



*EffEventi*  
*The invisible energy*

**Studio di Impatto Ambientale  
della centrale eolica off-shore  
di TERMOLI**

**Effeventi S.r.l.**

**Via Caminadella 13**

**20123 Milano**

## INDICE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

1	INTRODUZIONE.....	1
1.1	GENERALITÀ E MOTIVAZIONE DELL'OPERA.....	1
1.2	LOCALIZZAZIONE E INQUADRAMENTO DELL'OPERA .....	4
2	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO .....SEZ-A.....</b>	<b>13</b>
2.1	INQUADRAMENTO NORMATIVO SULLA PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO .....	14
2.1.1	<i>Pianificazione e normativa comunitaria.....</i>	<i>15</i>
2.1.2	<i>Pianificazione e normativa nazionale.....</i>	<i>20</i>
2.1.3	<i>Competenze giurisdizionali.....</i>	<i>23</i>
2.1.4	<i>Normativa riguardo la regolamentazione della pesca.....</i>	<i>24</i>
2.1.5	<i>Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2005.....</i>	<i>25</i>
2.1.6	<i>Pianificazione Regionale.....</i>	<i>26</i>
2.2	RELAZIONE TRA IL PROGETTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE.....	26
2.3	INQUADRAMENTO NORMATIVO IN MATERIA DI IMPATTO AMBIENTALE .....	27
2.3.1	<i>Normativa nazionale in materia di impatto ambientale.....</i>	<i>27</i>
2.3.2	<i>Normativa regionale in materia di impatto ambientale.....</i>	<i>28</i>
2.3.3	<i>Protocollo d'Intesa di Torino (4 giugno 2001) per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio.....</i>	<i>29</i>
2.3.4	<i>Aree Marine Protette e Rete Natura 2000.....</i>	<i>31</i>
2.3.5	<i>Inquadramento normativo delle opere connesse al progetto.....</i>	<i>36</i>
3	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....SEZ -B.....</b>	<b>38</b>
3.1	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE EOLICA OFFSHORE .....	38
3.1.1	<i>Turbine eoliche.....</i>	<i>40</i>
3.1.2	<i>Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori.....</i>	<i>47</i>
3.1.3	<i>Cavo di collegamento con la costa.....</i>	<i>48</i>
3.1.4	<i>Cabina di trasformazione a terra.....</i>	<i>48</i>

3.1.5	<i>Soluzione di allacciamento alla rete elettrica nazionale</i> .....	51
3.2	DESCRIZIONE DELL'INSTALLAZIONE DELLE TURBINE OFFSHORE .....	53
3.2.1	<i>Preparazione del fondo</i> .....	54
3.2.2	<i>Fondazioni</i> .....	55
3.2.3	<i>Parte di transizione</i> .....	59
3.2.4	<i>La torre eolica e la turbina</i> .....	60
3.2.5	<i>Posa dei cavi</i> .....	61
3.3	OPZIONI DI PROGETTO: SITI ALTERNATIVI E PUNTI DI APPRODO .....	63
3.3.1	<i>Opzione 0: mantenimento dello stato di fatto</i> .....	64
3.3.2	<i>Opzione 1: Sito 1 per l'impianto eolico</i> .....	65
3.3.3	<i>Opzione 2: Sito 2 per l'impianto eolico</i> .....	67
3.3.4	<i>Alternative di percorso per i cavi sottomarini e posizionamento della cabina di trasformazione</i> .....	69
3.3.5	<i>Alternative per i punti di approdo</i> .....	69
3.4	DESCRIZIONE DELL'AREA .....	69
3.4.1	<i>Aspetti fisici</i> .....	70
3.4.2	<i>Aspetti biologici</i> .....	80
3.4.3	<i>Attività umane</i> .....	86
4	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE</b> .....SEZ -C.....	93
4.1	INDAGINE CONOSCITIVA PRELIMINARE.....	94
4.1.1	<i>Premessa</i> .....	94
4.1.2	<i>Identificazione dei fattori di impatto</i> .....	94
4.1.3	<i>Identificazione delle componenti ambientali interessate</i> .....	95
4.1.4	<i>Identificazione dell'area vasta preliminare</i> .....	97
4.2	AVIFAUNA.....	99
4.2.1	<i>Premessa e caratteristiche generali</i> .....	99
4.2.2	<i>Stato di fatto prima dell'intervento: specie di uccelli presenti sul territorio in esame</i> 100	
4.2.3	<i>Valutazione dell'impatto</i> .....	115
4.2.4	<i>Conclusioni</i> .....	118

4.2.5	Misure di mitigazione .....	119
4.3	FLORA E FAUNA MARINA .....	121
4.3.1	Premessa e caratteristiche generali.....	121
4.3.2	Stato di fatto prima dell'intervento: specie presenti nell'area in esame .....	122
4.3.3	Valutazione degli impatti.....	125
4.3.4	Conclusioni .....	138
4.3.5	Misure di mitigazione .....	138
4.4	AMBIENTE MARINO .....	140
4.4.1	Premessa e caratteristiche generali.....	140
4.4.2	Stato di fatto prima dell'intervento .....	140
4.4.3	Valutazione degli impatti.....	143
4.4.4	Conclusione.....	146
4.4.5	Misure di mitigazione .....	147
4.5	IMPATTO VISIVO E PAESAGGISTICO.....	149
4.5.1	Premessa e caratteristiche generali.....	149
4.5.2	Stato di fatto prima dell'intervento .....	150
4.5.3	Valutazione degli impatti sul paesaggio .....	172
4.5.4	Conclusioni .....	187
4.5.5	Misure di mitigazione .....	188
4.6	RUMORE.....	189
4.6.1	Premessa e caratteristiche generali.....	189
4.6.2	Stato di fatto prima dell'intervento .....	200
4.6.3	Valutazione degli impatti.....	200
4.6.4	Conclusioni .....	205
4.6.5	Misure di mitigazione .....	206
4.7	CAMPI ELETTROMAGNETICI (CEM).....	207
4.7.1	Premessa e caratteristiche generali.....	207
4.7.2	Stato di fatto prima dell'intervento .....	212
4.7.3	Valutazione degli impatti.....	212
4.7.4	Conclusione.....	218
4.8	RISCHIO DI INCIDENTI E COLLISIONI.....	219



4.9	VALUTAZIONE DI INCIDENZA DELLA CABINA DI TRASFORMAZIONE A TERRA .....	219
4.9.1	<i>Premessa e caratteristiche generali</i> .....	219
4.9.2	<i>Stato di fatto prima dell'intervento</i> .....	220
4.9.3	<i>Valutazione delle eventuali incidenze</i> .....	222
4.9.4	<i>Conclusioni</i> .....	224
4.9.5	<i>Misure di mitigazione</i> .....	225
4.10	PIANO DI MONITORAGGIO .....	225
4.11	CONCLUSIONI.....	226
5	SINTESI DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE .....	229
5.1	VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI .....	229
5.2	IMPATTO SOCIO-ECONOMICO .....	231
5.3	SINTESI DELLE MISURE DI MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI.....	233
5.4	RECUPERO DEL SITO E PIANO DI RIPRISTINO DELL'AREA .....	235
	BIBLIOGRAFIA.....	237



## INDICE DEGLI ALLEGATI PROGETTUALI

### **APPROFONDIMENTO: Analisi dell'impatto ambientale delle opere connesse:**

**elettrodotto e cabina di trasformazione**

#### **ALLEGATO A:**

Studio delle potenzialità anemologiche del sito e progetto del layout della centrale eolica utilizzando il software *WindFarm*.

- ◆ Descrizione del software utilizzato;
- ◆ Layout di progetto;
- ◆ Valutazione dell'energia producibile;
- ◆ Impatto visivo;
- ◆ Impatto sonoro.

#### **ALLEGATO B:**

Indagini geognostiche eseguite *in situ*, che comprendono

- ◆ Rapporto finale;
- ◆ Tavole delle line sismiche;
- ◆ Planimetria dell'area con il tracciato delle linee di navigazione percorse per svolgere l'indagine.
- ◆ "Report on review of geophysical survey and driveability of monopiles for Termoli windmill site"

#### **ALLEGATO C:**

Descrizione tecnica dell'impianto elettrico della centrale eolica off-shore e della cabina di trasformazione a terra

#### **ALLEGATO D:**

Descrizione di massima dei lavori di installazione delle turbine eoliche, posa del cavo sottomarino e posa del cavo terrestre.

#### **ALLEGATO E:**

Coordinate degli elementi principali dell'impianto eolico offshore

#### **ALLEGATO F:**

Relazione di dimensionamento delle apparecchiature elettriche principali dell'impianto eolico off-shore

**ALLEGATO G:** Computo metrico delle apparecchiature dell'impianto eolico offshore



**ALLEGATO H:**

Planimetria generale delle apparecchiature e percorsi dei cavi principali.

**ALLEGATO I:**

Schema unifilare dell'impianto elettrico dell'impianto eolico off-shore

**ALLEGATO L:**

Planimetria della disposizione delle apparecchiature nella sottostazione di trasformazione

**ALLEGATO M:**

Opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete Elettrica nazionale: localizzazione e descrizione dell'impianto elettrico di massima della sottostazione di smistamento. Descrizione tecnica di principio dell'impianto elettrico, criteri di dimensionamento e computo metrico.

**ALLEGATO N:** Opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete Elettrica nazionale: schema unifilare impianto elettrico

**ALLEGATO O:** Opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete Elettrica nazionale: planimetria generale dei percorsi delle linee aeree

**ALLEGATO P:** Opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete Elettrica nazionale: planimetria e disposizione apparecchiature in sottostazione

**ALLEGATO Q:** Opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete Elettrica nazionale: planimetria edifici ausiliari di sottostazione

**ALLEGATO R:** documenti attestanti la Certificazione Internazionale delle turbine eoliche offshore da 3,6MW e da 3MW

**ALLEGATO S:** atto di impegno al ripristino del sito eolico

**ALLEGATO T:** documentazione tecnica del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale che attesta le modalità di allaccio alla rete elettrica della centrale eolica offshore di Termoli;

**ALLEGATO U:** documentazione tecnica del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale che attesta le osservazioni alla documentazione progettuale concernente le opere connesse al collegamento della centrale eolica offshore di Termoli con la Rete e la sottostazione di smistamento.

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1: Potenza annua prodotta nel mondo da impianti eolici.....	3
Figura 1.2: Potenza cumulata prodotta nel mondo da impianti eolici. ....	3
Figura 1.3: Area idonea all'installazione di un parco eolico offshore, selezionata tra le aree individuate nello studio di prefattibilità per EFFEVENTI S.r.l. [7]; la parte cerchiata in rosso indica il tratto di mare oggetto del presente studio. ....	6
Figura 1.4: Particolare della mappa di velocità media del vento a 74 m s. l. m nell'area in cui ricade il layout di progetto indicato dal quadrilatero blu.....	7
Figura 1.5: Particolare della mappa di energia espressa MWh per una turbina, a 74 m s. l. m nell'area in cui ricade il layout di progetto indicato dal quadrilatero dal perimetro blu.....	8
Figura 1.6: Rosa dei venti costruita sulla base di dati registrati alla stazione dell'aeronautica Militare di Termoli.....	9
Figura 1.7: Schema del layout di progetto; le bandierine blu indicano i confini dell'area all'interno del quale si trova un'area più piccola dove sono state posizionate le turbine indicate dalle bandierine nere.....	10
Figura 1.8: Foto aerea del tratto di costa che si sviluppa tra Termoli e Vasto.....	11
Figura 2.1: Localizzazione delle Isole Tremiti.....	31
Figura 2.2: Area Marina Protetta istituita delle Isole Tremiti; i colori indicano se il tratto di area considerato appartiene alla tipologia di zona A, B, C, per le quali vigono restrizioni maggiori dalla zona C alla Zona A. ....	32
Figura 2.3: Siti di Importanza Comunitaria istituiti e/o proposti nella regione Molise. ....	34
Figura 2.4: Sito di Importanza Comunitaria proposto n. IT7228221 nella regione Molise. ....	36
Figura 3.1: Schema di una centrale eolica offshore.....	39
Figura 3.2: Schema ingombro di una turbina.....	40
Figura 3.3: Turbina eolica da 3,6 MW installata in mare.....	42
Figura 3.4: Schema della parte superiore di una turbina eolica; il pallino azzurro indica i componenti più esterni (blade: pala; nacelle: gondola; tower: torre) costituiti con un materiale studiato per resistere all'ambiente marino; il pallino giallo indica gli elementi di trasferimento; il pallino rosso indica gli elementi di controllo; il pallino verde indica gli elementi per la generazione di energia elettrica.....	43
Figura 3.5: Curva di potenza della turbina da 3.6 MW, utilizzata nell'ipotesi progettuale.....	44



Figura 3.6: Energia prodotta annualmente espressa in MWh, le curve rappresentano le isoenergetiche con un passo di 500 MWh. ....	44
Figura 3.7: Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori. ....	47
Figura 3.8: Possibile localizzazione della cabina di trasformazione della centrale eolica offshore di Termoli, nella Regione Molise. ....	49
Figura 3.9: Schema ed ingombro della cabina di trasformazione della centrale eolica offshore di Termoli. ....	50
Figura 3.10: Linee elettriche lungo la costa che si snoda tra Larino e Villanova, i tratti indicati dalle freccette nere sono i tratti che devono essere ripotenziati secondo il Piano di Sviluppo GRTN del 2003. ....	51
Figura 3.11: elettrodotto di collegamento indicato con la linea rossa tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento del GRTN. ....	52
Figura 3.12: Stazione di smistamento: l'elettrodotto a 150kV collega la sottostazione di trasformazione alla stazione di smistamento che a sua volta collega la centrale eolica off-shore alla Rete nazionale indicata dalle 2 linee in viola parallele alla costa ....	53
Figura 3.13: Localizzazione delle centrali di Arklow e Horns Rev, prese ad esempio per l'illustrazione della metodologia adottata nell'installazione delle turbine offshore. ....	54
Figura 3.14: Rappresentazione schematica del fondale ricoperto da uno strato di ghiaia per prevenire la rimozione di sedimenti durante e dopo l'installazione dei pali. ....	54
Figura 3.15: "Side stone dumping vessel", tipo di imbarcazione utilizzata per il versamento in mare di materiale ghiaioso e pietrisco. ....	55
Figura 3.16: Caricamento dei pali di fondazione e fase di sollevamento del pontone nel punto di installazione dei pali di fondazione. ....	56
Figura 3.17: Tilting frame, dispositivo per inclinare i pali e portarli in posizione eretta; hammering frame, dispositivo per tenere i pali perfettamente verticali. ....	57
Figura 3.18: Fase di sollevamento del martello e successivo posizionamento in corrispondenza della testa del palo. ....	58
Figura 3.19: Faro di segnalazione temporaneo posizionato in corrispondenza del palo di fondazione. ....	59
Figura 3.20: Installazione del pezzo di transizione a Horns Rev. ....	59
Figura 3.21: Installazione della torre in due componenti nel progetto di Horns Rev. ....	60
Figura 3.22: Installazione della turbina con il metodo bunny ear, nel progetto di Horns Rev. ....	61

Figura 3.23: Installazione della turbina da 3,6 MW, con il metodo tradizionale, nel progetto di Arklow. ....	61
Figura 3.24: Installazione dei cavi di collegamento tra le turbine (in-field). Inserimento del cavo nel j-tube con l'assistenza di un sub. ....	62
Figura 3.25: Nave per l'installazione di cavi di grosso diametro offshore. ....	62
Figura 3.26: Mezzi utilizzati per l'interramento dei cavi. ....	63
Figura 3.27: Layout di progetto, opzione 1. la linea gialla contiene un allevamento di pesci, la linea verde rappresenta un allevamento di cozze, la linea viola evidenzia i confini di competenza della Capitaneria di Porto di Termoli. ....	66
Figura 3.28: Impatto visivo di una centrale eolica utilizzando 108 aerogeneratori da 1,5 MW. ....	68
Figura 3.29: Area di riferimento per la descrizione delle caratteristiche del sito scelto per l'installazione della centrale eolica offshore di Termoli. ....	70
Figura 3.30: Distribuzione dei tipi morfologici fondamentali presenti lungo la costa italiana. La costa molisana appartiene alla categoria morfologia dei terrazzi. ....	71
Figura 3.31: Posizionamento prelievo dei campioni di acqua di mare. ....	72
Figura 3.32: Qualità delle acque al largo delle coste della regione Molise; il triangolo azzurro indica un livello di alta qualità, il triangolo verde di media qualità e il triangolo rosso di bassa qualità. La mappa si riferisce a campionamenti eseguiti la prima settimana di giugno. La prima fascia azzurra indica la batimetrica di 10 m, la linea azzurra indica la batimetrica di 20 m. ....	74
Figura 3.33: Mappa di velocità del vento a 74 m sul livello del mare. La mappa è stata ottenuta seguendo la metodologia adottata per la realizzazione dell'Atlante Eolico d'Italia. ....	75
Figura 3.34: Distribuzione di Weibull della velocità del vento. Il parametro di scala è $A=7,2$ ; il parametro di forma $k=1,44$ ; la velocità media è circa 6,53 m/s. ....	76
Figura 3.35: Rappresentazione schematica dei flussi superficiali in $m^3/anno \times 10^{12}$ (numero superiore) e della salinità per mille (numero inferiore) nel Mediterraneo. Le frecce indicano l'andamento superficiale delle correnti. ....	77
Figura 3.36: Dettaglio delle correnti superficiali che interessano l'area del bacino Adriatico. ....	77
Figura 3.37: Stazioni di rilevamento APAT Idromare. ....	78
Figura 3.38: Grafico polare del clima ondoso relativo alla stazione di Ortona. ....	79
Figura 3.39: Distribuzione del numero di specie interessate dalla pesca nel Mediterraneo [18]. ....	82
Figura 3.40: Uccelli migratori abituali elencati nell'allegato I della direttiva 79/409/CEE. ....	83
Figura 3.41: Uccelli migratori abituali non elencati nell'allegato I della direttiva 79/409/CEE. ....	84

Figura 3.42: Rappresentazione schematica delle rotte migratorie in Italia. ....	84
Figura 3.43: Fotogrammi delle riprese subacquee effettuate nell'area di indagine. Il fondale appare sabbioso e povero di vegetazione. ....	85
Figura 3.44: Mappa della presenza turistica estiva nel Mediterraneo [19]. ....	87
Figura 3.45: Porto di Termoli. ....	88
Figura 3.46: Localizzazione delle aree dedite all'allevamento di cozze e di pesci. Le aree sono indicate dalle bandierine fucsia. ....	89
Figura 3.47: Mappa stradale con indicazione delle rotte di navigazione lungo le coste della regione Molise e della regione Abruzzo. Le linee tratteggiate rosse indicano i principali collegamenti che interessano il porto di Termoli e il porto di Vasto. Tali collegamenti non rientrano nell'area occupata dalle turbine. ....	90
Figura 3.48: L'area indicata dal perimetro e dalla nomenclatura RKS, denota la presenza di rocce affioranti. ....	91
Figura 3.49: Stralcio della carta nautica con indicazione sia delle rocce affioranti sia del relitto. ....	92
Figura 4.1: Area vasta preliminare. Tale area è definita dal cerchio giallo il cui centro è posizionato in corrispondenza della centrale eolica e il raggio è di circa 50 km. ....	98
Figura 4.2: distribuzione della popolazione di Nibbio Bruno in Europa [33]. ....	101
Figura 4.3: Distribuzione del Falco di palude in Europa. ....	102
Figura 4.4: Distribuzione dell'Albanella Reale in Europa [33]. ....	103
Figura 4.5: Distribuzione del Cavaliere d'Italia. ....	103
Figura 4.6: Distribuzione dell'Occhione in Europa [33]. ....	104
Figura 4.7: Distribuzione del Combattente in Europa [33]. ....	105
Figura 4.8: Distribuzione del Gabbiano Corallino [33]. ....	106
Figura 4.9: Distribuzione del mignattino in Europa [33]. ....	106
Figura 4.10 : Distribuzione del Mignattino piombato in Europa [33]. ....	107
Figura 4.11: Distribuzione del Tarabusino in Europa [33]. ....	108
Figura 4.12: Distribuzione della nitticora in Europa [33]. ....	108
Figura 4.13: Distribuzione dello squacco in Europa [33]. ....	109
Figura 4.14: Distribuzione della garzetta in Europa [33]. ....	110
Figura 4.15: Distribuzione della spatola in Europa [33]. ....	110
Figura 4.16: Distribuzione del moretta tabaccata in Europa [33]. ....	111
Figura 4.17: Distribuzione del schiribilla in Europa [33]. ....	111

Figura 4.18: Distribuzione del voltolino in Europa [33].	112
Figura 4.19: Distribuzione dell'avocetta in Europa [33].	113
Figura 4.20: Distribuzione del piro-piro boschereccio in Europa[33].	113
Figura 4.21: Rocce affioranti in località Marina di Montenero.	114
Figura 4.22: Area di studio nella valutazione di specie ittiche presenti nel sito di interesse.	122
Figura 4.23: Andamento della temperatura superficiale del mare ad Ortona.	142
Figura 4.24: Centri abitati nell'area vasta considerata. Le aree colorate di fucsia indicano la presenza di agglomerati urbani e centri abitati.	151
Figura 4.25: Mappa del Borgo Antico di Termoli, fotografata in Piazza del Duomo a Termoli. I punti più caratteristici del borgo sono Via Federico II di Svevia, il Castello, il Duomo, i Bastioni.	152
Figura 4.26: Vista sul mare di un trabucco, ripresa da via Federico II di Svevia, immagine scattata il 27 settembre 2005.	153
Figura 4.27: Il Castello, sede oggi della stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare 32° Stormo. L'immagine è stata ripresa dall'antistante Via Colombo, il 27 settembre 2005.	154
Figura 4.28: Ripresa del braccio di mare antistante il Castello, immagine scattata il 27 settembre 2005.	155
Figura 4.29: Punto di vista dal quale è visibile un ampio braccio di mare.	156
Figura 4.30: Vista sul mare da piazza S. Antonio a Vasto, foto scattata il 28 settembre 2005.	156
Figura 4.31: Lungomare di S. Salvo Marina, vista in direzione N-O.	157
Figura 4.32: Vista verso S-E da lungomare di S. Salvo Marina	158
Figura 4.33: Cartello a Marina di Montenero che segnala una zona di balneazione non sicura. Tale cartello è posto su una scogliera.	159
Figura 4.34: Vista da Marina di Montenero verso l'area in cui sarà localizzata la centrale.	159
Figura 4.35: Vista sul mare dalla spiaggia di Petacciato Marina.	160
Figura 4.36: Petacciato, vista dalla strada. Sulla sinistra si vede una torre nei pressi della quale è stata scattata l'immagine che mostra la vista sul mare.	161
Figura 4.37: Panorama da Petacciato guardando verso il mare.	162
Figura 4.38: Punto di vista verso il porto di Termoli, da Largo Belvedere a Campomarino.	163
Figura 4.39: Panorama da Largo Belvedere a Campomarino.	163
Figura 4.40: Lido di Campomarino, 28 settembre 2005.	164

Figura 4.41: Isole Tremiti rispetto ai principali porti del medio e basso Adriatico e dettaglio dell'arcipelago. ....	165
Figura 4.42: Mappa dell'isola di San Domino. La stellina azzurra indica il punto di vista dal quale è stata scattata la foto. ....	166
Figura 4.43: Vista verso il Molise da isola di San Donato. ....	167
Figura 4.44: Altopiano del Gargano; la zona indicata in verde nell'immagine piccola è un parco naturale. La zona cerchiata in rosso è l'area dalla quale consideriamo l'impatto visivo della centrale eolica. ....	168
Figura 4.45: Vista dall'altopiano del Gargano, il punto scelto si trova nei pressi della località San Marco Lamis, [51]. ....	169
Figura 4.46: Porto di Termoli visto dalla motonave in direzione delle Isole Tremiti. ....	170
Figura 4.47: Vista sul mare dalla SS 16, a Sud di Petacciato Marina (circa chilometro 535 della SS16). ....	171
Figura 4.48: Veduta aerea virtuale, ad un'altezza di circa 300 m, [51]. ....	172
Figura 4.49: Planimetria con la visibilità delle turbine nell'area vasta considerata. La visibilità è calcolata riferendosi alla gondola delle turbine. I diversi colori indicano il numero di elementi visibili. ....	173
Figura 4.50: Fotoinserimento n° 1, Stazione Aeronautica della città di Termoli. ....	175
Figura 4.51: Fotoinserimento n° 2, vista sul mare dal Belvedere della città di Vasto. ....	176
Figura 4.52: Fotoinserimento n° 3, vista da San salvo Marina, inizio della passeggiata a mare. ....	177
Figura 4.53: Fotoinserimento n° 4, vista dal litorale di Marina di Montenero in prossimità della foce del Fiume Trigno. ....	178
Figura 4.54: Fotoinserimento n° 5, litorale nei pressi di Petacciato Marina, foce del torrente Tecchio. ....	179
Figura 4.55: Fotoinserimento n° 6, panorama sul mare da Petacciato. ....	180
Figura 4.56: Fotoinserimento n°7, vista virtuale da Campomarino, le turbine blu sono in realtà dietro alla città di Termoli e al porto. ....	181
Figura 4.57: Fotoinserimento n° 8, vista in direzione del porto di Termoli da Lido di Campomarino. ....	182
Figura 4.58: Fotoinserimento n°9, vista dall'Isola di San Domino, le turbine sono situate al limite dell'orizzonte, quasi invisibili, sono indicate dalla nuvoletta. ....	183



Figura 4.59: Fotoinserimento n°10, vista della costa molisana dall'Altopiano del Gargano, l'osservatore è posto ad un'altezza di circa 800 m.....	184
Figura 4.60: Fotoinserimento n° 11, vista della centrale dalla motonave che si dirige alle Isole Tremiti. ....	185
Figura 4.61: Fotoinserimento n°12, strada statale n°16.....	186
Figura 4.62: Immagine virtuale che mostra la centrale vista dall'alto durante un ipotetico volo a bassa quota (circa 300m) in corrispondenza della centrale stessa.....	187
Figura 4.63: Impatto sonoro relativo ad una qualsiasi turbina: in questo caso è analizzato il rumore emesso su una banda larga; le isolinee rappresentano i decibel emessi. ....	201
Figura 4.64: Layout delle turbine con isolinee di emissione dei suono nel caso di utilizzo di una determinata turbina di cui è nota l'emissione in frequenza di bande d'ottava. ....	203
Figura 4.65: Grafico del rumore generato da una turbina in funzione della velocità del vento, in prossimità della gondola. ....	204
Figura 4.66: Layout di progetto con indicazione delle diverse componenti. La linea bianca che collega la sottostazione alla stazione di smistamento GRTN è una linea a 150 kV.....	214
Figura 4.67: Schema di collegamento aereo tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento.....	215
Figura 4.68: Immagine ripresa dalla statale n°16 verso la linea della ferrovia, 13 km a Sud di Vasto. ....	218
Figura 4.69: Dettaglio del luogo in cui sarà posizionata la cabina di trasformazione indicata dal quadratino bianco a cui si collegano i cavi in viola provenienti dal mare .....	223

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1: Coordinate del quadrilatero selezionato per l'ubicazione del parco eolico offshore.....	9
Tabella 2.1: Valori di riferimento della Direttiva 27 settembre 2001, n. 77 del Parlamento e del Consiglio europeo.....	17
Tabella 2.2: Habitat presenti nel pSIC IT7228221 e percentuali sul territorio relative alle singole tipologie.....	35
Tabella 3.1: Risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate su due campioni di acqua marina prelevati nel tratto di mare che va da Termoli a Vasto.....	72
Tabella 3.2: Andamento annuo della qualità dell'acqua in Molise, dalla prima settimana di gennaio alla prima settimana di giugno nell'anno 2005.....	74
Tabella 3.3: Coordinate degli estremi dell'area che individua le rocce affioranti.....	91
Tabella 4.1: Legenda mappa distribuzione uccelli.....	101
Tabella 4.2: Salinità campionamenti, Luglio 2005.....	141
Tabella 4.3: Salinità banca dati Si.Di.Mar.; il campionamento è stato effettuato la prima settimana di giugno, a 3 km di distanza dalla costa.....	141
Tabella 4.4: Temperatura dell'acqua nei punti campionati, Luglio 2005.....	142
Tabella 4.5: Elenco dei ricettori sensibili all'impatto visivo, analizzati per lo studio di impatto ambientale.....	174
Tabella 4.6: Definizione delle classi di zonizzazione acustica del territorio.....	192
Tabella 4.7: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni con Piano Regolatore.....	194
Tabella 4.8: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni senza Piano Regolatore.....	194
Tabella 4.9: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni che adottano una zonizzazione acustica del territorio.....	194
Tabella 4.10: Valori limite di emissione - Leq in dB(A), TABELLA B del DPCM 14.11.1997.....	197
Tabella 4.11: Valori limite di immissione - Leq in dB(A), TABELLA C del DPCM 14.11.1997....	198
Tabella 4.12: Valori di qualità - Leq in dB(A), TABELLA D del DPCM 14.11.1997.....	199
Tabella 4.13: Livelli di rumore causati da diverse sorgenti.....	202
Tabella 4.14: Stima indicativa dello spettro di bande d'ottava corrispondente al massimo valore di riferimento di livello di pressione sonora (Sound Pressure Level) di 110 dB(A).....	204



**Hanno collaborato:**

- **Progettazione e coordinamento generale:** ing. Luca Wagner, *Effeventi srl*
  
- **Studio di impatto ambientale e analisi delle caratteristiche anemologiche del sito:**
  1. ing. Paola Latona, ing. Luca Villa, *Atmospheric and Oceanic Physics Group, Università di Genova*
  2. ing. Jan van der Tempel, ing. Michiel Zaaijer, *Offshore Engineering Wind Energy, Delft University of Technology, Olanda*
  3. ing. Mariangela Crocetta, *Effeventi srl, Milano*
  
- **Progetto preliminare dell'impianto eolico offshore:** ing. Luca Wagner, ing. Paola Sezenna, *Effeventi srl, Milano*
  
- **Progetti elettrici dell'impianto eolico, delle sottostazioni di trasformazione e di smistamento e descrizione dei lavori di installazione delle turbine:**
  1. ing. Giovanni Dondi, ing. Francesco Grande, *Studio Dondi, Pavia*
  2. ing. Jan van der Tempel, *Offshore Engineering Wind Energy, Delft University of Technology, Olanda*
  
- **Prospezioni geosismiche dei fondali marini e caratterizzazione stratigrafica dei profili ottenuti:**
  1. dott. Capruzzi, dott. Degiosa, *Coastal Consulting & Exploration S.r.l., Bari*
  2. ing. Geert Jonker, *GeoDrive Technology BV, Olanda*
  
- **Dimensionamento di massima delle fondazioni delle turbine e dei martelli idraulici:**
  1. ing. Geert Jonker, *GeoDrive Technology BV, Olanda*
  2. ing. Jan Albert Westerbeek, *IHC Hydrohammer BV, Olanda*



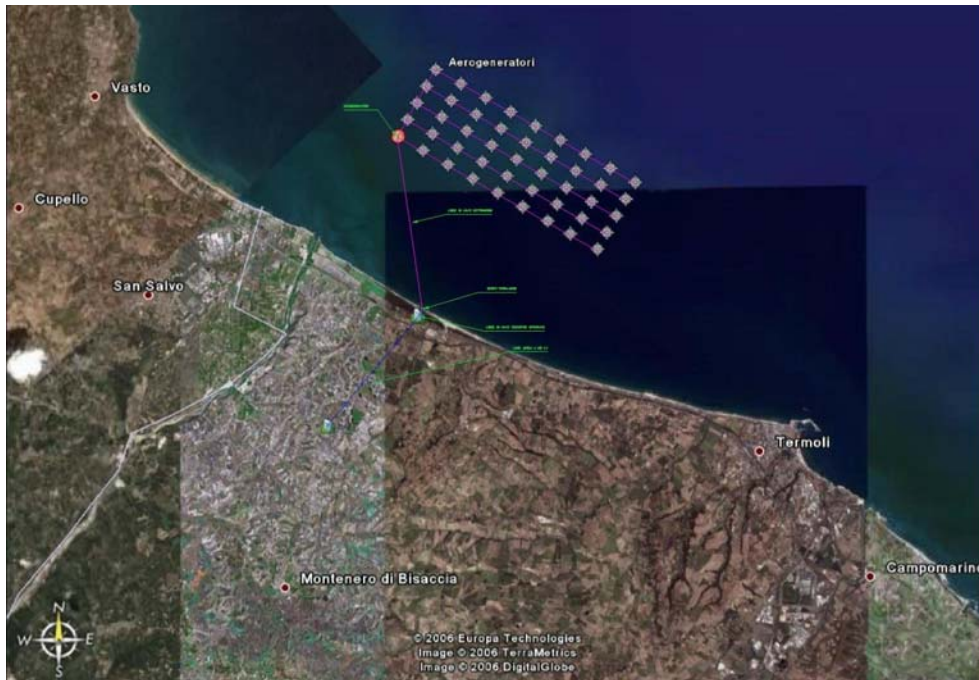


Figura a: simulazione via satellite della centrale eolica ed un ingrandimento dei collegamenti con la rete elettrica nazionale



## 1 INTRODUZIONE

L'Università di Genova ha condotto per la società EFFEVENTI S.r.l. uno studio<sup>1</sup> di prefattibilità nel quale sono state analizzate le caratteristiche anemologiche di aree situate al largo della costa dell'Italia continentale, esclusa la Regione Calabria. Lo studio è stato effettuato secondo la metodologia applicata dall'Università di Genova per la realizzazione dell'Atlante Eolico d'Italia. Da questo studio è emerso che uno dei potenziali siti in cui realizzare un parco eolico è ubicato lungo le coste della Regione Molise.

Con il presente studio Effeventi srl intende illustrare le caratteristiche di progetto di un impianto eolico *offshore* da realizzare all'interno dell'area suddetta, evidenziando gli eventuali impatti ambientali conseguenti a tale realizzazione.

### 1.1 Generalità e motivazione dell'opera

La necessità di utilizzare fonti di energia che limitino le emissioni di gas serra in atmosfera è stata dibattuta a lungo durante la Convenzione di Kyoto sui cambiamenti climatici, nel 1997 [1]. I soggetti che hanno preso parte alla Convenzione, indicate nell'Annesso B del Protocollo di Kyoto, si sono impegnati "a ridurre il totale delle loro emissioni di gas serra del 5% in rapporto al livello del 1990, nel corso del periodo di impegno tra il 2008 e il 2012".

Per ogni Stato partecipante è stata stabilita una percentuale di emissione di gas serra, rispetto al 1990, che dovrà essere raggiunta nel periodo compreso tra il 2008 ed il 2012, con una riduzione complessiva pari al 5%.

Il nostro Paese, che appartiene al gruppo delle Nazioni incluse nell'Annesso B del Protocollo, dovrà raggiungere l'obiettivo di riduzione dei gas serra di una percentuale dell'8% (ovvero la stessa percentuale indicata per tutti i Paesi appartenenti all'Unione Europea).

Il problema delle emissioni di gas serra in atmosfera è stato recepito dalla Commissione Europea nel Libro Bianco della CE sulle Fonti Rinnovabili del 26 novembre 1997 [2], nel quale si sottolinea l'esigenza di favorire, con adeguate normative tecniche e manovre finanziarie, la promozione delle fonti rinnovabili, in tutti gli Stati membri.

---

<sup>1</sup>"Studio di prefattibilità ambientale per l'installazione di una centrale eolica *offshore* in Italia continentale", 21 Maggio 2005.



In Italia è stato approvato il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili [3], con il quale il Governo italiano attribuisce a tali fonti una rilevanza strategica. Nel documento suddetto sono state analizzate le risorse energetiche disponibili nel nostro Paese tra le quali viene considerata l'energia eolica.

Il vento è una risorsa sicura, pulita e abbondante; al contrario dei combustibili fossili, è una risorsa potenzialmente disponibile in ogni parte del mondo e a costo zero.

L'industria del vento ha registrato negli ultimi anni una rapida crescita e le tecnologie per lo sfruttamento della forza del vento hanno raggiunto un livello sufficientemente elevato da permettere la diffusione dell'eolico su scala mondiale. Oggi l'installazione di una centrale eolica richiede molto meno tempo rispetto all'installazione di una centrale elettrica tradizionale.

I principali benefici dell'utilizzo dell'energia eolica si possono riassumere nei seguenti punti:

- nessuna emissione di gas serra, in particolare CO<sub>2</sub>, a differenza delle centrali tradizionali;
- risorsa disponibile e fruibile nella maggior parte del pianeta;
- indipendenza dalle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili;
- nuove prospettive industriali e occupazionali per le fasi di realizzazione e l'assemblaggio delle componenti, la posa in opera, l'esercizio e la manutenzione degli impianti.

Secondo le stime del *Global Wind Energy Council* (GWEC), l'industria mondiale dell'energia eolica ha installato 8154 MW solo nel 2004, un aumento del 19% della potenza installata totale che ha raggiunto così i 47912 MW [4].

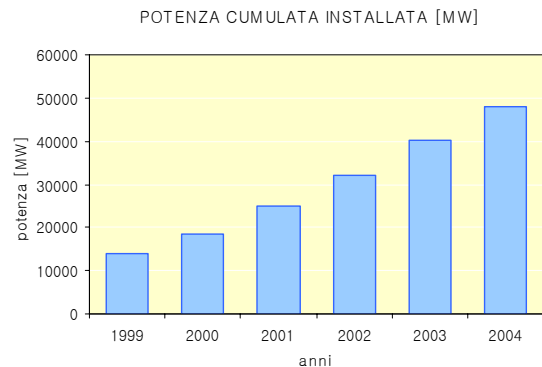
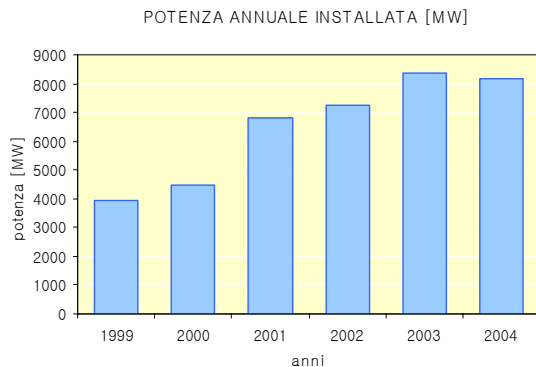


Figura 1.1: Potenza annua prodotta nel mondo da impianti eolici.

Figura 1.2: Potenza cumulata prodotta nel mondo da impianti eolici.

L'istogramma in Figura 1.1 mostra che dal 1999 al 2004 capacità installata annualmente derivante da impianti eolici è raddoppiata, nonostante la lieve inflessione registrata nel 2004 rispetto al 2003. La Figura 1.2 mostra la potenza cumulata installata, considerando anche gli impianti costruiti precedentemente al 1999.

Il rapporto *WIND FORCE 12* [4], condotto dall' *European Wind Energy Association* (EWEA) congiuntamente con *Greenpeace*, mostra come l'eolico possa soddisfare il 12 % del fabbisogno energetico globale entro il 2020. Nel rapporto emerge chiaramente come l'Italia sia in una situazione di estremo ritardo nel campo delle energie rinnovabili in generale e dell'eolico in particolare. Alla fine del 2004, la potenza installata in Italia era di 1125 MW (sebbene non tutte le turbine fossero collegate in rete), un dato che pone il nostro Paese al quarto posto in Europa, ma che potrebbe migliorare visto che il potenziale installabile stimato è almeno di 5000 MW. L'industria italiana dell'eolico impiega oggi oltre 2000 persone.

In Europa, i paesi con maggiore potenza eolica installata sono Germania (16629 MW), Spagna (8263 MW) e la Danimarca (3117 MW), ma già diversi paesi sono al di sopra della soglia dei 1000 MW. Per quanto riguarda l'Italia, nel 2004 sono stati installati 357 MW di nuovi impianti eolici, con un tasso annuo di crescita di circa il 40%. Dal 2004 ad oggi si sono raggiunti in Italia 1365 MW, prodotti da fonte eolica [6].

Oltre alle tradizionali *wind farm*, negli ultimi anni in Europa si sta diffondendo l'installazione di parchi eolici *offshore*. Questa nuova tecnologia nasce dall'aggregazione di conoscenze ormai acquisite nel campo dell'industria eolica e di conoscenze maturate nel campo delle tecnologie *offshore*, già



sperimentate per strutture quali le piattaforme petrolifere. Inoltre, le esperienze dei primi parchi eolici installati in Danimarca, Gran Bretagna, Svezia e Irlanda con una capacità produttiva complessiva di 600 MW, danno ragione di credere che gli impianti eolici *offshore* abbiano buone prospettive future.

Nello studio “*Offshore Wind - Implementing a New Power House for Europe*” [5], condotto da *Greenpeace*, e nel rapporto *WIND FORCE 12*, il contributo dovuto all'*offshore* è fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo del 12% del fabbisogno energetico mondiale da eolico, entro il 2020.

Le maggiori difficoltà nella costruzione di una centrale *offshore* sono connesse ai costi di realizzazione, più elevati rispetto alle centrali costruite su siti terrestri. Tuttavia nelle installazioni su terraferma gli aerogeneratori incidono sul costo totale per circa il 70%, mentre la parte degli aerogeneratori nell'*offshore* è inferiore al 50% dell'investimento. I costi principali sono dovuti alle fondazioni e al collegamento alla rete. La convenienza di una centrale *offshore* è da ricercare nella sua efficienza e nella riduzione degli impatti sull'ambiente circostante.

Infatti, per quanto riguarda l'efficienza, **i venti sono superiori a quelli disponibili sulla terraferma**: non incontrando ostacoli, il flusso eolico è meno turbolento e questo fattore è importante per il buon funzionamento e una maggior curabilità delle turbine.

Il progetto della centrale eolica alla quale si **riferisce il presente studio è il primo progetto di una centrale eolica *offshore* in Italia**. Tale progetto si inserisce nella politica di protezione dell'ambiente su scala globale contribuendo al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera.

## **1.2 Localizzazione e inquadramento dell'opera**

Il progetto di una centrale eolica *offshore* richiede un'analisi accurata delle caratteristiche del sito che dovrà accogliere la struttura.

Nello studio di prefattibilità per la localizzazione di un sito idoneo all'installazione di un impianto eolico *offshore* oltre ad avere analizzato le caratteristiche anemologiche dei diversi siti, è stata verificata la presenza di determinati vincoli lungo le coste dell'Italia continentale (Calabria esclusa) [7].



Note le caratteristiche eoliche del sito, l'idoneità dei siti *offshore* è stata determinata sulla base di vincoli di natura non strettamente tecnica, quali:

- presenza di aree naturali protette: in particolare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'Ambiente italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale);
- vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;
- presenza di importanti rotte di navigazione;
- altri vincoli (servitù militari, aeronautica, ecc.);

e sulla base di determinate caratteristiche tecniche, tra cui:

- la distanza dalla costa;
- la natura dei fondali;
- la profondità dei fondali;
- la superficie dell'area individuata;
- la possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale tramite elettrodotti situati nelle zone costiere.

Da questo studio è emerso che uno dei luoghi candidati all'installazione di un parco eolico è un ampio braccio di mare che si estende dal comune di Termoli alla Provincia di Pescara [7], indicato dall'area verde in Figura 1.3. Questo sito è stato scelto sia perché dall'analisi dei vincoli risultava favorevole all'installazione di una centrale, sia per le sue caratteristiche anemologiche. Per quanto riguarda la connessione alla rete, la zona costiera in tutto il tratto individuato è costellata di stazioni della rete a 150 kV (le linee sono di proprietà del GRTN), in corrispondenza dei principali centri abitati. In particolare le località di Ortona, Lanciano, Vasto, S. Salvo, Termoli Sinarca, Termoli ZI, Portocannone ospitano una stazione. Inoltre, il lungo tratto costiero è attraversato da un'unica linea a 380 kV aerea che unisce la stazione di Larino e la stazione di Villanova per una lunghezza complessiva di 101 km.

Riportiamo di seguito una sintesi dei risultati ottenuti riguardo all'area in Figura 1.3.

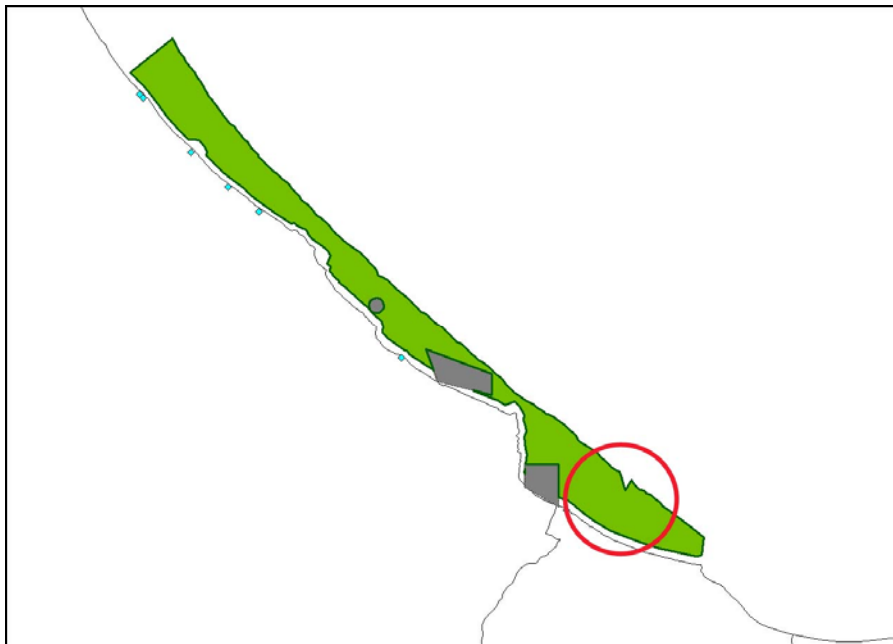


Figura 1.3: Area idonea all'installazione di un parco eolico offshore, selezionata tra le aree individuate nello studio di prefattibilità per EFFEVENTI S.r.l. [7]; la parte cerchiata in rosso indica il tratto di mare oggetto del presente studio.

In tale settore non ci sono Aree Marine Protette istituite o di prossima istituzione e non ci sono particolari vincoli archeologici; l'area non è attraversata da importanti rotte di navigazione; le aree soggette a servitù militari esistenti o nelle quali è vietato sostare o transitare sono state indicate dal colore grigio ed escluse dal tratto di mare considerato.

In una prima analisi è stata considerata una distanza minima dalla costa di 1 km ed una profondità massima dei fondali di 20 m; dalle carte nautiche risulta la presenza di un fondale fangoso a tratti sabbioso. La superficie dell'area è molto ampia pertanto, nel presente studio, prenderemo in considerazione solo la parte meridionale dell'area colorata in verde in Figura 1.3, e in particolare solo la parte che compete alla Regione Molise.

Dell'ampio settore risultante dalle indagini relative allo Studio di Prefattibilità, Effeventi ha selezionato una zona situata nel tratto di mare a Nord di Termoli e a Sud di Vasto, indicata in Figura 1.3 con il cerchio rosso.

Le simulazioni dei campi di vento tridimensionali finalizzate a ottenere la climatologia del vento nella fascia costiera della penisola italiana sono state eseguite utilizzando il modello diagnostico a conservazione di massa denominato WINDS (*Wind-field Interpolation by Non-Divergent Schemes*), sviluppato presso l'Università di Genova, seguendo una procedura analoga a quella utilizzata per la realizzazione dell'Atlante Eolico d'Italia [11]. La velocità media annua del vento a 74 m di quota s.l.m., nell'area individuata, varia da 6 a 8  $\text{ms}^{-1}$ .

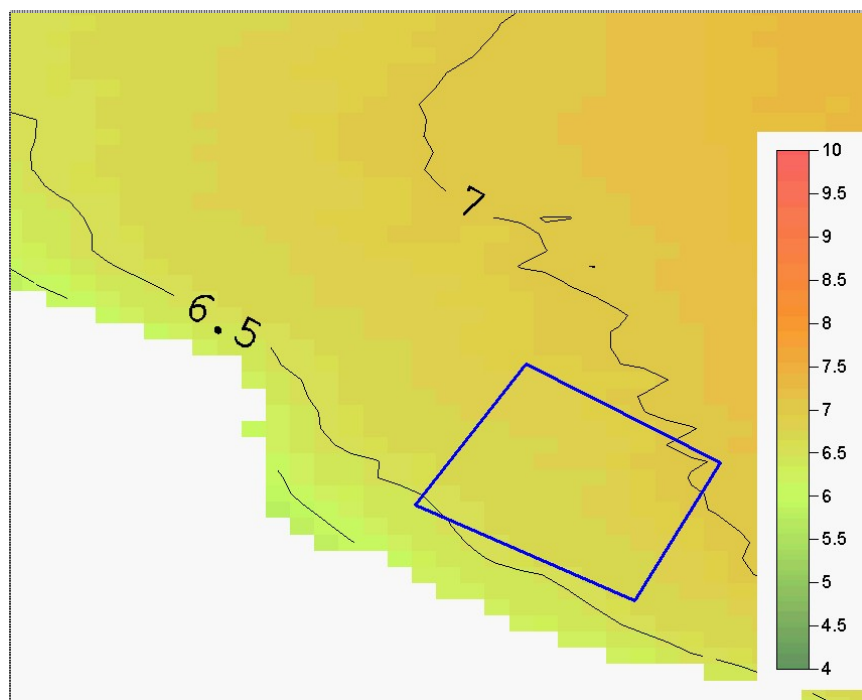


Figura 1.4: Particolare della mappa di velocità media del vento a 74 m s. l. m nell'area in cui ricade il layout di progetto indicato dal quadrilatero blu.

In particolare il *layout* di progetto è situato di fronte alle coste della Regione Molise, ove la velocità media annua stimata varia tra 6,5 e 7,5  $\text{ms}^{-1}$  (v. Figura 1.4).

Le velocità sono il risultato delle simulazioni effettuate e di un confronto con dati rilevati da stazioni, pertanto i valori dati possono ritenersi cautelativi.

Oltre alle simulazione della velocità del vento, successivamente allo studio di prefattibilità, abbiamo valutato la velocità cubica media e l'energia producibile nel sito di interesse (v. Figura 1.5). L'energia viene calcolata sulla base della mappa di velocità cubica media e della curva di potenza del tipo di turbina utilizzata. Considerando una turbina da 3,6 MW, l'energia media annua erogabile nel sito di



nostro interesse risulta essere compresa tra 9500 e 10000 MWh, come si può osservare dalla Figura 1.5.

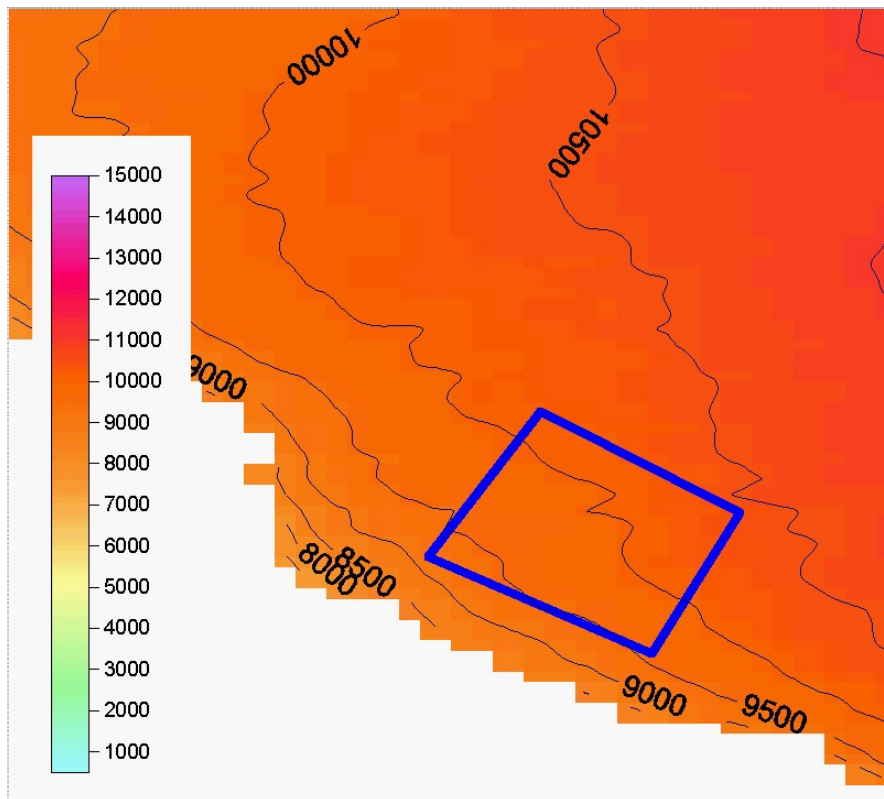


Figura 1.5: Particolare della mappa di energia espressa MWh per una turbina, a 74 m s. l. m nell'area in cui ricade il layout di progetto indicato dal quadrilatero dal perimetro blu.

Sulla base di una serie di dati registrati alla stazione dall'Aeronautica Militare di Termoli [12] situata a circa 8 km dal sito in esame, abbiamo ricostruito, utilizzando un *software* per il calcolo del layout di progetto di una centrale eolica, la rosa dei venti (vedi Figura 1.6). Osservando il grafico in Figura 1.6, possiamo dedurre che la direzione prevalente del vento è quella di N-O. Sulla base di questa informazione, dell'andamento della linea di costa e della profondità dei fondali, è stato progettato il layout delle turbine.

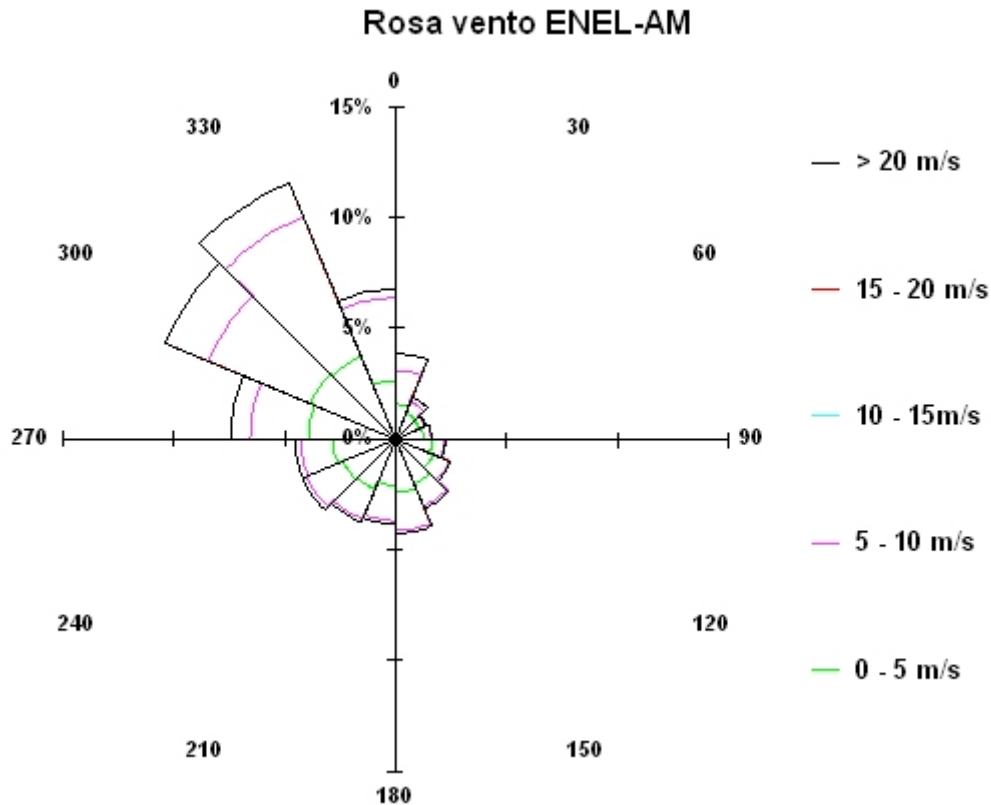


Figura 1.6: Rosa dei venti costruita sulla base di dati registrati alla stazione dell'aeronautica Militare di Termoli.

L'area, potenzialmente adatta al posizionamento dell'impianto eolico *offshore*, ha una profondità compresa tra i 12 e i 40 metri. I vertici A,B,C,D del quadrilatero hanno le coordinate geografiche riportate nella Tabella 1.1:

	longitudine	latitudine
A	14,804	42,098
B	14,861	42,171
C	14,961	42,120
D	14,916	42,049

Tabella 1.1: Coordinate del quadrilatero selezionato per l'ubicazione del parco eolico offshore.

Il quadrilatero ABCD si trova a circa 5 km dalla costa nei punti più prossimi ad essa (punti A e D) fino a raggiungere la batimetria di 30 m. Il progetto al quale si riferisce il presente studio considera la disposizione delle turbine come mostrato nella Figura 1.7.

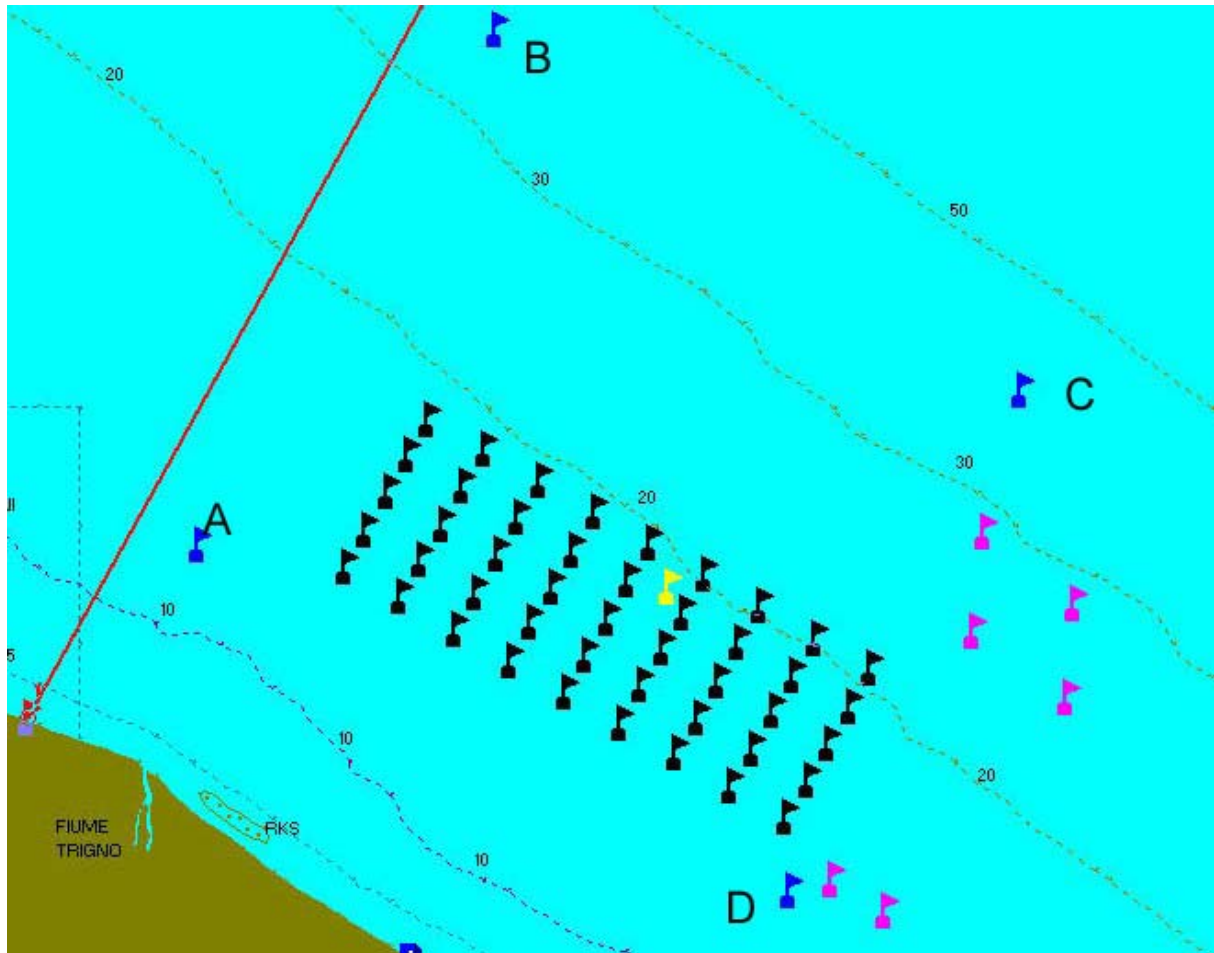


Figura 1.7: Schema del layout di progetto; le bandierine blu indicano i confini dell'area all'interno del quale si trova un'area più piccola dove sono state posizionate le turbine indicate dalle bandierine nere.

Si osserva che il layout delle turbine occupa una parte del quadrilatero indicato dalle bandierine blu. Le turbine sono indicate dalle bandierine nere. La bandierina gialla indica una nuova stazione anemometria facente parte del progetto e con la quale saranno raccolti altri dati di vento; le bandierine fucsia indicano delle aree dedite alla coltivazione di mitili e pesci.

L'area coperta dalle turbine è collocata entro la batimetria di 20 m perché ancora non esistono in letteratura esempi di impianti posizionati ad una profondità maggiore. Il livello di tecnologia raggiunto nel campo dell'installazione di torri eoliche *offshore* non ci permette al momento di

spingerci oltre il limite dei venti metri di profondità. È comunque possibile che la ricerca e lo sviluppo tecnologico in questo campo consentano un domani di superare tale barriera.

Il quadrilatero (vedi Figura 1.7) è collocato all'interno delle acque della regione Molise, nel settore di competenza della Capitaneria di Porto di Termoli, il cui confine è indicato dalla linea rossa. Il progetto sarà costituito oltre che dalle turbine in mare, dai cavi di collegamento e dalla cabina di trasformazione a terra. La cabina di trasformazione dovrà essere realizzata a circa 4km da una stazione di smistamento, il cui progetto è riportato nell'allegato N . Sono state fatte diverse ipotesi sull'ubicazione della cabina per tenere conto anche della presenza di vincoli ambientali, quali la presenza di Siti di Importanza Comunitaria proposti.

L'area costiera antistante il sito prescelto (vedi Figura 1.8) è essenzialmente una zona agricola: sono presenti terre arabili con vegetazione continua, vigneti, oliveti, foreste di latifoglie, praterie naturali e vegetazione sparsa su sabbia. Sono presenti zone edificate discontinue con edifici multi piano (alberghi e strutture turistiche) o case soprattutto per i villeggianti. L'area è caratterizzata da una densità di popolazione non elevata.



Figura 1.8: Foto aerea del tratto di costa che si sviluppa tra Termoli e Vasto.



Lungo la costa da Termoli a Vasto si snoda la Strada Statale n. 16, affiancata, fino alla foce del Trigno, dall'autostrada A14. L'esistenza di queste due arterie di comunicazione separa la zona marina e costiera dalle aree interne. La presenza di un parco eolico ad una distanza di 5 km dalla costa, non interferirebbe direttamente con l'abitato, ma sarebbe piuttosto un motivo di valorizzazione del territorio.

La regione Molise è una regione prevalentemente montuosa e rurale e pertanto la densità abitativa è una delle più basse d'Italia. La presenza di una struttura quale è un parco eolico, è da considerare una risorsa per la Regione stessa da inserire tra le iniziative di valorizzazione del territorio: la produzione di energia utilizzando una fonte rinnovabile e pulita viene incontro ad una politica di valorizzazione delle risorse ambientali.

La costruzione della centrale eolica apporterebbe benefici alla Regione Molise oltre che dal punto di vista economico anche da un punto di vista sociale e occupazionale.



## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il quadro di riferimento programmatico illustra ed esamina gli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti. Esaminando la compatibilità dell'opera con la normativa vigente, abbiamo individuato la presenza di eventuali vincoli (naturalistici, idrogeologici, demaniali, di servitù pubbliche...).

La produzione di energia pulita mediante lo sfruttamento della forza del vento è stata introdotta in Europa e in Italia con l'emanazione di una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili in generale e l'eolico in particolare. Gli atti legislativi, sia comunitari sia nazionali, sono stati emanati per incentivare l'utilizzo di fonti energetiche il cui sfruttamento non comporti l'emissione di gas serra in atmosfera.

L'installazione di un parco eolico ha pertanto effetti positivi sull'ambiente e sulla qualità della vita: lo sfruttamento di una fonte rinnovabile e quindi il mancato utilizzo di combustibili convenzionali fa sì che ci sia una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente.

Tuttavia, il progetto di un impianto eolico *offshore* può avere degli effetti sull'ambiente che lo ospita e sulle sue componenti, sia in fase di costruzione che in fase di esercizio, ed è pertanto necessario investigare sui potenziali impatti secondo la normativa vigente.

Nei paragrafi che seguiranno daremo una breve visione delle leggi che concernono l'introduzione dell'eolico quale fonte di energia rinnovabile e di seguito esporremo le leggi riguardanti la valutazione di impatto ambientale, soprattutto per quanto riguarda gli impianti eolici, in Italia e nella Regione Molise.

Nel nostro paese non esiste ad oggi una normativa specifica per gli impianti eolici *offshore*.

Resta comunque il fatto che lo sviluppo delle fonti rinnovabili è una priorità dell'Unione Europea in quanto aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorisce l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali e consente di ridurre l'impatto ambientale associato al ciclo energetico. L'Unione Europea ha adottato una serie di atti a sostegno delle fonti rinnovabili, tra i quali il Libro bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili. Il Governo italiano, nell'ambito del processo di attuazione del protocollo di Kyoto, ha definito gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2010 (delibera CIPE



137/98), individuando con il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (delibera CIPE 126/99) gli obiettivi da perseguire per ciascuna fonte rinnovabile. In particolare, il documento prevede che la potenza eolica installata in Italia giunga, entro il 2010, a 2500-3000 MW. Le Regioni condividono l'esigenza di ridurre l'inquinamento connesso alla produzione di energia e in particolare le emissioni di gas a effetto serra, impegnandosi a predisporre piani energetico - ambientali che privilegino le fonti rinnovabili e la razionalizzazione della produzione elettrica e dei consumi energetici ("Protocollo di Torino" del 4 giugno 2001).

## ***2.1 Inquadramento normativo sulla pianificazione e programmazione di un impianto eolico***

Nell'introduzione del presente documento abbiamo accennato ad alcune delle misure internazionali riguardanti lo sviluppo e l'incentivazione di fonti di energia rinnovabili tra cui l'eolico.

Gli impatti ambientali connessi agli attuali livelli d'impiego dei combustibili fossili, quali piogge acide ed effetto serra, hanno già indotto l'Unione Europea a promuovere e ad incentivare lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, al fine di introdurre modifiche nel panorama della produzione di energia e del mercato corrispondente.

L'impegno dell'Unione si è tradotto nell'emanazione della Direttiva 27 settembre 2001, n. 77 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.

In Italia i primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili, tra cui l'eolico, risalgono a date antecedenti la Direttiva 2001/77/CE.

Già nel 1988 il *Piano Energetico Nazionale* (PEN) stabiliva un obiettivo di 300-600 MW di eolico installati al 2000. Successivamente, sono state approvate le leggi 9/91 e 10/91, che prevedono un contributo in conto capitale per la realizzazione dei progetti, e il CIP 6/92, che stabilisce prezzi incentivanti per la cessione all'ENEL di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Il quadro normativo italiano sulle fonti rinnovabili, in ragione del rispetto degli impegni internazionali, ha subito recentemente profonde modifiche di cui le principali sono:



- Delibera CIPE<sup>2</sup> del 19.11.1998 “Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra”;
- Decreto Legislativo n. 79/99 inerente il recepimento della Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica;
- l’approvazione da parte del CIPE, con la Delibera 126/99, del Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili.

Successivamente, il quadro normativo in materia di fonti energetiche rinnovabili si è arricchito di misure legislative dimostrando l’interesse crescente che questo settore sta suscitando. Nei successivi sottoparagrafi verranno citati alcuni degli atti legislativi in ambito comunitario, nazionale ed eventualmente regionale, concernenti l’introduzione delle fonti rinnovabili nel mercato dell’energia elettrica.

#### 2.1.1 Pianificazione e normativa comunitaria

Libro Bianco della Commissione Europea del 20 novembre 1996 “Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabili (FER)”

Il Libro Bianco della Commissione Europea ha lo scopo di realizzare una strategia ed un piano d’azione della Comunità sulle FER.

Secondo quanto riportato nel documento le fonti rinnovabili disponibili in Europa sono sfruttate in maniera disomogenea e insufficiente e si valuta la situazione del tempo (1996). Da questa valutazione risulta che il consumo lordo globale di energia dell’Unione è molto ridotto (meno del 6%).

La premessa del Libro Bianco riporta che “*se la Comunità non riuscirà a coprire nel prossimo decennio la sua domanda di energia con una quota nettamente superiore delle rinnovabili, andrà persa un’importante possibilità di sviluppo e diventerà sempre più difficile rispettare gli impegni a livello europeo e internazionale da essa sottoscritti in materia di protezione ambientale*”.

Tra le rinnovabili si fa un riferimento esplicito all’energia eolica: essa è definita competitiva e si sottolinea il fatto che le aree potenzialmente adatte ad applicazioni di energia eolica sono sparse in

---

<sup>2</sup> Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica.





tutta l'Unione europea. Inoltre viene riconosciuto l'importanza degli impianti eolici *offshore* e la vastità del potenziale energetico sfruttabile in questo settore.

Si riconosce all'Europa una posizione *leader* nel campo della produzione di energia da fonte eolica e si sottolinea che circa il 90% dei fabbricanti mondiali di turbine eoliche di medie e grandi dimensioni è europeo.

#### Direttiva 96/92/CE relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia

La presente direttiva stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica. Essa definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché della gestione delle reti. In questa direttiva si fa riferimento alle fonti rinnovabili nella premessa della quale si cita che *“per motivi di protezione dell'ambiente, può essere data la priorità alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili”*.

#### Direttiva europea 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili

La direttiva 2001/77/CE stabilisce che i singoli Stati membri devono individuare gli obiettivi di incremento della quota dei consumi interni lordi da soddisfare con l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Allo scopo di assicurare un maggiore contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel mercato interno, la direttiva ha imposto agli Stati membri di raggiungere entro l'anno 2010 una percentuale di energia da fonti rinnovabili pari al 12% del bilancio energetico complessivo ed al 22% dei consumi elettrici totali dei Paesi UE (vedi Tabella 2.1).

	Elettricità da FER [TWh] nel 1997	% Elettricità da FER nel 1997	% Elettricità da FER nel 2010
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1
Portogallo	14,30	38,5	39,0
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Svezia	72,03	49,1	60,0
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
Comunità	338,41	13,9	22,0

Tabella 2.1: Valori di riferimento della Direttiva 27 settembre 2001, n. 77 del Parlamento e del Consiglio europeo.

All'Italia viene assegnato un obiettivo indicativo di copertura del consumo lordo al 2010 del 25%. La direttiva stabilisce altresì che gli Stati si adoperino per rimuovere le barriere di tipo autorizzativo e di collegamento alla rete elettrica.

La Direttiva 2001/77/CE fissa dunque un obiettivo da conseguire lasciando al singolo Stato la scelta dei mezzi e delle modalità attuative: il singolo Paese membro resta libero di definire i propri obiettivi di consumi elettrici da rinnovabili e di adottare le misure di sostegno, di natura economica e regolamentare, più consone alla situazione sociale, ambientale e normativa presente all'interno del proprio sistema.

### Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto è un documento internazionale che affronta il problema dei cambiamenti climatici. Tale documento pone come scopo primario la riduzione di emissione di gas inquinanti e



gas serra in atmosfera. Gli stati che hanno firmato il Protocollo, tra i quali l'Italia, si impegnano a ridurre le emissioni di gas serra al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile.

Il protocollo di Kyoto concerne le emissioni di sei gas ad effetto serra:

- ◆ biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>);
- ◆ metano (CH<sub>4</sub>);
- ◆ protossido di azoto (N<sub>2</sub>O);
- ◆ idrofluorocarburi (HFC);
- ◆ perfluorocarburi (PFC);
- ◆ esafluoro di zolfo (SF<sub>6</sub>).

Il documento rappresenta un passo importante nella lotta contro il riscaldamento planetario poiché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas elencati.

Gli Stati membri dell'Unione Europea devono ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8% tra il 2008 e il 2012.

### L'Emission Trading System

A seguito degli impegni presi all'atto di adozione del protocollo di Kyoto, il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno approvato la Direttiva 2003/87/CE (di seguito Direttiva ETS) che ha istituito un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni di gas denominato *Emission Trading System* (ETS) al fine di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> "secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica" (Art.1). Tale sistema consente di rispondere agli obblighi di riduzione delle emissioni attraverso l'acquisto dei diritti di emissione. L'adozione del Decreto Legge n. 273 del 12 novembre 2004 (Disposizioni urgenti per l'applicazione della direttiva 2003/87/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra nella Comunità Europea, convertito con la Legge n. 316/04) ha consentito l'applicazione della Direttiva ETS in Italia dal gennaio del 2005. Il 13 aprile 2005 è stata approvata la Legge Comunitaria 2004 (ddl n. 2742-B) che ha recepito la Direttiva ETS delegando il Governo ad adottare, entro 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge, il decreto legislativo recante le norme occorrenti per dare attuazione alla Direttiva (Art.14).

Il sistema di *Emission Trading* introdotto dalla Direttiva è un sistema che prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra;



tale limite è fissato attraverso l'allocazione di un determinato numero di quote di emissioni a ciascun impianto.

Le quote (*European Unit Allowance* - EUA) attribuiscono il diritto ad immettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento della quota stessa, e vengono assegnate agli impianti regolati dalla Direttiva ETS attraverso i Piani Nazionali di Assegnazione (PNA); questi sono soggetti all'approvazione da parte della Commissione Europea. Il PNA Italiano che attribuisce le quote per il periodo 2005 - 2007, trasmesso il 21 luglio 2004, è stato approvato dalla Commissione Europea il 25 maggio 2005 sia pur condizionatamente al recepimento di alcune modifiche richieste dalla Commissione.

Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla Direttiva ETS sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte. L'eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le emissioni effettivamente immesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, mentre il deficit potrà essere coperto attraverso l'acquisto delle quote. Gli Stati membri dovranno quindi assicurare la libera circolazione delle quote di emissioni all'interno della Comunità Europea consentendo lo sviluppo effettivo del mercato europeo dei diritti di emissione.

Gli impianti che svolgono una delle attività previste dalla Direttiva ETS a partire dal 1° gennaio 2005 possono esercitare la propria attività solo se muniti di un'apposita autorizzazione rilasciata dall'autorità competente (in Italia le autorizzazioni sono state rilasciate con Decreti congiunti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministero delle Attività Produttive).

Ogni anno ai gestori degli impianti verranno assegnate delle quote di emissione e tali quote dovranno essere restituite in un numero pari alle emissioni reali annuali prodotte dallo stesso impianto (la restituzione dovrà avvenire entro il 30 aprile dell'anno successivo). Tali quote verranno successivamente cancellate.

La mancata restituzione di un numero di quote pari alle emissioni prodotte dall'impianto durante l'anno è sanzionata per il triennio 2005 - 2007 con un'ammenda pari a 40 € per tonnellata di biossido di carbonio equivalente; la sanzione sale a 100 € per i periodi successivi. Il pagamento dell'ammenda non esonera in ogni caso il gestore dell'impianto dalla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni in eccesso.

### 2.1.2 Pianificazione e normativa nazionale

#### Piano Energetico Nazionale

Il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1988 è stato uno dei primi strumenti governativi a sostegno delle fonti rinnovabili e dell'eolico. Esso stabilisce un obiettivo di 300-600 MW di eolico installati al 2000. Successivamente sono state varate delle leggi per l'attuazione del PEN.

#### Legge del 9 gennaio 1991, n. 10

La legge 9 gennaio 1991 n. 10 esprime le "Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

L'art. 1 comma 3, tra finalità e ambito di applicazione, così recita:

*"Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. .... (omissis)".*

L'importanza dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili viene sottolineata al comma 4 dell'art. 1, nel quale si specifica che *"l'utilizzazione delle fonti di energia di cui al comma 3 è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche."*

#### D. Lgs. 79 del 16 Marzo 1999: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"

Il Decreto Legislativo n. 79/99 del 16 Marzo 1999 (G.U. N. 75 serie generale del 31 marzo 1999), detto anche decreto Bersani, sull'*Attuazione della Direttiva 06/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, definisce le linee generali del riassetto del settore elettrico in Italia. Tale decreto, noto anche come la legge sulla "liberalizzazione del mercato elettrico", introduce importanti innovazioni in diversi settori quali la produzione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica, l'esportazione e l'importazione dell'energia, le concessioni idroelettriche, il nuovo assetto societario dell'ENEL e le fonti rinnovabili.



L'articolo 11 del Decreto Legislativo esorta ed incentiva le aziende produttrici di energia elettrica ad utilizzare le fonti rinnovabili, in particolare:

- dal 2001 i produttori o distributori di energia elettrica hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati;
- viene precisato che l'obbligo di cui sopra si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh, inizialmente la quota è stabilita nel 2% nell'energia eccedente i 100 GWh;
- i soggetti importatori o produttori di energia elettrica possono adempiere all'obbligo di immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, anche acquistando in tutto o in parte la quota o i relativi diritti da altri produttori. "Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità";
- il gestore nazionale della rete elettrica deve dare la precedenza a:
  - energia elettrica prodotta da impianti utilizzando fonti energetiche alternative;
  - sistemi di cogenerazione;
  - fonti nazionali di energia combustibile primaria (non superiori al 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata);
- nel rispetto del protocollo di Kyoto sulle emissioni inquinanti, con decreto del Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato saranno emanate le direttive per attuare quanto sopra e per gli incrementi di percentuale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per gli anni successivi al 2002.
- il CIPE e il Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato determinano per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali e la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse destinate all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

In merito all'obbligo di immettere nella rete elettrica nazionale la quota del 2% di energia proveniente da fonti rinnovabili, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 11 del decreto 79/99,

in data 11 Novembre 1999, è stato emanato un decreto da parte del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

Delibera CIPE n. 137 del 19 novembre 1998: "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra"

La delibera CIPE n. 137/98 assegna alla produzione di energia da FER un contributo di circa il 20% per il conseguimento degli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra, ai fini del rispetto degli impegni assunti con il Protocollo di Kyoto.

Decreto 11 Novembre 1999: "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"

Successivamente al Decreto Bersani, è stato emesso il Decreto 11 Novembre 1999 (Gazzetta Ufficiale n. 292 del 14.12.1999). A questa legge si deve anche l'introduzione dei certificati verdi. I certificati verdi sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal decreto Bersani. La precedente normativa faceva capo alle leggi 9 e 10/91 ed al provvedimento CIP 6/92: a tale legislazione si riconosce il merito di aver maturato nella collettività la consapevolezza che la produzione di energia rinnovabile o "pulita" non è uno slogan, ma rappresenta un punto focale dello sviluppo sostenibile. Tale normativa conteneva tuttavia la equiparazione ai fini incentivanti delle fonti rinnovabili propriamente dette e di quelle assimilate, di fatto termiche con utilizzo dei reflui: queste ultime, caratterizzate da potenze e costi impiantistici superiori di più ordini di grandezza rispetto alle fonti rinnovabili propriamente dette, hanno esaurito velocemente la capienza economica degli incentivi in conto capitale di tali leggi, penalizzando e ritardando la produzione di vera energia rinnovabile. A tale macro errore del legislatore ha però posto rimedio il decreto Bersani, in cui è scomparso il concetto di fonti assimilate e viene data nuova forma di incentivazione alle fonti rinnovabili.

Delibera CIPE 126/99

Il Governo italiano, nell'ambito del processo di attuazione del protocollo di Kyoto, ha definito gli



obiettivi al 2010 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra con la delibera CIPE 126/99, individuando gli obiettivi da perseguire per ciascuna fonte rinnovabile. In particolare, detto documento prevede che la potenza eolica installata giunga, entro il 2010, a 2500-3000 MW.

#### Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

Il decreto legislativo 387/2003 concerne l'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Il presente decreto, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'articolo 43 della legge 1° marzo 2002, n. 39, è finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'articolo 3, comma 1;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

In particolare, l'articolo 12, comma 1, di tale decreto riporta che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3 dello stesso , sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti. Il comma 3 riguarda l'iter autorizzativo di tali opere, esso riporta che la costruzione e l'esercizio delle opere connesse sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico.

#### *2.1.3 Competenze giurisdizionali*

La centrale ricade nel tratto di mare all'interno dei confini giurisdizionali della Capitaneria di Porto di Termoli. L'ubicazione dell'impianto eolico *offshore* è quindi tale da ricadere sotto la giurisdizione del demanio marittimo della Capitaneria di porto di Termoli. La particolare tipologia dell'impianto, quale fonte per l'approvvigionamento di energia, nonostante ricada all'interno del tratto di mare





detto territoriale, fa sì che la competenza non sia da rimandare alle Autorità locali, ma resti sotto la gestione dello Stato.

Si riportano alcune definizioni riguardo all'occupazione di demanio marittimo e alle competenze delle Autorità locali.

#### Normativa riguardo le Aree di demanio marittimo

Il mare territoriale<sup>3</sup>, benché questo non appartenga allo Stato a titolo di proprietà pubblica, può essere trattato come bene demaniale statale sul presupposto che il Codice della Navigazione (art. 524 del Regolamento della navigazione marittima) stabilisce che per l'occupazione e l'uso di zone di mare territoriale e per l'esercizio della Polizia sul mare territoriale, si applicano le disposizioni stabilite per il demanio marittimo.

Per quanto concerne la gestione del demanio marittimo, nelle Regioni a Statuto ordinario, a seguito del conferimento dei poteri amministrativi in capo alle Regioni, avvenuto ad opera dell'art. 105 del D. Lgs. n. 112/98, la gestione amministrativa del demanio marittimo è ormai di competenza regionale o, per subdelega ex art. 42 del D. lgs n. 96/1999, comunale (cfr. art. 118 Cost. così come modificato dalla L. Cost. n. 3/2001 e L. n. 131/2003), ad eccezione dei beni demaniali afferenti le "fonti di approvvigionamento di energia" (art. 104 D. lgs. n. 112/98) e di quelli ricadenti nei "porti e nelle aree di interesse preminente nazionale" che restano sotto la gestione statale.

Per la costruzione della centrale eolica *offshore* in progetto si prevede l'occupazione del mare territoriale, di fronte al tratto di costa che va da Termoli alla foce del fiume Trigno e di aree demaniali marittime. Il rilascio delle concessioni per finalità di "approvvigionamento di fonti di energia" nell'ambito delle aree demaniali marittime e del mare territoriale resta pertanto di competenza dello Stato.

#### *2.1.4 Normativa riguardo la regolamentazione della pesca*

Le leggi di riferimento per la regolamentazione della pesca in Italia sono essenzialmente la Legge n. 963 del 14 Luglio 1965 e il regolamento esecutivo di tale legge, il D.P.R. n.1639/1968. Le disposizioni della legge n. 963/1965, modificata dalla successiva Legge n. 381/1988, concernono la

---

<sup>3</sup> Il mare territoriale si estende per 12 miglia verso il largo a partire dalla linea di base, detta anche linea verde (carta ufficiale 330 L.B.).



pesca esercitata nelle acque rientranti nelle attribuzioni conferite dalle leggi vigenti al Ministero della Marina Mercantile (oggi delle politiche agricole e forestali) e, limitatamente ai cittadini italiani, nel mare libero. E' considerata pesca marittima ogni attività diretta a catturare esemplari di specie il cui ambiente abituale o naturale di vita siano le acque sopraindicate, indipendentemente dai mezzi adoperati e dal fine perseguito. Ai fini della gestione razionale delle risorse biologiche del mare la legge e il regolamento esecutivo dispongono una serie di regole riguardanti i tipi di pesca, i tempi e i luoghi consentiti a determinati tipi di pesca.

In particolare, in Adriatico la pesca a strascico è vietata entro le 3 miglia dalla costa ed entro comunque i 30 metri di profondità.

#### *2.1.5 Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2005*

Per quanto riguarda le regioni Abruzzo e Molise, tra gli altri sono previsti interventi nella stazione da 150 kV S. Salvo Smist. (CH).

L'area costiera adriatica nel tratto compreso tra Ortona e Termoli presenta, soprattutto nel periodo estivo, un carico elevato che può raggiungere e superare anche i 200 MW. Tale carico potrà in prospettiva non essere alimentabile in sicurezza tramite l'esistente arteria che congiunge la S.E. di Villanova con quella di Larino. Per far fronte all'aumento di carico dell'area e garantire un'adeguata qualità del servizio di trasmissione sono previste la realizzazione di una stazione di smistamento e il potenziamento della direttrice compresa tra la C.P. di Portocannone (CB) e quella di S. Salvo Z.I. (CH). La nuova stazione di smistamento rientra nel progetto delle opere connesse al collegamento dell'impianto di generazione eolica *offshore* alla Rete di Trasmissione Nazionale (Allegato N). Essa sarà collegata con doppio entra-esce alla linea a 150 kV "Gissi-Larino S.E." e alla direttrice a 150 kV "Vasto-Termoli Sinarca".

Segnatamente nella prima fase, prevista entro la fine del 2005, è in programma la connessione della nuova cabina di Enel Distribuzione in entra-esce alla linea a 150 kV "S. Salvo Z.I.-Termoli Sinarca". Tale cabina adotterà uno schema in soluzione normale e sarà dotata di una semisbarra e tre stalli: due per i raccordi e uno per una trasformazione AT/MT. Nella seconda fase, subordinatamente all'acquisizione delle autorizzazioni per la realizzazione dei raccordi alla linea a 150 kV "Gissi- Larino S.E.", è previsto il completamento dell'impianto con la realizzazione di una seconda semisbarra, del congiuntore longitudinale e degli ulteriori due stalli per i raccordi. La stazione, così costituitasi, migliorerà la magliatura della RTN, consentendo di alimentare la suddetta



area utilizzando anche l'esistente linea tra Larino S.E. e Gissi, di recente costruzione in AA 585 mm<sup>2</sup> e transitante nelle vicinanze. Inoltre con il potenziamento delle linee sopra indicato, associato alla nuova stazione, migliorerà la sicurezza di alimentazione della zona costiera e si eviterà quindi la costruzione di nuovi elettrodotti.

#### 2.1.6 Pianificazione Regionale

##### Il Piano Energetico della Regione Molise (PER)

Il PER della Regione Molise, di cui è stato annunciato il completamento a breve, accoglie positivamente le fonti rinnovabili, soprattutto quelle che si legano all'eolico, all'idroelettrico e al fotovoltaico. Due punti salienti del PER sono la ricerca di una produzione proveniente dall'energia pulita e un'attenta politica di risparmio energetico incoraggiata attraverso varie forme di incentivazione finanziaria [8].

#### 2.2 *Relazione tra il progetto e gli strumenti di pianificazione e programmazione*

Il Piano Energetico Nazionale, la normativa comunitaria e nazionale in materia di produzione di energia citate nei paragrafi precedenti hanno come obiettivo quello di incrementare la quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili nell'ambito del sistema energetico nazionale.

L'installazione di una centrale eolica *offshore* si inserisce tra le iniziative volte al raggiungimento di tale obiettivo. L'incremento della quantità di energia rinnovabile permette da un lato miglioramenti di carattere ambientale e dall'altro garantisce una maggior sicurezza economica. I miglioramenti ambientali comprendono una riduzione della quantità di inquinanti emessi in atmosfera dalle tradizionali centrali energetiche. In Italia, la presenza di 1365 MW di potenza eolica installata fa sì che vengano "risparmiate" emissioni di CO<sub>2</sub> dell'ordine di 1 Kg per ogni kWh prodotto. Il vantaggio ecologico si affianca a quello economico dato che le emissioni di CO<sub>2</sub> sono quotate a circa 24 Euro a tonnellata.

Il vantaggio economico è dovuto oltretutto al fatto che questo sistema di produzione di energia è indipendente dalle fluttuazioni di mercato dei combustibili fossili.



Benché gli effetti sull'ambiente a lungo termine e su scala globale siano positivi, l'inserimento di una centrale eolica a livello locale richiede una valutazione degli impatti che può provocare sull'ambiente stesso o su alcune sue componenti.

### **2.3 Inquadramento normativo in materia di impatto ambientale**

La realizzazione di una centrale eolica *offshore* richiede che sia effettuato uno studio di impatto ambientale e che tale studio sia sottoposto ad una procedura di verifica ambientale.

L'atto normativo a livello comunitario al quale fa riferimento la normativa nazionale è la Direttiva n. 85/337/CEE, e successive modifiche, la quale propone la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati che elencati negli allegati alla direttiva. La direttiva stabilisce che la valutazione di impatto ambientale individua, descrive e valuta, in modo appropriato, per ciascun caso particolare e conformemente agli articoli da 4 a 11 della direttiva, gli effetti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

1. l'uomo, la fauna e la flora;
2. il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;
3. l'interazione tra i fattori di cui al punto 1 e 2;
4. i beni materiali ed il patrimonio culturale.

Gli allegati I e II riportano i progetti che vanno sottoposti a procedura di VIA. Gli impianti per la produzione di energia elettrica in generale e degli impianti eolici in particolare (Allegato II, punto 3, comma i)), sono riportati nell'Allegato II. I progetti che rientrano in questo allegato formano oggetto di una valutazione quando gli Stati membri ritengono che le loro caratteristiche lo richiedano.

#### **2.3.1 Normativa nazionale in materia di impatto ambientale**

La normativa comunitaria è stata recepita a livello nazionale con la Legge 8 luglio 1986, n. 439 con la quale viene istituito il Ministero dell'Ambiente e vengono date le prime indicazioni sulla procedura di VIA. Successivamente il D.P.C.M. 20 agosto 1988 n.377 individua le categorie di opere da sottoporre alla VIA e il D.P.C.M. 27 dicembre 1988 definisce la procedura VIA, la modalità di presentazione della domanda di pronuncia sulla compatibilità ambientale di un progetto e norme tecniche di redazione: documentazione da sottoporre all'istruttoria ministeriale, contenuto



e sistema di riferimento programmatico, progettuale e ambientale, componenti ambientali obiettivo della valutazione d'impatto.

Più recentemente è stato approvato il D.P.R. 12 aprile 1996. Esso è un atto di indirizzo e coordinamento nel quale vengono date disposizioni in materia di VIA come stabilito dalla Legge 146/94. Tale legge prevede che il Governo, con atto di indirizzo e coordinamento, definisca le condizioni, i criteri e le norme tecniche per l'applicazione della procedura di impatto ambientale ai progetti inclusi nell'allegato II alla direttiva 85/337/CEE, del Consiglio del 27 giugno 1985, concernente la valutazione d'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

In particolare nell'allegato A del decreto è riportato l'elenco delle tipologie progettuali di cui all'art. 1, comma 3 del decreto, ovvero l'elenco delle opere soggette a valutazione di impatto ambientale. Nell'allegato B del decreto è invece riportato l'elenco delle opere che sono assoggettate alla procedura di valutazione d'impatto ambientale nel caso in cui ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette come definite dalla legge 6 dicembre 1991, n. 394, di cui all'art. 1, comma 4 del testo di legge.

Gli impianti eolici fanno parte dell'elenco nell'Allegato B, al punto 2, lettera e). Tale voce è stata aggiunta con il D.P.C.M. 3 settembre 1999.

Occorre comunque notare che secondo l'articolo 1, comma 10, del DPR 12-04-96, non sono oggetto dell'atto di coordinamento del decreto stesso, quei progetti che già sono soggetti a procedura di VIA nell'ambito della competenza del Ministero dell'Ambiente.

### 2.3.2 Normativa regionale in materia di impatto ambientale

La normativa regionale sulla valutazione di impatto ambientale nella regione Molise fa riferimento alla Legge Regionale del 4 Marzo 2000, n. 21, *Disciplina della procedura di impatto ambientale*. La legge regionale riporta nei suoi primi articoli le finalità, le definizioni e gli ambiti di applicazione della legge ricalcando quanto riportato nella normativa nazionale. Gli allegati riportano gli elenchi delle tipologie progettuali che richiedono di essere sottoposti alla procedura di VIA. In particolare i progetti dell'allegato B sono assoggettati alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale se ricadenti, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette come definite dalla legge 6 dicembre 1991 n. 394. Tra le opere indicate nell'allegato B sono esplicitamente citati come impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

Qualche anno fa è stato stilato un documento che riguarda in particolare l'eolico e il corretto inserimento degli impianti eolici nell'ambiente circostante, lo illustriamo brevemente nel paragrafo seguente.

### *2.3.3 Protocollo d'Intesa di Torino (4 giugno 2001) per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio*

Il Protocollo d'Intesa di Torino al quale facciamo riferimento è un documento che è stato stipulato tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali e la Conferenza delle Regioni. Le Regioni riconoscono il rilievo delle fonti rinnovabili di energia come strumento per favorire lo sviluppo sostenibile dei loro territori e ciascuna di esse persegue politiche per favorire la diffusione delle fonti più idonee ai rispettivi contesti. Esse condividono inoltre l'esigenza di ridurre l'inquinamento connesso alla produzione di energia e in particolare le emissioni di gas serra: a questo scopo il 4 giugno 2001 hanno sottoscritto il protocollo di Torino, con il quale si sono impegnate a predisporre entro il 2002 i rispettivi piani energetico-ambientali che privilegino le fonti rinnovabili e la razionalizzazione della produzione elettrica e dei consumi energetici.

La politica incentivante comunitaria e nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha indotto le parti suddette a riunirsi per discutere in particolare dell'eolico.

I soggetti che hanno sottoscritto detto protocollo concordano sul fatto che l'eolico è una tecnologia sufficientemente matura per garantire costi di produzione contenuti e ridotto impatto ambientale. Ciò nondimeno, essi concordano sull'esigenza che il processo di diffusione dell'eolico sia gestito in modo da ridurre al minimo gli inconvenienti di natura ambientale, mediante una attenta applicazione della normativa vigente.

Gli obiettivi del Protocollo sono quelli di agevolare il perseguimento degli obiettivi nazionali di diffusione dell'eolico, favorire il corretto inserimento degli impianti nel territorio e determinare un quadro relativo ai processi autorizzativi semplice, certo e omogeneo.

Per il corretto inserimento delle centrali eoliche nel territorio, le Regioni si impegnano a definire le zone precluse all'installazione perché caratterizzate da forte naturalità e le zone in cui la realizzazione delle centrali eoliche è subordinata al rispetto di requisiti specifici.



Un impianto eolico è comunque soggetto ad una procedura di verifica ambientale (*screening*) come stabilito dalle leggi D.P.R. 12 aprile 1996 e successive integrazioni.

In questo protocollo i soggetti concordano su quali siano gli elementi di impatto meritevoli di specifica trattazione. Al documento sono state allegate le linee guida nelle quali sono specificati i potenziali impatti sugli elementi suddetti. Queste linee guida sono riferite ad un generico impianto eolico e pertanto l'interpretazione di esse è da associare alla specificità dell'area. Nell'Allegato 1 del protocollo di Torino sono elencati i principi che devono essere considerati durante la fase di progettazione. Si riportano brevemente di seguito i punti principali:

- Impatto sul territorio, la flora e la fauna (in particolare l'avifauna), dovuto agli aerogeneratori e agli elettrodotti;
- Rumore: osservanza dei limiti indicati nel DPCM 14-11-1997 recante "Rispetto dei valori limite delle sorgenti sonore";
- Impatto visivo ed impatto sul patrimonio naturale, storico, monumentale e paesistico ambientale direttamente interessato;
- Rischio di incidenti;
- Impatti specifici, solo in relazione alla eventuale prossimità dell'impianto con particolari realtà locali quali aeroporti, rotte aeree, apparati di assistenza alla navigazione aerea, ponti radio di interesse pubblico.

Nelle zone in cui la pianificazione paesistica non esclude la presenza di impianti eolici, una volta minimizzati tutti gli altri impatti, è comunque necessario valutare il grado di integrabilità dell'impianto nel paesaggio.

Le strade interpretative da percorrere sono due:

- a) mitigazione dell'interferenza visivo-paesaggistica
- b) modifica consapevole di una porzione del paesaggio, arricchita di un nuovo elemento culturale antropico;

Nel nostro studio saranno tenute in considerazione queste linee guida, ricordando che l'impianto eolico oggetto dello studio è un impianto *offshore*.

L'allegato 2 e l'allegato 3 riportano rispettivamente l'Allegato D del DPR 12/4/1996 (elementi sulla base dei quali verificare se le caratteristiche del progetto richiedono lo svolgimento della procedura di valutazione d'impatto ambientale) e Allegato C del DPR 12/4/1996 (indicazioni sulla base delle quali deve essere predisposto lo studio d'impatto ambientale).

#### 2.3.4 Aree Marine Protette e Rete Natura 2000

L'impianto eolico al quale si riferisce il presente studio è ubicato in un tratto di mare nel quale non sono istituite Aree Marine Protette. L'Area Marina Protetta più prossima alla zona interessata dalla realizzazione del parco eolico è quella delle Isole Tremiti, in provincia di Foggia.

Le Isole Tremiti, immerse nell'Adriatico, si trovano a circa 12 miglia dalla costa garganica (vedi Figura 2.1).



Figura 2.1: Localizzazione delle Isole Tremiti

L'arcipelago è costituito da tre isole più grandi, S. Domino, S. Nicola, Caprara, da un isolotto più piccolo Cretaccio e da un'ulteriore isola più al largo (oltre 10 miglia), Pianosa.



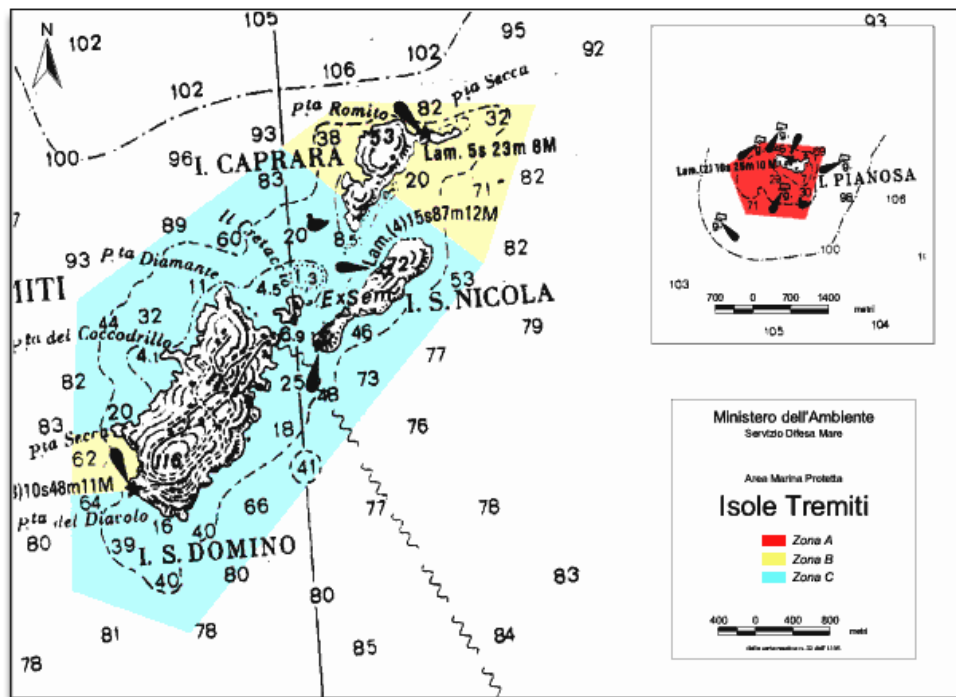


Figura 2.2: Area Marina Protetta istituita delle Isole Tremiti; i colori indicano se il tratto di area considerato appartiene alla tipologia di zona A, B, C, per le quali vigono restrizioni maggiori dalla zona C alla Zona A.

I settori di area protetta sono suddivisi in tre tipologie di zone (vedi Figura 2.2):

- ◆ Zona A, di riserva integrale, interdetta a tutte le attività che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. La zona A è il vero cuore della riserva. In tale zona, individuata in ambiti ridotti, sono consentite in genere unicamente le attività di ricerca scientifica e le attività di servizio.
- ◆ Zona B, di riserva generale, dove sono consentite, spesso regolamentate e autorizzate dall'organismo di gestione, una serie di attività che, pur concedendo una fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente influiscono con il minor impatto possibile. Anche le zone B di solito non sono molto estese.
- ◆ Zona C, di riserva parziale, che rappresenta la fascia tampone tra le zone di maggior valore naturalistico e i settori esterni all'area marina protetta, dove sono consentite e regolamentate dall'organismo di gestione, oltre a quanto già consentito nelle altre zone, le attività di fruizione ed uso sostenibile del mare di modesto impatto ambientale. La maggior estensione dell'area marina protetta in genere ricade in zona C.



Le isole Tremiti hanno un'importante valore naturalistico. Sottoposte al moto ondoso, sono state modellate nel tempo in un susseguirsi di ripide scogliere, insenature rocciose, grotte, archi naturali e calette, in un armonico alternarsi che si ripete nelle parti sommerse, dove a fondali rocciosi lentamente degradanti, si alternano falesie che si inabissano vertiginosamente, bassifondi sabbiosi, fondi ciottolosi, in una varietà di tipi cui consegue una notevole varietà di popolamenti animali e vegetali.

Nel quadro di riferimento ambientale terremo conto della presenza di tali isole al largo delle coste molisane e valuteremo l'esistenza o meno di potenziali impatti su di esse. Occorre comunque notare che il versante nord occidentale delle isole, sul quale ricadrebbe il possibile impatto visivo, è caratterizzato da presenza abitativa praticamente nulla essendo il territorio ricoperto quasi interamente da vegetazione. Le isole fanno anche parte del parco naturale del Gargano.

Inoltre è stato necessario investigare sulla presenza di Siti di Interesse Comunitario o di Zone a Protezione Speciale lungo la costa per l'installazione della cabina di trasformazione.

Natura 2000 è il nome che il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha assegnato ad un sistema coordinato e coerente di aree destinate alla conservazione della diversità biologica presente nel territorio dell'Unione stessa ed in particolare alla tutela di una serie di habitat e specie animali e vegetali indicati negli allegati I e II della Direttiva Habitat (Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 - relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. GUCE n. 206 del 22 luglio 1992) e delle specie di cui all'allegato I della Direttiva Uccelli (Direttiva 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979 concernente la conservazione degli uccelli selvatici, pubblicata su GUCE n. 103 del 25 aprile 1979, successivamente modificata) e delle altre specie migratrici che tornano regolarmente in Italia.

L'individuazione dei siti da proporre è stata realizzata in Italia dalle singole Regioni e Province autonome.

Nella Regione Molise sono state individuate 2 Zone di Protezione Speciale che ricadono entrambe in provincia di Isernia. Gli 88 Siti di Importanza Comunitaria proposti individuati (vedi Figura 2.3) ricadono per la maggior parte nell'entroterra. Nella zona costiera di nostro interesse abbiamo identificato la presenza di un pSIC (v. Figura 2.4):

- IT7228221 Foce Trigno – Marina di Petacciato.

Tale sito comprende una parte del tratto di costa sul quale si affaccerebbe la centrale eolica.

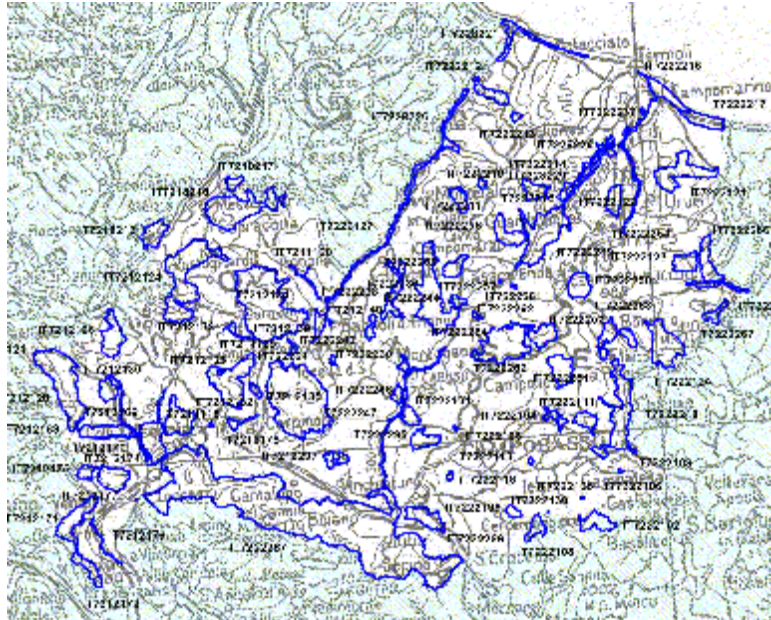


Figura 2.3: Siti di Importanza Comunitaria istituiti e/o proposti nella regione Molise.

Il sito denominato Foce del Trigno – Marina di Petacciato è stato proposto come Sito di Importanza Comunitaria nel settembre del 1995. È classificato come regione bio-geografica mediterranea. Sono presenti diversi tipi di habitat, elencati nella Tabella 2.2:

HABITAT	% sul territorio
Altre terre (città, paesi, strade, discariche, cave, siti industriali.....)	5
Ambiente fluviale soggetto a maree, estuari, pianie di fango o sabbia, laguna ...	10
Dune di sabbia, spiagge sabbiose.....	40
Acque stagnanti	5
Aree erbose asciutte	30
Coltivazioni ad albero	10

Tabella 2.2: Habitat presenti nel pSIC IT7228221 e percentuali sul territorio relative alle singole tipologie.

Il sito è costituito da una zona di contatto tra ambiente fluviale e marino costiero, mal conservato il primo, qualitativamente migliore il secondo. Il sito risulta importante per una numerosa ornitofauna in alcuni casi nidificante.

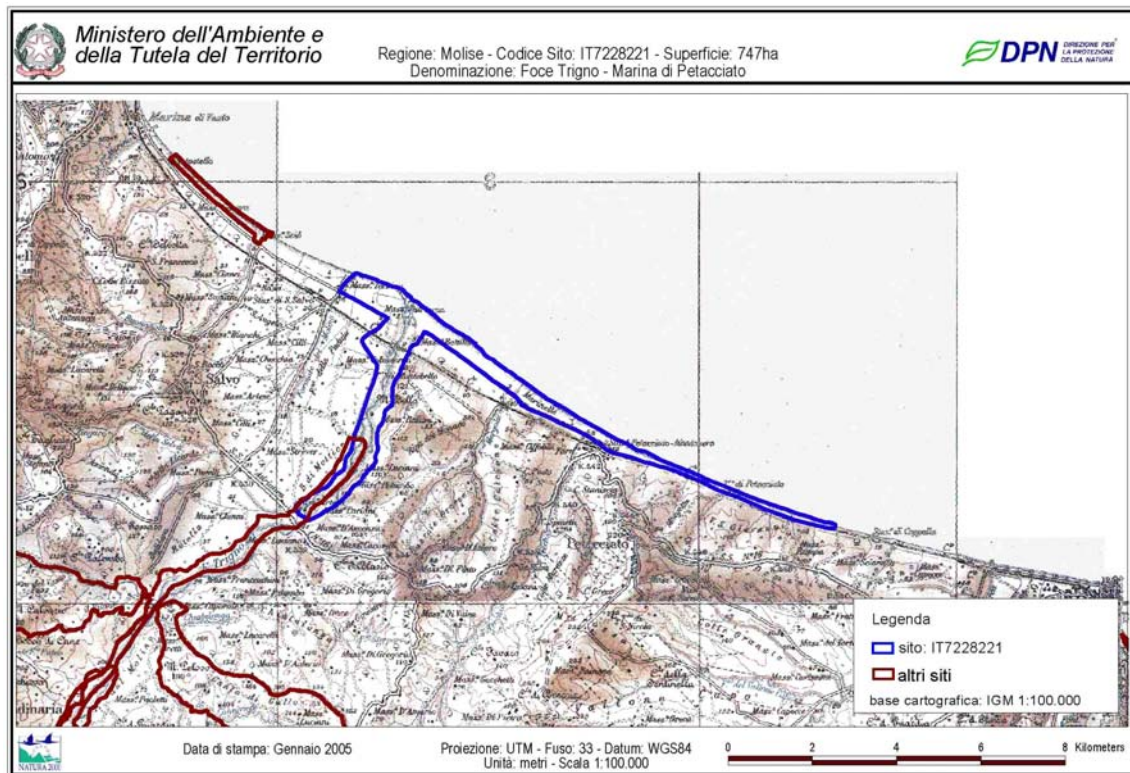


Figura 2.4: Sito di Importanza Comunitaria proposto n. IT7228221 nella regione Molise.

La vulnerabilità del sito è elevata in quanto alla foce del Trigno si ha un accumulo di materiali provenienti dagli scarichi dei centri urbani. La zona costiera è anch'essa vulnerabile per la pressione turistica e per il verificarsi di fenomeni di erosione.

Nel formulario relativo al pSIC IT7228221 sono elencate anche le specie di animali e piante presenti sul territorio [9].

La costruzione della centrale eolica *offshore*, non impatta direttamente sul territorio proposto come pSIC in quanto l'area occupata dalle turbine è in mare. Occorre però tenere conto della presenza del pSIC per la costruzione della cabina di trasformazione a terra.

### 2.3.5 Inquadramento normativo delle opere connesse al progetto

Le opere connesse al collegamento della centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale, sono:

- a) cabina di trasformazione;
- b) elettrodotto di collegamento tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento;



- c) stazione di smistamento e relativi raccordi alle linee a 150kV.

Per quanto riguarda la cabina di trasformazione essa potrebbe ricadere in un'area pSIC; in questo contesto abbiamo redatto un paragrafo per valutare l'eventuale incidenza della cabina sul territorio, nel contesto del presente Studio (v. Paragrafo 4.9).

Per quanto riguarda l'elettrodotto e i raccordi di collegamento, essi:

- a) non superano la lunghezza di 10km e quindi non rientrando nell'allegato A, punto u) del D.P.R. 12 aprile 1996, non sono assoggettati alla procedura di VIA secondo quanto stabilito all'articolo 1. punto 3, del decreto suddetto;
- b) benché abbiano lunghezza compresa tra i 3 km e i 4 km, pur rientrando nell'allegato B del DPR 12/04/96, essi non sono assoggettati alla procedura di impatto ambientale poiché non ricadono all'interno di aree naturali protette, secondo quanto stabilito nell'articolo 1, punto 4;
- c) la stazione di smistamento non richiede procedura di VIA o valutazione di incidenza perché non è citata negli allegati A e B del DPR 12/04/96 e non ricade in aree naturali protette.

Inoltre, poiché sia la centrale eolica che le opere connesse sono sottoposte a VIA nell'ambito di competenza del Ministero dell'Ambiente, esse non sono oggetto della disciplina di cui all'Atto di indirizzo e coordinamento del DPR 12-04-96, art. 1 punto 10.



### 3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il quadro di riferimento progettuale contiene la descrizione generale del progetto e le possibili interazioni con l'ambiente e il territorio, ovvero il rapporto tra l'opera e il sito, le scelte tecnologiche effettuate e loro motivazioni, l'esame delle principali alternative, l'esame delle fasi di cantiere e della fase di esercizio dell'opera.

#### 3.1 *Descrizione della centrale eolica offshore*

Il progetto di una centrale eolica *offshore* prevede la scelta di un *layout* per la disposizione delle turbine. Tale disposizione dipende dall'area in cui il progetto stesso si inserisce e ad essa è subordinata la progettazione delle altre componenti della centrale. Una centrale eolica è infatti costituita dalle seguenti componenti principali:

- ◆ turbine eoliche;
- ◆ cavi di interconnessione per le turbine;
- ◆ cavi di collegamento con la costa: tre cavi sottomarini a 33kV che trasportano l'energia alla struttura sulla costa;
- ◆ cabina di trasformazione a terra: cabina necessaria per elevare la tensione da 33 kV alla tensione della rete elettrica nazionale di 150 kV;
- ◆ stazione di smistamento: la stazione di smistamento, connessa tramite un elettrodotto a 150kV alla cabina di trasformazione, trasferisce l'energia alla Rete Elettrica Nazionale

Nel presente studio di impatto ambientale, abbiamo analizzato le singole componenti (v. Figura 3.1).

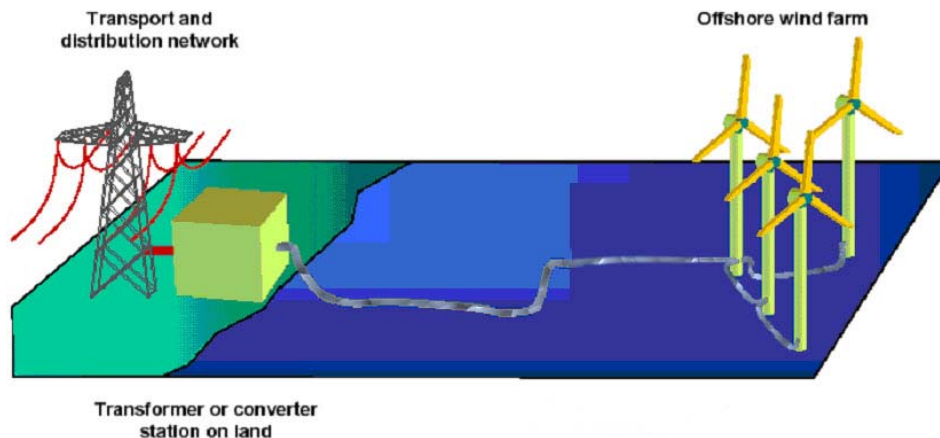


Figura 3.1: Schema di una centrale eolica offshore

Una descrizione dettagliata del layout di progetto e della posizione delle sue componenti è riportata negli Allegati progettuali (Volume n. 2)

La centrale eolica *offshore* è un impianto la cui potenza nominale complessiva è 162 MW.

Nel progetto si è ipotizzato un parco eolico costituito da 45 turbine da 3,6 MW per ogni turbina.

In alternativa si può ipotizzare un parco eolico, che occupa la medesima superficie, di 54 turbine da 3MW per ogni turbina.

Le turbine saranno posizionate in 5 file da 9 turbine ciascuna, con una distanza massima tra le file di  $9 \times D$ , dove  $D$  è il diametro del rotore pari a 111 m, e una distanza di  $6 \times D$  tra le turbine di una stessa fila. La prima fila è situata ad una distanza di 5 km dalla costa. Il rotore delle turbine sarà posizionato ad una altezza di 74 m s.l.m. come descritto nello schema di Figura 3.2. L'altezza della torre eolica dal centro del rotore al livello del medio mare è di circa 74 m; la parte sommersa della torre è di 20 m nel caso della fila di turbine più distante dalla costa; la fondazione si spinge fino ad una profondità che potrà raggiungere i 50 m dal limite del fondale.



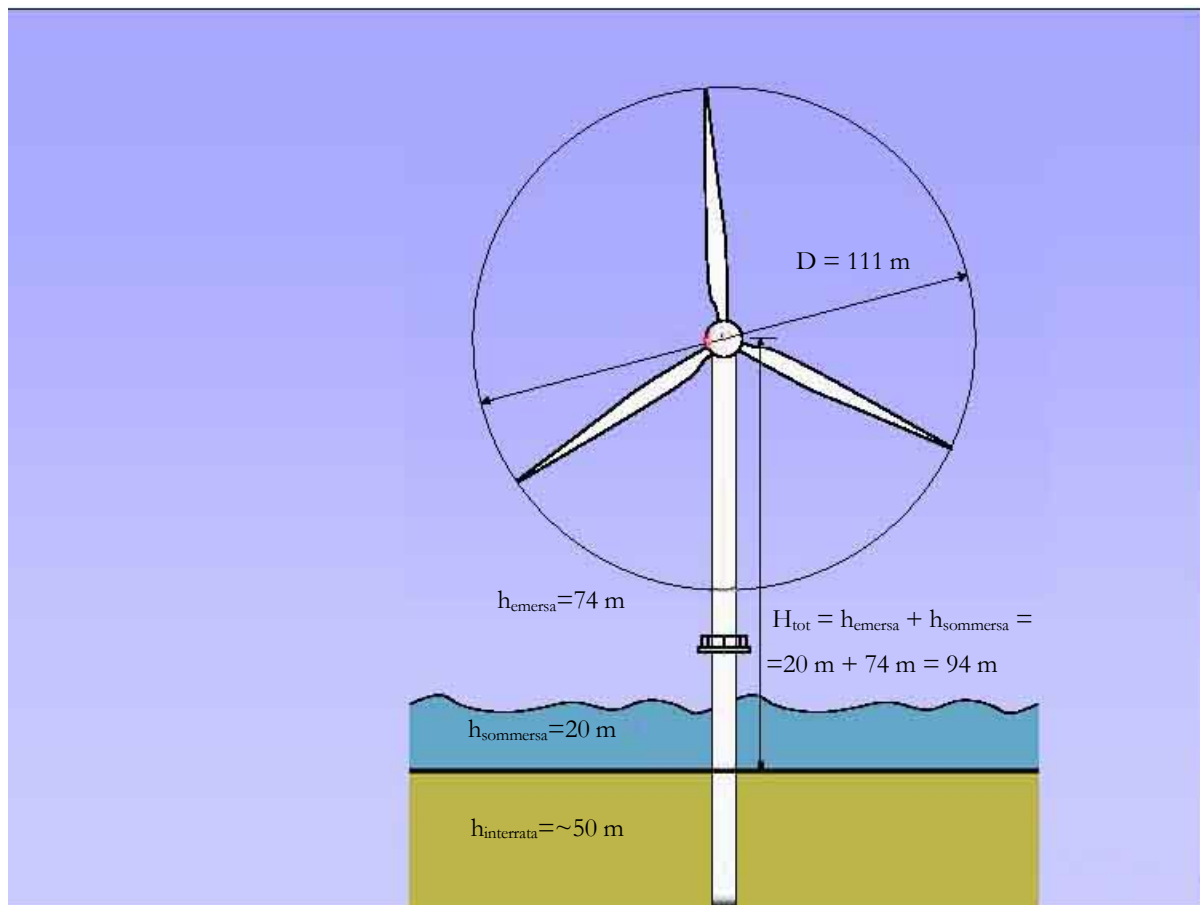


Figura 3.2: Schema ingombro di una turbina.

Le torri delle turbine hanno un diametro di 5 m. Ogni turbina pesa approssimativamente 160 tonnellate.

Le turbine saranno ubicate all'interno di un quadrilatero di cui abbiamo riportato le coordinate nella Tabella 1.1. Il quadrilatero ricade interamente all'interno dei confini giurisdizionali della Capitaneria di Porto di Termoli.

Di seguito descriviamo le singole componenti della centrale.

### 3.1.1 Turbine eoliche

Le turbine utilizzate per la realizzazione della centrale eolica *offshore* sono ad asse orizzontale, di grossa taglia, e sono particolarmente indicate per le applicazioni *offshore* (v. Figura 3.3). Un aerogeneratore è costituito essenzialmente da un sostegno (palo tubolare) che ospita alla sua sommità la gondola o navicella, costituita da un basamento o da un involucro esterno; al suo



interno si trovano l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola (v. Figura 3.4) è fissato il rotore, costituito da un mozzo, sul quale sono montate le pale, che hanno il compito di raccogliere l'energia cinetica del vento. Gli aerogeneratori scelti per la realizzazione del progetto sono turbine studiate appositamente per l'applicazione *offshore*. I componenti della gondola sono uniti in un'unica struttura in modo tale da rendere l'intera struttura più durevole. Il generatore e la scatola-motore sono sostenuti da elementi elastomerici che minimizzano l'emissioni sonore. Le turbine sono organizzate in una struttura a maglia che permette di sfruttare al meglio il vento, offrendo allo stesso tempo un'immagine visiva più armonica.



Figura 3.3: Turbina eolica da 3,6 MW installata in mare.

Le caratteristiche tecniche di un possibile aerogeneratore da 3,6 MW sono

- velocità di spunto (*cut-in*): 3,5 m/s;
- velocità nominale: 15 m/s;
- velocità limite (*cut-out*): 27 m/s;
- l'intensità di turbolenza è del 12%, intesa come l'intensità di turbolenza riferita a 15 m/s;

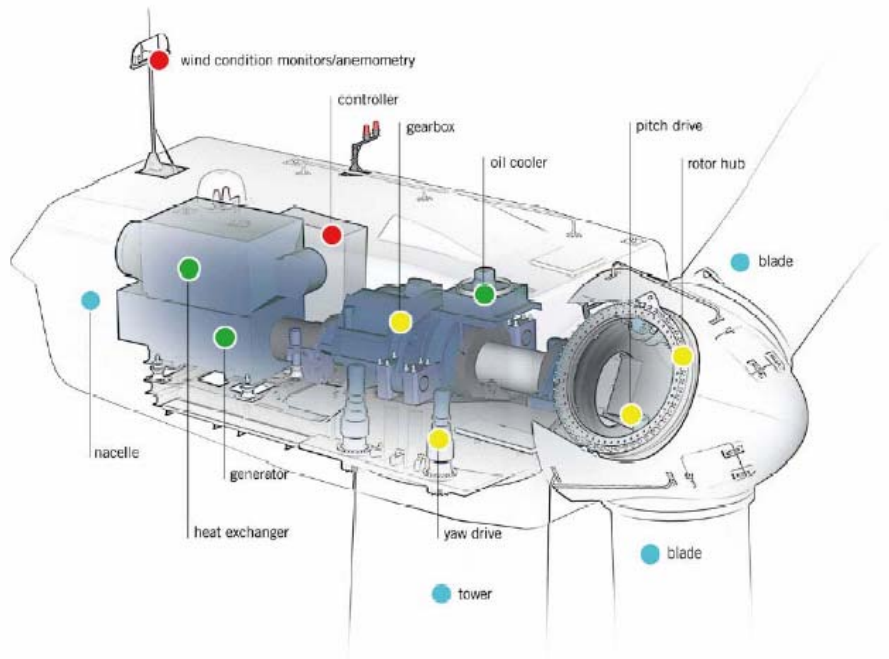


Figura 3.4: Schema della parte superiore di una turbina eolica; il pallino azzurro indica i componenti più esterni (blade: pala; nacelle: gondola; tower: torre) costituiti con un materiale studiato per resistere all'ambiente marino; il pallino giallo indica gli elementi di trasferimento; il pallino rosso indica gli elementi di controllo; il pallino verde indica gli elementi per la generazione di energia elettrica.

le caratteristiche del rotore sono:

- diametro del rotore 111 m;
- area di spezzamento 9677 m<sup>2</sup>;
- massima velocità di punta 88,9 m/s.

L'andamento della potenza elettrica calcolata in condizioni atmosferiche standard (densità dell'aria 1,225 kg/m<sup>3</sup>) in funzione della velocità del vento è illustrata nel grafico di Figura 3.5.

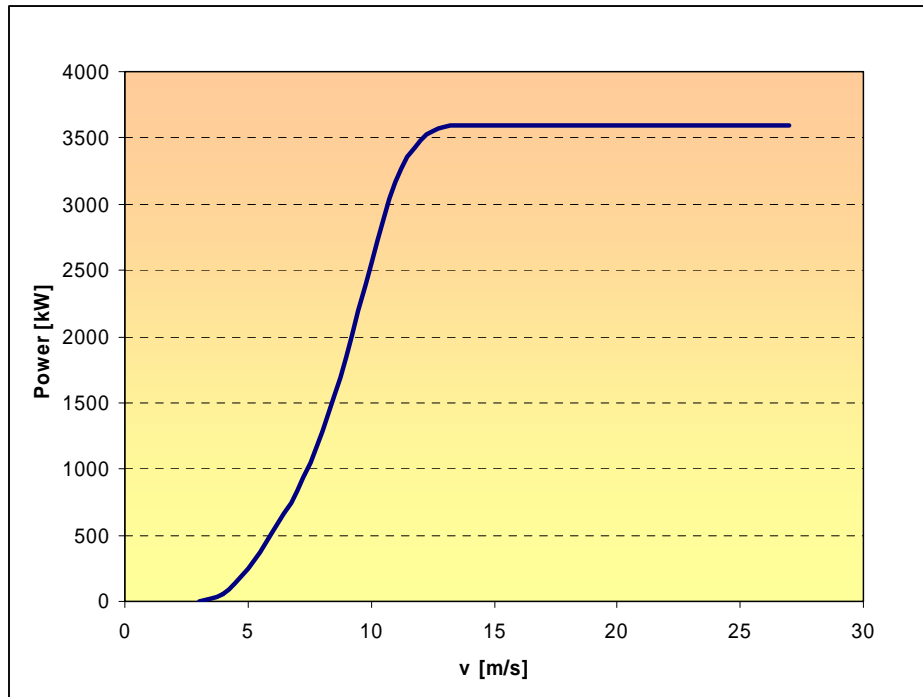


Figura 3.5: Curva di potenza della turbina da 3.6 MW, utilizzata nell'ipotesi progettuale.

Sulla base della curva di potenza mostrata nel grafico di Figura 3.5, abbiamo calcolato la distribuzione dell'energia, rappresentata qui di seguito, in Figura 3.6.

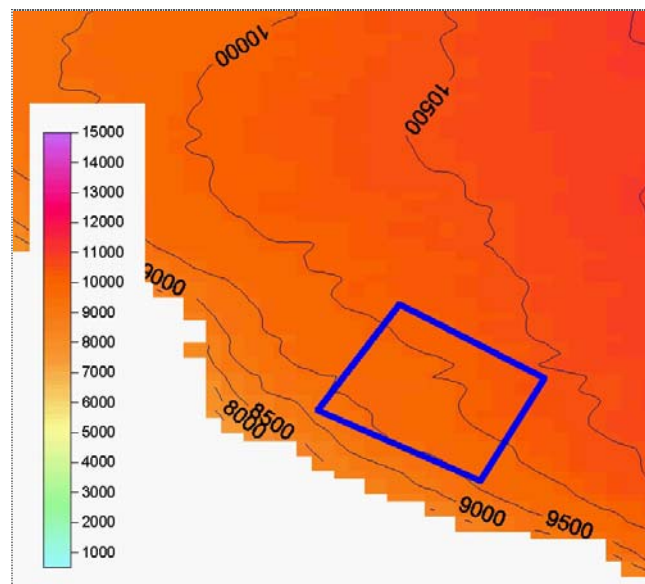


Figura 3.6: Energia prodotta annualmente espressa in MWh, le curve rappresentano le isoenergetiche con un passo di 500 MWh.



Per ogni turbina quindi, la produzione annua di energia è compresa tra 9500 e 10000 MWh. Considerando che l'intero parco eolico è costituito da 45 aerogeneratori, possiamo sommariamente calcolare l'energia producibile, considerando i due valori di 9500 e 10000 MWh come estremi dell'intervallo di producibilità:

$$E_{tot1} = (9500 \times 45) \text{ MWh} = 427500 \text{ MWh} = 427,5 \text{ GWh}$$

$$E_{tot2} = (10000 \times 45) \text{ MWh} = 450000 \text{ MWh} = 450 \text{ GWh}$$

$$427,5 \text{ GWh} < E_{tot} < 450 \text{ GWh}$$

**L'energia producibile dalla centrale eolica off-shore in un anno è quindi compresa tra circa 420 e 450 GWh.**

L'installazione di una centrale eolica *offshore*, per le sue dimensioni, ha un impatto visivo significativo. Nel progetto della centrale di Termoli sono stati presi alcuni accorgimenti per assicurare che il parco eolico costituisca un'unità armonica. Ad esempio le turbine sono state disposte nel layout di progetto in una struttura a maglia che permette di sfruttare al meglio il vento, offrendo allo stesso tempo una immagine visiva in accordo con i criteri di minimizzazione di impatto.

Le turbine devono rispettare i seguenti criteri:

- torre di tipo tubolare;
- direzione di rotazione delle turbine in senso orario rispetto alla direzione da cui soffia il vento;
- le turbine devono avere lo stesso colore;
- le turbine devono essere a favore di vento (il rotore frontale rispetto alla direzione del vento) con tre pale per ogni turbina.

Come si può vedere in Figura 3.3, le torri degli aerogeneratori sono tubolari, di colore bianco.

Il posizionamento delle turbine è stato il risultato di uno studio effettuato sulle caratteristiche anemologiche del sito. Dalle analisi dello stato anemologico abbiamo valutato che il vento spira



prevalentemente da N-O e che la velocità media annua su tutte le direzioni è di 6,5 – 7,5 m/s a 74 m sul livello del mare.

Per evitare l'erosione alla base delle fondazioni, dovuta ad eventuali correnti marine presenti sul sito, può essere necessario proteggere le fondazioni stesse, ad esempio con massi naturali o artificiali utilizzati per la difesa delle opere a mare. Le turbine devono essere dotate di luci segnaletiche in considerazione del traffico aereo e marino.

Le turbine eoliche utilizzate sono state progettate in maniera tale da resistere ai problemi di corrosione mediante l'uso di pitture speciali.

Durante la fase di costruzione i principali componenti verranno preparati sulla costa e poi trasportati sul sito. Le fondazioni saranno collocate sul fondale marino mediante l'uso di piattaforme o pontoni. Generalmente le turbine sono montate sulla costa. Nel nostro caso invece le turbine saranno trasportate e poi montate direttamente sulle fondazioni. Il periodo totale di realizzazione della centrale *offshore* (per fondazioni, turbine e cavi) richiede un periodo di circa un anno.

Durante la fase di esercizio della centrale non è richiesta l'assistenza continua. Nonostante ciò ogni turbina deve essere ispezionata e controllata almeno due volte all'anno e, in aggiunta, può essere necessario intervenire per eventuali malfunzionamenti.

L'aerogeneratore che sarà utilizzato comprende il rotore, il generatore e un trasformatore in grado di adattare il livello di tensione dell'energia prodotta a quello scelto per la trasmissione. Il tipo di aerogeneratore che verrà utilizzato è ad asse orizzontale a tre pale (v. Figura 3.4 le parti indicate con il pallino verde e dette *blade*), con rotore sopravvento a mozzo rigido, collocato tra la direzione da cui spira il vento e la torre. La struttura dell'aerogeneratore è costituita da un sostegno che porta alla sua sommità la navicella (o gondola), costituita da un basamento e da un involucro esterno. Nella gondola sono contenuti l'albero di trasmissione lento (v. Figura 3.4 il pallino giallo indicato con *gearbox*), il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il sistema di controllo (v. Figura 3.4 le parti indicate dal pallino rosso) e i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola è fissato il rotore, costituito da un mozzo, sul quale sono montate le pale. Il rotore può essere posto sia sopravvento che sottovento rispetto al sostegno. La gondola è in grado di ruotare rispetto al sostegno allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Il convertitore di frequenza di cui sarà dotato l'aerogeneratore è a IGBT e utilizza la modulazione di ampiezza. Il posizionamento delle singole turbine e l'utilizzo dei convertitori sarà tale da minimizzare i disturbi in rete.

In caso di guasto, o qualora sia necessario mettere in sicurezza la struttura, è previsto un controllo elettromeccanico dell'angolo per ogni pala (sono quindi 3 sistemi, uno per ogni pala) e un meccanismo idraulico di messa in riposo.

### 3.1.2 Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante uno o più cavi (v. Figura 3.7). Ciascuna turbina sarà infatti fornita di uno o più tubi a J entro predisposti per il passaggio dei cavi. Quest'ultimi sono installati con opportune manovre e fissati con l'aiuto di un sommozzatore.



Figura 3.7: Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori.





Nel caso riportato in Figura 3.7 le turbine sono lungo le cinque righe che costituiscono il reticolo. Il collegamento tra queste righe è effettuato con un cavo all'estremità del reticolo. Dal nodo "01" partono i tre cavi di collegamento a terra.

### 3.1.3 Cavo di collegamento con la costa

L'energia prodotta dal parco eolico e raccolta dai cavi di collegamento, è convogliata a tre cavi da 33 kV ciascuno, attraverso i quali viene trasportata direttamente alla costa.

La posa dei cavi viene eseguita con apposite navi (vedi paragrafo 3.2.5).

I cavi sottomarini sono fissati al fondale marino e interrati alla profondità di un metro mediante l'uso di getti d'acqua in modo tale da proteggere i cavi stesso da eventuali ancoraggi e pesca a strascico.

I cavi trasferiscono l'energia prodotta dalle turbine eoliche alla rete di trasmissione terrestre.

Poiché la posa del cavo è effettuata con navi è richiesta una profondità dell'acqua nell'area del sito scelto per la localizzazione di almeno 4 metri. La posa deve essere effettuata in giorni di bel tempo e richiede pochi giorni di lavoro. Un'area di protezione di circa 200 m deve essere garantita intorno al parco eolico e ai cavi; in quest'area è proibita pesca e ancoraggio. A questo proposito si ricorda che nell'arco di tre miglia dalla costa ed entro la batimetrica di 30 m vige il divieto per la pesca a strascico in tutto il Mare Adriatico (v. paragrafo 2.1.4).

### 3.1.4 Cabina di trasformazione a terra

Il collegamento della centrale a terra, costituito da un sistema di trasmissione trifase sottomarino alla tensione di 33 kV, trasmetterà la potenza prodotta dall'impianto eolico *offshore* a una cabina di trasformazione. Tale cabina è necessaria per la connessione alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale. Nella cabina di trasformazione infatti, la tensione viene riportata al valore di 150 kV e trasportata alla stazione di smistamento per via aerea.

La stazione di trasformazione a terra potrebbe essere realizzata a Sud della foce del Fiume Trigno.

Nell'ipotesi di collegarsi alla stazione di smistamento che sarà realizzata per potenziare la linea di S. Salvo, la cabina potrebbe essere situata in Regione Molise nel punto indicato in Figura 3.8 dalla freccia.

Le componenti della cabina di trasformazione e i rispettivi ingombri sono indicati di seguito (v. Figura 3.9):

- ◆ cabina il cui ingombro è di circa 20 m × 10 m;
- ◆ trasformatore con pareti tagliafiamma e ingombro della vasca di raccolta olio di 12 m × 12 m;
- ◆ portale di amarro in ingresso e portale di amarro in uscita, ovvero gli organi a 150 kV, compreso il sostegno di uscita dalla linea occupano un'area di 30 m × 20 m;

se consideriamo anche gli spazi tra la cabina e il trafo e tra il trafo e il portale di amarro, possiamo affermare che l'ingombro totale della cabina sarà di circa 65 m × 20 m, comprendente la cabina, il trasformatore e il primo tratto della linea aerea su traliccio ad alta tensione.

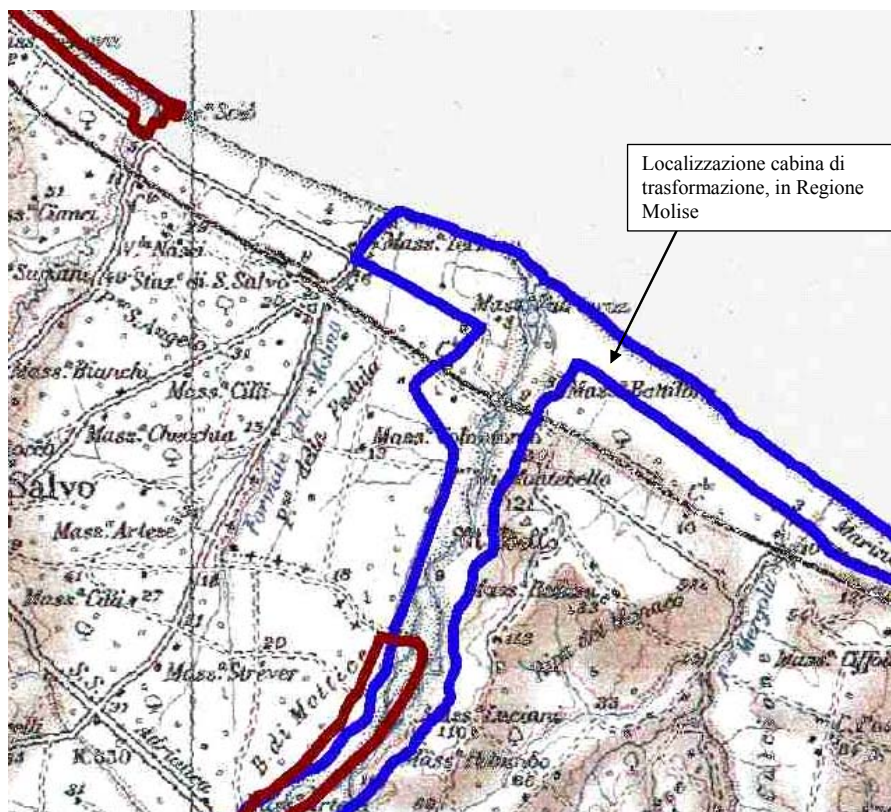


Figura 3.8: Possibile localizzazione della cabina di trasformazione della centrale eolica off-shore di Termoli, nella Regione Molise.

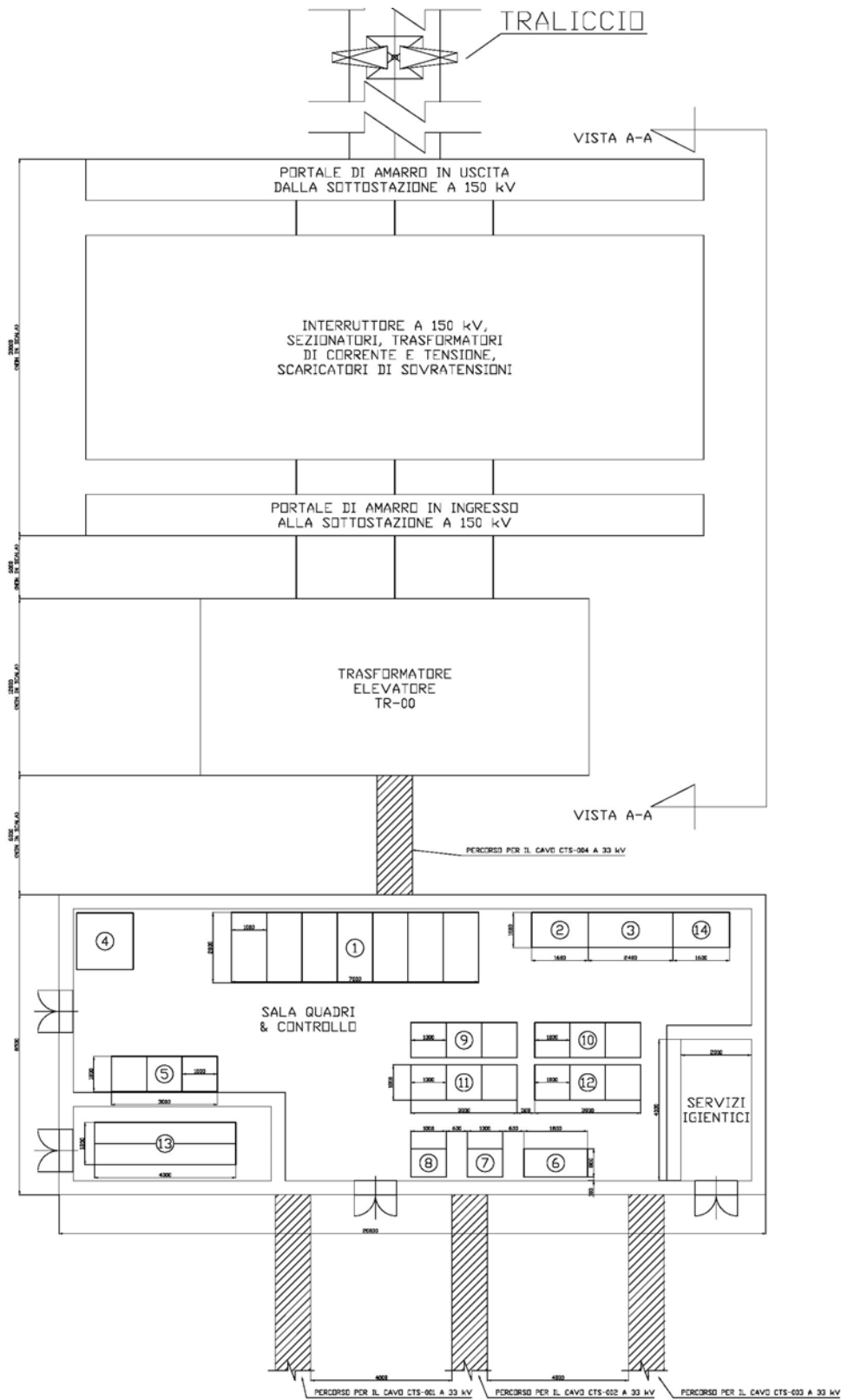


Figura 3.9: Schema ed ingombro della cabina di trasformazione della centrale eolica offshore di Termoli.

### 3.1.5 Soluzione di allacciamento alla rete elettrica nazionale

La distribuzione della rete nei pressi della centrale eolica *offshore* in progetto, è rappresentata in Figura 3.10. In particolare la stazione smistamento alla quale ci riferiremo nella nostra ipotesi di progetto, sarà realizzata da GRTN in Molise, nei pressi della stazione già esistente di S. Salvo.

La nuova stazione di smistamento sarà collocata a circa 4km della cabina di trasformazione (si veda ALLEGATO N). L'energia prodotta dalla centrale eolica sarà quindi trasferita dalla nuova stazione di smistamento alla linea aerea che collega Gissi e Larino.

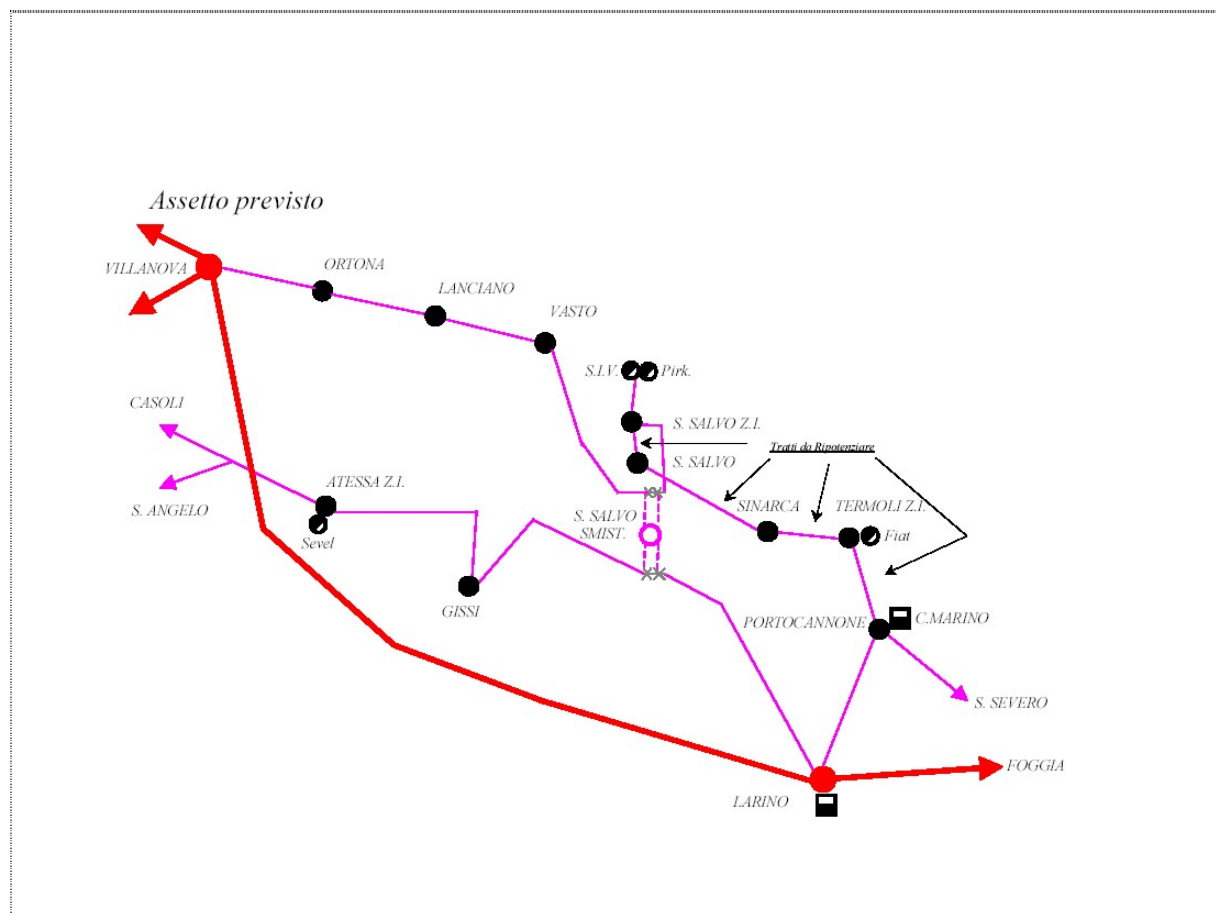


Figura 3.10: Linee elettriche lungo la costa che si snoda tra Larino e Villanova, i tratti indicati dalle freccette nere sono i tratti che devono essere ripotenziati secondo il Piano di Sviluppo GRTN del 2003.

La stazione di smistamento GRTN in progetto sarà collegata alla cabina di trasformazione con una linea aerea come indicato in Figura 3.11.

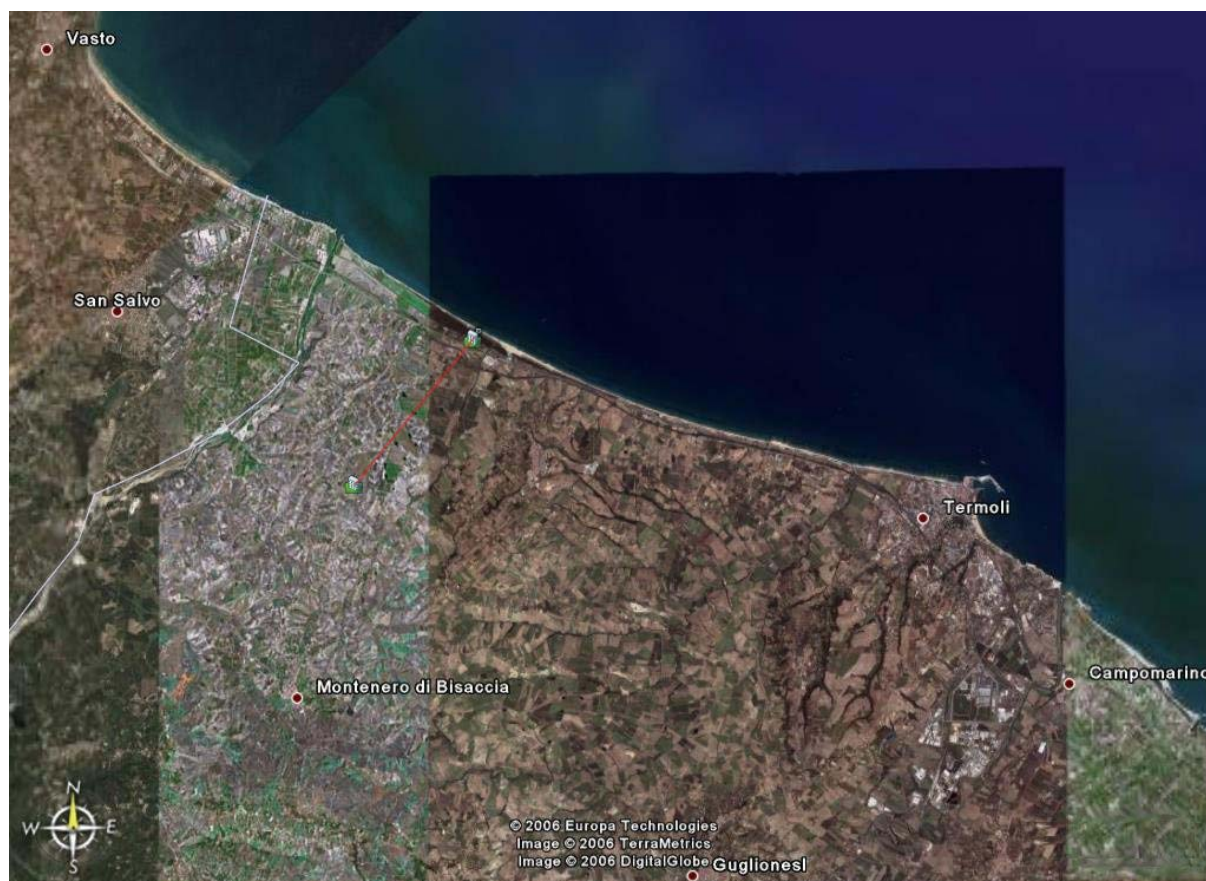


Figura 3.11: elettrodotto di collegamento indicato con la linea rossa tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento del GRTN.

Dalla stazione di smistamento partiranno due cavi per collegarsi alla linea GISSI-LARINO. Lo stesso gestore della rete di trasmissione nazionale - GRTN S.p.A - si occuperà del progetto esecutivo di tale stazione di smistamento, che servirà per potenziare la stazione di San Salvo già esistente, mostrata in Figura 3.12.

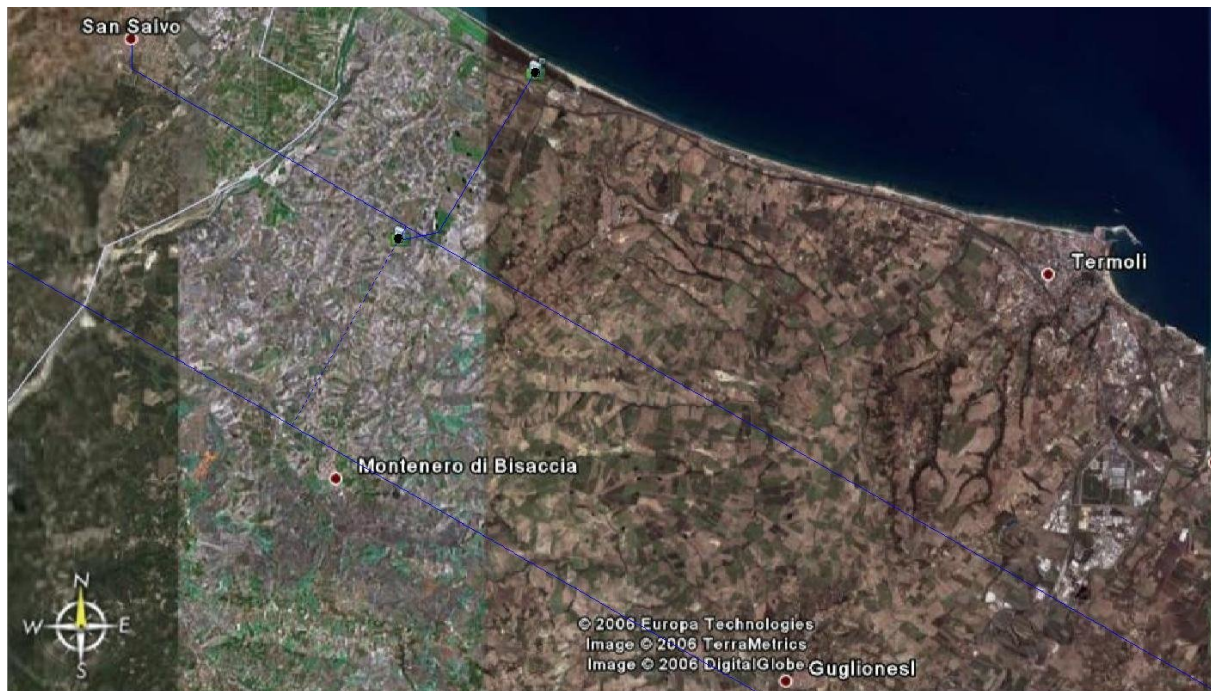


Figura 3.12: Stazione di smistamento: l'elettrodotto a 150kV collega la sottostazione di trasformazione alla stazione di smistamento che a sua volta collega la centrale eolica off-shore alla Rete nazionale indicata dalle 2 linee in viola parallele alla costa

### 3.2 Descrizione dell'installazione delle turbine offshore

In questo paragrafo abbiamo descritto brevemente le diverse fasi per l'installazione di aerogeneratori in mare e delle altre componenti che compongono una centrale eolica *offshore*, i cui dettagli sono riportati nell'ALLEGATO D: *descrizione di massima dei lavori di installazione delle turbine eoliche, posa del cavo sottomarino e posa del cavo terrestre*.

Per effettuare questo studio ci siamo basati su quanto è stato fatto per le centrali di Horns Rev, in Danimarca e per quella di Arklow in Irlanda.

La centrale di Horns Rev è costituita da 80 turbine di 2 MW ognuna; la centrale di Arklow è costituita da 7 turbine dello stesso tipo di quelle che saranno installate a Termoli.

Questi due esempi sono quindi significativi, il primo per la dimensione dell'impianto e il secondo per il tipo di turbina.

Le centrali alle quali facciamo riferimento sono localizzate rispettivamente nel Mare del Nord, nei pressi della costa danese occidentale e nel Canale di San Giorgio nei pressi della costa irlandese orientale (vedi Figura 3.13).



Figura 3.13: Localizzazione delle centrali di Arklow e Horns Rev, prese ad esempio per l'illustrazione della metodologia adottata nell'installazione delle turbine offshore.

### 3.2.1 Preparazione del fondo

Il primo passo da compiere, prima dell'installazione delle torri eoliche, è la preparazione del fondale, operazione necessaria nelle aree soggette a correnti di marea. La presenza delle fondazioni genera la formazione di vortici intorno alla fondazione stessa: questa turbolenza porta via materiale intorno alle fondazioni. Per prevenire la rimozione di materiale sabbioso occorre riversare sul fondo uno strato di ghiaia. La ghiaia è infatti costituita da particelle più grosse e più pesanti rispetto alla sabbia che i vortici non riescono a trasportare. Nella Figura 3.14 mostriamo schematicamente il fondale con lo strato protettivo di ghiaia e la torre eolica in fase di installazione.

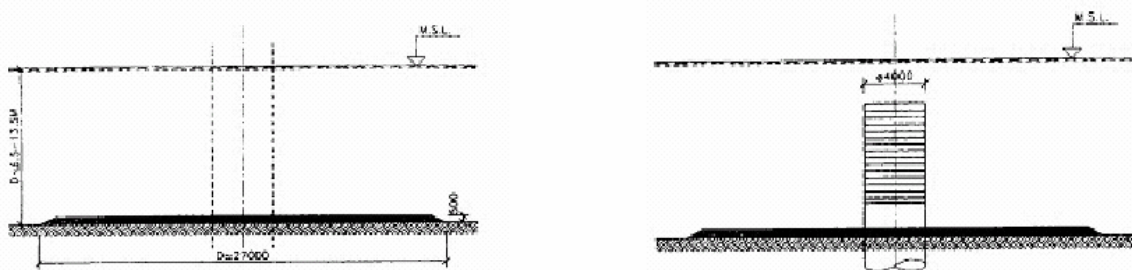


Figura 3.14: Rappresentazione schematica del fondale ricoperto da uno strato di ghiaia per prevenire la rimozione di sedimenti durante e dopo l'installazione dei pali.

Il versamento di materiale ghiaioso e pietrisco viene effettuato direttamente in mare utilizzando opportune imbarcazioni che scaricano il materiale lateralmente (vedi Figura 3.15).



Figura 3.15: “Side stone dumping vessel”, tipo di imbarcazione utilizzata per il versamento in mare di materiale ghiaioso e pietrisco.

La preparazione del fondale mediante il versamento di materiale ghiaioso è un’operazione necessaria nelle zone soggette a forti correnti mareali.

La necessità di un letto protettivo di ghiaia per la centrale di Termoli sarà valutata nelle fasi successive del progetto. Possiamo comunque affermare che le correnti di marea presenti lungo le coste del basso Adriatico sono di intensità molto minore rispetto a quelle rilevate per la centrale di Horns Rev.

### 3.2.2 Fondazioni

Le prospezioni geofisiche effettuate in situ e i cui risultati sono riportati negli allegati, riportano che il fondo è costituito da uno strato di circa 10 – 15 m di materiale argilloso, al di sotto del quale si trovano strati di sabbia e argilla alternati. Sulla base delle informazioni geosismiche, si ipotizza che il diametro del monopilone debba essere di 5 m. con uno spessore di circa 70mm e che si spinga fino ad una profondità di circa 50 m sotto il fondale marino.

I pali di fondazione vengono installati in mare utilizzando un pontone. Questo tipo di imbarcazione è in grado di caricare molti pali in porto e di trasportarli fino al sito destinato all’ubicazione delle



torri eoliche. Una volta arrivati sul sito, il pontone viene posizionato e fissato con delle ancore nel punto stabilito. Quindi le gambe del pontone vengono abbassate e il pontone viene tirato completamente o parzialmente fuori dall'acqua, formando una piattaforma di lavoro stabile (vedi Figura 3.16).



Figura 3.16: Caricamento dei pali di fondazione e fase di sollevamento del pontone nel punto di installazione dei pali di fondazione.

Una volta posizionato il pontone, i pali di fondazione vengono eretti e situati in mare. Per portare i pali in posizione verticale viene utilizzato un inclinatore (*tilting frame*), che può essere aggiustato in tutte le direzioni per assicurare che il palo sia nell'esatta collocazione e sia perfettamente verticale (vedi Figura 3.17). La tolleranza del *tilting frame* è di  $0,1^\circ$ .



Figura 3.17: *Tilting frame*, dispositivo per inclinare i pali e portarli in posizione eretta; *hammering frame*, dispositivo per tenere i pali perfettamente verticali.

Il palo viene allineato sulla verticale, quindi il maglio viene messo in posizione e si inizia a piantare il palo utilizzando un martello idraulico.

Le acque nei pressi di Horns Rev sono frequentate saltuariamente dalle foche. Per evitare di danneggiare l'udito di eventuali esemplari presenti durante le fasi di battitura del palo, viene messo in acqua un emettitore di suoni che spaventa le foche e le fa allontanare prima che si cominci a battere con il martello.

L'installazione del palo è completa dopo circa un'ora e mezza. Questo tempo può variare a seconda delle caratteristiche del fondale.

Nel caso specifico della centrale *offshore* molisana sulla base delle analisi stratigrafiche effettuate, saranno utilizzati monopiloni di 5 m di diametro dello spessore di 70 mm.

Le caratteristiche del martello idraulico sono indicate di seguito:

rated energy	1200 [kJm]
impact energy	1200 [kJm]
penetrazione del palo massima	50,00 [m]
numero di colpi per 25 cm	38 [colpi/25 cm]
velocità di penetrazione	40 [colpi/minuto]
numero totale di colpi	3452 [colpi]
tempo stimato per la totale penetrazione	86 minuti.

In Figura 3.18 si osserva il martello nella fase di sollevamento e posizionamento sopra la testa del palo.



Figura 3.18: Fase di sollevamento del martello e successivo posizionamento in corrispondenza della testa del palo.

Il martello vero e proprio è costituito dalla parte bianca (v. Figura 3.18), mentre la parte rossa serve a distribuire correttamente la forza trasferita dal martello alla pila di fondazione.

Per evitare la collisione di imbarcazioni che transitano nei pressi del sito di installazione del parco eolico, viene posizionato temporaneamente un piccolo faro sulla testa del palo per segnalarne la presenza (vedi Figura 3.19). Talvolta la testa del palo di fondazione può essere totalmente sommersa.



Figura 3.19: Faro di segnalazione temporaneo posizionato in corrispondenza del palo di fondazione.

### 3.2.3 Parte di transizione

Il passo successivo è l'installazione della parte di transizione, ovvero del tratto di aerogeneratore che sta tra la fondazione e la torre eolica. Questa parte di transizione viene sollevata con la gru del pontone e posizionata sulla fondazione (vedi Figura 3.20). Lo spazio tra le due strutture è riempito con malta cementizia a presa rapida. Inoltre per evitare fuoriuscite, il fondo e la cima del salto sono chiusi ermeticamente con un tubo a espansione.



Figura 3.20: Installazione del pezzo di transizione a Horns Rev.

### 3.2.4 La torre eolica e la turbina

La fase successiva al montaggio del tratto di transizione è l'installazione della torre eolica e della turbina. Ad Horns Rev queste due fasi sono state eseguite separatamente, con imbarcazioni equipaggiate con gru più alte, mentre ad Arklow lo stesso elevatore è stato utilizzato per tutte le operazioni di sollevamento. La torre è costituita da uno o due componenti, uniti insieme come in Figura 3.21.



Figura 3.21: Installazione della torre in due componenti nel progetto di Horns Rev.

Quindi si passa all'installazione della turbina.

Nel progetto di Horns Rev, la turbina è stata installata usando il metodo detto “*bunny ear*” ovvero orecchio di coniglio: il metodo è così detto perché la gondola viene montata con il rotore e solo due pale su tre. Quando la gondola è stata posizionata, anche la terza pala viene annessa al rotore.

Per montare l'ultima pala, occorre portarla dalla posizione orizzontale e quella verticale; per compiere questa operazione è stato ideato uno strumento apposito che varia l'inclinazione della pala. In Figura 3.22 è mostrato il metodo *bunny ear* e l'installazione dell'ultima pala.



Figura 3.22: Installazione della turbina con il metodo bunny ear, nel progetto di Horns Rev.

L'installazione delle turbine da 3,6 MW ad Arklow è stata eseguita secondo il metodo utilizzato tradizionalmente anche per parchi eolici *onshore*: la gondola viene sollevata e successivamente l'intero rotore viene inclinato e unito alla gondola (vedi Figura 3.23). Le grosse masse delle componenti di questa particolare turbina fa sì che questo metodo sia preferibile al precedente, sebbene la capacità delle imbarcazioni utilizzate per le installazioni siano in continua crescita.



Figura 3.23: Installazione della turbina da 3,6 MW, con il metodo tradizionale, nel progetto di Arklow.

### 3.2.5 Posa dei cavi

Per trasferire l'energia elettrica dalle turbine alla griglia *onshore*, occorre installare dei cavi sotterranei. Per prima cosa occorre collegare tra di loro le turbine con dei cavi in campo (*in-field*). Uno, due o tre tubi a J sono già installati nel pezzo di transizione di ogni turbina. Il cavo è guidato attraverso il

tubo a J sul fondo del mare. L'inserimento del cavo all'interno del tubo a J richiede la presenza di sommozzatori (vedi Figura 3.24)



Figura 3.24: Installazione dei cavi di collegamento tra le turbine (in-field). Inserimento del cavo nel j-tube con l'assistenza di un sub.

Per la centrale di Termoli, l'energia è trasportata direttamente in costa, al contrario di Horns Rev dove un trasformatore *offshore* aumenta il voltaggio per consentire l'attraversamento di distanze molto più lunghe rispetto a quelle che si devono coprire nel progetto di Termoli.

Questo cavo è tipicamente di diametro maggiore rispetto ai cavi che collegano gli aerogeneratore tra di loro: anch'esso può essere comunque installato utilizzando il pontone oppure utilizzando opportune imbarcazioni progettate appositamente per la posa dei cavi. Si veda un esempio in Figura 3.25).



Figura 3.25: Nave per l'installazione di cavi di grosso diametro offshore.

Sia i cavi per i collegamenti interni alla centrale sia il cavo di collegamento alla costa devono essere interrati sul fondo del mare. Tale operazione è necessaria per evitare che i cavi vengano danneggiati

da ancore o reti da pesca. Solitamente i cavi vengono interrati a circa 0,5 m di profondità. L'interramento può essere effettuato utilizzando diversi metodi. Si vedano in Figura 3.26 alcuni esempi di strumenti utilizzati.



Figura 3.26: Mezzi utilizzati per l'interramento dei cavi.

All'arrivo dei cavi sulla costa, talvolta è opportuno costruire delle opere provvisorie che permettano al cavo di attraversare la spiaggia.

### **3.3 Opzioni di progetto: siti alternativi e punti di approdo**

Per effettuare una corretta valutazione degli impatti sull'ambiente, abbiamo considerato due diverse ipotesi possibili per il layout di progetto e il mantenimento dello stato di fatto.

Quest'ultimo caso considera gli effetti che ricadrebbero sull'ambiente qualora la centrale eolica non fosse realizzata.

Le opzioni che abbiamo considerato sono:

- ◆ opzione 0: ipotesi che prevede il mantenimento dello stato di fatto;
- ◆ opzione 1: ipotesi di progetto con il layout descritto al paragrafo 1.2 e descritto negli allegati;
- ◆ opzione 2: ipotesi di utilizzo di turbine di taglia inferiore a quella scelta nell'ipotesi 1 di progetto.

Nei seguenti sottoparagrafi esporremo brevemente i vantaggi e gli svantaggi di ogni opzione in relazione soprattutto ai potenziali impatti sull'ambiente.

Per quanto riguarda le opzioni 1 e 2, al variare della posizione delle turbine occorre variare anche il percorso dei cavi marini.



### 3.3.1 Opzione 0: mantenimento dello stato di fatto

L'opzione zero è l'ipotesi che non prevede la costruzione della centrale eolica. Il mantenimento dello stato di fatto consentirebbe di non avere alcun impatto di tipo visivo o acustico e anche l'impatto sulla flora e la fauna marina sarebbe nullo.

La costruzione di un impianto eolico *offshore* ha però degli effetti positivi sull'ambiente. Il principale effetto è la mancata produzione di energia da una fonte di energia rinnovabile e pulita. La produzione di energia ottenibile dall'impianto in progetto annualmente, considerando la curva di potenza illustrata in Figura 3.5, il numero 45 aerogeneratori, è compresa tra 427,5 e 450 GWh.

Per i seguenti calcoli ipotizziamo di trovarci nel caso di produzione minima di 427,5 GWh.

Se consideriamo una normale centrale termoelettrica che brucia petrolio, si può determinare che per ogni kWh di energia prodotta vengono rilasciati in atmosfera gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- ◆ 1000 g/kWh di CO<sub>2</sub> (anidride carbonica);
- ◆ 1,4 g/kWh di SO<sub>2</sub> (anidride solforosa);
- ◆ 1,9 g/kWh di Nox (ossidi di azoto);

che per 427,5 GWh si tradurrebbero, ogni anno, in:

- ◆ 427500 tonnellate di CO<sub>2</sub> (anidride carbonica);
- ◆ 598,50 tonnellate di SO<sub>2</sub> (anidride solforosa);
- ◆ 812,25 tonnellate di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

Questo significa che in 25 anni di vita utile della centrale eolica di progetto:

- ◆ 10,7 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> (anidride carbonica);
- ◆ 14963 tonnellate di SO<sub>2</sub> (anidride solforosa);
- ◆ 20306 tonnellate di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto).

La costruzione della centrale eolica avrebbe inoltre effetti positivi non solo sul piano ambientale, ma anche sul piano socio-economico. **Dal punto di vista economico, solo la produzione di anidride carbonica costerebbe circa 24 €/tonnellata, che per 25 anni di vita utile della centrale da noi considerata equivalgono a 256,8 milioni di Euro.**



La costruzione di una centrale eolica apporterebbe inoltre occupazione di forza lavoro in una regione dove la disoccupazione è un problema rilevante. Secondo un'analisi del Worldwatch Institute<sup>4</sup>, l'occupazione diretta creata per ogni GWh prodotto da fonte eolica è di 542 addetti, mentre quella creata, per la stessa produzione di elettricità dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è di 116 addetti.

L'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti principali tipologie di attività: costruzione (generatori eolici, moltiplicatori di giri, rotore - cioè pale e mozzo - torre, freni, sistemi elettronici, navicella) installazione (consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi e connessione alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, strade, potenziamento della rete elettrica) e gestione/manutenzione.

### 3.3.2 Opzione 1: Sito 1 per l'impianto eolico

Questa opzione è quella prescelta per lo stato di progetto. La centrale oggetto di questo studio ha una potenza nominale complessiva di 162 MW. Nell'ipotesi di progetto si considera la disposizione di 45 turbine da 3,6 MW ciascuna. Il layout che riportiamo in Figura 3.27, riporta una matrice di 5 file di 9 aerogeneratori, per un totale di 45 turbine. Esse sono situate ad una distanza dalla costa di circa 5 km. La profondità massima è di 20 m.

---

<sup>4</sup> Fondata da Lester Brown nel 1974, lo Worldwatch Institute è un istituto che offre un'attività di ricerca interdisciplinare e globale, che l'ha reso una risorsa di informazioni per ciò che concerne le interazioni tra temi ambientali, sociali ed economici. Gli studi effettuati da tale istituto sono rivolti soprattutto al raggiungimento di un tipo di società eco-sostenibile.

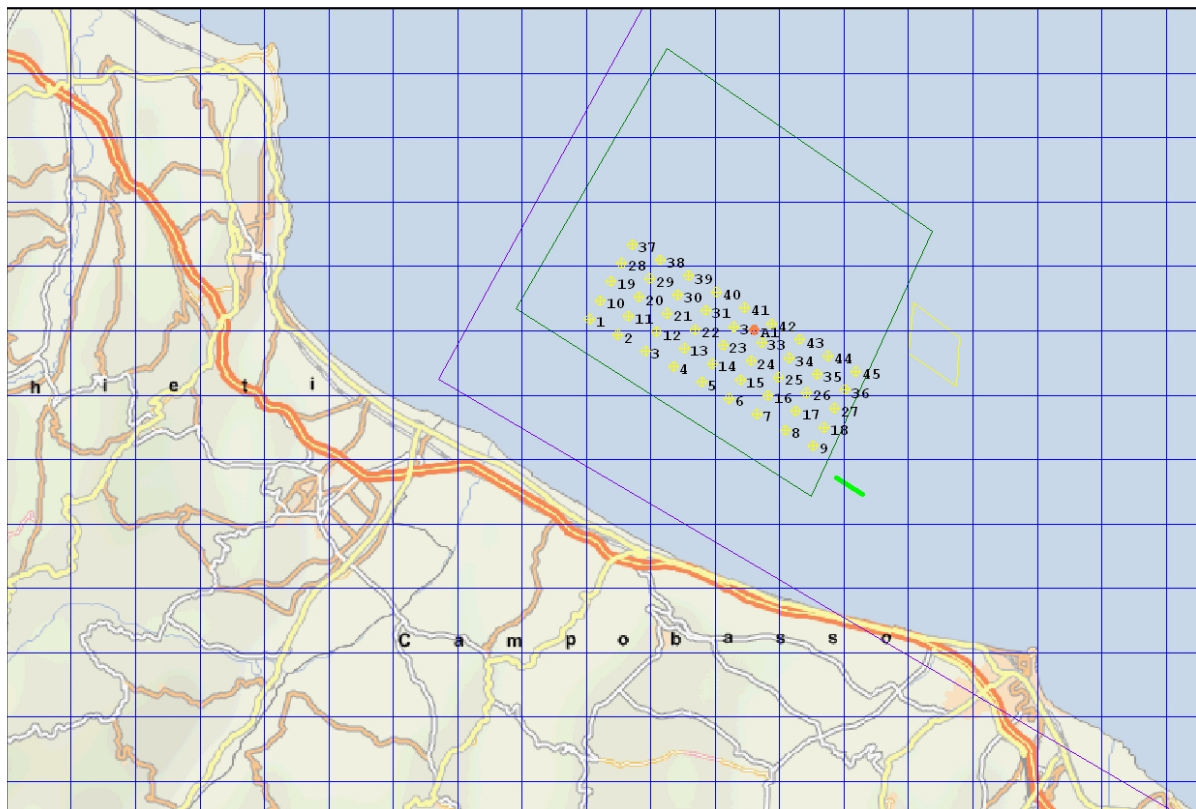


Figura 3.27: Layout di progetto, opzione 1. la linea gialla contiene un allevamento di pesci, la linea verde rappresenta un allevamento di cozze, la linea viola evidenzia i confini di competenza della Capitaneria di Porto di Termoli

La realizzazione della centrale eolica *offshore* di Termoli è in pieno accordo con le misure suggerite dal protocollo di Kyoto. Le direttive comunitarie e la normativa nazionale incentivano lo sviluppo e la crescita degli impianti che sfruttano fonti di energia rinnovabili per la produzione di energia. Gli studi effettuati sul nostro Paese hanno dimostrato che il potenziale eolico è una fonte di energia importante e che il suo contributo al raggiungimento degli obiettivi europei diventa ancora più importante se agli impianti tradizionali si aggiungono gli impianti eolici *offshore*.

L'analisi delle caratteristiche anemometriche del sito oggetto dello SIA, hanno dimostrato che la produzione di energia di una centrale eolica da 162 MW, utilizzando 45 turbine da 3,6 MW, è compresa tra 427,5 e 450 GWh.

La produzione di questa quantità di energia eviterebbe l'immissione in atmosfera di inquinanti provenienti da una centrale termica tradizionale per la stessa produzione di energia.

Nel paragrafo 3.3.1 abbiamo effettuato il calcolo di emissioni degli inquinanti principali per un intero ciclo di vita del parco eolico.



Il posizionamento scelto per la centrale non è subordinato soltanto alle caratteristiche anemologiche del sito ma anche a vincoli tecnici e non tecnici.

Tra i vincoli tecnici quello che ad oggi è strettamente connesso alla possibilità di costruzione della centrale, è la profondità del fondale. Infatti non esistono ancora centrali eoliche costruite ad una profondità maggiore di 20 m, benché lo sviluppo delle tecnologie in questo campo riveli la possibilità di superare questo limite nei prossimi anni.

La centrale è stata quindi posizionata in maniera tale da avere il limite più esterno della maglia di aerogeneratori all'incirca sulla linea della batimetrica a 20 m. Gli altri vincoli tecnici riguardano le caratteristiche del fondale. Inizialmente era stata valutata la natura del fondale dalle caratteristiche riportate sulle carte nautiche. Successivamente è stata effettuata *in situ* un'indagine geologica i cui risultati hanno mostrato che il fondo è costituito da uno strato iniziale di limi di circa 10-15 metri e poi alternanze di sabbie e fango. I vincoli non tecnici hanno riguardato soprattutto l'esistenza di vincoli militari, di riserve naturali e di altri vincoli ambientali. Il quadrilatero formato dalla disposizione delle turbine in Figura 3.27, non è sito in una zona dove ci siano vincoli di questo tipo.

Il sito dell'opzione 1 è stato quindi scelto sulla base di una serie di vincoli e caratteristiche del territorio. L'impatto ambientale che esso può avere sulle diverse componenti del territorio sarà valutato approfonditamente nel Capitolo 4.

### 3.3.3 Opzione 2: Sito 2 per l'impianto eolico

Per la scelta del sito sono state fatte considerazioni sulla possibilità di posizionarlo al largo (ad esempio a 20 km dalla costa) in modo che la centrale non fosse visibile dalla costa.

Poiché nell'area di localizzazione l'acqua raggiunge una profondità di circa 20 m già a circa 9 km dalla costa, questa alternativa è stata subito scartata dalla rosa delle alternative possibili.

Si è pensato quindi alla possibilità di ridurre la taglia delle turbine e di passare da un tipo di turbina da 3,6 MW ad una turbina da 1,5 MW, considerata comunque ancora una turbina di grossa taglia.

Per produrre la stessa quantità di energia occorrerebbe utilizzare un numero di turbine molto più elevato rispetto a quello utilizzato nell'opzione 1.

Per realizzare un parco eolico da 162 MW occorrono 108 turbine (v. Figura 3.28).

L'impatto di una centrale di questo tipo sarebbe maggiormente significativo dell'opzione 1.

L'installazione di un numero maggiore di aerogeneratori avrebbe un impatto maggiore sull'avifauna,

sulla fauna ittica, sullo stato del fondale. Anche l'impatto visivo sarebbe maggiore proprio perché la minor distanza che intercorre tra una turbina e l'altra renderebbe l'impatto sul paesaggio alquanto significativo.

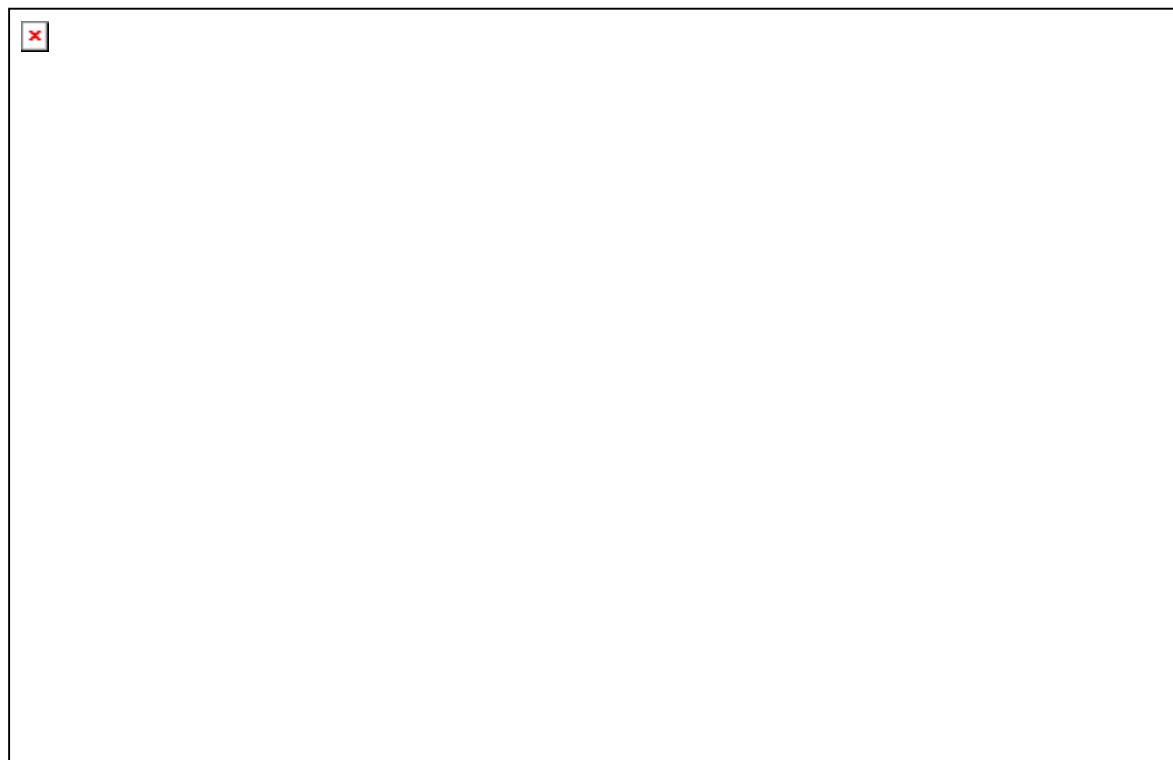


Figura 3.28: *Impatto visivo di una centrale eolica utilizzando 108 aerogeneratori da 1,5 MW.*

Pertanto l'installazione di un maggior numero di turbine avrebbe sul territorio un impatto maggiore rispetto a quello valutato per l'opzione 1: la porzione di territorio occupato sarebbe all'incirca la stessa, poiché la distanza tra le turbine è proporzionale al diametro, ma la densità di turbine sarebbe doppia rispetto al caso dell'opzione 1.

La scelta di progetto che abbiamo considerato meno impattante è quella relativa all'opzione 1, mostrata in Figura 3.27. Tale scelta è stata il risultato di un compromesso tra un miglioramento degli aspetti relativi alla tecnologia disponibile, quindi dei vincoli tecnici e non tecnici per il posizionamento della centrale, degli impatti ambientale e in particolare dell'impatto visivo e del costo di installazione della centrale.



### *3.3.4 Alternative di percorso per i cavi sottomarini e posizionamento della cabina di trasformazione*

Sono state considerate differenti alternative di percorso per i cavi sottomarini connesse anche con il posizionamento della cabina di trasformazione a terra.

Dal confronto di tali alternative è stata individuato il percorso che apportava problemi minori in termini di impatto ambientale, costi e tecniche di posa.

Si valuteranno quindi la lunghezza dei cavi, le eventuali limitazioni alla pesca e alla navigazione, gli impatti su flora e fauna, la presenza di aree militari, la stabilità idrografica dell'area etc..

Il posizionamento della cabina di trasformazione a terra dipende dal percorso dei cavi sottomarini, dalla presenza di eventuali vincoli a terra e dalla vicinanza ad una centrale elettrica, come già esposto al paragrafo 3.1.4.

### *3.3.5 Alternative per i punti di approdo*

Il porto di Termoli è il porto più prossimo all'area di progetto. Tale porto però potrebbe non rispondere alle esigenze richieste per la fase di trasporto e installazione delle turbine. E' stato così preso in considerazione il porto di Pescara, di dimensioni sufficienti per la realizzazione del progetto, e situato ad una distanza di circa 100 km a nord del sito scelto per la centrale eolica. Un'alternativa al porto di Pescara è il porto di Bari situato a circa 240 km (via mare) dal punto di localizzazione della centrale.

## **3.4 Descrizione dell'area**

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche dell'area scelta per la realizzazione del parco eolico e i percorsi dei cavi che lo collegano alla spiaggia. Il settore a cui si riferiscono le indagini è indicato nella Figura 3.29, dal rettangolo rosa.

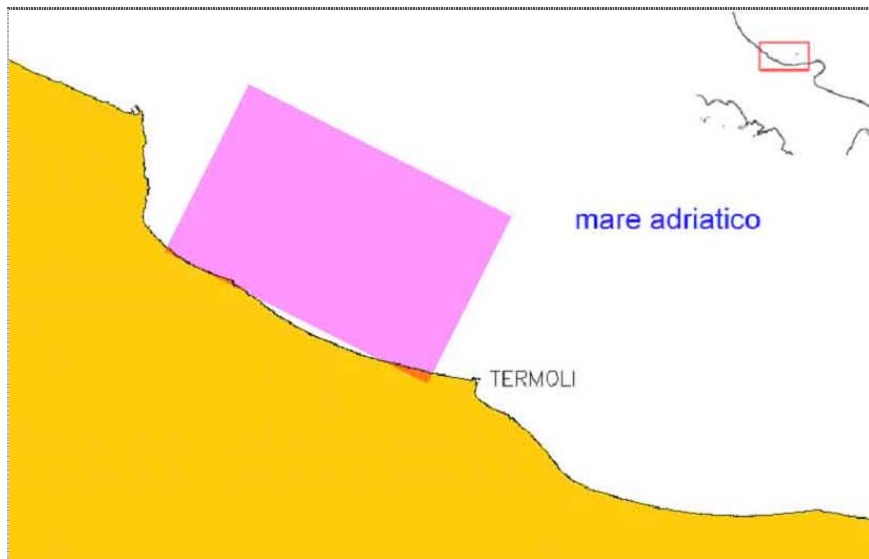


Figura 3.29: Area di riferimento per la descrizione delle caratteristiche del sito scelto per l'installazione della centrale eolica offshore di Termoli.

Per il progetto della centrale eolica *offshore* di Termoli sono state effettuate delle indagini preliminari per valutare le caratteristiche del fondale.

Per la valutazione dello stato dell'arte abbiamo riportato qui di seguito i risultati principali delle indagini geognostiche, rimandando comunque al rapporto tecnico delle prospezioni geofisiche allegato al presente studio.

Per ottenere un quadro descrittivo completo ci siamo avvalsi, oltre che delle indagini suddette, delle informazioni disponibili in letteratura e sui siti Internet, come specificato in bibliografia.

#### 3.4.1 *Aspetti fisici*

L'area che costeggia il tratto di mare nel quale sarà ubicata la centrale eolica, si snoda dal Comune di Vasto al Comune di Termoli.

##### Morfologia della costa

Il tipo di costa è essenzialmente sabbioso lungo tutto il tratto considerato mentre presenta un morfotipo a falesia soltanto nei pressi di Vasto, ove sono previsti dal piano della costa interventi di difesa costiera proprio per fermarne l'arretramento.

L'area di interesse maggiore per il progetto ha il suo limite settentrionale nei pressi della foce del fiume Trigno, ove le caratteristiche morfologiche della costa sono appunto di tipo fangoso e sabbioso ad eccezione di un unico tratto rilevato dalle carte nautiche di tipo roccioso, segnato come rocce affioranti, localizzato entro la batimetria di 5 metri.

Inoltre a poca distanza da questa è stata rilevata altresì la presenza di un relitto, sempre poco a Sud della foce del fiume Trigno, tra la batimetria di 5 metri e quella di 10 metri.

Nella Figura 3.30 sono mostrati i diversi tipi di morfologia costiera presenti in Italia.

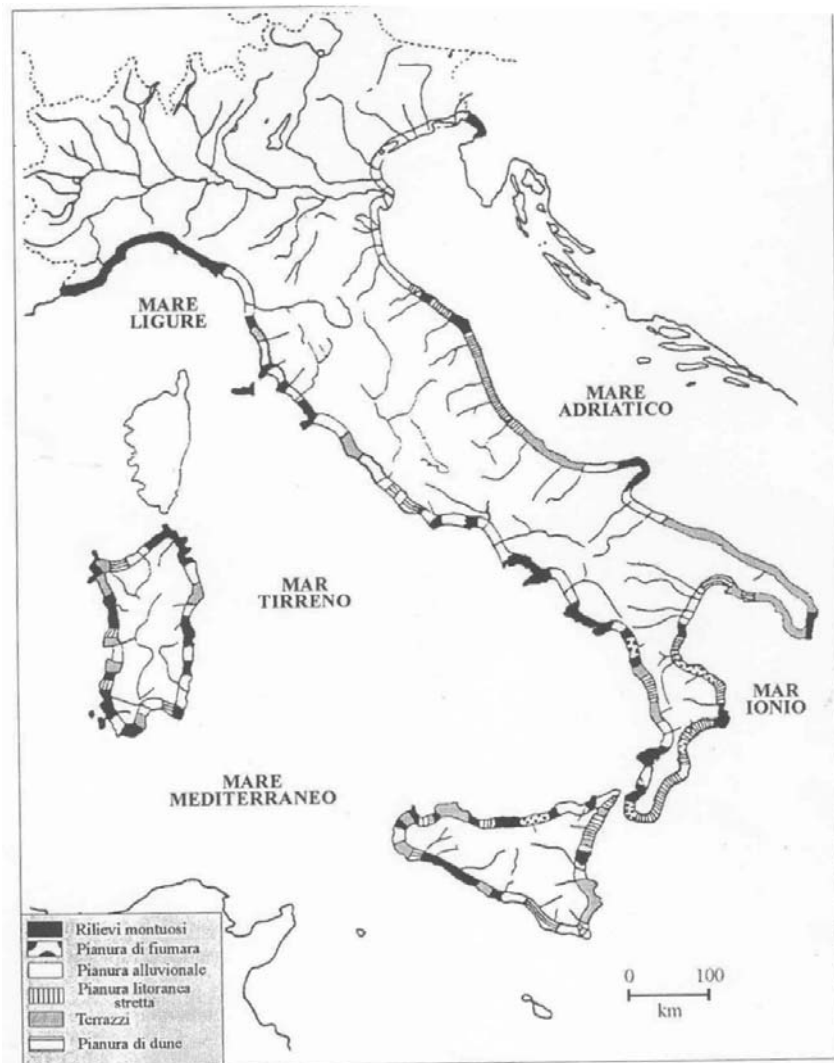


Figura 3.30: Distribuzione dei tipi morfologici fondamentali presenti lungo la costa italiana. La costa molisana appartiene alla categoria morfologia dei terrazzi.



### Caratteristiche dell'acqua marina

È stata effettuata un'indagine sulle caratteristiche chimiche e biochimiche dell'acqua marina. Sono stati prelevati e successivamente analizzati due campioni a circa 5 e 6km dalla riva . La seguente tabella mostra i risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate sui campioni di acqua marina prelevati nel mese di luglio 2005.

I campioni sono stati prelevati nei punti indicati dalle stelline nel rettangolo rosso in Figura 3.31.

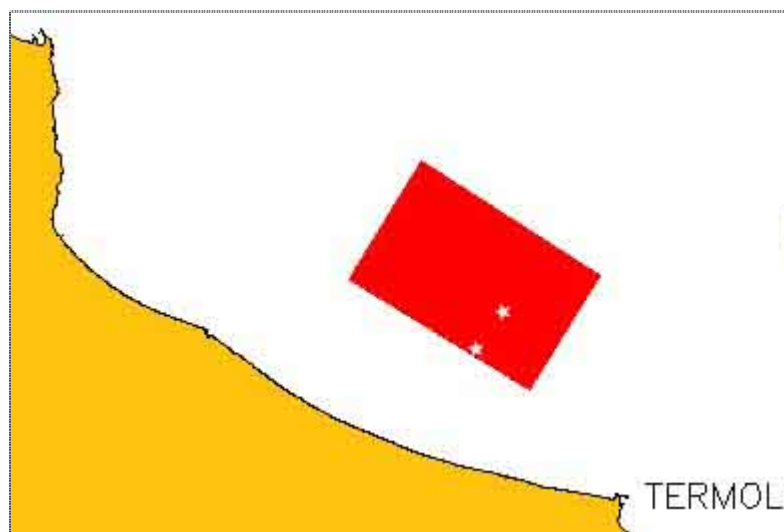


Figura 3.31: Posizionamento prelievo dei campioni di acqua di mare.

Tali punti sono inoltre rappresentati nell'elaborato grafico dell'ALLEGATO B con un triangolo azzurro e dalla dicitura W1 (stazione più al largo) e W2 (stazione più prossima alla costa).

ID campione	N-NH3	P-PO4	N-NO2	N-NO3	Col.Totali	Col.fecali	Strep.fecali	Chl'a"	Feop
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	MPN/100ml	MPN/100ml	MPN/100ml	(µg/l)	(µg/l)
W1	6,25	1640	0,9	1,65	–	–	–	12,7	6,5
W2	18,4	11,2	0,01	11,74	–	–	–	1,5	0,5

Tabella 3.1: Risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate su due campioni di acqua marina prelevati nel tratto di mare che va da Termoli a Vasto.



Qui di seguito si riportano le metodologie utilizzate per le analisi chimiche e biochimiche:

1. Azoto ammoniacale secondo Strickland e Parsons, 1972 (Quad. IRSA, 59, n.310.1, 1983).
2. Azoto nitroso secondo Strickland e Parsons, 1972 (Quad. IRSA, 59, n.315.1, 1983).
3. Azoto nitrico secondo Strickland e Parsons, 1972 (Quad. IRSA, 59, n.320.1, 1983).
4. Fosforo ortofosfato secondo Strickland e Parsons, 1972 (Quad. IRSA, 59, n.330.1, 1983).
5. 8 e 9. Clorofilla “a” e feopigmenti Metodo spettrofluorimetrico secondo Yentsch e Menzel, 1963 e Holm-Hansen et al., 1965
6. Coliformi totali Metodo APAT – IRSA CNR n.7010.
7. Coliformi fecali Metodo APAT – IRSA CNR n.7020.
8. Streptococchi fecali ed enterococchi Metodo APAT / IRSA CNR n.7040.

La salinità del mare mediata sulle misure, effettuate nel punto di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 20 m (per il punto W2 la massima profondità è di 15 m), è nel punto W1 è 38,23 [psu], nel punto W2 è 38,063 [psu].

La temperatura dell’acqua mediata sulle misure, effettuate nel punto di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 20 m, è 25,96 [°C] per W1, 26,63 [°C] per W2.

Oltre alle caratteristiche rilevate dalle precedenti analisi, abbiamo considerato le analisi effettuate a livello regionale per il Programma di Monitoraggio dell’Ambiente Marino e Costiero, i cui risultati sono conservati dalla banca nazionale del Sistema di Difesa Mare (Si.Di.Mar.) [16]. Tale sistema di monitoraggio utilizza un modello che, sulla base delle analisi effettuate sui prelievi, determina il livello di qualità delle acque.

Dalla banca dati abbiamo estrapolato i dati relativi alla Regione Molise ed in particolare quelli relativi alle stazioni di monitoraggio poste in corrispondenza della foce del fiume Rifermo, nei pressi di Termoli, e alla foce del Fiume Trigno.

I dati a cui facciamo riferimento sono quelli della prima settimana di giugno 2005. Nella mappa di Figura 3.32 osserviamo che i campioni presi al largo delle coste della Regione Molise sono due, una nei pressi di Termoli (foce fiume Rifermo) e una nei pressi della foce del Trigno.

La stazione alla foce del Trigno segnala che la qualità del mare è alta, mentre per la stazione nei pressi della foce del fiume Bifermo situata presso Termoli, la qualità è media.

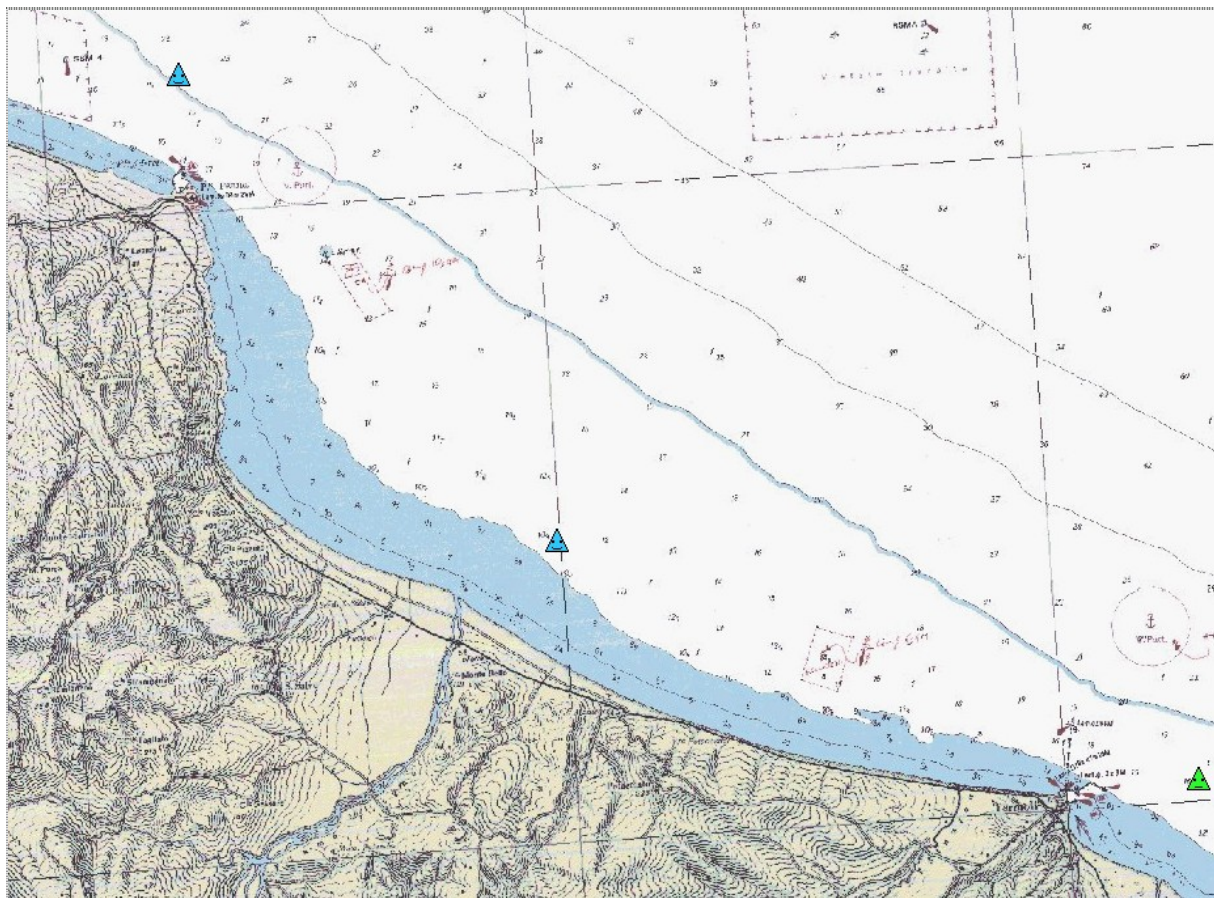


Figura 3.32: Qualità delle acque al largo delle coste della regione Molise; il triangolo azzurro indica un livello di alta qualità, il triangolo verde di media qualità e il triangolo rosso di bassa qualità. La mappa si riferisce a campionamenti eseguiti la prima settimana di giugno. La prima fascia azzurra indica la batimetria di 10 m, la linea azzurra indica la batimetria di 20 m.

L'andamento annuale delle due stazioni è mostrato nella tabella Tabella 3.2. I risultati sulla qualità dell'acqua marina sono riportati per stazione, per distanza dalla costa e per mese nell'anno 2005.

Indici qualità dell'acqua per l'anno 2005 della Regione Molise																									
Mese	Gennaio		Febbraio		Marzo		Aprile		Maggio		Giugno		Luglio		Agosto		Settembre		Ottobre		Novembre		Dicembre		
Campagna	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	1a	2a	
<b>Stazione</b>	<b>Dist.costa</b>																								
Fiume Biferno	500 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	1000 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	3000 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
Idrovora Trigno	500 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	1000 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺
	3000 mt	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☺

Tabella 3.2: Andamento annuo della qualità dell'acqua in Molise, dalla prima settimana di gennaio alla prima settimana di giugno nell'anno 2005.

Dai campionamenti del Si.Di.Mar., la salinità del mare a 3 km dalla costa in corrispondenza della foce del fiume Trigno è pari a 37,120 [psu].

### Caratteristiche anemologiche del sito

Le caratteristiche anemologiche del sito sono state a lungo investigate, perché su di esse si basa lo scopo della realizzazione del progetto, ovvero la produzione di energia.

Per valutare la velocità del vento media annua è stato realizzato dall'Università di Genova uno studio [7] che ha sfruttato la metodologia utilizzata per la realizzazione dell'atlante eolico dell'Italia, realizzato per il CESI.

La mappa di velocità del vento già introdotta nel paragrafo 1.2, e qui riportata in Figura 3.33, mostra che la velocità media annua varia in un intervallo compreso tra 6,5 e 7,5 m/s. Si ricorda che questi valori sono stati calcolati seguendo la metodologia adottata per la realizzazione dell'Atlante Eolico dell'Italia.

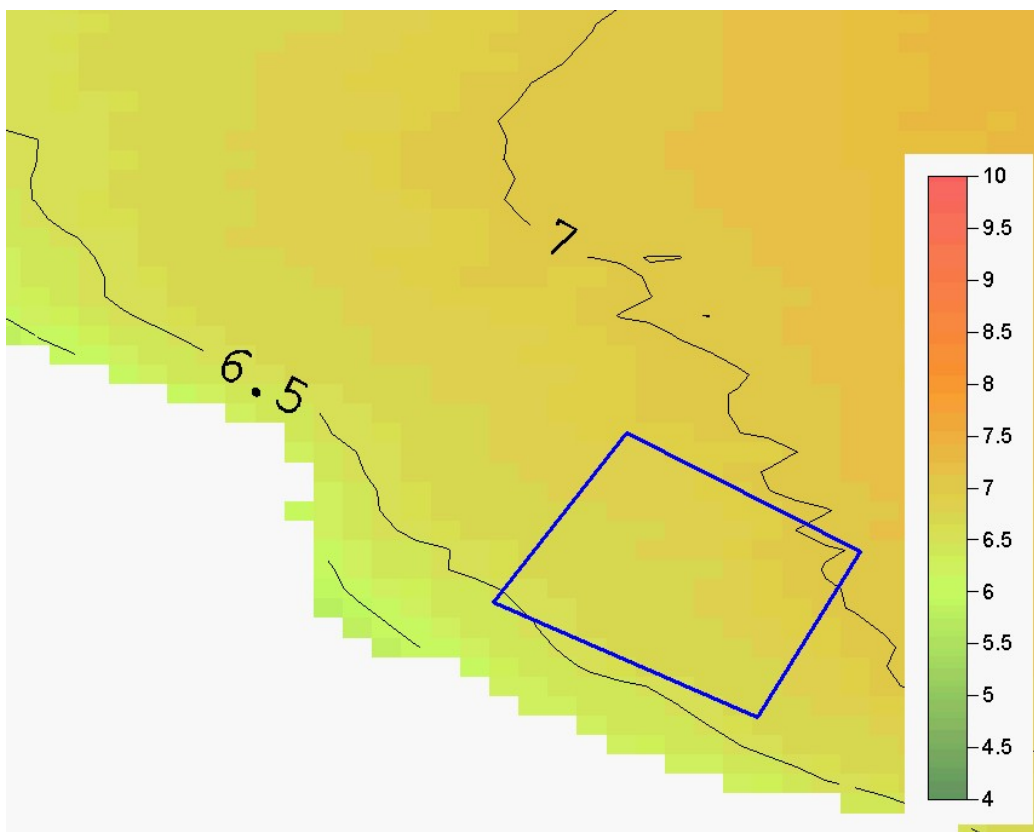


Figura 3.33: Mappa di velocità del vento a 74 m sul livello del mare. La mappa è stata ottenuta seguendo la metodologia adottata per la realizzazione dell'Atlante Eolico d'Italia.

La potenza disponibile nel vento dipende dal cubo della velocità, poiché tale velocità è variabile nel tempo, per stimare le potenzialità eoliche di un sito è necessario analizzare statisticamente

l'andamento anemologico in un intervallo di tempo determinato, servendosi di rilevazioni sperimentali e modelli matematico-statistici. Il modello universalmente usato è quello di Weibull (v. Figura 3.34).

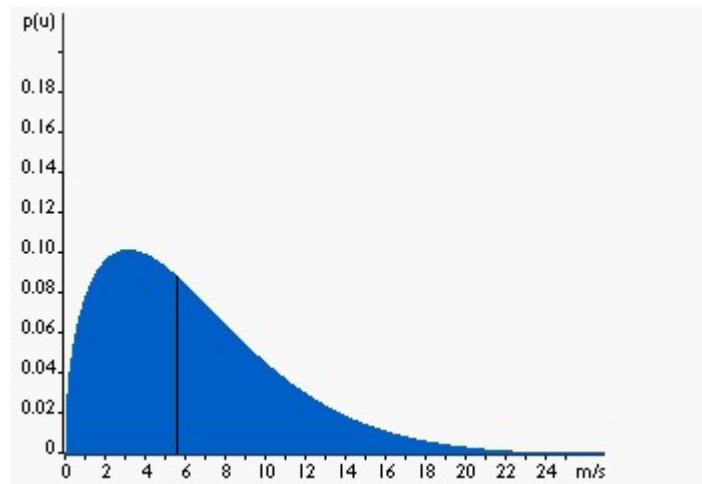


Figura 3.34: Distribuzione di Weibull della velocità del vento. Il parametro di scala è  $A=7,2$ ; il parametro di forma  $k=1,44$ ; la velocità media è circa  $6,53$  m/s.

La direzione prevalente del vento è quella di N-O, come si può osservare nel grafico in Figura 1.6.

Correnti prevalenti e caratteristiche ondametriche del sito

Le correnti superficiali prevalenti nell'Adriatico centro-meridionale, lungo la costa italiana, sono correnti provenienti da Nord-Ovest dirette verso Sud-Est (v. Figura 3.35).

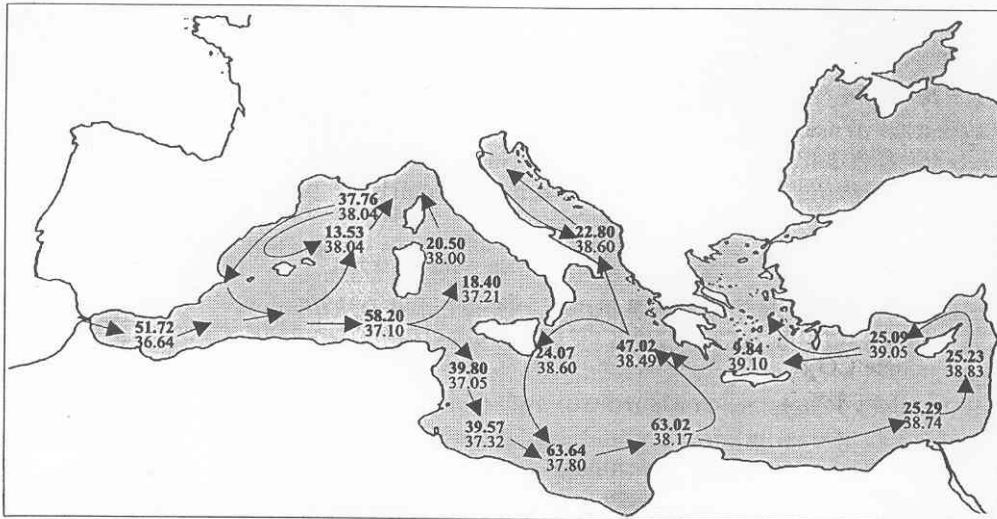


Figura 3.35: Rappresentazione schematica dei flussi superficiali in  $m^3/anno \times 10^{12}$  (numero superiore) e della salinità per mille (numero inferiore) nel Mediterraneo. Le frecce indicano l'andamento superficiale delle correnti.

In Figura 3.36 osserviamo con maggior dettaglio il sito di nostro interesse è soggetto ad una corrente la cui velocità misura mediamente 0,4 m/s. Inoltre le variazioni stagionali non sono significative grazie all'azione mitigatrice del mare, pertanto possiamo considerare questo dato valido per tutto l'anno.

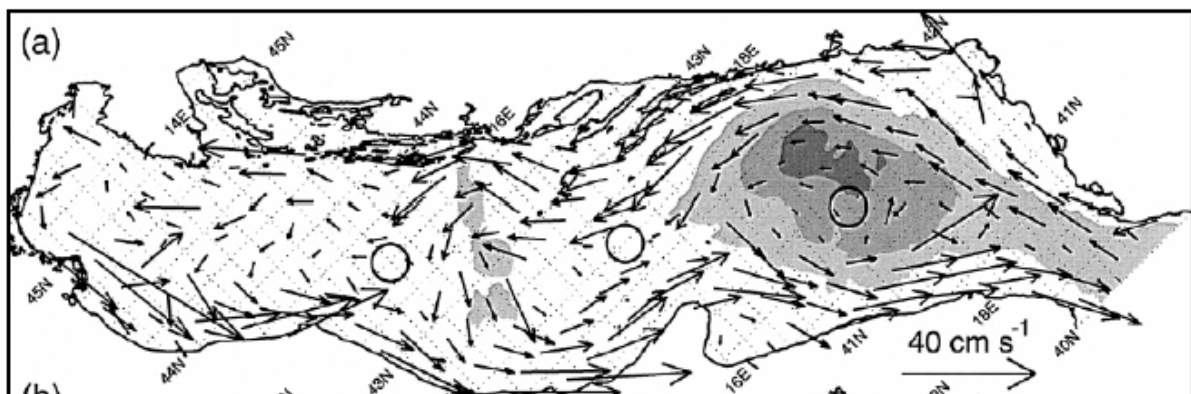


Figura 3.36: Dettaglio delle correnti superficiali che interessano l'area del bacino Adriatico.

Le punte massime di velocità della corrente raggiungono comunque il valore di 1,8 m/s.

Le correnti di marea nell'area vicina a Termoli sono di entità trascurabile rispetto alle correnti di marea che interessano l'area dell'Adriatico settentrionale, intorno al delta del Po e alla Laguna di Venezia.

Lungo il tratto italiano della costa adriatica, l'escursione di marea varia gradualmente da 90 cm a Nord fino a circa 30 cm a Sud. Nell'area in esame l'escursione mareale varia da un massimo di 50 cm ad un minimo di 20 cm.

Il clima ondoso è stato determinato sulla base dei dati rilevati in un arco temporale di 5 anni nel punto di stazione più vicino al sito di progetto.

La rete di rilevamento nazionale APAT – Idromare [17] è costituita dalle stazioni mostrate in Figura 3.37. La più prossima al sito investigato è la stazione di Ortona.



Figura 3.37: Stazioni di rilevamento APAT Idromare

Il clima ondoso è determinato sulla base di una serie di dati misurati dal 1 Gennaio 2000 al 1 Gennaio 2005. Il grafico polare del clima ondoso è mostrato in Figura 3.38. Dal grafico possiamo

osservare che le altezze d'onda massime registrate sono circa di tre metri. Le onde più frequenti hanno un'altezza compresa tra 25 cm e 1 m; le direzioni di provenienza di maggior frequenza sono le direzioni di N-N-O e E.

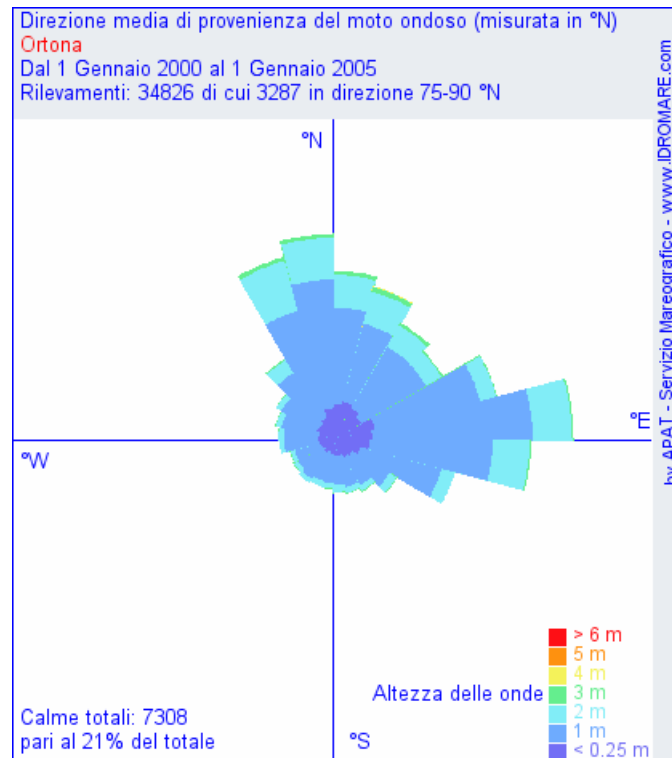


Figura 3.38: Grafico polare del clima ondoso relativo alla stazione di Ortona.

### Caratterizzazione del fondale

Le analisi del fondale sono riportate nell'ALLEGATO B. Si riportano brevemente i risultati di tali indagini. L'area investigata e le linee di navigazione sono indicate nell'elaborato grafico dell'ALLEGATO B e corrispondono al rettangolo rosso di Figura 3.31.

Sono state effettuate analisi sismiche dalle quali è emerso che:

- ◆ le caratteristiche litologiche dell'area sono pressoché uniformi in tutta l'area investigata;
- ◆ il sottofondo marino è costituito da una coltre di sedimenti sciolti di granulometria compresa fra le sabbie, i limi e le argille;
- ◆ la litologia del fondo e del sottofondo è caratterizzata da un primo spessore (di circa 10 metri nelle aree più vicine alla costa, che arriva fino a 15 metri nelle aree verso il largo)



argilloso e di limi poco compatti al limite della liquidità nella parte superiore e con radi e discontinui eventi sabbiosi di limitata entità;

- ♦ al di sotto della coltre suddetta si rinviene un'alternanza di sabbie e limi dello spessore totale non inferiore a 40 m nelle aree più al largo;
- ♦ non è stato registrata la presenza di un chiaro substrato duro al di sotto della coltre suddetta.

Sulla base delle indagini geognostiche (ALLEGATO B) è possibile individuare due tipi di profili del sottosuolo.

Il Profilo I è costituito da:

00 – 10 m argilla non compatta;

10 – 25 m argilla normalmente consolidata, da 10 m fino ad avere una consistenza compatta;

25 – 60 m strato molto rigido fino ad argilla dura, molto compatta.

Il Profilo II è costituito da:

00 – 15 m argilla non compatta;

15 – 25 m sabbia media densa;

25 – 60 m da sabbie dense a molto dense.

Sono state effettuate registrazioni videomagnetiche che hanno confermato i dati sismici. Il fondale appare spoglio e sono assenti particolari morfologie e biocenosi.

### 3.4.2 *Aspetti biologici*

Gli aspetti che possiamo considerare biologici sono lo stato della fauna marina, dell'avifauna e del tipo di fondale.

#### Fauna marina

A livello nazionale, l'ultimo controllo effettuato per conto del Ministero dell'Ambiente della fauna marina italiana [21], ha registrato l'esistenza di 8432 specie marine, suddivise in spugne, cnidari, echinodermi, molluschi, artropodi, pesci marini, rettili, uccelli marini e cetacei.

Nei mari italiani sono presenti circa:

- ♦ 500 specie di spugne;
- ♦ 458 specie di cnidari (meduse e coralli);



- ◆ 118 specie di echinodermi (gigli di mare, cetrioli di mare, stelle di mare, stelle serpentine, ricci di mare) di cui quattro meritevoli di protezione (due stelle e due ricci di mare);
- ◆ 1528 specie di molluschi marini;
- ◆ le 2222 specie di Arthropoda;
- ◆ 506 specie ittiche di cui il maggior numero di endemismi è riscontrabile in Adriatico (circa il 15% del totale delle specie);

inoltre sono comuni gli avvistamenti di tartarughe marine, in particolare della tartaruga comune (*Caretta caretta*). I mari italiani ospitano 9 specie di uccelli nidificanti con abitudini trofiche esclusivamente marine o quasi. Durante lo svernamento o la stagione migratoria, il popolamento mediterraneo si arricchisce anche di altre specie, spesso di provenienza settentrionale o atlantica.

A livello nazionale sono state osservate 15 specie di cetacei, soprattutto nel Tirreno e nell'Area Marina Protetta denominata Santuario dei Cetacei.

Anche la foca monaca è una delle specie che ancora appartengono alla fauna marina italiana: alcuni esemplari continuano ad apparire fugacemente in Sardegna: nel golfo di Orosei, a Capo Carbonara, nell'isola di San Pietro e lungo le coste del Sinis, [22]. Altri avvistamenti hanno interessato le isole dell'arcipelago toscano e della Sicilia [23].

Il sito di nostro interesse appartiene all'area detta Divisione Adriatica, secondo la classificazione della FAO. La Divisione Adriatica è caratterizzata da un fondo a fango e sabbia assai vasto e produttivo, soggetto a forti apporti nutrizionali ad opera dei fiumi che sfociano in esso, alle attività industriali e agricole nonché all'elevata urbanizzazione [19]. Occasionalmente tale divisione è soggetta a fenomeni di eutrofizzazione e conseguente anossia, particolarmente nell'Alto e Medio Adriatico, con conseguente distruzione delle risorse demersali. Particolarmente elevata è la produzione d'invertebrati (molluschi bivalvi, crostacei) e di pesci di alto valore commerciale .

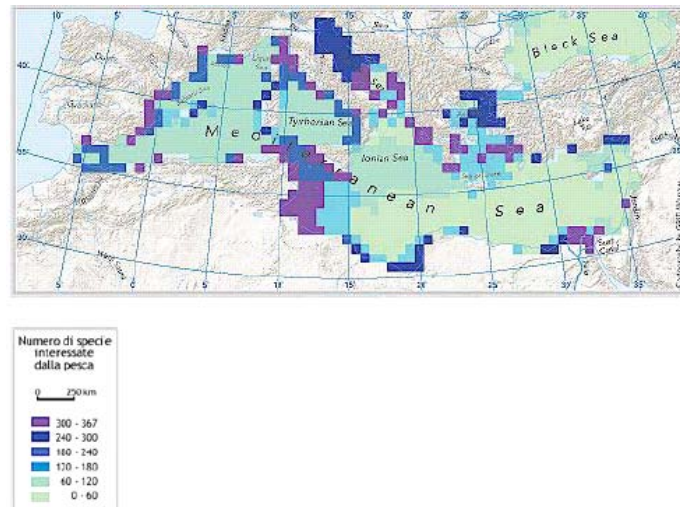


Figura 3.39: Distribuzione del numero di specie interessate dalla pesca nel Mediterraneo [18].

Nell'immagine di Figura 3.39 è illustrata la distribuzione del numero di specie interessate dalla pesca. Le coste del Medio e Basso Adriatico registrano un numero di specie superiore a 300.

Per quanto concerne cetacei, tartarughe e foche, nell'area non sono stati rilevati avvistamenti di questi animali.

### Avifauna

La valutazione dell'avifauna riguarda soprattutto le specie che abitano le zone costiere. Per la classificazione delle specie presenti abbiamo quindi fatto riferimento al documento relativo al pSIC IT7228221 Marina di Petacciato - foce del Fiume Trigno, come già descritto nel paragrafo 2.3.4. Nel Formulário standard della Rete Natura 2000 relativo a questo sito [24], sono elencate le specie di uccelli che fanno parte dell'habitat naturale della zona specificata. Le specie elencate in Figura 3.40 appartengono all'elenco dell'Allegato I della direttiva 79/409/CEE, per le quali sono previste misure speciali di conservazione.

CODIC E	NOME	POPOLAZIONE		
		Roprod.	Migratoria	
			Roprod.	Svern.
A073	Milvus migrans			P
A081	Circus aeruginosus			P
A082	Circus cyaneus			P
A084	Circus pygargus			P
A131	Himantopus himantopus			P
A133	Burhinus oedicnemus	P		
A151	Philomachus pugnax			P
A176	Larus melanocephalus			P
A197	Chlidonias niger			P
A196	Chlidonias hybridus			P
A022	Ixobrychus minutus	P		
A023	Nycticorax nycticorax			P
A024	Ardeola ralloides			P
A026	Egretta garzetta			P
A034	Platalea leucorodia			P
A060	Aythya nyroca			P
A120	Porzana parva			P
A119	Porzana porzana			P
A132	Recurvirostra avosetta			P
A166	Tringa glareola			P

Figura 3.40: Uccelli migratori abituali elencati nell'allegato I della direttiva 79/409/CEE

Le specie elencate in Figura 3.41 non appartengono invece alle specie citate nell'Allegato I della direttiva 79/409/CEE. Le "P" indicano se la specie staziona, sverna o si riproduce nel sito.

CODICE	NOME	POPOLAZIONE		
		Roprod.	Migratoria	
			Roprod.	Svern.
A097	Falco vespertinus			P
A230	Merops apiaster			P
A162	Tringa totanus			P
A168	Actitis hypoleucos			P
A054	Anas acuta			P
A028	Ardea cinerea			P
A169	Arenaria interpres			P
A145	Calidris minuta			P
A138	Charadrius alexandrinus	P		
A136	Charadrius dubius			P
A137	Charadrius hiaticula			P
A118	Rallus aquaticus	P		

Figura 3.41: Uccelli migratori abituali non elencati nell'allegato I della direttiva 79/409/CEE

Le rotte degli uccelli migratori in Italia sono mostrati in Figura 3.42. La zona cerchiata in rosso indica la collocazione della centrale eolica di Termoli. Si osserva che ci sono delle linee che seguono la linea di costa e altre tre rotte che invece la intersecano.

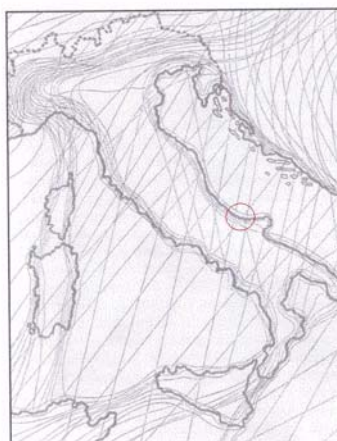


Figura 3.42: Rappresentazione schematica delle rotte migratorie in Italia.

### Tipo di fondale

Il fondale è prettamente sabbioso e argilloso. È caratterizzato da un aspetto brullo e spoglio come si può osservare in alcuni dei fotogrammi ricavati dalle registrazioni video (Figura 3.43).

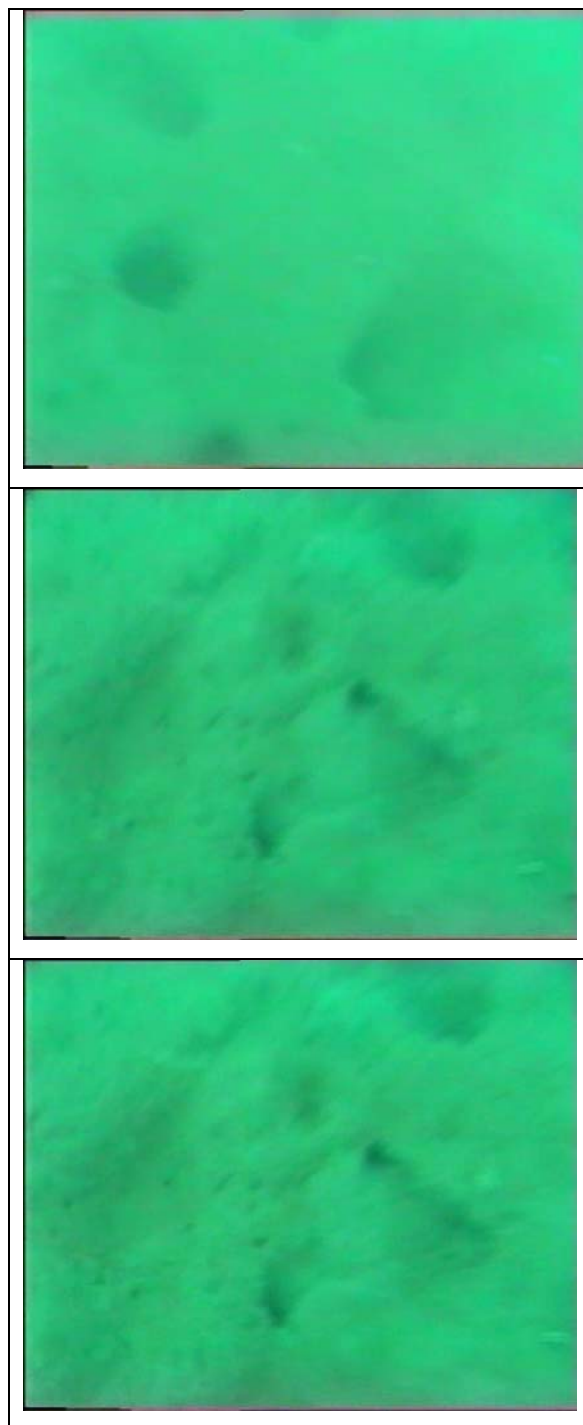


Figura 3.43: Fotogrammi delle riprese subacquee effettuate nell'area di indagine. Il fondale appare sabbioso e povero di vegetazione.



### 3.4.3 Attività umane

Il territorio della Regione Molise è suddiviso fra montagna (55%) e collina (45%), inoltre a nord-est la regione possiede un breve tratto litoraneo sul Mar Adriatico. L'economia della regione è basata in gran parte sull'agricoltura: i prodotti principali sono cereali, ortaggi, frutta, olivi, viti e tabacco; l'allevamento è modesto. L'industria è in gran parte affidata a imprese artigianali, operanti nei settori alimentare, metalmeccanico, dell'abbigliamento e dei materiali da costruzione. Il turismo balneare e montano è ancora poco rilevante, benché, soprattutto durante il periodo estivo, le coste si popolino di turisti.

La possibilità di sviluppare il settore turistico è legata soprattutto all'incremento dei servizi tenendo però sempre conto della conservazione del territorio. La costruzione di una nuova centrale eolica si inserirebbe perfettamente in tale contesto: la crescita dei servizi dipende infatti dalla maggior disponibilità di energia elettrica; inoltre la produzione di energia pulita si inserirebbe in un contesto di conservazione del territorio.

Da non sottovalutare è la possibilità di incremento del turismo per la creazione di una nuova attrattiva turistica. Le centrali eoliche *offshore* sono già, nel Nord Europa, meta di visite guidate. Il parco eolico in progetto sarebbe il primo in Italia e pertanto potrebbe essere fonte di interesse, sia a livello turistico che scientifico.

Ad oggi, da un'indagine effettuata sulle coste del Mediterraneo, è risultato che la stima delle presenze medie estive negli anni novanta nelle coste della Regione Molise varia da 150000 a 300000 (v. Figura 3.44). L'attività turistica pertanto riguarda maggiormente la stagione estiva.

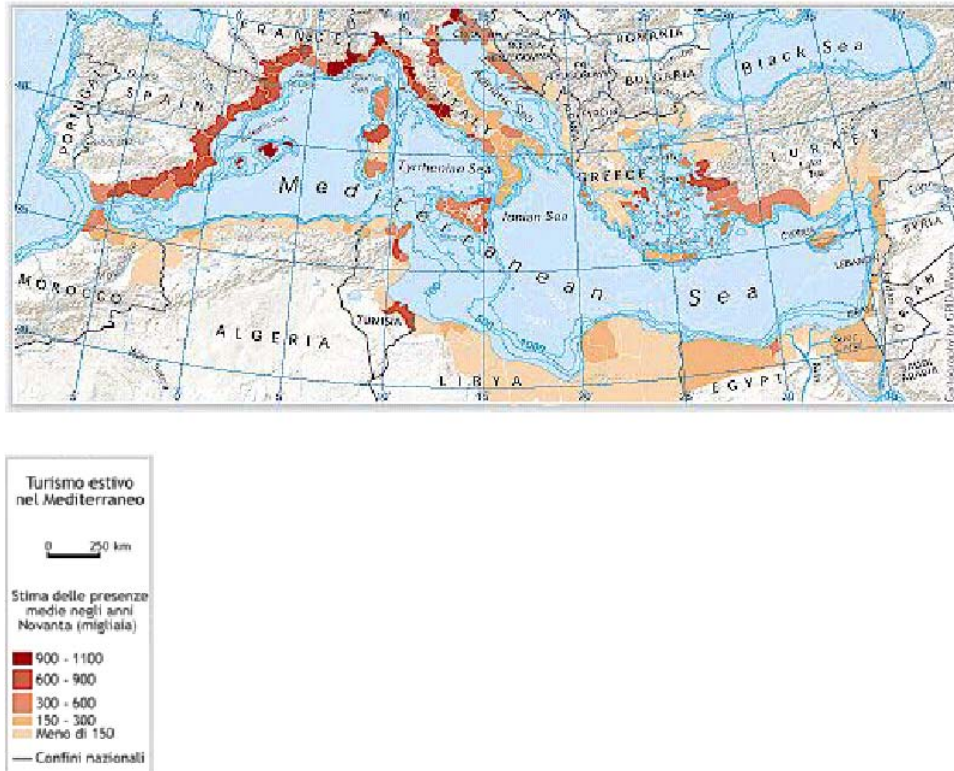


Figura 3.44: Mappa della presenza turistica estiva nel Mediterraneo [19].

Nelle zone costiere, oltre al turismo, le attività umane che sono di interesse nell'ambito del presente studio sono:

- ♦ la pesca;
- ♦ la presenza di rotte navali nelle vicinanze del sito;
- ♦ la presenza di eventuali aree di interesse archeologico.

La pesca è anch'essa un'importante risorsa della Regione. La pesca a strascico è però vietata in Adriatico entro le 3 miglia dalla costa ed entro comunque i 30 metri di profondità. Tali misure sono state prese in accordo con le direttive europee e per consentire il mantenimento delle specie.

Gli altri tipi di pesca non interferiscono con la presenza di una centrale eolica *offshore*, anzi spesso la presenza di strutture di protezione delle fondazioni, risulta essere un ambiente adatto alla nidificazione di alcune specie.

Altra importante attività della zona è quella del Porto di Termoli.





Figura 3.45: Porto di Termoli.

Il porto di Termoli è un porto di III classe ed è composto da un lungo molo foraneo, il Molo Nord di 1200 m e dal Molo Sud di circa 300 m. Il porto possiede circa 80 posti barca, le imbarcazioni devono avere lunghezza massima 20 metri. Al porto fanno scalo i traghetti e gli aliscafi diretti alle Isole Tremiti. Le banchine destinate alla pesca sono 2 lunghe 200 metri e con un totale di 50 punti di attracco, le barche da pesca a strascico ormeggiano lungo il Molo Nord, quelle per la piccola pesca nel Molo Sud. In totale Termoli ospita circa 120 imbarcazioni che operano la pesca a strascico, 10 praticano la piccola pesca. Le specie maggiormente pescate sono triglie, naselli, seppie, polpi e scampi. La quantità annua di sbarcato si aggira attorno a 1200 tonnellate.

Per quanto riguarda le attività della pesca, occorre ricordare la presenza di un allevamento di pesci situato a E-N-E e un allevamento di cozze a S-E rispetto al layout di progetto. Si riporta nella Figura 3.46 il layout di progetto con la localizzazione degli allevamenti suddetti.

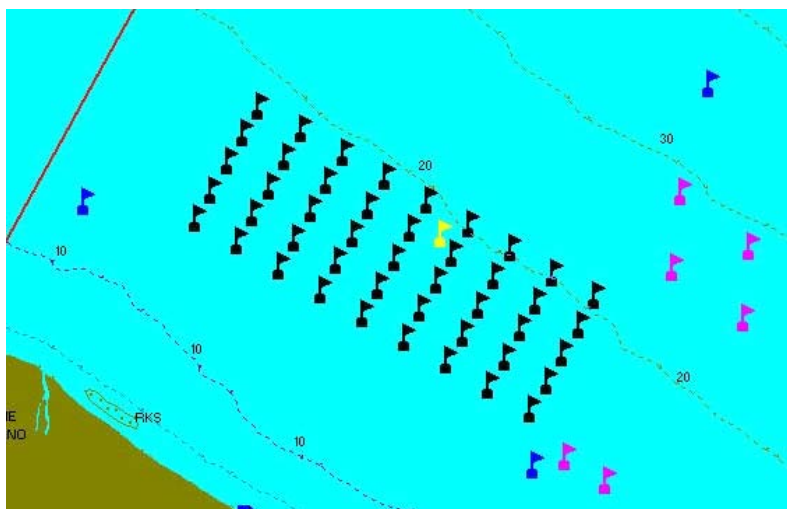


Figura 3.46: Localizzazione delle aree dedite all'allevamento di cozze e di pesci. Le aree sono indicate dalle bandierine fucsia.

Le principali rotte di navigazione sono dovute ai collegamenti con le Isole Tremiti e con altri porti localizzato a Sud di Termoli.

Esiste una rotta di navigazione che collega il porto di Termoli con quello di Vasto. Tale rotta procede parallelamente alla costa ad una distanza da essa che varia da 6 a 10 miglia.

Pertanto, come si può osservare dalla mappa di Figura 3.47, non ci sono rotte di navigazione che attraversano l'area di studio.



Figura 3.47: Mappa stradale con indicazione delle rotte di navigazione lungo le coste della regione Molise e della regione Abruzzo. Le linee tratteggiate rosse indicano i principali collegamenti che interessano il porto di Termoli e il porto di Vasto. Tali collegamenti non rientrano nell'area occupata dalle turbine.

Nei pressi dell'area di studio, non sono stati rilevati siti di interesse archeologico. Occorre però notare la presenza di un relitto sottocosta, a Sud della foce del Fiume Trigno, situato tra la batimetrica di 5 e 10 metri nei pressi delle rocce affioranti, perimetrata in Figura 3.48. La dicitura RKS indica la presenza di rocce affioranti.

Sia le rocce che il relitto si trovano entro la batimetrica di 10 m, come si può vedere in Figura 3.49. La realizzazione della centrale eolica non sarà quindi interessata in alcun modo da tali situazioni. Inoltre anche la localizzazione dei cavi di collegamento a terra non interessa l'area perimetrata che indica le rocce affioranti. Gli estremi della posizione di tale area in coordinate geografiche sono indicate nella Tabella 3.3:

	Latitudine	Longitudine
estremo Nord	42°03,783N	014°48,261E
estremo Sud	42°03,354N	014°49,036E

Tabella 3.3: Coordinate degli estremi dell'area che individua le rocce affioranti.

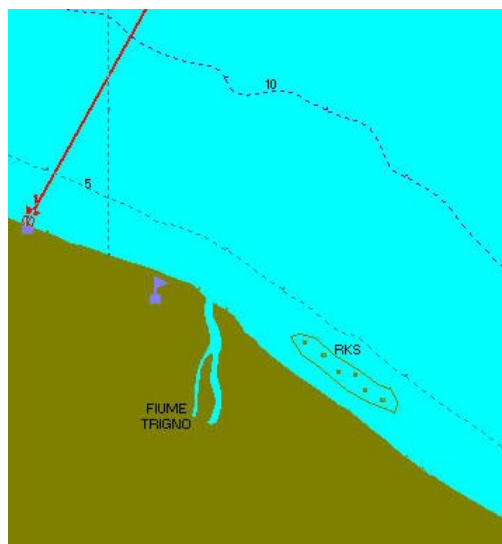


Figura 3.48: L'area indicata dal perimetro e dalla nomenclatura RKS, denota la presenza di rocce affioranti.

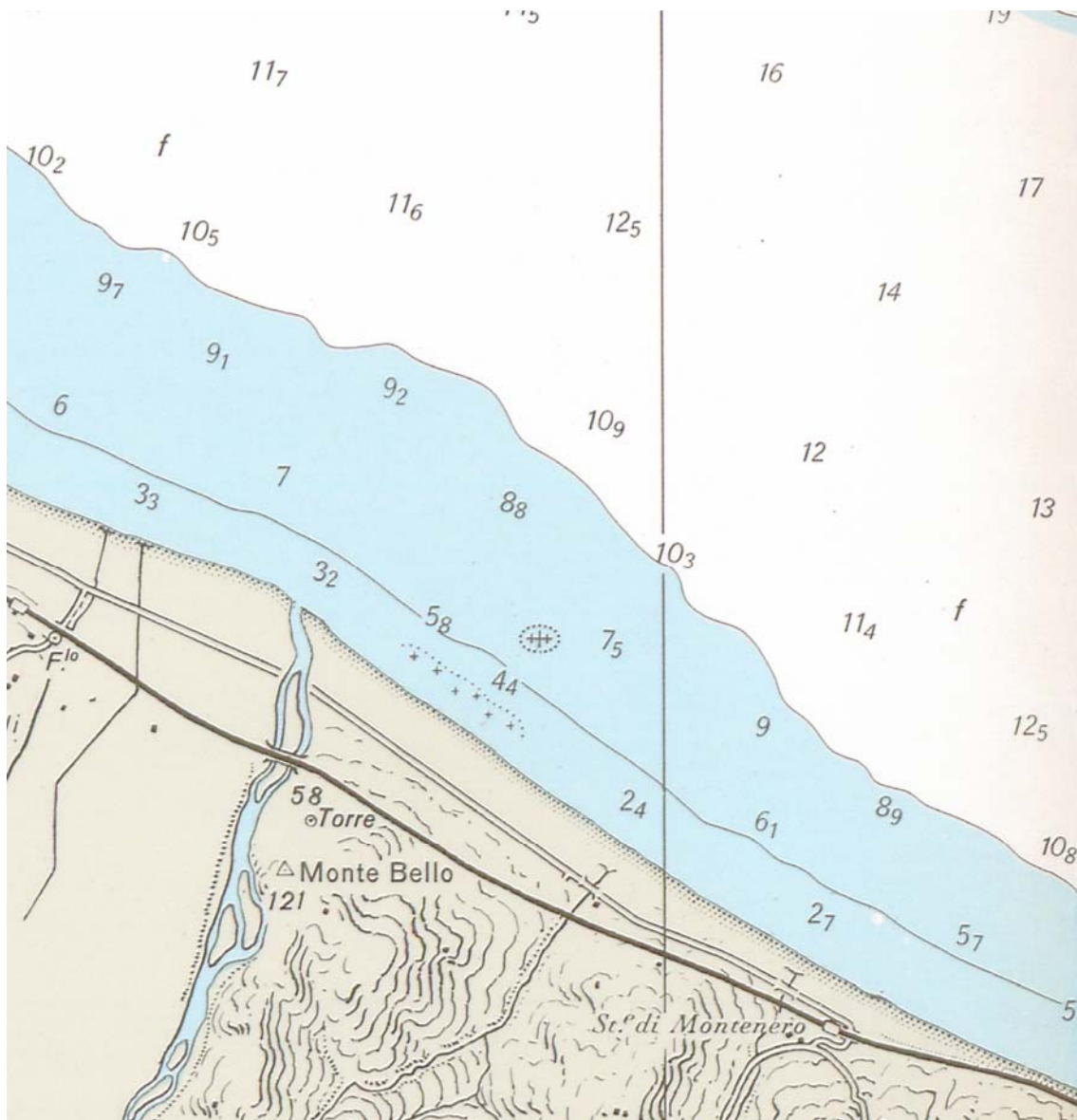


Figura 3.49: Stralcio della carta nautica con indicazione sia delle rocce affioranti sia del relitto.



## 4 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Il quadro di riferimento ambientale descrive e analizza la situazione preesistente all'opera (stato di fatto) e i possibili impatti dovuti alla realizzazione della centrale, sia in fase di cantiere sia in fase di esercizio.

Gli effetti positivi di un impianto eolico sono facilmente intuibili: esso sfrutta una fonte rinnovabile (l'energia del vento), non usa combustibili convenzionali quindi non provoca emissioni di gas dannosi (i famosi gas serra). In poche parole produce energia elettrica (beneficio) evitando allo stesso tempo l'introduzione in atmosfera di elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente (beneficio).

Nel presente capitolo vengono indicate, analizzate e quantificate tutte le possibili interferenze del progetto con l'ambiente, allo scopo di evidenziare eventuali criticità e di porvi rimedio con opportune misure preventive di mitigazione.

Oltre allo studio di impatto ambientale sarà valutata l'eventuale incidenza della cabina di trasformazione nel caso in cui questa venga costruita in zona pSIC.

L'analisi conoscitiva preliminare è stata svolta secondo la seguente prassi:

- ♦ identificazione dei fattori di impatto collegati all'opera, sulla base dei dati contenuti nel precedente Quadro di Riferimento Programmatico e nel precedente Quadro di Riferimento Progettuale;
- ♦ selezione delle componenti ambientali sulle quali possono essere prodotte potenziali interferenze;
- ♦ individuazione di un'area vasta preliminare, cioè un ambito territoriale di riferimento nel quale inquadrare tutte le potenziali influenze dell'opera, e al di fuori della quale gli impatti possono ritenersi trascurabili.

Al termine dell'indagine conoscitiva preliminare, per ciascun ambito di influenza è stata svolta l'analisi di dettaglio:

- è stato individuato l'ambito di influenza dei potenziali impatti su ciascuna componente ambientale all'interno dell'area vasta;



- su ciascuna componente ambientale abbiamo svolto l'analisi di dettaglio, attraverso un processo generalmente suddiviso in tre fasi:
  - caratterizzazione dello stato attuale;
  - stima degli impatti;
  - valutazione degli impatti.

Opportune misure di mitigazione, finalizzate a minimizzare le interferenze con l'ambiente dovute ai fattori di impatto risultati significativi, sono state prescritte o evidenziate quando richiesto dai risultati ottenuti per una specifica componente.

#### **4.1 Indagine conoscitiva preliminare**

##### *4.1.1 Premessa*

L'analisi conoscitiva preliminare è volta ad identificare le interazioni significative potenziali tra le azioni di progetto e le componenti ambientali ed ha lo scopo di individuare le criticità attese al fine di indirizzare lo svolgimento dello studio ambientale.

Il riconoscimento preliminare dei fattori potenzialmente significativi è stato, in sostanza, la prima tappa del processo di caratterizzazione dello stato ambientale e di predizione delle interferenze progettuali.

Successivamente sono state identificate le componenti ambientali potenzialmente interessate dalla realizzazione dell'opera, sulla base dei fattori causali di impatto potenziale individuati.

Il terzo fondamentale elemento dell'analisi conoscitiva è stata l'individuazione e definizione dell'area vasta preliminare per le diverse componenti ambientali, che è stata oggetto delle analisi specialistiche condotte.

##### *4.1.2 Identificazione dei fattori di impatto*

Sulla base dell'analisi del progetto eseguita nel Quadro di Riferimento Progettuale, sono stati identificati i fattori causali di impatto potenziale che necessitano di un'analisi dettagliata, sia nella fase di realizzazione dell'opera sia nella fase di esercizio.

Per quanto riguarda la fase di realizzazione della centrale eolica i fattori sono i seguenti:



- a) occupazione di area marina e di suolo;
- b) movimentazione del fondale marino (e conseguente parziale distruzione) a causa della realizzazione delle fondazioni delle turbine, della posa dei cavi, della realizzazione della sottostazione etc.
- c) traffico (navale, aereo e terrestre) indotto;
- d) limitazioni dell'area alle attività di pesca o a rotte navali;
- e) alterazione della qualità dell'acqua per le attività di cantiere;
- f) emissioni di rumore;
- g) vibrazioni.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, sono stati individuati i seguenti fattori:

- a) occupazione di suolo e di area marina;
- b) presenza fisica dell'opera;
- c) emissioni di rumore e vibrazioni;
- d) generazione di campi elettromagnetici da parte dei cavi marini;
- e) traffico navale e aereo determinato dalle attività di manutenzione;
- f) alterazione del fondale dovuta all'introduzione delle fondazioni delle turbine.

Come già indicato, sulla base dei fattori di impatto individuati, sono state identificate le componenti ambientali che sono analizzate in maniera più approfondita nel presente Quadro di Riferimento Ambientale.

#### 4.1.3 Identificazione delle componenti ambientali interessate

I fattori di impatto individuati possono dare origine ad interferenze (impatti) potenziali, sia di tipo diretto che di tipo indiretto o indotto, sulle seguenti componenti ambientali:

- AVIFAUNA;
- FLORA E FAUNA MARINA E RELATIVI ECOSISTEMI;
- AMBIENTE MARINO (qualità dell'acqua, correnti, idrografia);
- PAESAGGIO;
- RUMORE;





- CAMPI ELETTROMAGNETICI;
- RISCHIO DI INCIDENTI E COLLISIONI;
- VALUTAZIONE DI INCIDENZA relativamente alla realizzazione della stazione di trasformazione.

Come anticipato, ogni componente ambientale così individuata è stata analizzata in dettaglio mediante uno studio specifico. Pertanto, per ogni componente è stata sviluppata una sezione specifica, che costituisce paragrafo del presente Quadro di Riferimento Ambientale.

L'analisi del progetto non ha, invece, rilevato fattori di impatto che possano interferire sulla componente ATMOSFERA.

Questo è da attribuire al fatto che gli impianti eolici non producono in alcun modo emissioni atmosferiche. Infatti va precisato che la caratteristica principale dell'ENERGIA EOLICA è la sua influenza positiva sulle emissioni atmosferiche a scala globale.

La produzione di energia eolica, in particolar modo attraverso impianti *offshore*, rappresenta un'ottima soluzione per la riduzione a livello globale delle emissioni di CO<sub>2</sub> (in favore del rispetto del protocollo di Kyoto).

Ciò è determinato principalmente dal fatto che l'energia eolica permette di evitare l'uso dei combustibili fossili con conseguente riduzione di CO<sub>2</sub>, oltre che di altri tipi di inquinanti atmosferici.

I principali benefici ambientali derivanti dall'uso dell'energia eolica sono dovuti alla riduzione dell'inquinamento atmosferico a fronte di una significativa diminuzione di CO<sub>2</sub> ed una rilevante riduzione di altri inquinanti quali SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, metano e particolati. Dall'analisi delle quantità di CO<sub>2</sub> emesse dalle varie fonti energetiche durante tutte le fasi del ciclo di vita di un impianto di generazione di energia, risulta che l'energia eolica, rispetto alle tradizionali fonti energetiche, riduce le emissioni di un paio di ordini di grandezza (ordine di grandezza delle decine di t/GWh contro le centinaia di t/GWh). La conclusione generale è che l'energia eolica presenta un evidente beneficio ambientale su scala globale se paragonata alla produzione di energia con combustibili fossili.

È importante precisare che l'analisi degli impatti generati su ciascun componente è stata eseguita considerando la fase di costruzione e di esercizio dell'opera, considerando che la vita di centrali di questo tipo sia di circa 20 – 25 anni. Abbiamo quindi preso in considerazione i possibili impatti



ambientali generati nell'arco dell'intero ciclo di vita, includendo le fasi di produzione, esercizio ed eventuale dismissione dell'opera stessa.

#### 4.1.4 Identificazione dell'area vasta preliminare

L'identificazione di un'area vasta preliminare è dettata dalla necessità di definire, preventivamente, l'ambito territoriale di riferimento nel quale possano essere inquadrati tutti i potenziali effetti della realizzazione dell'opera e all'interno del quale realizzare le analisi specialistiche per le diverse componenti ambientali interessate.

Il principale criterio di definizione dell'ambito di influenza potenziale dell'impatto è funzione della correlazione tra le caratteristiche generali dell'area di inserimento e i potenziali fattori di impatto ambientale determinati dall'opera in progetto ed individuati nell'analisi preliminare. Tale criterio porta ad individuare un'area entro la quale, allontanandosi gradualmente dall'impianto, si ritengono esauriti o inavvertibili gli effetti dell'opera.

In particolare gli effetti a maggior raggio sono dati dall'impatto visivo, mentre tutti gli altri impatti possono considerarsi trascurabili anche nelle vicinanze della centrale stessa.

Su tali basi, le caratteristiche generali dell'area vasta preliminare sono le seguenti:

1. all'esterno dei confini dell'area vasta preliminare ogni potenziale interferenza sull'ambiente direttamente o indirettamente determinata dalla realizzazione dell'opera deve essere trascurabile;
2. l'area vasta preliminare deve comunque includere tutti i ricettori sensibili ad impatti anche minimi sulle componenti ambientali di interesse;
3. l'area deve essere sufficientemente ampia da consentire l'inquadramento dell'opera in progetto nel territorio in cui verrà realizzata.

La scelta dell'area vasta preliminare è stata effettuata considerando il ricettore sensibile più lontano dal posizionamento della centrale eolica. Tale ricettore è risultato essere l'arcipelago delle Tremiti, pertanto l'area considerata è un cerchio il cui centro è posizionato in corrispondenza della centrale e il cui raggio misura circa 50 km, ovvero la distanza dalle isole Tremiti. Abbiamo considerato, ma

solo per l'impatto visivo, anche una località sull'altopiano del Gargano, per dimostrare effettivamente la trascurabilità dell'impatto.

Oltre tale area gli impatti della centrale eolica sul territorio e soprattutto sul paesaggio sono trascurabili.

L'area vasta preliminare scelta è mostrata nella Figura 4.1.

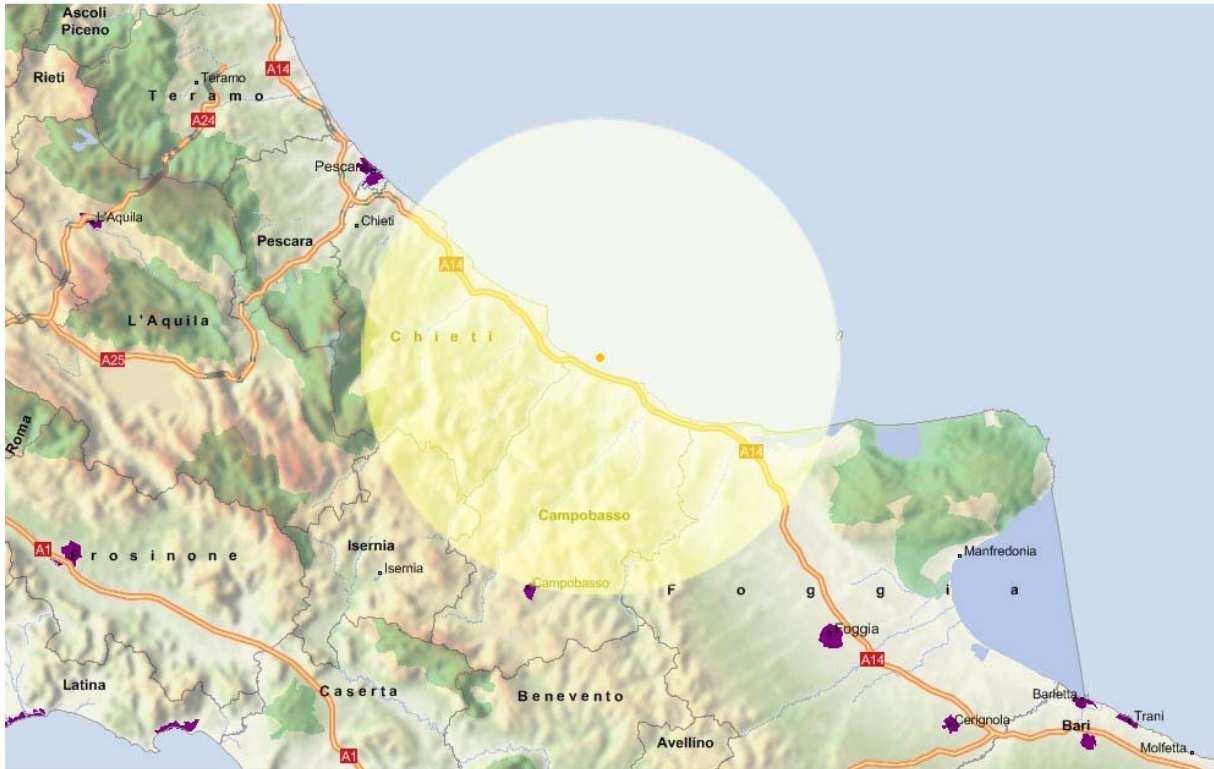


Figura 4.1: Area vasta preliminare. Tale area è definita dal cerchio giallo il cui centro è posizionato in corrispondenza della centrale eolica e il raggio è di circa 50 km.



## 4.2 Avifauna

Nel paragrafo 3.4.2 abbiamo accennato alla presenza di diverse specie di volatili. In particolare abbiamo fatto riferimento al formulario relativo alla zona pSIC IT7228221, poiché il più prossimo all'area di progetto.

### 4.2.1 Premessa e caratteristiche generali

Tra gli impatti ambientali causati dalla realizzazione di una centrale eolica *offshore* quello sugli uccelli è considerato il più rilevante. Attualmente il problema di effetti causati dagli aerogeneratori eolici *onshore* sull'avifauna è abbastanza conosciuto data la notevole quantità di studi effettuati su diversi siti al variare delle situazioni e delle caratteristiche delle turbine stesse.

Recenti analisi sugli effetti causati da centrali eoliche sugli uccelli hanno dimostrato che sia il tasso di mortalità che gli impatti sono bassi se paragonati a quelli generati da altre strutture costruite dall'uomo. In linea di massima si può dire che effetti minori si sono registrati sull'avifauna locale, effetti di media entità sugli uccelli migratori principalmente in condizioni di scarsa visibilità ed impatti relativamente più importanti sono stati rilevati per quanto concerne i rapaci.

La letteratura in materia di effetti prodotti da centrali eoliche *offshore* sull'avifauna è ancora limitata dato che questo tipo di installazioni è da considerarsi una tecnologia ancora innovativa. Dalle analisi condotte in Danimarca per la centrale *offshore* di Tuno Knob è risultato che alcune specie di uccelli (quali ad esempio le anatre) sembrano mantenere una notevole distanza dalle turbine durante periodi di scarsa visibilità per evitare di volare tra le pale delle turbine stesse. Altri studi condotti in Svezia sugli uccelli migratori hanno mostrato che le anatre riescono ad evitare la collisione con le turbine in quanto già a distanze di 3-4 km riescono a percepire la presenza di parchi eolici per cui, solitamente, riescono a volare conservando una distanza di sicurezza di 1 km dalle turbine.

Sulla base di precedenti esperienze i potenziali impatti sugli uccelli, generati da una centrale eolica *offshore*, sono:

- CAMBIAMENTO DELL'HABITAT: gli uccelli possono risentire negativamente del cambiamento fisico dell'habitat causato dalla presenza delle turbine e delle relative fondazioni;

- EFFETTI DI DISTURBO: le turbine possono agire da barriera nei confronti delle aree dove normalmente gli uccelli procacciano il cibo oppure possono rappresentare un ostacolo se ricadono nelle rotte migratorie o ancora possono indurre gli uccelli ad abbandonare l'area (perdita di habitat);
- RISCHIO DI COLLISIONE: collisione contro i rotori delle turbine degli uccelli migratori e/o di specie che cacciano in volo.

#### 4.2.2 Stato di fatto prima dell'intervento: specie di uccelli presenti sul territorio in esame

Le specie di uccelli presenti nell'area vasta preliminare sono state determinate sulla base della documentazione per il Sito di Importanza Comunitaria proposto IT7228221 – foce del Fiume Trigno – Marina di Petacciato. Abbiamo scelto di basare le nostre ricerche sulle specie indicate nel Formulario Standard di Natura 2000, poiché questa sezione dell'area vasta preliminare è certamente più vulnerabile rispetto alle altre zone. Le specie presenti nel pSIC e che sono elencate nell'Allegato I della direttiva 79/409/CEE, sono venti, e sono tutte di uccelli migratori (v. elenco in Figura 3.40). Si descrivono di seguito alcune caratteristiche di queste specie, indicate dalla direttiva uccelli come specie che richiedono misure di protezione.

##### Milvus migrans o Nibbio Bruno

Il nibbio Bruno è un rapace di medie dimensioni, si nutre di vertebrati sia vivi che morti; frequenta spesso i grandi laghi, dove cattura pesci soprattutto morti o morenti, gli immondezzai, dove cerca soprattutto ratti, ma anche campi e prati dove ricerca soprattutto piccoli roditori, ma anche uccelletti e anfibi e persino grossi insetti. Sorvola per lungo tempo gli ambienti di caccia, sfruttando le correnti ascensionali, grazie alle quali volteggia a lungo senza fatica. Dove il cibo è abbondante, si possono notare notevoli concentrazioni di individui. È un migratore principalmente transahariano, che giunge in Italia in marzo e riparte verso l'Africa in agosto. Alcuni individui svernano in Medio Oriente, in Africa settentrionale o, eccezionalmente, in Europa meridionale. Frequenta una vasta gamma di ambienti aperti, ma si trova in maggior numero presso grandi fiumi e laghi, dove può trovare cibo in abbondanza. Evita zone troppo aride, alte quote e foreste ininterrotte. I siti riproduttivi sono oggetto di tutela [26].

In Figura 4.2 è mostrata la presenza del Nibbio Bruno in Europa [33].

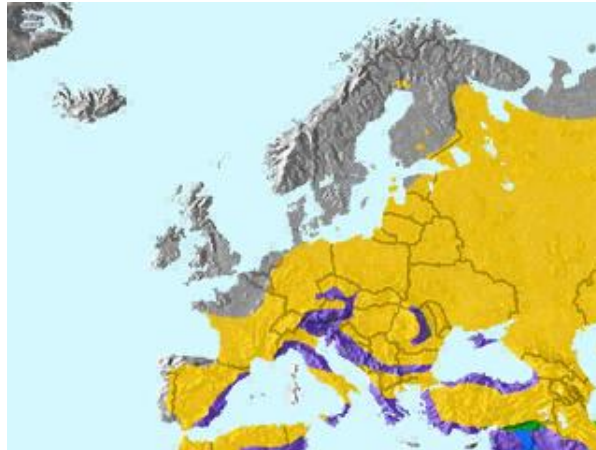


Figura 4.2: distribuzione della popolazione di Nibbio Bruno in Europa [33].

La legenda relativa alla Figura 4.2 e delle figure che seguiranno concernenti la distribuzione delle specie descritte è mostrata nella Tabella 4.1:






 present all year	Presente tutto l'anno
 summer breeding range	Presenza estiva e area di nidificazione
 winter range	Presenza invernale
 passage visitor	Presenza di passaggio
 sporadic breeding	Raro per l'allevamento

Tabella 4.1: Legenda mappa distribuzione uccelli.

Possiamo concludere che questa specie è presente in Molise durante l'estate e che frequenta soprattutto le zone fluviali.

#### Circus Aeruginosus o Falco di Palude

Possiede caratteristiche tipiche da rapace diurno: è un eccellente volatore con ali lunghe e ben proporzionate; le zampe sono munite di lunghe dita con affilati artigli; becco curvo e tagliente; vista acutissima e specializzata nel riconoscere gli oggetti in movimento [27].

Questo rapace è strettamente legato agli ambienti umidi ed agli argini ricchi di canneti nei quali cerca il cibo e costruisce il nido; in questi ambienti tale predatore si pone all'ultimo anello della catena alimentare, cibandosi prevalentemente di piccoli mammiferi ed uccelli compresi le uova ed i nidiacei, senza disdegnare però anche pesci ed insetti.

La maggior parte delle prede, ad esempio piccoli uccelli acquatici o giovani anatre, vengono catturate volando sull'acqua [28].

I recenti fenomeni di eutrofizzazione delle acque interne, determinando una maggior crescita dei canneti, hanno favorito questa specie aumentando i luoghi idonei alla sua nidificazione.

È una specie sedentaria o migratrice di breve distanza.

In Figura 4.3 è mostrata la presenza del Nibbio Bruno in Europa [33].

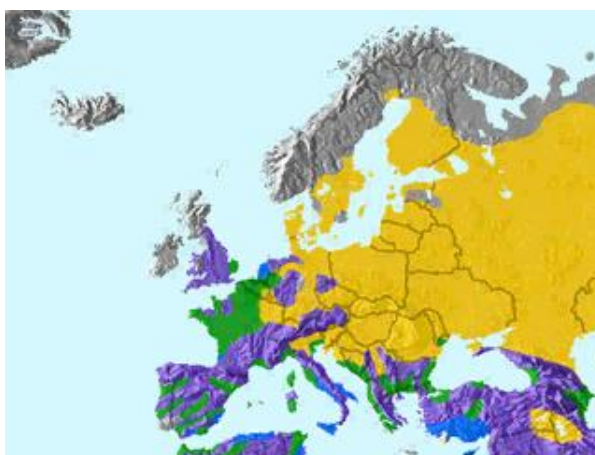


Figura 4.3: Distribuzione del Falco di palude in Europa.

Possiamo concludere che questa specie è presente in Molise durante l'inverno; vive nelle zone umide.

#### Circus Cyaneus o Albanella Reale

L'Albanella Reale è un rapace di medie dimensioni; sverna su tutto il territorio nazionale, nidifica a Nord. Comune, presente in zone aperte e brughiere. Caccia anche in paludi e acquitrini [29].

La presenza dell'Albanella reale è mostrata in Figura 4.4.



Figura 4.4: Distribuzione dell'Albanella Reale in Europa [33].

Possiamo concludere che questa specie è presente in Molise durante l'inverno o solo di passaggio; vive in ambienti paludosi.

#### Himantopus Himantopus o Cavaliere d'Italia

Uccello esile e inconfondibile per le lunghissime zampe rosse. Uccello nervoso e rumoroso che misura con lunghi e lenti passi acque relativamente profonde. Frequenta paludi, lagune ed aree allagate. Nidifica in colonie nell'acqua bassa, sull'erba o sul fango. Si nutre di invertebrati [30]. La maggior parte degli individui migra agli inizi di settembre. Alcuni individui ritardano la migrazione fino all'inizio di ottobre. In Figura 4.5 è mostrata la mappa di distribuzione di tale specie [33].

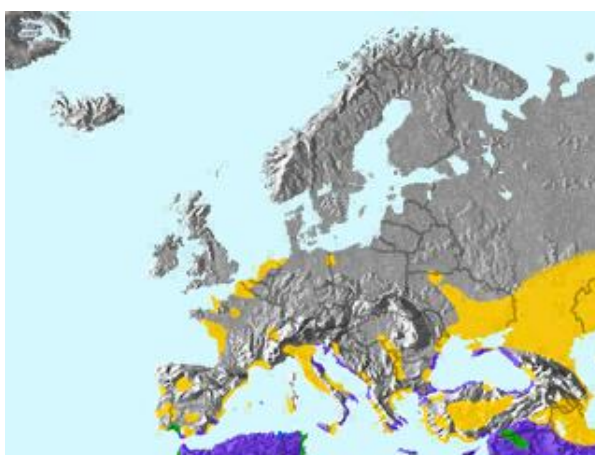


Figura 4.5: Distribuzione del Cavaliere d'Italia.



Possiamo concludere che questa specie è presente in Molise durante l'estate; vive in ambienti paludosi o alluvionati.

#### Burhinus oedicephalus o Occhione

L'occhione è una specie di uccello che percorre le sabbie dell'Africa settentrionale e che migra fino alle coste e paludi italiane. È un uccello dalle abitudini prevalentemente notturne. L'occhione è l'unica delle sette specie di burinidi realmente migratrice; d'estate è presente in quasi tutto il suo areale, che copre pressoché l'intera fascia mediterranea, l'Europa centrale e l'Asia meridionale e sudoccidentale; solo nell'Europa meridionale è stanziale. L'alimentazione dell'occhione è a base di vermi, insetti e molluschi, ma talora vi concorrono piccoli mammiferi e nidiacei. In aprile-primi di maggio, nidifica su un nido costituito da una semplice depressione del terreno o presso cespugli.

In Figura 4.5 è mostrata la mappa di distribuzione di tale specie.



Figura 4.6: Distribuzione dell'Occhione in Europa [33].

Possiamo concludere che questa specie è presente in Molise durante l'estate.

#### Philomachus pugnax o Combattente

Uccello di media-piccola taglia (il maschio misura una lunghezza di 26-30 cm), il Combattente è un migratore regolare presente tra la fine di febbraio e maggio e tra fine giugno e novembre in Italia. Frequenta tutti i tipi di zone umide, ad esclusione dei litorali e di quelle soggette alle maree, con bassi livelli dell'acqua e banchi di fango semiaffioranti [31]. Al di fuori del periodo riproduttivo vengono frequentati per l'alimentazione vari tipi di zone umide con estesi banchi di fango

semiaffioranti (saline, valli per l'itticoltura estensiva, zone umide con gestione faunistico-venatoria, bacini di decantazione degli zuccherifici e bacini per l'itticoltura in corso di prosciugamento). I dormitori sono situati in zone umide vaste e provviste di isole o zone difficilmente raggiungibili dai predatori terrestri.

Dalla mappa in Figura 4.7, pare che tale specie non sia presente nel centro sud Italia, è quindi probabile che l'inserimento nell'elenco del pSIC IT7228221 sia dovuto solo a qualche raro avvistamento.



Figura 4.7: Distribuzione del Combattente in Europa [33].

#### Larus melanocephalus o Gabbiano Corallino

Il gabbiano corallino è un gabbiano tipicamente marino e costiero. In tempi recenti si è assistito ad un ampliamento di areale, sia di nidificazione che di svernamento, prima verso oriente e in seguito verso nord e verso occidente rispetto al suo areale originario (Mar Nero e Mediterraneo orientale), tanto che oggi sono presenti significative popolazioni svernanti nel sud dell'Inghilterra (alcuni esemplari addirittura nidificanti) e nei Paesi Bassi.

Attualmente in Italia questo gabbiano è molto diffuso soprattutto come svernante e con una consistente popolazione nidificante sul delta del Po.

Nell'area mediterranea il Gabbiano corallino risulta associato ad ambienti costieri, in prevalenza alle coste sabbiose, ma a volte anche a quelle rocciose e a zone portuali. È facilmente osservabile anche in mare aperto, sia da posato che in volo [32].

Tale specie è presente nel nostro paese e in particolare in Molise durante l'inverno (v. Figura 4.8).

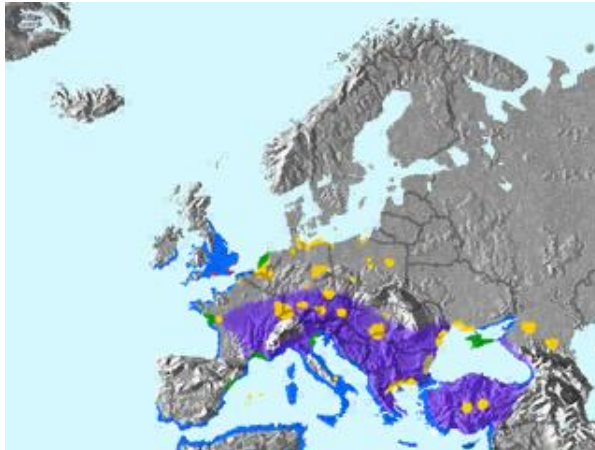


Figura 4.8: Distribuzione del Gabbiano Corallino [33].

#### Chlidonias niger o Mignattino

Comune nidifica in colonie presso corso d'acqua, paludi, acquitrini e laghi dell'entroterra; fuori dalla stagione nuziale può anche giungere fin sulle zone costiere.

Non si tuffa spesso preferendo prendere gli insetti sulla superficie dell'acqua o in aria. Il volo è erratico [35].

Nella mappa di Figura 4.9 si osserva che in Molise, il mignattino è solo di passaggio.



Figura 4.9: Distribuzione del mignattino in Europa [33].

### Chlidonias Hybridus o Mignattino piombato

Piuttosto comune, nidifica nelle paludi, nei laghi e acquitrini; d'inverno si trova anche nei litorali [35].

Dalla mappa di Figura 4.10 osserviamo che è presente in Molise solo di passaggio o raramente d'inverno.

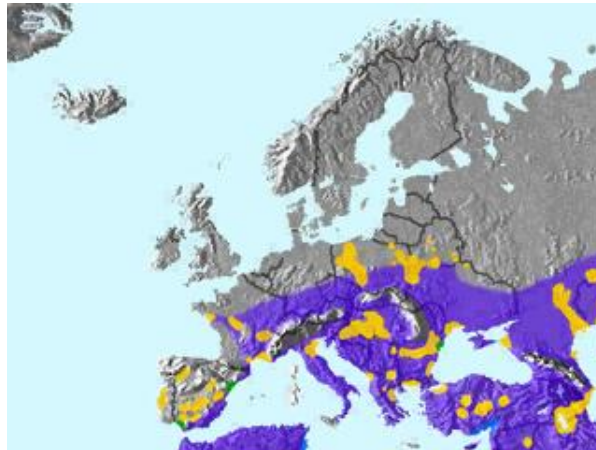


Figura 4.10 : Distribuzione del Mignattino piombato in Europa [33].

### Ixobrycus minutus o Tarabusino

Comune ma molto diffidente, vive in mezzo alla fitta vegetazione di paludi e argini ricchi di canneti. Il volo è caratterizzato da veloci colpi d'ala alternati a lunghe planate, ma si tratta di voli brevi e bassi sopra i canneti [35]. È presente soprattutto in estate (Figura 4.11).



Figura 4.11: Distribuzione del Tarabusino in Europa [33].

#### Nycticorax nycticorax o Nitticora

Comune in paludi e acquitrini sia d'acqua dolce che salata. Passa il giorno appollaiata su alberi e arbusti, ma a volte è in cerca di cibo anche di giorno, soprattutto nelle prime ore del mattino o all'imbrunire. Vola spesso in formazioni lineari[35]. Nella mappa seguente (v. Figura 4.12) si osserva che è presente in alcune zone del Sud Italia. Tali aree indicate in giallo indicano aree di nidificazione e presenza estiva.



Figura 4.12: Distribuzione della nitticora in Europa [33].

### Ardeola ralloides o Squacco

Lo squacco detto anche sgarza ciuffetto è localmente presente nelle paludi nelle lagune e negli stagni, dove nidifica tra le canne o sugli alberi. Ha abitudini simili a quelle della nitticora [35]. È presente in Molise soprattutto nel periodo invernale (v. Figura 4.13).

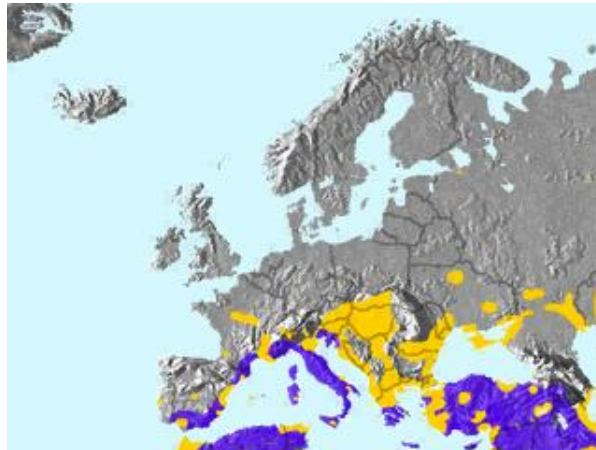


Figura 4.13: Distribuzione dello squacco in Europa [33].

### Egretta garzetta o Garzetta

Piuttosto comune, nidifica in colonie nelle paludi, sui delta dei fiumi e negli stagni, circondati da arbusti. In autunno e in inverno la si incontra in acque poco profonde anche salmastre. Sebbene a volte la si veda volare in stormi è meno gregaria dell'airone[35]. La garzetta si ciba di piccoli pesci, larve e crostacei che trova nelle acque basse e aperte.

Nella mappa di Figura 4.14 vediamo che è presente in Molise come visitatore anche se nel Gargano è presente e nidifica nella stagione estiva.

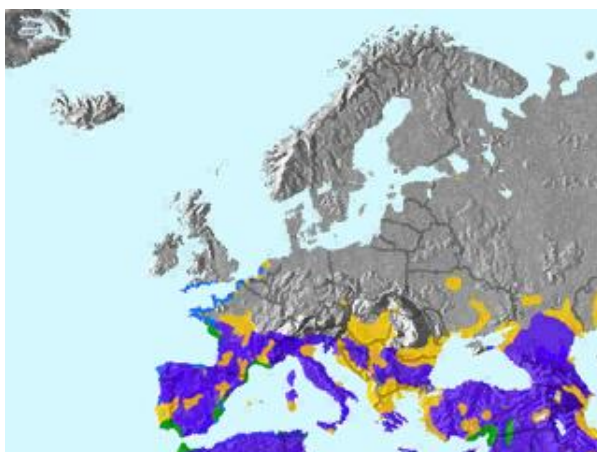


Figura 4.14: Distribuzione della garzetta in Europa [33].

#### Platalea leucorodia o Spatola

Rara, disseminata in una zona molto vasta, vive in acque basse e aperte, in acque paludose e lagune. Generalmente gli stormi volano in formazioni lineari e il loro volo è regolare, con lente planate e volteggi. Dalla mappa di Figura 4.15 non risulta che frequenti la penisola italiana, pertanto è possibile che sia stato fatto solo qualche avvistamento[35].

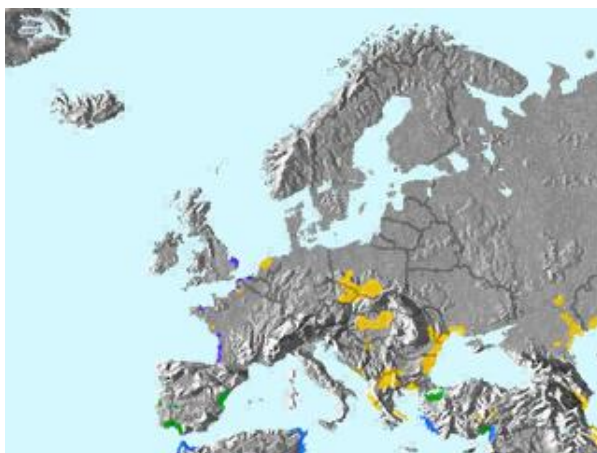


Figura 4.15: Distribuzione della spatola in Europa [33].

#### Aythya nyroca o moretta tabaccata

Comune, nidifica in laghi d'acqua dolce o in paludi che abbondano di vegetazione. Sverna presso grandi laghi e baie riparate. Molto rara in acque salse, è la più piccola tra le anatre di baia [35]. Nella

mapa di Figura 4.16 si osserva che è presente nel Gargano e in Molise soprattutto nel periodo invernale.

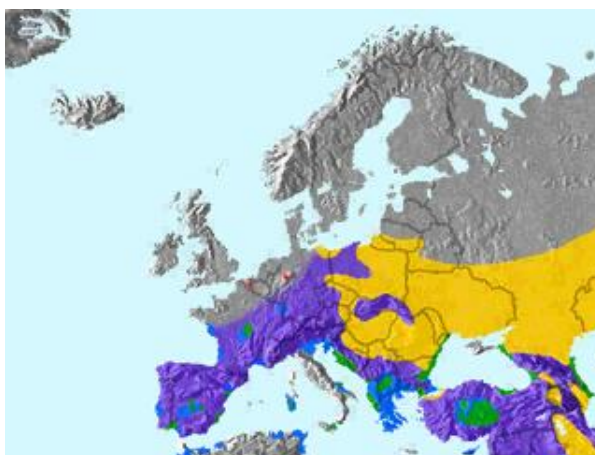


Figura 4.16: Distribuzione del moretta tabaccata in Europa [33].

#### Porzana parva o Schiribilla

La Schiribilla (Porzana Parva) è un uccello migratore molto raro che generalmente sverna a sud e si presenta alle nostre latitudini in primavera. Si tratta di un piccolo Rallide (parente del Porciglione e della Folaga) dalle abitudini molto elusive che ha fatto del fitto dei canneti il suo habitat naturale [36].

Nel nostro paese è comunque presente soprattutto come visitatore (v. Figura 4.17).

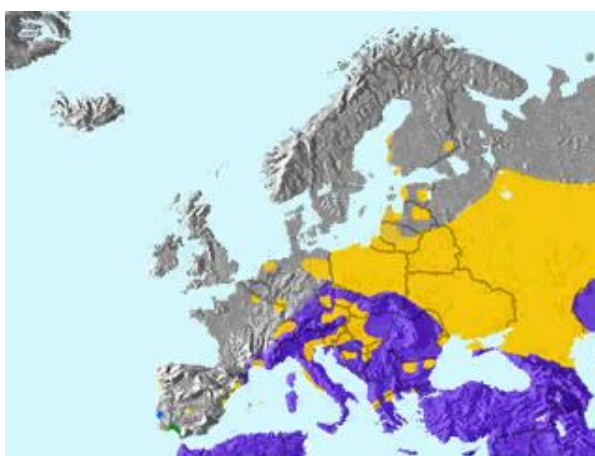


Figura 4.17: Distribuzione del schiribilla in Europa [33].



### Porzana porzana o Voltolino

Comune negli stagni e nelle paludi ricche di vegetazioni. Preferisce correre o nuotare piuttosto che volare. La specie non è molto conosciuta, perché raramente esce allo scoperto. Si nutre di piccoli molluschi, insetti, larve, vermi, semi; nidifica in Europa e sverna in tutte le regioni del Mediterraneo e dell'Africa del nord [37]. Si osserva nella mappa che in generale si trova nella penisola italiana solo di passaggio, in particolare nella stagione estiva nidifica nell'Italia centrale (v. Figura 4.18).

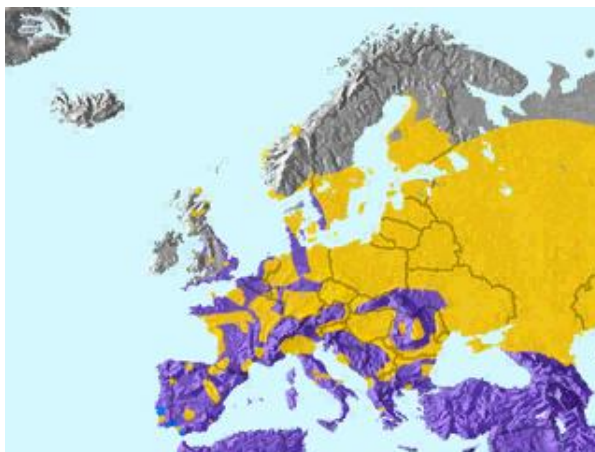


Figura 4.18: Distribuzione del voltolino in Europa [33].

### Recurvirostra avocetta o Avocetta

Localmente comune, preferisce baie e lagune ben riparate. Diffusa nelle lagune salate. Il suo alimento è costituito da invertebrati di ogni tipo che vivono in acque molto basse e nel terreno bagnato, il nido viene costruito sul suolo, in prossimità dell'acqua. Il volo è aggraziato con battute d'ali piuttosto lente; spesso si riunisce in stormi numerosi, talora in formazioni a "V", spesso in formazioni a nuvola. L'avocetta vive nell'Europa centrale e meridionale, nonché nell'Asia centrale; nell'imminenza della stagione invernale effettua migrazione verso Sud [38]. Dalla mappa in Figura 4.19 non si rivela presenza di tale specie in Molise. È probabile che quindi siano stati avvistati solo alcuni esemplari.



Figura 4.19: Distribuzione dell'avocetta in Europa [33].

#### Tringa glareola o piro-piro boschereccio

Il piro-piro boschereccio è una specie abbastanza comune. Frequenta paludi, acquitrini, risaie e spiagge. Si può trovare in Europa, Asia, America del nord. È un uccello migratore che nidifica nel terreno aperto vicino all'acqua nelle regioni delle foreste nordiche e nella tundra [39]. Nella penisola italiana è solo un visitatore di passaggio (v. Figura 4.20).



Figura 4.20: Distribuzione del piro-piro boschereccio in Europa[33].

Le specie discusse in questo paragrafo sono tutte specie che non sono presenti nel sito per tutto l'anno. La mappatura delle specie mostra che spesso tali specie sono di passaggio e talvolta alcune

non sono neppure segnalate nella regione Molise. Se ne deduce che la presenza di tali specie non è costituita da un numero consistente di esemplari.

In generale le specie di uccelli che possono ricevere un maggior impatto dalla realizzazione della centrale eolica sono appunto gli uccelli migratori le cui rotte sono mostrate in Figura 3.42. Dall'immagine si distinguono tre linee che attraversano l'area trasversalmente alla linea di costa e alcune rotte parallele alla linea di costa.

Abbiamo effettuato un sopralluogo della zona nel mese di settembre; durante la nostra permanenza abbiamo potuto osservare che gli uccelli popolano soprattutto la zona delle foci dei fiumi. Una delle specie più presenti lungo il litorale è quella del gabbiano. Anche i gabbiani sono maggiormente presenti nei pressi di sbocchi a mare di fiumi o torrenti (Figura 4.21).



*Figura 4.21: Rocce affioranti in località Marina di Montenero.*



#### 4.2.3 Valutazione dell'impatto

Gli impatti sugli uccelli relativi agli effetti di disturbo dell'impianto eolico sono attesi sia durante la fase di costruzione che di esercizio. Durante la fase di costruzione gli impatti sugli uccelli sono di durata limitata e, qualora vengano prese adeguate misure di mitigazione, sono senza dubbio di scarsa entità. E' perciò più probabile che gli impatti che possono avere una qualche implicazione per gli uccelli siano quelli relativi al periodo di esercizio della centrale eolica.

Su questo impatto abbiamo posta particolare attenzione.

Le attività legate alla posa dei cavi che connettono il parco eolico alla terraferma presentano un basso impatto sugli uccelli, soprattutto se tali attività vengono svolte in un periodo differente da quello della muta durante il quale alcune specie di uccelli sono molto sensibili a qualsiasi tipo di disturbo.

Inoltre va precisato che le attività di installazione dei cavi sono di breve durata per cui anche l'impatto sulle riserve di cibo per gli uccelli (zoobentos) sarà di entità trascurabile.

#### CAMBIAMENTO DELL'HABITAT

Il cambiamento fisico dell'area è dovuto all'installazione di 45 aerogeneratori. Tale impatto può ricadere sull'avifauna in diversi modi e in diverse misure.

In primo luogo la presenza fisica delle turbine riduce l'area a disposizione degli uccelli. In secondo luogo le fondazioni delle turbine possono indurre un cambiamento nell'habitat (cambiamento a livello di flora e fauna marina) spingendo alcune specie di uccelli ad abbandonare l'area oppure a ripopolarla, a seconda del comportamento della fauna ittica.

Abbiamo considerato alcuni studi effettuati, soprattutto in Danimarca, attraverso un programma di monitoraggio post-realizzazione della centrale eolica *offshore* di Horns Rev, i quali hanno dimostrato che questi impatti sono limitati.

E' stato dimostrato che in linea di massima la parte coperta dalle fondazioni (nel caso di monopali) è di dimensioni limitate rispetto all'intera area destinata al parco eolico, basti pensare che le turbine sono distanziate tra loro di una distanza pari a  $9 \times D$  lungo la direzione parallela alla costa e  $6 \times D$  lungo la direzione perpendicolare alla costa, dove  $D$  è il diametro pari a 111 m; per tale motivo la riduzione di fauna sul fondale marino è minima e, di conseguenza, la perdita di habitat per gli uccelli è trascurabile.



Le fondazioni diventano una sorta di “scogliera artificiale” per gli invertebrati marini che tende ad attirare gli uccelli in quanto rappresenta una risorsa di cibo.

La presenza delle turbine può, inoltre, attrarre alcune specie di uccelli come i gabbiani ed i cormorani che tendono ad usare le piattaforme delle turbine come luogo per appollaiarsi e sostare (v. Figura 4.21). Per quanto riguarda le specie migratorie le turbine possono essere usate per sostare soprattutto in condizione di scarsa visibilità (foschia o nebbia). Tuttavia le luci segnaletiche per la navigazione delle barche, poste alla sommità delle turbine, possono disorientare le specie che migrano di notte che potrebbero essere attratte da tali luci, soprattutto in condizioni di scarsa visibilità.

Per quanto riguarda l'area nelle immediate vicinanze dei cavi, va precisato che le operazioni di installazione alterano momentaneamente la natura del fondale marino; la flora e la fauna, comunque, sono ristabilite al più entro un anno dall'attività di posa.

#### EFFETTI DI DISTURBO

Anche se il parco eolico non risulta impattare sulle risorse di cibo degli uccelli, non deve essere trascurato l'impatto derivante dalla presenza delle turbine stesse che può spingere alcune specie ad evitare l'area per poi abbandonarla.

Anche in questo caso non esistono studi effettuati precedentemente su centrali eoliche *offshore*. Per quanto riguarda gli habitat terrestri, è stato dimostrato che le turbine eoliche possono impattare sul numero degli uccelli stanziali e cacciatori sino ad una distanza di circa 800 m dalle turbine stesse. Questo possibile comportamento da parte dell'avifauna, comunque, varia da specie a specie a seconda della sensibilità degli uccelli alla presenza di turbine eoliche. Sebbene le turbine eoliche impattino gli uccelli in maniera differente a seconda delle specie e sebbene gli impatti dipendano anche dal periodo dell'anno, la “perdita di habitat” è documentata da tutti gli studi effettuati in questo ambito. La perdita di habitat è dovuta essenzialmente al fatto che gli uccelli tendano ad evitare l'area se disturbati dalla presenza delle turbine eoliche. Questo effetto è certamente più significativo nelle zone terrestri, dove la densità di popolazione è maggiore, rispetto ad aree marine. I parchi eolici di grosse dimensioni potrebbero avere un impatto maggiore sull'avifauna anche se è anche vero che utilizzare aerogeneratori di grossa taglia implica che le turbine siano più distanziate l'una dall'altra e che siano installate un numero minore di macchine.



È plausibile pensare che la presenza degli aerogeneratori diventi col tempo una presenza abituale e che le diverse specie si abituino alla presenza di tali macchine.

Per quanto concerne il rumore e i campi elettromagnetici generati dalle turbine esso non arreca alcun fastidio agli uccelli, poiché sia il rumore che i CEM sono limitati all'area delle turbine.

### RISCHIO DI COLLISIONE

La collisione tra gli uccelli e le turbine è stata documentata in studi riguardanti centrali eoliche terrestri. Fino ad ora non sono presenti studi per quanto concerne parchi eolici *offshore*.

Allo stato attuale il reale rischio di collisione non può essere valutato perché dipende dalla probabilità che un uccello voli nell'area di rischio (area spazzata dalle pale della turbina), dalla velocità del vento e quindi delle pale della turbina, dalla velocità di volo degli uccelli, dall'angolo di passaggio degli uccelli, dalle dimensioni degli uccelli. Considerando le popolazioni degli uccelli, le collisioni sono solo un fattore di morte aggiuntivo. Ciò vuol dire che l'impatto derivante dall'aumento di mortalità per collisione varia al variare della dinamica demografiche della specie in esame. Specie con un'alta riproduttività e con un basso tasso di sopravvivenza annuale saranno meno sensibili alla mortalità per collisione rispetto a specie con un basso tasso di riproduttività ed un alto tasso di sopravvivenza annuale.

Con riferimento alla centrale eolica, è stato valutato che il rischio di collisione dipende da:

- ◆ la migrazione annuale degli uccelli;
- ◆ i voli giornalieri degli uccelli tra i siti dove sostano e le aree dove si procacciano il cibo;
- ◆ i voli per le attività di caccia;
- ◆ agitazione degli uccelli dovuta al disturbo causato dalle operazioni di manutenzione delle turbine;
- ◆ gli uccelli attratti dalla centrale eolica durante la migrazione.

L'altezza di volo degli uccelli varia significativamente da specie a specie. Alcune specie volano a bassa altitudine, altre ad alte. Le condizioni del tempo possono influenzare l'altezza del volo ed in generale l'altezza è maggiore in vento di coda che in vento frontale.

Alcune specie migrano durante il giorno, altre durante la notte ed altre ancora sia di notte che di giorno. Perciò per molte specie l'intervallo di altezza di volo è ampio; c'è un potenziale rischio di collisione qualora gli uccelli volino nell'intervallo tra 20 m e 130 m, altezze riferite all'area spazzata dalle pale. Molte specie tendono a volare molto basse con scarsa probabilità di collidere con i rotori.



Tra le specie di uccelli che potrebbero volare ad altezze critiche durante la migrazione sono presenti i gabbiani.

Alcuni studi effettuati per la centrale eolica *offshore* di Horns Rev, hanno dimostrato che alcune specie di uccelli migratori (come ad esempio le anatre) raramente vanno a scontrarsi con le turbine durante i voli notturni con piccole variazioni tra notti con e senza luna. La maggior parte degli uccelli, comunque, evita di passare attraverso le turbine; il rischio di collisione è quindi molto basso, anche se le turbine rappresentano comunque un ostacolo per gli uccelli.

Altri studi però hanno dimostrato che vi è pericolo di collisione durante i voli per la ricerca di cibo, in quanto gli uccelli seguendo i pesci che giungono fino alla zona della centrale eolica, sono portati a volare nell'area del parco eolico con conseguente aumento del rischio di collisione.

In generale la valutazione del rischio di collisione notturno e diurno è comunque lacunosa in quanto al momento vi è mancanza di conoscenze circa il comportamento degli uccelli nelle aree dell'impianti eolici.

#### 4.2.4 Conclusioni

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica *offshore* localizzata in corrispondenza delle coste del Molise ad una distanza dal litorale di 5 km, benché non siano ad oggi disponibili in letteratura studi effettuati sulle centrali *offshore*, può essere considerato di scarsa entità.

Tale affermazione deriva dalle analisi effettuate per le centrali danesi e per le centrali terrestri.

In particolare gli impatti durante la fase di costruzione, possono ritenersi trascurabili.

Durante la fase di esercizio, l'unico impatto che potrà avere una qualche rilevanza, è il rischio di collisione. Nel caso specifico si ricorda che tra le specie enumerate, nessuna specie è presente in numero sostanziale. La maggior parte delle specie degli uccelli inoltre abitano le zone ricche di vegetazione della zona costiera, in prossimità delle foci dei fiumi.

La densità di popolazione di tali specie non è rilevante e, se consideriamo che l'area occupata dalla *windfarm* è di circa 21 km<sup>2</sup> di cui solo una minima percentuale occupato dalle turbine, per una lunghezza nella direzione parallela alla costa di 888 m, l'impatto si può considerare di scarsa entità.



#### 4.2.5 Misure di mitigazione

Per minimizzare o annullare gli impatti sopradescritti, saranno applicati opportuni accorgimenti in fase progettuale:

- 1) Nonostante gli impatti sugli uccelli durante la fase di costruzione siano limitati, la scelta del tipo di fondazioni può essere molto importante in quanto alcune tipologie di fondazioni permettono di ridurre notevolmente il livello sonoro durante le fasi di costruzione. Non va dimenticato, infatti, che i rumori potrebbero disturbare gli uccelli durante i periodi di riproduzione e di permanenza in tali aree. I monopali scelti per il progetto della centrale eolica in Molise, hanno un impatto minore rispetto alle fondazioni a gravità.
- 2) La distanza dalla costa deve essere tale da non interferire con alcune rotte degli uccelli migratori. Alcune rotte migratorie sono abbastanza vicine alla linea di costa per cui gli impatti di una centrale eolica *onshore* sono senza dubbio maggiori rispetto a quelli prodotti da una centrale *offshore*. In generale si può dire che il numero di uccelli migratori diminuisce man mano che ci si allontana dalla costa. E' anche vero, però, che non ci sono grosse informazioni sulla migrazione degli uccelli a distanze elevate dalla costa. La distanza minima della centrale in Molise è di 5 km dalla costa.
- 3) Aree con profondità del mare non troppo bassa: gli uccelli generalmente preferiscono le acque poco profonde perché offrono condizioni migliori per cacciare; ciò determina una riduzione del rischio di collisione nel caso in cui la centrale eolica sia posizionata in acque profonde. La centrale di progetto è stata posizionata al limite della batimetrica di 20 m; per una centrale eolica *offshore* la profondità di 20 m è considerata molto alta, poiché ad oggi esistono ancora vincoli tecnici che non permettono di superare le profondità di 20-25 m;
- 4) Dimensione del parco eolico: si è scelto di utilizzare un numero di turbine minore e di maggiore taglia poiché si ritiene che aumentando la dimensione delle turbine il rischio di collisione con gli uccelli migratori diminuisce grazie ad una maggior visibilità delle turbine stesse. La centrale potrebbe essere costituita da 45 turbine da 3,6 MW o da 54 turbine da 3MW, anziché ad esempio da 108 turbine da 1,5 MW;
- 5) Strategie operative: ci sarà la possibilità di fermare tutte le turbine in condizioni di scarsa visibilità; questo accorgimento potrebbe ridurre il rischio di collisione principalmente durante i periodi di forte migrazione;





- 6) Colore ed illuminazione delle turbine: le turbine saranno di colore bianco, esse sono maggiormente visibili rispetto a colori sul grigio-blu: tale accorgimento riduce il rischio di collisione, saranno segnalate con opportune luci per evitare collisioni con il traffico aereo e navale, anche se alcune specie potrebbero essere attratte dalle luci.



### **4.3 Flora e fauna marina**

Nel paragrafo 3.4.2 abbiamo riportato alcune informazioni riguardo le specie ittiche presenti nei mari italiani in generale, con particolare riferimento all'Adriatico. Dall'analisi del pescato del porto di Termoli, è emerso che le specie maggiormente pescate sono triglie, naselli, seppie, polpi e scampi, e che la quantità annua di sbarcato si aggira attorno a 1200 tonnellate.

Non è stata riscontrata invece la presenza di mammiferi marini e di tartarughe marine.

La flora marina presente nell'area considerata è di scarsa entità e di scarso interesse naturalistico. Il fondale di tipo sabbioso o argilloso non è adatto per la formazione di specie protette quali la posidonia oceanica.

Le riprese del fondale effettuate con un'apposita telecamera, durante le prospezioni geologiche, non mostrano la presenza di specie di alcuna rilevanza.

Nei seguenti sottoparagrafi analizzeremo soprattutto il comportamento della fauna ittica.

#### *4.3.1 Premessa e caratteristiche generali*

La fauna marina è costituita da diverse componenti: spugne, cnidari, echinodermi, molluschi, artropodi, pesci marini, rettili, uccelli marini e cetacei.

Di esse abbiamo già discusso brevemente nel paragrafo 3.4.2; nei successivi paragrafi analizzeremo più a fondo quelle componenti che sono presenti in maggiore quantità.

Nel seguito indicheremo in senso lato con la denominazione "PESCI", i pesci marini, i molluschi e i crostacei, considerando che tutte queste categorie fanno parte del pescato dei nostri mari; con "ORGANISMI BENTONICI" indicheremo le specie animali che vivono sul fondo: è possibile che un pesce sia anche un organismo bentonico.

#### PESCI e ORGANISMI BENTONICI

Sono pochi gli studi che trattano degli impatti sui pesci causati da centrali eoliche *offshore*. Ciò è determinato dal fatto che la maggior parte delle centrali esistenti sono localizzate in aree con scarsa presenza di pesci.

Osservazioni preliminari mostrano che le fondazioni degli *offshore* generano le condizioni ottimali per la vita dei pesci, degli organismi bentonici (comunità che vivono sul fondale marino) e della fauna in generale. Questa condizione è determinata anche dal fatto che nelle vicinanze delle centrali

*offshore* viene proibita la pesca a strascico con ovvi aspetti positivi per l'habitat marino e quindi per le diverse specie di pesci.

L'interdizione della pesca ha generato spesso conflitti di interessi con l'industria della pesca. Nel nostro caso specifico il tratto di mare considerato è già vietato alla pesca a strascico (v. Paragrafo 2.1.4), per cui la costruzione della centrale non aggiunge alcun veto che non sia già presente.

Si osserva che in due aree prossime al layout di progetto ci sono degli allevamenti di mitili e di pesci: la pesca d'allevamento non rientra nel divieto suddetto.

Per quanto concerne i disturbi generati dalle realizzazioni di una centrale eolica *offshore* sul fondale marino e sugli organismi bentonici, essi sono di maggior entità in fase di costruzione.

Gli effetti di una centrale eolica *offshore* sui mammiferi marini (foche, delfini, balene) sono in linea di massima di scarsa entità. Diversi studi (in Svezia per il progetto Bockstigen e in Danimarca per la centrale eolica Tunø Knob) hanno dimostrato che le turbine eoliche non sono impattanti sui mammiferi. Nel caso della centrale eolica di Termoli, non abbiamo approfondito questa parte dello studio, poiché nell'area di interesse non sono stati fatti avvistamenti di mammiferi marini.

#### 4.3.2 Stato di fatto prima dell'intervento: specie presenti nell'area in esame

Analizziamo brevemente alcune specie di alto valore commerciale pescate nei pressi dell'area in esame. Per effettuare tale valutazione abbiamo considerato uno studio [43] effettuato nell'area dell'Adriatico dal Golfo di Trieste al Gargano, indicata in Figura 4.22 dal colore scuro.



Figura 4.22: Area di studio nella valutazione di specie ittiche presenti nel sito di interesse.

## PESCI e ORGANISMI BENTONICI

In questo paragrafo analizziamo le specie ittiche, maggiormente presenti nei pressi dell'area in esame ed in particolare riportiamo il comportamento delle specie maggiormente pescate nell'area

prossima al porto di Termoli: triglie, naselli, moscardini, polpi e scampi. Oltre a queste specie sono presenti molti tipi di molluschi (telline, vongole, cozze, calamari, etc.).

Tutte le specie suddette sono bentoniche. Il DOMINIO BENTONICO (dal greco *benthos* = fondo) si estende dalla costa fino alle maggiori profondità ed è popolato da organismi che vivono a stretto contatto con il substrato, sul quale possono essere fissati (SESSILI), come le spugne e le gorgonie, o che possono muoversi su di esso in vari modi, come le attinie che si spostano solo in casi particolari (SEDENTARI), le aragoste che restano a contatto con il fondo (VAGILI) e gli scorfani che sono in grado di nuotare solo per brevi tratti (NATANTI).

Il fondale marino crea diversi ambienti biologici influenzati da fattori fisico-chimici, come il grado di luminosità, la forza del moto ondoso e la temperatura dell'acqua, che dipendono dalla profondità e quindi dalla pressione. Inoltre la composizione del substrato, che può essere mobile (ciotoli, ghiaia, detriti, fango) o duro (rocce, relitti, moli), rende ancora più diversi i vari ambienti sottomarini.

Il tratto di mare di nostro interesse occupa una porzione di mare compresa tra le batimetrica di circa 15 e la batimetrica di circa 20 m.

Il fondale in questo tratto di mare è costituito da un substrato fangoso e sabbioso.

Nei seguenti sottoparagrafi riportiamo alcune informazioni sul comportamento delle specie maggiormente pescate.

#### Triglia di fango

La triglia di fango vive quasi esclusivamente in gruppi su fondi melmosi e sabbiosi a profondità comprese tra i 5 ed i 200 m. È presente nelle aree più vicine alle nostre coste soprattutto nel periodo estivo-autunnale, quando i nuovi nati non sono ancora migrati verso profondità maggiori.

I Mullidi sono pesci di fondo di mari temperati; sia i nuovi nati che gli adulti conducono vita di gruppo. Raggiunti i 30 mm, le piccole triglie si avvicinano alla costa e cambiano colorazione, da azzurre passano al verde e poi al rossiccio, fino ad assumere il colore definitivo. Le triglie crescendo poi si spostano a profondità sempre maggiori.

La riproduzione della triglia di fango avviene da aprile ad agosto, su fondi sabbiosi e fangosi, da 10 a 50 m di profondità [44].

La triglia compie uno spostamento trasversale durante la stagione autunnale, dalle acque italiane a quelle internazionali e poi croate. In funzione del periodo di campionamento si determinano quindi



in tutta l'area differenti rendimenti medi per strato. Nelle campagne autunnali effettuate per lo studio [43] è stata rilevata una discreta presenza nella fascia da 0 a 50 metri, mentre in primavera, nella stessa fascia, rimane un'aliquota modesta. L'area di massima abbondanza è comunque tra i 50 e i 100 m. Le triglie spazzolano il fondo con i barbigli alla ricerca essenzialmente di piccoli molluschi bivalvi, piccoli crostacei e anellini.

### Nasello

Questa specie, di notevole interesse economico per la pesca, è risultata distribuita su tutto l'alto e medio Adriatico, ad esclusione della fascia settentrionale. E' una specie necto-bentonica, presente in tutti i mari italiani, dove vive a profondità variabili da 70 a 700 m. La distribuzione batimetrica del nasello cambia in relazione all'alimentazione ed alla riproduzione. Il nasello è una specie longeva, può raggiungere 20 anni di età e più di un metro di lunghezza.

L'analisi della distribuzione per taglia complessiva ha evidenziato la grande percentuale di esemplari inferiori a 20 cm, mentre quella dei gruppi di individui inferiori agli 11 cm non è arrivata al 10% del totale.

Gli individui superiori ai 35 cm, in virtù della loro tendenza ad allontanarsi dal fondo, risultano difficilmente catturabili con la rete a strascico e sono, quindi, specie bersaglio per attrezzi quali tremagli o palangari di profondità. Questo impedisce di prendere in considerazione la taglia di cattura ai fini dell'analisi dello sfruttamento della popolazione di naselli. L'area di massima abbondanza è tra 50 e 100 m di profondità.

Il nasello mangia crostacei sostanziosi (gamberi e scampi), cefalopodi (totani e calamari) e pesci come acciughe, sardine, ecc.

### Polpo comune

L'esiguo numero degli individui catturati di questa specie, per ogni campagna, non ha permesso alcun tipo di analisi. Si tratta di esemplari isolati con lunghezza del mantello di 20-22 cm. Le catture sono state effettuate nell'area tra 0 – 50 m di profondità.

Vive in mari caldi e temperati, dalle acque costiere fino al limite della scarpata continentale, da 0 fino a 200 m di profondità, si adatta a diversi tipi di ambienti: rocce, barriera corallina o su fondali popolati da piante marine.

Compie migrazioni stagionali ritirandosi più in profondità d'inverno, trascorre l'estate in acque meno profonde nei pressi della costa.

La femmina depone le uova sul fondo e cessa di nutrirsi per prendersi cura delle uova fino alla schiusa, e spesso non sopravvive.

I giovani trascorrono un periodo nel plancton poi migrano sul fondo, loro habitat definitivo. Il polpo si nutre di molluschi e crostacei che cattura negli anfratti rocciosi.

#### Moscardino bianco

Questa specie é stata rilevata solo su una parte dell'intera area oggetto di studio, limitata al medio Adriatico e, più precisamente, a sud di Ancona. Sebbene le catture abbiano interessato batimetriche a partire dai 50 m, la maggior abbondanza di cattura si é avuta oltre i 100 m. Il moscardino mangia essenzialmente bivalvi e crostacei.

#### Scampo

Questa specie riveste notevole importanza nella pesca adriatica. La maggiore consistenza delle catture si é raggiunta a profondità superiori ai 100 m, con indici di abbondanza superiori ai 50 kg/km<sup>2</sup>.

Gli esemplari di scampo si ritrovano in diverse aree in funzione delle cadenze diurne e stagionali, per cui i dati sulle catture ottenuti nell'esecuzione delle campagne non sempre sono proporzionali alle reali quantità presenti. Dall'analisi dei dati sulle catture é risultato che le quantità medie nel corso delle quattro campagne, sono variate da un minimo di 7,5 kg/km<sup>2</sup>, novembre '95, ad un massimo di 10,9 kg/km<sup>2</sup>, novembre '94. E' utile sottolineare infine che questa specie ha un'ampia distribuzione nelle acque territoriali croate, dove si trova una parte importante della popolazione adriatica. La batimetria di abbondanza massima è registrata tra i 200 e 450 m.

Gli scampi raspano il fondo alla ricerca di piccoli crostacei e anellidi.

#### MAMMIFERI MARINI

In Adriatico sono stati fatti avvistamenti di delfini ma, tali avvistamenti non interessano l'area occupata dal layout di progetto.

#### *4.3.3 Valutazione degli impatti*

Analizziamo nel seguito i possibili impatti sulle singole componenti individuate.

## PESCI

Gi effetti prodotti da una centrale eolica *offshore* sui pesci possono essere classificati in quattro tipi:

- 1) Effetti determinati dalla presenza fisica delle turbine;
- 2) Effetti derivanti dalla presenza di una nuova scogliera artificiale (fondazioni);
- 3) Effetti determinati dal rumore;
- 4) Effetti derivanti dai campi magnetici.

Sviluppiamo i punti sopraelencati:

### 1. Effetti determinati dalla presenza fisica delle turbine:

Al fine di valutare come i cambiamenti al di sotto della superficie del mare, dovuti al posizionamento delle turbine eoliche e dei cavi marini, possano impattare sui pesci e molluschi, è importante effettuare una distinzione tra impatti temporanei (breve termine) e impatti permanenti (lungo termine).

*Impatti a breve termine:* è noto che durante la fase di costruzione le specie marine possano essere disturbate e tendano ad abbandonare l'area a causa dell'aumento di torbidità dell'acqua, dei movimenti d'acqua al di sotto della superficie marina e a causa di tutte le altre attività connesse alla costruzione. L'esperienza, comunque, dimostra che una volta che l'attività di costruzione sia terminata le specie marine ritornano nell'area impattata rapidamente.

*Impatti a lungo termine:* gli impatti permanenti sono correlati alla presenza delle fondazioni delle turbine che possono indurre cambiamenti nell'acqua e nelle correnti. Va però anche precisato che la parte di fondale occupata dalle fondazioni è una parte molto inferiore rispetto all'area occupata dal layout di progetto e che pertanto l'impatto sul fondale può ritenersi trascurabile.

La presenza fisica dei cavi marini oltre che la loro installazione non determineranno cambiamenti nell'abbondanza dei pesci, dei mammiferi marini e dei crostacei nell'area.

### 2. Effetti prodotti dalle fondazioni delle turbine che generano una sorta di scogliera artificiale:

Le fondazioni delle turbine possono, se propriamente progettate, fornire l'habitat per una varietà di fauna e flora marina, dando cibo e rifugio alle specie di pesci e generalmente possono contribuire alla biodiversità nell'area. Va detto che esistono casi di scogliere artificiali aventi lo scopo di



aumentare lo stock di pesci locali che hanno fallito nella loro funzione a causa probabilmente del design eccessivamente semplice e povero.

Il tipo di flora e fauna che può colonizzare queste fondazioni dipende dalla dimensione e dalla forma delle fondazioni stesse, dal materiale utilizzato e dall'ambiente locale. Alcuni studi hanno dimostrato che le scogliere artificiali sono una risorsa primaria di cibo per talune specie di pesci.

Diversi sono i parametri che influenzano i tipi di flora e fauna che possono colonizzare la scogliera artificiale:

- dimensione, altezza, forma, profilo complessità della struttura;
- materiale utilizzato e grado di rugosità;
- complessità morfologica della struttura;
- area resa disponibile per le diverse specie di pesci e volume coperto dalla struttura;
- localizzazione geografica della fondazione, profondità del mare, distanza dalla scogliera naturale, biotopi presenti, natura e forza delle correnti locali, stabilità della struttura, tipi di sedimenti;
- salinità e temperatura del mare.

Tutti questi fattori sono importanti per determinare come e in che misura la nuova costruzione può fornire un habitat idoneo per i pesci (habitat per procacciare cibo, per rifugiarsi dai predatori, area attrattiva in generale).

Dalle informazioni presenti sulle specie di pesci e sulla pesca nella zona si è cercato di valutare, anche se solo a livello teorico dato l'assenza di dati empirici, l'impatto generato dall'introduzione di una scogliera artificiale (fondazioni).

Nel caso della centrale eolica *offshore* di Termoli, la realizzazione delle fondazioni del parco eolico è piuttosto semplice essendo costituita da 45 monopali (nel caso in cui le turbine siano turbine da 3,6 MW) del diametro di 5 m disposti in maniera equidistante l'uno dall'altro secondo una struttura a maglia, descritta nel Quadro di Riferimento Progettuale.

I materiali e la progettazione della struttura sono importanti al fine di valutare il tasso e l'estensione della produzione biologica. Il tipo di fondazioni utilizzato nel nostro caso è in termine di rugosità comparabile a quello delle strutture in acciaio e, in confronto alle piattaforme per il gas, queste strutture presentano un livello molto basso di complessità. A causa del rischio di erosione che potrebbe rendere instabili le fondazioni delle turbine, vengono utilizzate delle strutture protettive,





alla base di ogni monopalo, consistenti in agglomerati di pietre di dimensioni abbastanza elevate che proteggono le fondazioni anche in presenza di tempeste.

La diversità di specie e la possibile produttività aumenta con l'aumentare della complessità della scogliera (Wickens e Barker, 1996). Va detto che la complessità delle strutture che verranno installate nella località in esame è molto bassa, come risulta essere relativamente piccola la superficie areale che queste strutture possono fornire ai fini dell'accumulo di microrganismi e di specie bentiche.

Lo stato protettivo contro l'erosione, essendo costituito da pietre, riesce a creare un tipo di struttura dotata di buchi di diverse dimensioni, di grande diversificazione spaziale e notevole area superficiale tali da generare un alto livello di biodiversità.

E' stato infatti ampiamente documentato che le scogliere artificiali hanno la capacità di attrarre i pesci [41]. I pesci presentano differenti affinità con il substrato del fondale marino e con i profili delle strutture. Infatti essi tendono a ricercare dette strutture per procacciare cibo, per rifugiarsi, per orientarsi o in risposta ad altri bisogni. Questi comportamenti delle specie marine sono stati classificati secondo i cinque criteri elencati di seguito (Thierry, 1988):

- a) *rheotaxy*: orientazione in relazione alla direzione delle correnti,
- b) *geotaxy*: orientazione in relazione alla costa;
- c) *thigotaxy*: contatto fisico con lo scoglio;
- d) *phototaxy*: movimento influenzato dalla luce;
- e) *chemotaxy*: risposta agli stimoli olfattivi (arbitrariamente è stata inclusa in questo criterio anche la risposta ai suoni).

Le diverse specie di pesci presentano affinità differenti nei confronti delle strutture presenti sott'acqua; inoltre si può anche ipotizzare che questa affinità varia durante i diversi stadi di vita dei pesci.

In particolare, i merluzzi sono particolarmente sensibili all'essere attratti da strutture con alto profilo. Sebbene le fondazioni in esame non abbiano un grado di complessità elevato non si può trascurare l'ipotesi che anche nelle vicinanze delle fondazioni delle turbine vi sia aggregazione di pesci.



Altre specie di pesci come la sogliola sono attratte dalle strutture sottomarine purché le singole unità di queste siano poste ad una certa distanza l'una dall'altra (ad esempio 600 m).

In uno studio condotto nel 1989 da Polovina e Sakai [45], è stato dimostrato che la scogliera artificiale più che aumentare la biomassa tende a ridistribuirli in quanto i pesci tendono a muoversi da una scogliera artificiale ad una naturale.

La qualità attrattiva delle strutture delle turbine eoliche può, come nel caso di altre scogliere artificiali, influenzare la struttura migratoria a differenti scale temporali o alterare le rotte migratorie dei pesci. Va però precisato che le strutture delle fondazioni nella località in esame, non dovrebbero avere alcun impatto misurabile sulla struttura migratoria dei pesci.

In conclusione, poiché i monopali sono fondazioni considerate non complesse, non si ritiene che questo tipo di fondazioni nella località in esame incida nell'incremento della produzione delle specie considerate. Tuttavia si ritiene che la presenza delle misure di protezione dei monopali possano comunque costituire un habitat adatto a nuove specie bentiche.

### 3. Effetti determinati dal rumore:

Durante la fase di costruzione il rumore subacqueo, derivante dalle navi e dalle operazioni di perforazione per le fondazioni, può avere effetti negativi sui pesci. Questi effetti sono più evidenti nel caso di fondazioni con singoli piloni. L'esperienza in Svezia ha mostrato che tali metodi di costruzione possono indurre forti reazioni sui pesci che perdono momentaneamente conoscenza e galleggiano sulla superficie come se fossero morti. Sebbene l'effetto prodotto sui pesci sia temporaneo, è opportuno evitare periodi sensibili per i pesci, per esempio durante il periodo larvale, durante il quale la fase di costruzione potrebbe causare un aumento del tasso di mortalità.

I pesci sono molto sensibili ai campi idrodinamici/acustici a bassa frequenza (sotto circa i 50 Hz). Il contributo significativo del rumore prodotto in questo *range* di frequenza resta confinato in prossimità delle turbine, entro un raggio di cento metri.

Sebbene i pesci percepiscono il rumore proveniente dalla turbine come rumore molto differente in relazione a quello a bassa frequenza prodotto da altri animali, va detto che essi tendono ad abituarsi al rumore delle turbine in quanto si tratta di rumore di tipo continuo.

In conclusione si può dire che i pesci si allontaneranno dall'area temporaneamente durante la fase di costruzione (solo una piccola porzione di area sarà abbandonata in maniera permanente). Inoltre



poiché il rumore generato dalle turbine è di tipo continuo è probabile che i pesci si abituino a tale tipo di rumore. L'impatto generato dal rumore su queste specie è trascurabile.

Durante la fase di esercizio il rumore può essere trasmesso in acqua in due modi:

- rumore aereo che si propaga in acqua;
- rumore di natura strutturale causato da torri e fondazioni.

E'ovvio che il rumore subacqueo prodotto dalle centrali eoliche *offshore* deve essere preso in considerazione come possibile impatto sulla fauna marina solo qualora superi il livello sonoro di fondo presente sottacqua.

Sopra i 2 kHz non è atteso alcun contributo a livello di rumore superiore al rumore di fondo. Per quanto riguarda le frequenze inferiori ai 2 kHz, si suppone che le turbine diano un contributo significativo rispetto al rumore di fondo, anche se i disturbi sono praticamente confinati nelle vicinanze delle turbine, entro poche centinaia di metri.

Tutte le fonti sonore presentano le seguenti caratteristiche:

- nell'area vicina alla fonte il campo sonoro ha la caratteristica di campo di flusso idrodinamico;
- nell'area più lontana dalla fonte, il campo ha la caratteristica di campo sonoro propagato.

Se le fonti sonore generano campi acustici tramite cambiamenti di volume, allora si dice che si tratta di fonti "monopolari". Nel caso in cui, invece, non si abbia cambiamento di volume, ma si verifichi vibrazione lungo un asse si parla di fonti bipolari. Per le fonti bipolari il suono non si propaga alla stessa maniera in tutte le direzioni, ma è maggiore lungo l'asse di vibrazione.

E' improbabile che, durante l'esercizio, le fondazioni rigide delle turbine possano subire cambiamenti di volume; è invece credibile ritenere che le fondazioni vibrino e quindi si comportino come una fonte bipolare.

Per un *range* di bassa frequenza il rumore prodotto dalle turbine può essere critico per i pesci.

Ai fini di una valutazione reale dell'influenza delle turbine eoliche a frequenze sotto i 50 Hz, sono state utilizzate le misure eseguite da Westerberg nel 1994 per i campi idrodinamici/acustici di turbine eoliche svedesi. E' stato rilevato che in fase di esercizio le turbine aumentano il livello di rumore (sopra i 20 dB) nelle acque circostanti la turbina stessa, nell'intervallo delle basse frequenze. Inoltre sono state distinte più armoniche della frequenza fondamentale di 2 Hz.

Sebbene il rumore delle turbine si estende nel *range* di frequenza critico per i pesci, esso è significativo, rispetto al rumore di fondo, solo nelle immediate vicinanze delle turbine. A 300 m di distanza il livello di rumore supera il rumore ambientale di fondo solo di 5 dB, Va però precisato che in questo studio Westberg non ha assunto che la turbina sia una fonte acustica di tipo bipolare, e quindi è probabile che la stima effettuata non sia stata eseguita lungo l'asse di vibrazione, per cui il campo misurato potrebbe essere stato sottostimato.

I pesci utilizzano degli organi sensoriali per l'ascolto dei suoni, basati sull'accelerazione, e per tale motivo sono del tutto insensibili alle fluttuazioni di pressione che noi uomini associamo al suono e che per tale motivo tendiamo ad usare per descrivere e misurare i suoni.

I pesci sono in grado di rilevare i flussi e i suoni.

Fondamentalmente, gli stimoli rilevanti per l'udito dei pesci sono la gravità e altri tipi di accelerazioni, derivanti dal loro movimento o da movimenti dell'acqua circostante. Tra i diversi movimenti d'acqua quelli che i pesci rilevano sono i campi di flusso generati dal movimento di altri animali, prede e predatori. Questi campi di flusso sono tutti a bassa frequenza e questo dipende dalle dimensioni degli animali. La frequenza per questo genere di movimenti è solitamente sotto i 40-50 Hz. Frequenze più alte si hanno solo in caso di bruschi movimenti come attacchi da parte di predatori o fuga di prede; anche questi però presentano frequenze inferiori ai 200-300 Hz.

Il campo di flusso generato dal movimento degli animali è di tipo bipolare. Quando un pesce passa attraverso il campo di un altro animale, immediatamente si accorge del cambiamento sia in termini di intensità che di direzione spaziale. I pesci utilizzano questi segnali per sfuggire dai predatori o per individuare le prede [46].

Sebbene i pesci siano insensibili alle fluttuazioni di pressione, numerose famiglie hanno sviluppato una regolare capacità uditiva grazie al fatto di essere dotate di vescica natatoria.

Il meccanismo con cui funziona la vescica natatoria ha permesso di estendere ampiamente il *range* uditivo dei pesci. Molti pesci sono insensibili alle frequenze sopra 0,5- 2 kHz, sebbene negli ultimi anni l'esperienza ha dimostrato che alcune specie sono capaci di rilevare anche gli ultrasuoni. Inoltre è stata osservata anche una certa sensibilità ad alte frequenze come i 130 kHz.

Pertanto, nonostante i pesci siano dotati di un ampio *range* di udito, essi reagiscono solo a suoni e vibrazioni a frequenze o molto basse o molto alte. I suoni a medie frequenze generalmente producono solo reazioni iniziali e di breve durata.



Non è atteso che le turbine producano ultrasuoni.

I campi di flusso a bassa frequenza sono invece di importanza fondamentale per i pesci perché sono collegati alla loro capacità di sopravvivere o morire, di nutrirsi etc. Questa è la ragione per cui i disturbi a basse frequenze producono reazioni comportamentali nei pesci molto forti.

Sebbene i pesci siano così sensibili alle basse frequenze, va detto che le dimensioni spaziali dei campi generati dalle turbine sono molto ampie per cui difficilmente i pesci nuotando possono avvertire cambiamenti nel flusso d'acqua.

Si può quindi affermare che i campi acustici prodotti dalle turbine non interferiscono o compromettono le capacità dei pesci nel rilevare prede o predatori. Inoltre se si considera che il rumore generato dalle turbine è di carattere continuo si può supporre che induca abitudine nei pesci. Nell'intervallo di frequenza tra 0,05 – 2 kHz le turbine possono avere un'influenza negativa sulla comunicazione acustica tra i pesci, ma paragonato al livello di rumore marino di natura antropica, questa influenza è ampiamente minore.

In conclusione, la reazione dei pesci ai campi idrodinamici/acustici a bassa frequenza (sotto circa 50 Hz) è molto forte. Il contributo di rumore più rilevante in questo intervallo di frequenza è comunque confinato nelle immediate vicinanze delle turbine eoliche, entro un raggio di non più di alcune centinaia di metri. Comunque data l'estensione spaziale del campo idrodinamico/acustico a bassa frequenza generato dalle turbine, i pesci riescono a percepire in maniera netta la differenza con i campi a bassa frequenza generati dagli altri animali. Quindi la capacità dei pesci di rilevare ed interpretare i campi prodotti da fonti diverse (turbine e animali) non è disturbata dalla presenza delle turbine stesse. Inoltre il carattere continuo del rumore prodotto dalle turbine può indurre nei pesci anche una certa abitudine. Nel *range* di frequenza tra 0,05-2 kHz l'influenza delle turbine, se comparata al livello di rumore marino di natura antropica, è generalmente molto inferiore. Al di sopra di 2 kHz nessun rumore generato dalle turbine eoliche è rilevabile, per cui si può assumere che l'impatto sui pesci in questo *range* è del tutto trascurabile. Alla luce di quanto esposto, gli impatti generati dalle turbine sono trascurabili.

#### 4. Effetti derivanti dai campi elettromagnetici:



Secondo la valutazione condotta da Eltra<sup>5</sup> nel 2000 per la centrale di Horns Rev, un campo magnetico significativo, dell'ordine di 30 – 50  $\mu\text{T}$ , può essere presente solo entro una distanza di 1 m dalle strutture. Perciò a distanze di 100 m il campo magnetico generato da cavi da 150 kV si riduce di due ordini di grandezza; per cavi di portata inferiore la riduzione a 100 m il campo è anche 3 – 4 ordini di grandezza più piccolo e pertanto può essere considerato trascurabile. Nelle turbine con alloggi in metallo il campo magnetico che si genera è praticamente trascurabile al di fuori della turbina stessa; per quanto riguarda le turbine con alloggi in cemento il picco del campo magnetico ad una distanza di 1 m è di 0,20  $\mu\text{T}$ .

I pesci cartilaginei (es. gli squali) sono dotati di elettrorecettori che sono organi sensoriali estremamente sensibili a rilevare i campi elettrici delle prede. Essi sono in grado di rilevare i campi magnetici per mezzo di organi sensoriali; questi pesci utilizzano i campi magnetici per la navigazione.

Nelle vicinanze delle strutture del parco eolico, dove il campo magnetico si avvicina a quello terrestre, i campi indotti risultano essere alterati. Poiché queste specie di pesci utilizzano i campi elettrici per la navigazione può risultare che questa loro capacità sia influenzata dalla presenza dei cavi. Va però anche detto che i pesci cartilaginei normalmente operano in presenza del campo magnetico terrestre per cui la presenza di campi generati dal parco eolico non interferisce con la capacità dei pesci di rilevare la presenza di prede.

Per quanto riguarda i pesci ossei, è difficile prevedere quali possano essere le possibili conseguenze del campo magnetico prodotto dalla centrale eolica su di essi, poiché è stato ipotizzato che siano dotati di un senso per il rilevamento di campi magnetici, ma l'informazione non è certa. Si può comunque dire che non ci si aspetta che i campi magnetici in questione possano influenzare in maniera rilevante queste specie di pesci.

In conclusione, i campi magnetici generati dai cavi, trasformatori e turbine dell'impianto eolico *offshore* possono essere rilevati solo entro distanze di 1 m dalle strutture stesse; pertanto non ci si

---

<sup>5</sup> Società che gestisce il sistema elettrico nella Danimarca Occidentale.

attende che i campi magnetici del parco eolico possano rappresentare un problema di rilievo per i pesci.

#### FONDALE MARINO E SPECIE BENTICHE

Per quanto riguarda il fondale marino e le relative specie presenti, sono state considerate due classi di impatti:

- a) potenziali impatti permanenti connessi alle fase di esercizio;
- b) potenziali impatti temporanei connessi alla fase di costruzione.

Allo stato attuale è stato programmato che le fondazioni da utilizzare per le turbine siano i monopali con diametro di 5 m. Attorno ai pali verranno posti dei rivestimenti di protezione contro l'erosione. Oltre all'area totale occupata dalle fondazioni si deve inoltre tener conto della sottrazione di area del fondale necessaria per la posa dei cavi marini di collegamento tra parco eolico e terra.

#### a) FASE DI ESERCIZIO

Gli impatti potenziali diretti o indiretti dovuti alla fase di esercizio sono:

1. impatti permanenti dovuti alla sottrazione di fondale marino e relativa fauna;
2. impatti permanenti su correnti, sedimenti, scambi d'acqua e sulle condizioni delle onde nell'area;
3. diffusione di inquinanti;
4. creazione di nuovi biotopi.

Sviluppiamo i punti suddetti:

1. Gli impatti dovuti alla sottrazione di fondale marino sono del tutto trascurabili poiché l'area effettivamente sottratta è molto limitata.
2. Non sono attesi scambi d'acqua per la costruzione della centrale eolica nell'area occupata dal parco eolico di progetto, per cui anche le condizioni di ossigeno non risulteranno variate. Va precisato, infatti, che un'alterazione della concentrazione d'ossigeno nell'area avrebbe potuto indurre un impatto sulla fauna bentonica. Saranno presenti impatti, a livello locale, di lieve entità sulle correnti, sulle condizioni delle onde, sul trasporto dei sedimenti nelle immediate vicinanze dell'area delle fondazioni. Questo non determina effetti sulla



fauna bentonica. Analogamente, su scala regionale, la costruzione della centrale non genererà impatti sulla condizione delle onde, sulle correnti, sul trasporto di sedimenti.

3. L'aumento della concentrazione di rame può indurre una contaminazione, durante la fase di produzione, di quelle specie bentiche filtranti come i molluschi bivalve. Questo è causato dalla dispersione di polveri di rame e carbonio dovute all'abrasione dei cuscinetti delle turbine eoliche. L'impatto derivante è di entità limitata in quanto l'aumento di concentrazione di rame rispetto alle normali condizioni è limitato. Un altro possibile risultato prodotto dalla dispersione di rame può essere l'aumento locale di contaminazione di sedimenti che possono essere poi ingeriti da altri organismi, va però detto che l'aumento di concentrazione di contaminanti tra i sedimenti è da ritenersi trascurabile. E' possibile che la dispersione di rame possa avere un impatto sulle comunità microalgali che potrebbero essere inibite nella loro crescita.
4. Le fondazioni delle turbine e i relativi rivestimenti di protezione dall'erosione possono introdurre nuovi biotopi nell'area. Le fondazioni, infatti, possono rappresentare una sorta di spiaggia artificiale che può essere colonizzata da organismi epibentici, che non erano presenti nell'area precedentemente a causa della mancanza di un habitat adatto. Non è comunque possibile prevedere uno scenario da un punto di vista qualitativo e quantitativo. Le prime specie che colonizzano le fondazioni sono le alghe e gli invertebrati. La composizione qualitativa e quantitativa delle comunità algali che vanno ad insediarsi dipendono, comunque, dalla profondità del mare. A causa delle correnti, dell'azione delle onde e della sabbia, determinati dalle tempeste, le comunità presenti sulle fondazioni vengono periodicamente distrutte e per tale motivo sono molto variabili e sempre giovani. Perciò è improbabile che possa esserci crescita e sviluppo di comunità sulle protezioni delle fondazioni. E' comunque certo che il rivestimento creerà maggiore eterogeneità nell'area. Questo è molto importante per la diversità e densità delle specie. La dimensione, la diversità e la densità degli organismi presenti sulla scogliera artificiale dipendono essenzialmente dal numero e dalle dimensioni delle nicchie che si vengono a creare e non necessariamente dalla disponibilità di cibo. Ciò vuol dire che la complessità strutturale delle fondazioni è l'aspetto più rilevante per la colonizzazione, in quanto connesso alla complessità e la presenza di nicchie, rifugi soprattutto per le specie più giovani. La crescita delle alghe sulle fondazioni contribuisce all'aumento dell'eterogeneità (ad esempio porta alla colonizzazione da parte di crostacei). I cambiamenti nella biomassa non avranno alcuna conseguenza di rilievo





sull'attuale stock di pesci bentonici o sugli uccelli che si nutrono di specie presenti sul fondale; ciò perché la presenza di biomassa utile come cibo per i pesci e gli uccelli è limitata.

Non è previsto l'utilizzo di oli per i cavidotti e pertanto il grado di impatto sulla fauna bentonica, determinato dalla possibile fuoriuscita di oli a causa della possibile rottura dei cavi o collisione con una turbina eolica oppure dovuta ad operazioni di manutenzione, non è stato valutato.

#### b) FASE DI COSTRUZIONE

Gli impatti potenziali diretti o indiretti sulla fauna bentonica dovuti alla fase di costruzione sono:

1. Impatti sulla fauna bentonica come risultato della dispersione dei sedimenti;
2. Completa o parziale distruzione della fauna bentonica dovuta alla costruzione delle fondazioni;
3. Completa o parziale distruzione della fauna bentonica dovuta alla posa dei cavi.

Sviluppiamo i punti elencati qui sopra:

1. L'uso delle fondazioni monopali per le turbine causa una leggera o talvolta inesistente dispersione di sedimenti. Simulazioni sulla dispersione e fuoriuscita di sedimenti hanno dimostrato che nel caso di fondazioni con monopali l'impatto è del tutto irrilevante rispetto all'uso di cassoni che invece richiedono attività di escavazione del fondale. Nel caso della centrale danese di Horns Rev, per le installazioni di turbine eoliche, la concentrazione di sedimenti dispersi ha ecceduto i 10 mg/l durante il 50% del periodo di escavazione solo all'interno di un'area molto limitata. L'aumento di concentrazione di materiale in sospensione può impattare, anche se in modo minimo, sul cibo degli organismi bivalve che sono molluschi filtranti. E' comunque verosimile ritenere che l'impatto derivante dalla dispersione di sedimenti sia irrilevante in quanto l'aumento di concentrazione netto nell'area è equivalente alle condizioni naturali presenti in altre aree.
2. Durante la fase di costruzione le specie mobili come i crostacei saranno meno impattate rispetto alle specie stazionarie come i molluschi bivalve.
3. L'impatto sulla biologia marina derivante dalla posa dei cavi di connessione tra le turbine e di interconnessione tra parco e terraferma sarà solo locale e comunque limitato nel tempo (max 1-2 mesi). L'impatto sulla fauna bentonica derivante dalla posa dei cavi effettuata



tramite getti d'acqua è ritenuto minimo. Durante la fase di posa ci sarà comunque un impatto localizzato sulla fauna. Va comunque precisato che l'area si ricolonizza nuovamente nell'arco di due settimane, dopo il completamento della costruzione, per alcune specie, mesi o anni, per altre.

In conclusione, l'impatto sulle specie bentoniche e sul fondale marino può considerarsi trascurabile e comunque limitato nel tempo.

### MAMMIFERI MARINI

Nell'area interessata dal progetto non sono segnalate presenze di mammiferi marini. Poiché nell'Adriatico sono stati avvistati (soprattutto al largo e verso la Croazia) alcuni delfini, si riportano comunque i risultati di studi effettuati per centrali eoliche *offshore* nel Mare del Nord.

I potenziali impatti generati dalla realizzazione di una centrale eolica sui mammiferi marini sono:

1. reazione alla presenza fisica delle turbine;
2. reazioni al traffico di elicottero e navi;
3. perdita di habitat.

Sviluppiamo i punti sopraelencati:

1. Il maggior impatto sui mammiferi marini nel sito della centrale eolica è determinato dal disturbo arrecato agli animali a causa della presenza fisica delle strutture delle turbine, oltre che quello causato dal traffico di elicotteri e navi. Al momento nessuna valutazione è stata effettuata per quanto concerne gli impatti causati dalle turbine *offshore* sui mammiferi marini (in Danimarca o altri paesi).
2. Va precisato che le navi veloci possono creare un significativo effetto di stress sui mammiferi marini. Va comunque precisato che al di là delle dimensioni delle navi usate, i disturbi prodotti dal traffico navale sui mammiferi marini dipendono essenzialmente dal numero di navi presenti nel sito. Il traffico degli elicotteri impatta soprattutto in fase di atterraggio. Va inoltre considerato il periodo in cui atterra il personale per la costruzione delle strutture della centrale, personale che utilizza grandi navi madre o piattaforme. L'area impattata in questa fase è piuttosto piccola. Il personale può essere però trasportato alle turbine tramite navi veloci che indubbiamente disturbano gli animali.



3. Le conoscenze attuali, comunque, suggeriscono che gli impatti dovuti a perdita di abitata sono minimi o positivi in quanto la base delle turbine può divenire una sorta di scogliera artificiale che fornisce nuovo habitat per certe specie di pesci. Di conseguenza l'aumento di pesci genera un habitat ottimale anche per talune specie di mammiferi marini.

In conclusione, è atteso che i mammiferi marini reagiscano ai disturbi derivanti dalla fase di costruzione abbandonando l'area durante questo periodo. E' anche probabile, comunque, che gli animali si abituino alle condizioni presenti durante la fase di esercizio. Le focene potranno muoversi alla ricerca di nuove aree per procacciarsi il cibo. La rilevanza e la dimensione dell'impatto su questi animali dipenderà sicuramente dalle dimensioni del sito occupato dalle turbine eoliche.

#### 4.3.4 Conclusioni

Abbiamo analizzato i diversi impatti sia in fase di realizzazione sia in fase di esercizio sulle diverse componenti della fauna e della flora marina e sul fondale, basandoci sugli studi effettuati per la centrale eolica di Horns Rev, in Danimarca, ma facendo riferimento al luogo dove sarà ubicata la centrale eolica *offshore* di progetto.

Dai singoli approfondimenti emerge che l'impatto totale della centrale eolica e dei cavi sottomarini sulla fauna marina è da considerarsi trascurabile.

Tali considerazioni sono dovute anche al fatto che le turbine sono localizzate in un'area di circa 21 km<sup>2</sup>, tra la batimetrica di 15 e 20 m e che il fondale è fangoso e sabbioso: in tale habitat la fauna e la flora marina sono meno sviluppate e di minor pregio, rispetto a fondali rocciosi e profondità maggiori. Per quanto riguarda i mammiferi marini, l'impatto è nullo in quanto nell'area in esame non sono stati registrati avvistamenti di tali animali.

#### 4.3.5 Misure di mitigazione

Gli impatti appena citati possono essere mitigati con opportuni accorgimenti in fase progettuale:

- 1) nella scelta della localizzazione del sito idoneo alla realizzazione della centrale eolica, sono state evitate le aree marine protette, aree di tutela o di protezione per particolari specie di pesci, di mammiferi marini o di fauna e flora marina soggetta a tutele;



- 2) particolare importanza è stata riservata alla scelta delle fondazioni in quanto è necessario che coinvolgano un'area del fondale marino non troppo estesa; appare evidente che la scelta delle fondazioni a monopali è stata preferita rispetto a quelle a gravità che richiedono attività di scavo maggiori con conseguente distruzione del fondale marino e delle specie ivi presenti;
- 3) poiché la frequenza ed il livello di rumore subacqueo dipendono dalla tecnica di costruzione delle torri e dalla scelta del tipo di fondazioni e del materiale usato, particolare attenzione è stata riservata a questa fase della scelta progettuale; una scelta accurata del tipo di fondazioni può infatti permettere di evitare la risonanza nelle torri in maniera tale da ridurre gli effetti su pesci ed organismi bentonici, per tale motivo la scelta del monopalo è stata preferita;
- 4) i cavi sottomarini dovranno essere opportunamente posati o schermati in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.



#### **4.4 Ambiente marino**

In questo paragrafo analizziamo gli impatti dovuti alla realizzazione della centrale eolica al largo delle coste del Molise, sia in fase di esercizio che in fase di costruzione, sull'ambiente marino.

Con la denominazione ambiente marino vogliamo riferirci agli aspetti puramente fisici di esso, ovvero le caratteristiche idrografiche e morfologiche.

##### *4.4.1 Premessa e caratteristiche generali*

Le fasi di installazione ed esercizio di una centrale eolica *offshore* possono avere degli impatti potenziali sull'idrografia e sulla morfologia nell'area di localizzazione della centrale e nelle zone ad essa contigue. Infatti si può verificare un cambiamento delle correnti d'acqua con conseguenti variazioni sia del trasporto di materiale che delle proprietà dei sedimenti. Le fondazioni di una centrale eolica possono costituire un ostacolo, e generare fenomeni simili a quelli che si osservano attorno alle pile dei ponti.

La barriera rappresentata dalle fondazioni influenza la corrente e i moti ondosi con effetti sui fenomeni erosivi e sul deposito dei sedimenti nell'area di interesse. Tutto ciò può determinare un impatto sulle condizioni idrografiche locali, sulla qualità dell'acqua e sul regime idrico con conseguenze sulla morfologia della costa.

Abbiamo quindi valutato i seguenti aspetti:

- impatti su correnti, regime ondoso;
- trasporto dei sedimenti;
- diffusione di inquinanti;
- idrografia
- morfologia costiera.

##### *4.4.2 Stato di fatto prima dell'intervento*

Nel paragrafo 3.4.1 abbiamo descritto le caratteristiche fisiche dell'ambiente in cui sarà realizzato il progetto della centrale eolica.

Riportiamo qui di seguito le principali caratteristiche del particolare tratto di mare analizzato.

Durante le indagini geognostiche, nel mese di Luglio 2005, sono stati effettuati due campionamenti nei punti indicati dalle stelline nel rettangolo rosso in Figura 3.31, i cui risultati e metodologie vengono descritte in dettaglio nell'ALLEGATO B.

Inoltre abbiamo considerato i risultati dei rilevamenti effettuati da Sistema di Difesa Mare. Il punto di campionamento è situato nei pressi della foce del fiume Trigno, a circa 3 km dalla costa.

Esponiamo di seguito le caratteristiche fisico chimiche sulla base delle analisi effettuate e delle informazioni da Si.Di.Mar.

- *Salinità dell'acqua (misurata in psu);*

La salinità dell'acqua mediata sulle misure, effettuate nei punti di stazionamento W1, W2, a diverse profondità che variano da 0 a circa 20 m, come indicato nell'ALLEGATO C, è:

Campionamenti	Salinità [psu]
W1	38,23
W2	38,063

Tabella 4.2: Salinità campionamenti, Luglio 2005.

Si ricorda che le analisi sono state effettuate nel mese di Luglio.

Dalla banca dati del Si.Di.Mar, alla foce del fiume Trigno, è stato estrapolato il seguente valore di salinità:

Campionamento	Salinità [psu]
Si.Di.Mar.	
S	37,120

Tabella 4.3: Salinità banca dati Si.Di.Mar.; il campionamento è stato effettuato la prima settimana di giugno, a 3 km di distanza dalla costa.

Il valore di salinità registrato nei pressi della foce del fiume Trigno è più basso rispetto agli altri due, proprio perché risente maggiormente degli apporti fluviali di acqua dolce.

- *Temperatura media dell'acqua*

La temperatura dell'acqua nei punti W1 e W2, mediata sulle misure, effettuate nei punti di stazionamento W1, W2, a diverse profondità che variano da 0 a circa 20 m nel mese di Luglio è:

Campionamenti	Temperatura [°C]
W1	25,96
W2	26,63

Tabella 4.4: Temperatura dell'acqua nei punti campionati, Luglio 2005.

Non avendo a disposizione serie di dati di almeno un anno per poter effettuare una valutazione della temperatura media annua nella località di Termoli, abbiamo ricavato una stima della temperatura superficiale dell'acqua dai dati APAT della stazione ondometrica di Ortona.

Le coordinate della stazione sono (v. Figura 3.37):

Latitudine: 42°24.4N - Longitudine: 14°32.2E.

L'andamento della temperatura superficiale, registrata dal 1 Gennaio 2000 al 31 Dicembre 2003, nella stazione di Ortona è mostrato in Figura 4.23.

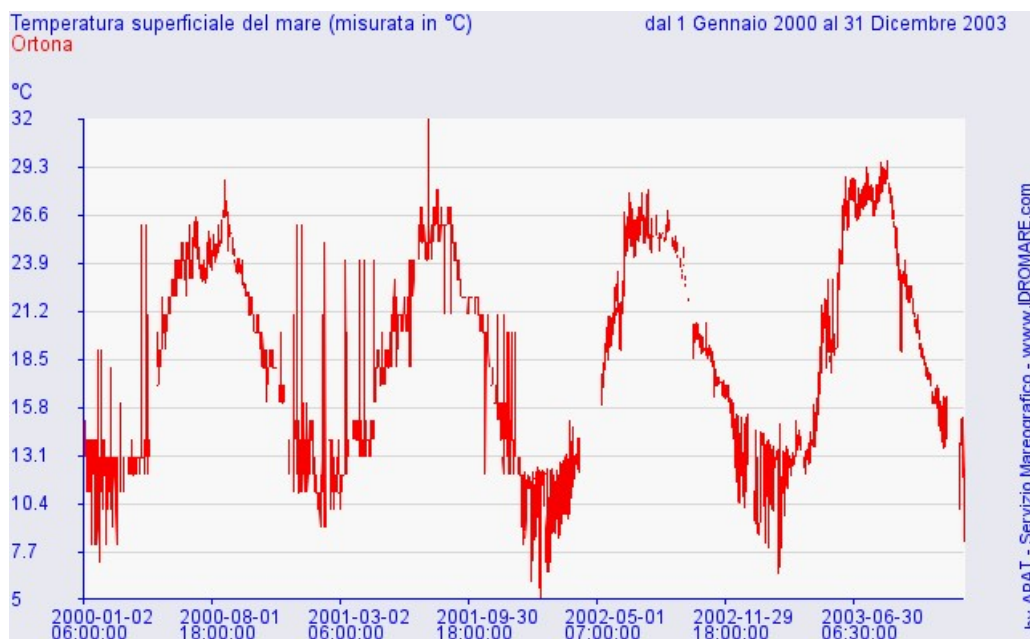


Figura 4.23: Andamento della temperatura superficiale del mare ad Ortona.

La temperatura media annua si attesta sui 18,5 °C circa, con minimi sui 10°C nei mesi invernali, e massimi sui 26,5 °C in quelli estivi.



- *Analisi chimiche*

Anche in questo caso ci siamo avvalsi dei risultati dei campionamenti riportati nella Tabella 3.1. Inoltre dalla banca dati Si.Di.Mar. abbiamo ricavato il livello di qualità dell'acqua, calcolato con un modello che tiene conto delle analisi effettuate durante il periodo di monitoraggio.

Nel punto di campionamento Foce del Trigno, la qualità dell'acqua è alta.

- *Granulometria e tipologia dei sedimenti*

Il risultato delle analisi granulometriche è riportato nell'ALLEGATO C. In generale:

- in tutta l'area investigata il sottofondo marino è costituito da una coltre di sedimenti sciolti di granulometria compresa fra le sabbie, i limi e le argille;
- la coltre compresa fra il fondo marino attuale ed i primi 10 –15 metri di spessore è costituita essenzialmente da sedimenti fini (limi e/o argille) come confermato dalle chiare penetrazioni del segnale del Sub-bottom profiler e confermato dai campionamenti effettuati.

- *Morfologia costiera e presenza di rocce*

Il tipo di costa è essenzialmente sabbioso lungo tutto il tratto di interesse mentre presenta un morfotipo a falesia soltanto nei pressi di Vasto, ove sono previsti dal piano della costa interventi di difesa costiera proprio per fermarne l'arretramento.

L'area di interesse maggiore per il progetto ha il suo limite settentrionale nei pressi della foce del fiume Trigno, ove le caratteristiche morfologiche della costa sono appunto di tipo fangoso e sabbioso ad eccezione di un unico tratto rilevato dalle carte nautiche in cui risulta la presenza di rocce affioranti, a Sud della foce del fiume Trigno, entro comunque la batimetrica di 5 metri.

#### 4.4.3 *Valutazione degli impatti*

Sono state considerate due classi di impatti:

- a) potenziali impatti permanenti connessi alla fase di esercizio;
- b) potenziali impatti temporanei connessi alla fase di costruzione.

Sviluppiamo i punti elencati.

- a) FASE DI ESERCIZIO





Gli impatti potenziali diretti o indiretti dovuti alla fase di esercizio sono:

1. Impatti permanenti su correnti, sedimenti, scambi d'acqua e sulle condizioni delle onde nell'area;
2. Trasporto di sedimenti nell'area;
3. Diffusione di inquinanti.

Sviluppriamo i punti suddetti:

1. Non sono attesi scambi d'acqua per la costruzione della centrale eolica nell'area in esame e non sono previsti impatti sulle correnti, sulle condizioni delle onde, sul trasporto dei sedimenti nelle immediate vicinanze dell'area delle fondazioni.
2. Nel caso in cui si utilizzino fondazioni a monopali, la fuoriuscita di sedimenti è del tutto paragonabile alla naturale concentrazione di materiale sospeso presente nell'area durante buone condizioni climatiche. Si può concludere che l'influenza sull'ambiente della dispersione dei sedimenti è del tutto irrilevante. Non sono quindi attesi impatti sulla qualità dell'acqua, sulla produzione primaria, sul fitoplankton e sullo zooplankton.
3. L'aumento della concentrazione di rame può indurre una inibizione temporanea di plankton attesa durante la fase di esercizio. Questo è causato dalla dispersione di polveri di rame e carbonio dovute all'abrasione dei cuscinetti delle turbine eoliche. L'impatto derivante è di entità limitata in quanto l'aumento di concentrazione di rame rispetto alle normali condizioni è inferiore ad 1 microgrammo per litro. La letteratura suggerisce che alcune specie di plankton sono più sensibili di altre al rame; il grado di sensibilità varia da specie a specie. Alcuni esperimenti hanno mostrato che concentrazioni elevate di rame possono indurre cambiamenti nella produzione primaria; è però risultato che dopo 10 gg la produzione ritorna nuovamente a livelli normali. La manutenzione delle turbine e delle fondazioni richiede che nell'arco del ciclo di vita delle turbine stesse (circa 20 – 25 anni) siano effettuate attività di sabbiatura e pittura. Si stima che i residui di tali attività, come sabbia e pittura, finiscano inevitabilmente nell'acqua. La sabbia usata nelle attività di sabbiatura genera un impatto temporaneo sulla qualità dell'acqua nell'area. Al momento sono invece sconosciuti gli effetti che la pittura e i rifiuti rimossi dalle fondazioni e dalle torri possono avere sulla qualità dell'acqua. Sebbene non si sappia se la pittura sia tossica

per il plankton, essa potrebbe portare ad una riduzione nella produzione primaria e a cambiamenti nella composizione di specie di plankton. Inoltre le gocce di pittura potrebbero anche causare problemi nel caso in cui galleggiassero sulla superficie dell'acqua raggiungendo la costa. E' necessario, per tale motivo, effettuare indagini circa la solubilità e le caratteristiche di dispersione dei vari tipi di pittura, oltre che test circa la tossicità per il plankton, le specie bentiche, le micro-alghe, i pesci. Sarà inoltre necessario ridurre il più possibile i residui derivanti da tali attività di manutenzione.

b) FASE DI COSTRUZIONE

Gli impatti potenziali diretti o indiretti sulla qualità dell'acqua dovuti alla fase di costruzione sono:

1. Impatti sulla qualità dell'acqua, sul plankton, sulla produzione primaria come risultati della dispersione dei sedimenti;
2. Alterazione delle correnti;
3. Alterazione del regime ondoso;
4. Alterazione del fondale e della morfologia costiera.

Sviluppiamo i punti qui sopra elencati:

1. *Sedimenti*: L'uso delle fondazioni monopali per le turbine causa una leggera o talvolta inesistente dispersione di sedimenti. Simulazioni sulla dispersione e fuoriuscita di sedimenti hanno dimostrato che nel caso di fondazioni con monopoli l'impatto è del tutto irrilevante rispetto all'uso di cassoni che invece richiedono attività di escavazione del fondale. Non è sbagliato pensare che la fuoriuscita e diffusione di sedimenti a causa della costruzione di fondazioni non genera alcun impatto quantificabile sulla qualità dell'acqua, sulla produzione pelagica primaria, o sulla distribuzione e quantità di fitoplankton e zooplankton nell'intera area destinata alla centrale eolica.
2. *Onde*: Analogamente l'influenza che le fondazioni possono avere sulle onde è ridotta all'area nelle immediate vicinanze delle fondazioni. Facendo un'assunzione conservativa che consiste nel supporre che tutta l'energia delle onde sia assorbita dalle fondazioni stesse, in seguito all'impatto delle onde contro le fondazioni è stato dimostrato che l'altezza delle onde viene ridotta di un valore pari al 3,3% nelle immediate vicinanze delle fondazioni. Nelle vicinanze della costa invece non è atteso alcun cambiamento nel regime delle onde.



Le fondazioni monopalo sono considerate trasparenti, a differenza di quelle a cassoni o a tripode [14].

3. *Correnti e scambi d'acqua:* Facendo una semplice analogia con il flusso di un canale si può mostrare che la velocità della corrente sarà ridotta in maniera minima nelle immediate vicinanze delle fondazioni. Questa valutazione si basa sulla considerazione che il flusso in condizioni stazionarie deriva da un bilancio tra diverse forze: il gradiente di pressione e le forze contrastanti quali l'attrito e la forze peso delle turbine. Dal confronto di tale bilancio di forze, in assenza ed in presenza delle turbine, risulta che la velocità della corrente nell'area del parco eolico è ridotta di circa il 2% al massimo. Per una situazione di flusso non stazionario questa riduzione potrà essere anche minore. Questa piccola e locale riduzione nella velocità della corrente non presenterà alcuna influenza sulla velocità totale delle correnti nell'area e sul trasporto dei sedimenti al di fuori dell'area di realizzazione delle turbine. Si può, quindi, concludere che l'influenza delle fondazioni sulle correnti è insignificante. La riduzione del flusso di corrente, infatti, è solo un fenomeno locale nelle immediate vicinanze delle fondazioni e non ha alcun impatto su scala regionale.
  
4. *Fondale e morfologia costiera:* Una naturale variazione sul fondale dovuta ad effetti di erosione può presentarsi nell'area del parco eolico. L'erosione può costituire un impatto solo nelle immediate vicinanze delle fondazioni, ma si ritiene che queste non possano indurre un impatto su scala regionale per quanto concerne l'erosione. Poiché gli effetti prodotti dalle fondazioni su correnti e onde è stato valutato irrilevante, anche l'impatto sulla morfologia del fondale nell'area in esame è trascurabile. Solo l'area intorno a ciascuna fondazione potrà essere soggetta a leggeri fenomeni erosivi e quindi necessiterà di protezioni contro l'erosione. Si può concludere che non è atteso alcun impatto sulla morfologia del fondale al di fuori dell'area del parco eolico.

#### 4.4.4 Conclusione

Gli impatti sulle condizioni delle correnti e dei sedimenti nell'area ove verrà realizzato il parco eolico sono locali e di scarsa entità sia nella fase di costruzione che di esercizio. Per tale motivo non



sono attesi cambiamenti nella qualità dell'acqua nell'area in esame. Lo stesso può dirsi per quanto concerne le condizioni idrografiche e morfologiche (erosione, regime ondoso etc).

E' atteso che si abbia un aumento nella concentrazione di rame durante l'attività di esercizio derivante dai cuscinetti delle turbine. Per tale motivo è raccomandato un controllo delle concentrazioni di rame in relazione alla produzione pelagica primaria e al plankton nell'area.

E' inoltre atteso un impatto temporaneo dovuto alle attività di manutenzioni (durante la fase di esercizio) di torri e fondazioni, attività che richiedono sabbiatura e pittura. E' importante che vengano fatte indagini sulla tossicità della pittura utilizzata e che i residui di pittura siano minimizzati il più possibile. Per quanto riguarda la sabbiatura si ritiene che la dispersione di sabbia non abbia effetti evidenti sulla qualità dell'acqua.

#### *4.4.5 Misure di mitigazione*

Gli impatti appena citati possono essere mitigati con opportuni accorgimenti in fase progettuale:

- 1) evitare per la localizzazione del parco eolico aree instabili morfologicamente: il layout di progetto è stato posizionato in una zona morfologicamente stabile;
- 2) minimizzare l'attività di escavazione per le fondazioni: sono state scelte le fondazioni a monopiloni al posto delle fondazioni a gravità, per minimizzare la dispersione ed il trasporto dei sedimenti;
- 3) ottimizzare i metodi costruttivi al fine di non alterare il regime ondoso e non favorire il degrado della morfologia costiera;
- 4) per le attività di manutenzione ed il conseguente rischio di dispersione di inquinanti (pitture o sabbia), possibili misure di mitigazione possono essere ottenute sostituendo pitture a base di epossipoliuretano con pitture a base di acqua; sarà necessario verificare che tali nuovi tipi di pittura presentino una qualità identica alle pitture tradizionali. Inoltre anche le tecniche di sabbiatura, utilizzate per la pulizia delle torri, possono essere sostituite con tecniche basate su getti d'acqua ad alta pressione in modo da ridurre il più possibile la risospensione di sabbia conseguente alle operazioni di sabbiatura;



- 5) la dispersione di rame, derivante dall'usura dei cuscinetti delle turbine, deve essere limitata tramite l'uso delle BAT, le migliori tecnologie attualmente disponibili.



#### **4.5 Impatto visivo e paesaggistico**

Per la valutazione dell'impatto visivo abbiamo utilizzato il software *WindFarm*. L'utilizzo di questo software ci ha permesso di simulare l'impatto visivo della centrale eolica da diversi punti di vista sensibili.

Abbiamo per prima cosa analizzato quali potessero essere i ricettori sensibili interessati dalla costruzione della centrale e successivamente abbiamo eseguito un sopralluogo per valutare la visibilità attuale da questi punti sensibili.

Successivamente abbiamo simulato con dei fotomontaggi l'effetto della centrale dai punti prescelti. L'ALLEGATO A allo Studio di Impatto Ambientale, mostra come è stato utilizzato il software e tutti i risultati delle simulazioni.

Di seguito si riportano i risultati principali dell'analisi.

##### *4.5.1 Premessa e caratteristiche generali*

L'impatto visivo è considerato, insieme all'impatto sugli uccelli, l'effetto più rilevante derivante dalla realizzazione di una centrale eolica *offshore*. L'opinione pubblica in Europa ha dato sempre grande peso all'impatto visivo prodotto dalle centrali eoliche sul paesaggio. Per tale motivo in alcune nazioni, come la Danimarca, sono state preferite centrali eoliche *offshore* piuttosto che *onshore*. Tuttavia le strutture *offshore* possono determinare ugualmente un impatto visivo in quanto le turbine rappresentano delle strutture costruite dall'uomo situate in un paesaggio aperto. Per le centrali realizzate nelle vicinanze della spiaggia l'impatto visivo gioca un ruolo di primaria importanza ai fini dell'accettazione da parte dell'opinione pubblica; la stessa cosa può dirsi per localizzazioni in aree rinomate o zone ricreative.

In Olanda è stato dimostrato che, sebbene quello visivo sia uno dei principali impatti, esso non è necessariamente accompagnato da una riduzione del turismo nella data area. Al contrario, le centrali eoliche *offshore* possono diventare un'attrazione turistica. Lo stesso risultato è stato registrato in Germania; questo ha portato alla conclusione che le centrali *offshore* non hanno un impatto negativo sul turismo.

L'impatto visivo diminuisce all'aumentare della distanza del parco eolico dalla spiaggia. Per distanze di 45 km le centrali sono del tutto invisibili dalla spiaggia a causa della curvatura della superficie terrestre. Questa distanza potrà essere maggiore nel caso siano presenti numerosi punti di vista, ma anche minore in relazione a condizioni climatiche e atmosferiche non molto chiare.

La visibilità del parco eolico dalla spiaggia dipende anche dalla presenza di luci segnalatrici o delle pale dei rotori opportunamente colorate; queste sono misure di sicurezza richieste per evitare il rischio di collisione nell'ambito del traffico navale o aereo.

La conclusione generale è che le turbine dovrebbero essere opportunamente segnalate (in accordo con le linee guida nazionali ed internazionali) al fine di minimizzare il rischio di collisione con navi e velivoli a bassa quota, anche se questo d'altra parte aumenta l'impatto visivo delle turbine.

#### *4.5.2 Stato di fatto prima dell'intervento*

Il paesaggio si può definire come una parte del territorio, così come essa è percepita dalle popolazioni, il cui aspetto può essere determinato da influssi naturali, seminaturali e antropici. L'essere umano, con la sua percezione, identifica nel territorio il paesaggio e, con le sue attività, può influenzarne in modo decisivo l'evoluzione.

La parte di territorio che è interessata dal progetto della centrale eolica è un tratto di mare che si trova a circa 5 km dalla costa, presso le località di Petacciato Marina e Marina di Montenero, a nord di Termoli.

Tale collocazione fa sì che la centrale sia visibile da alcuni punti sensibili. Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti, in modo più o meno evidente. L'impatto visivo è un problema di percezione e integrazione complessiva nel paesaggio; pertanto occorre valutare la situazione prima e dopo la realizzazione degli aerogeneratori e valutare opportunamente le differenze, ricordando comunque che la percezione visiva è una questione molto soggettiva.

Durante un sopralluogo nel sito di interesse abbiamo valutato quali potessero essere i punti di maggior visibilità sia fissi, sia mobili.

### Ricettori fissi:

Innanzitutto abbiamo investigato sulla collocazione dei maggiori centri abitati. Nella mappa di Figura 4.24, osserviamo i centri abitati che si affacciano sul tratto di mare che si snoda da Termoli a Vasto.

I maggiori agglomerati urbani sono le città di

- ◆ Termoli, in Molise;
- ◆ Vasto, in Abruzzo.

Gli altri paesi che si affacciano sulla costa sono:

- ◆ S. Salvo e S. Salvo Marina;
- ◆ Marina di Montenero;
- ◆ Petacciato e Petacciato Marina;
- ◆ Campomarino e Lido di Campomarino.

Altro importante punto sensibile considerato sono le Isole Tremiti che non rientrano nella mappa sottostante poiché si trovano ad una distanza di circa 50 km da Termoli.



Figura 4.24: Centri abitati nell'area vasta considerata. Le aree colorate di fucsia indicano la presenza di agglomerati urbani e centri abitati.

Tra i punti di vista dai quali la costruzione della centrale eolica potrebbe avere un impatto sul paesaggio, abbiamo considerato l'altopiano del Gargano.



L'immagine è virtuale ed è stata estrapolata da un programma grafico di rappresentazione del territorio [51].

### Termoli

Termoli è uno dei maggiori centri della regione Molise, la cui popolazione raggiunge circa 31000 abitanti. La parte più caratteristica della città è rappresentata dal centro storico, detto Borgo Antico.



Figura 4.25: Mappa del Borgo Antico di Termoli, fotografata in Piazza del Duomo a Termoli. I punti più caratteristici del borgo sono Via Federico II di Svevia, il Castello, il Duomo, i Bastioni.

Come si può osservare dalla pianta in Figura 4.25, il centro storico è costituito da palazzi e viuzze dalle quali non è facile scorgere il mare. I punti più panoramici si trovano invece lungo la via Federico II di Svevia. Da qui si apre la vista verso il tratto di mare che ospiterà la centrale eolica

*offshore*. Le alte mura sovrastano la costa dove ancora oggi si osservano i caratteristici trabucchi (v. Figura 4.26).



Figura 4.26: Vista sul mare di un trabucchi, ripresa da via Federico II di Svevia, immagine scattata il 27 settembre 2005.

In fondo alla via si trova la stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare di Termoli, situata nell'antico Castello (v. Figura 4.27). **Essa è situata a solo 8 km di distanza dalla futura centrale eolica *offshore*, pertanto i dati meteorologici rilevati in tale stazione sono da considerarsi molto attendibili.**



*Figura 4.27: Il Castello, sede oggi della stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare 32° Stormo. L'immagine è stata ripresa dall'antistante Via Colombo, il 27 settembre 2005.*

Il braccio di mare che si apre di fronte alla stazione dell'aeronautica, rivolgendosi in direzione N-O, sarà occupato dalle turbine. Allo stato attuale il paesaggio è come in Figura 4.28.

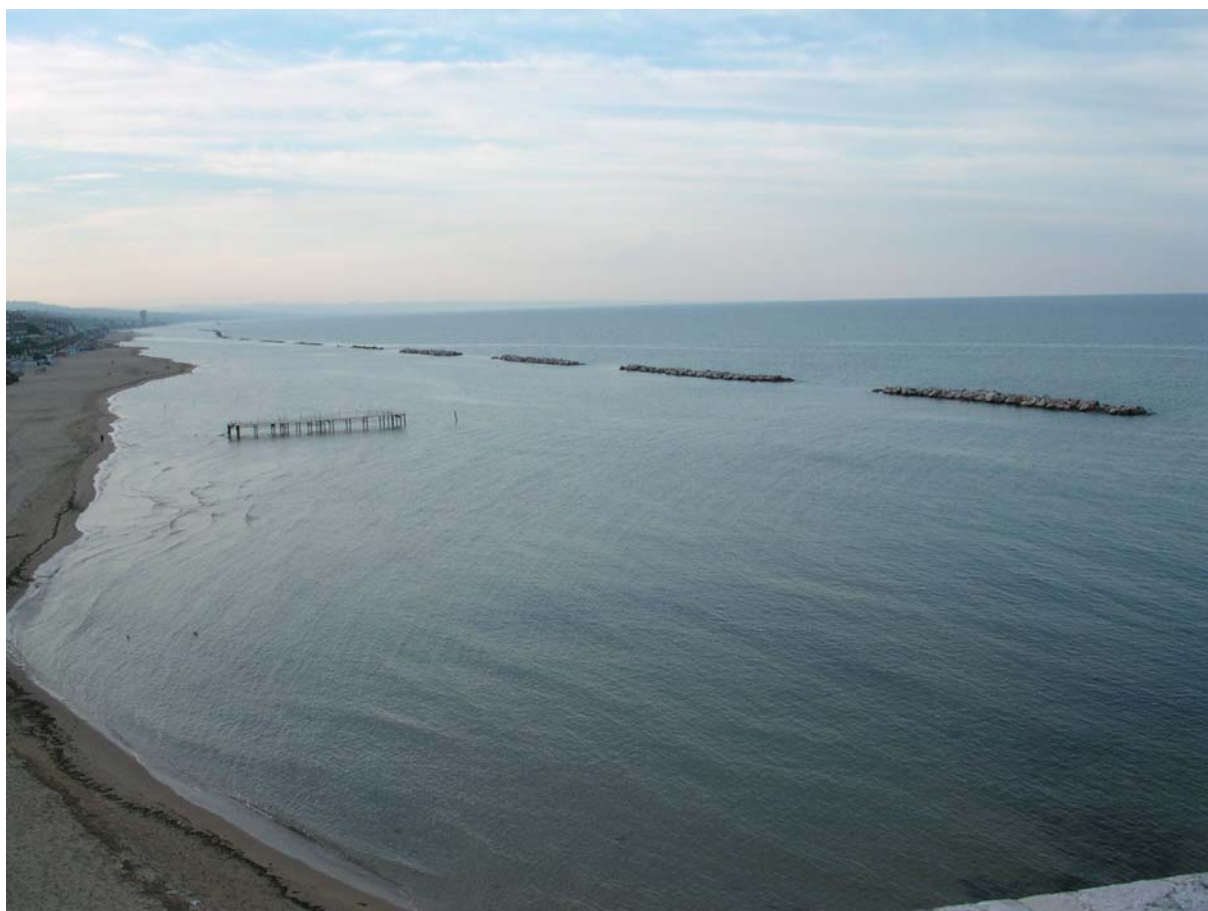


Figura 4.28: Ripresa del braccio di mare antistante il Castello, immagine scattata il 27 settembre 2005.

### Vasto

Vasto, città in provincia di Chieti, sorge su un terrazzo dell'Adriatico a 143 m s.l.m. sovrastando il golfo. È un centro turistico rinomato che conta 32810 abitanti. Il borgo è molto caratteristico ma, gli scorci sul mare dal centro della città sono praticamente nulli. Si ha invece una splendida vista dalla via Adriatica, nei pressi della chiesa di S. Antonio, come indicato nella mappa di Figura 4.29.



Figura 4.29: Punto di vista dal quale è visibile un ampio braccio di mare.

Nell'immagine in Figura 4.30 si può osservare la vista sul mare da tale punto.



Figura 4.30: Vista sul mare da piazza S. Antonio a Vasto, foto scattata il 28 settembre 2005.

### Centri minori

Oltre alle due città suddette, abbiamo valutato i punti di vista di alcuni centri minori.

S. Salvo, in provincia di Chieti, è il primo paese che si incontra provenendo dal Molise verso l'Abruzzo. Dal centro della città non è possibile scorgere il mare. Pertanto non abbiamo potuto

trovare un punto di vista significativo. La zona a mare di S. Salvo, San Salvo Marina, ha invece un bel lungomare dal quale abbiamo potuto apprezzare una vista sul mare. Nella Figura 4.31 è mostrato il lungomare dal quale abbiamo scattato la foto successiva in direzione S-E (v. Figura 4.32).



*Figura 4.31: Lungomare di S. Salvo Marina, vista in direzione N-O.*

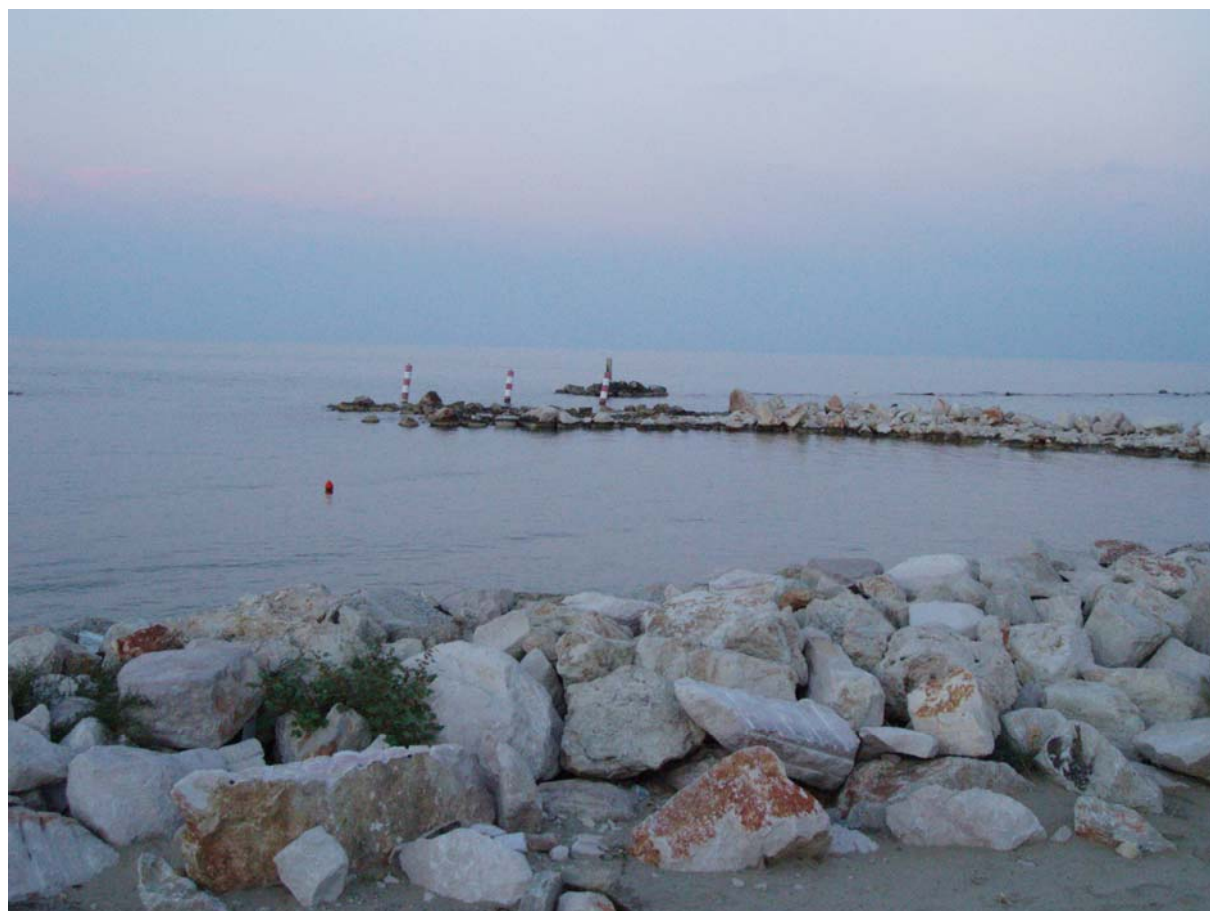


Figura 4.32: Vista verso S-E da lungomare di S. Salvo Marina

A Sud di S. Salvo Marina abbiamo considerato come possibili ricettori fissi, due località balneari Marina di Montenero e Petacciato Marina.

Al di fuori della stagione turistica, questi centri appaiono poco frequentati. Vi mostriamo quindi solo le immagini relative alle viste sul mare.

La Figura 4.33 mostra un cartello sulla costa di Marina di Montenero, in prossimità del quale abbiamo scattato la foto verso l'area che sarà occupata dalla centrale (v. Figura 4.34).



Figura 4.33: Cartello a Marina di Montenero che segnala una zona di balneazione non sicura. Tale cartello è posto su una scogliera.

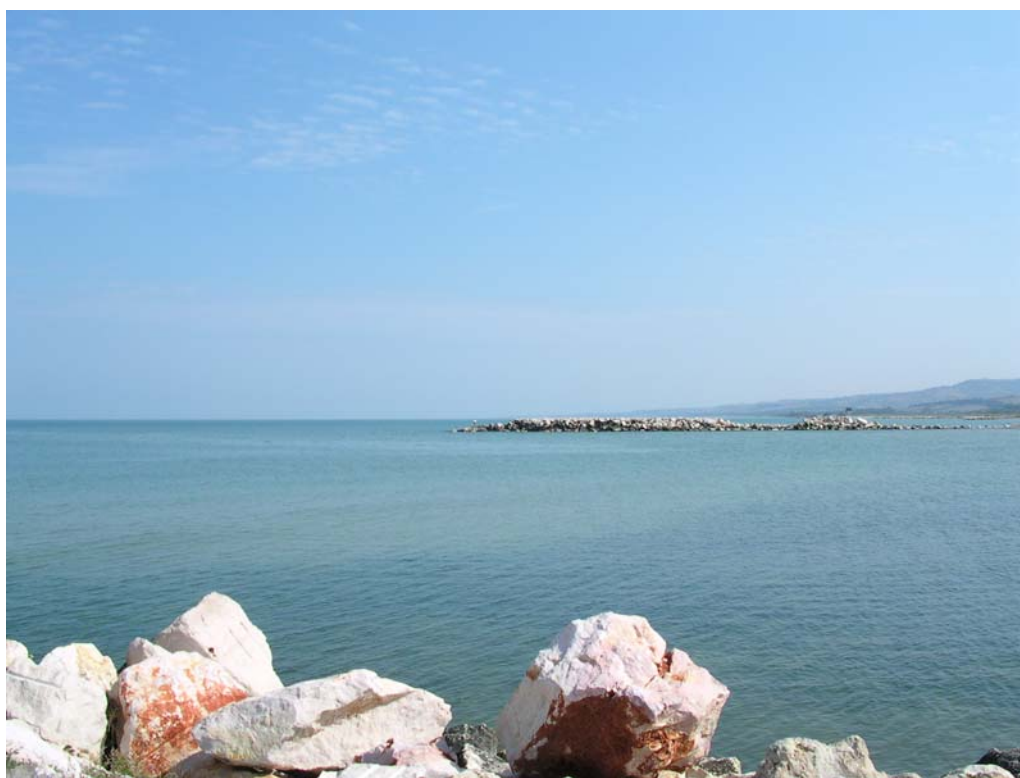


Figura 4.34: Vista da Marina di Montenero verso l'area in cui sarà localizzata la centrale.

A Sud di Marina di Montenero, si incontra Petacciato Marina.

La foto in Figura 4.35 mostra una vista sul mare dalla spiaggia di Petacciato Marina. La spiaggia è localizzata poco a Nord rispetto alla foce del Torrente Tecchio, guardando in direzione N-E.





*Figura 4.35: Vista sul mare dalla spiaggia di Petacciato Marina.*

In corrispondenza di Petacciato Marina, verso l'interno, si incontra il Comune di Petacciato.

Il paese di Petacciato fa parte della provincia di Campobasso, si erge su di una verde collina a 225 m sul livello del mare. Dalla sua posizione dominante offre una panoramica unica e suggestiva.

Il suo territorio si sviluppa su di una superficie di 2968 ettari. Conta una popolazione di 3488 abitanti.

Il centro del paese è circondato da campi coltivati, mentre le case sono concentrate nella parte alta (v. Figura 4.36).



*Figura 4.36: Petacciato, vista dalla strada. Sulla sinistra si vede una torre nei pressi della quale è stata scattata l'immagine che mostra la vista sul mare.*

Il piazzale antistante la torre che si vede in Figura 4.36 sulla sinistra, è uno dei punti di vista considerati per la valutazione dell'impatto visivo.

La vista sul mare allo stato attuale è quella di Figura 4.37.



Figura 4.37: Panorama da Petacciato guardando verso il mare.

A Sud di Termoli, abbiamo infine considerato il Comune di Campomarino e Lido di Campomarino. Campomarino è un paese sulle alture con un piccolo borgo caratteristico per i dipinti disseminati sui muri delle vie. Dalla cittadina non ci sono molti punti di vista panoramici aperti in direzione N. Abbiamo percorso le vie del borgo fino a raggiungere Largo Belvedere.

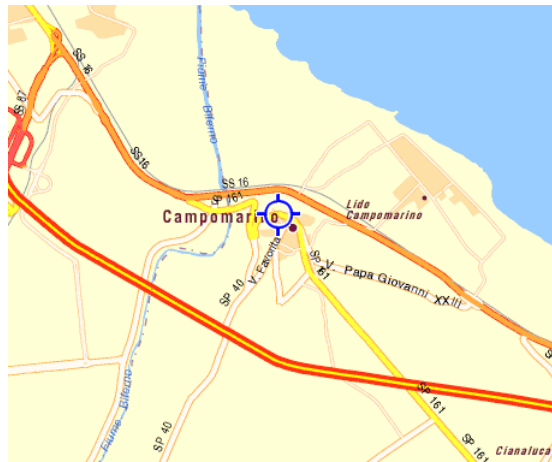


Figura 4.38: Punto di vista verso il porto di Termoli, da Largo Belvedere a Campomarino.

La vista che si ha sul porto di Termoli è quella di Figura 4.39.



Figura 4.39: Panorama da Largo Belvedere a Campomarino.

La zona del Lido in questa stagione è praticamente disabitata, mentre durante l'estate si popola di turisti. In Figura 4.40, possiamo osservare un tratto di spiaggia.



*Figura 4.40: Lido di Campomarino, 28 settembre 2005.*

### Isole Tremiti

L'arcipelago delle Isole Tremiti si trova di fronte al promontorio del Gargano: è costituito dalle isole di San Domino, San Nicola, Crepaccio, Caprara e alcuni scogli.



Figura 4.41: Isole Temi rispetto ai principali porti del medio e basso Adriatico e dettaglio dell'arcipelago.

Le isole fanno parte del parco del Gargano e sono area marina protetta. La posizione relativa delle isole fa sì che quelle che hanno una maggior visuale sulla costa molisana siano San domino e Caprara. Caprara è un'isola disabitata entro la quale non è consentito edificare poiché è un' area protetta. Pertanto non è possibile considerarlo un ricettore fisso sensibile.

L'unica isola abitata che ha un versante esposto ad Ovest è l'isola di San Domino.

Le abitazioni e il paese vero e proprio si affacciano a est, mentre la zona più occidentale non è abitata e le strade sono immerse nella vegetazione. Il punto di vista migliore sulla costa molisana si ha da una zona situata sopra l'Architiello (v. Figura 4.42).



Figura 4.42: Mappa dell'isola di San Domino. La stellina azzurra indica il punto di vista dal quale è stata scattata la foto.

L'immagine ripresa dal punto indicato con la stellina azzurra è quella di Figura 4.43.



Figura 4.43: Vista verso il Molise da isola di San Donato.

#### Altopiano del Gargano

Dalla mappa di visibilità (v. Figura 4.49) abbiamo visto che anche dalle alture nelle zone interne di Abruzzo, Molise e nel Gargano, le turbine sono visibili. Tra queste zone montuose, la più sensibile è quella dell'altopiano del Gargano che si trova ad una distanza minore dalla centrale (circa 75 km). Per poter fare questa valutazione ci serviremo di una visione virtuale ottenuta con l'utilizzo di un programma di rappresentazione geografica tridimensionale [51].

Il punto dal quale si considera l'impatto è nei pressi di San Marco Lamis (v. zona cerchiata di rosso in Figura 4.44).



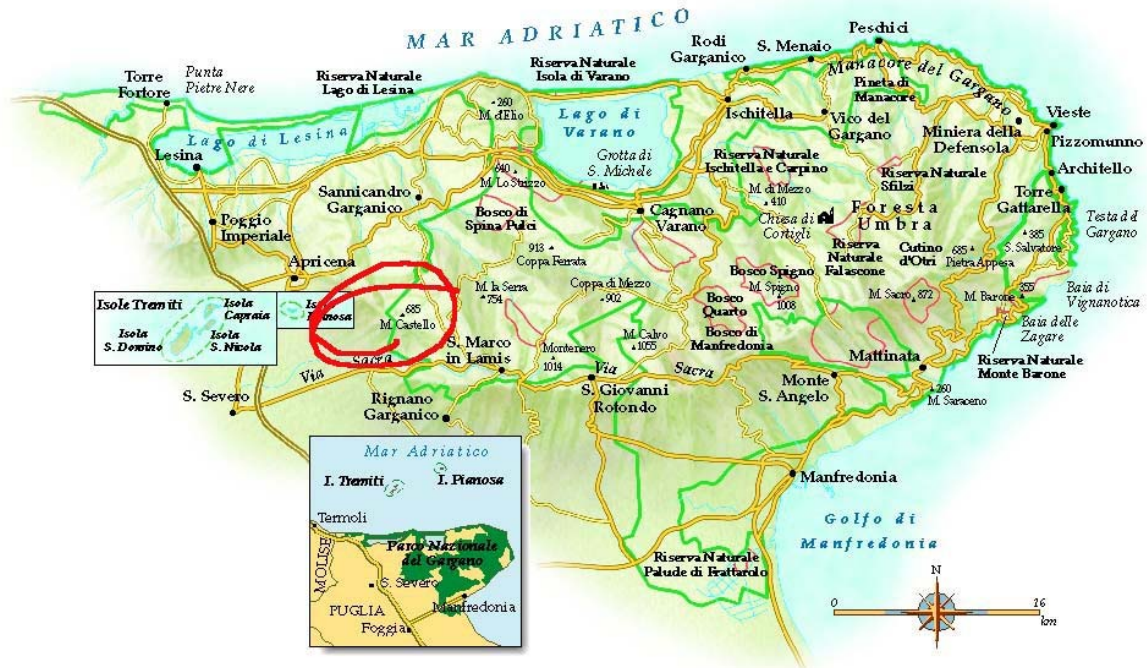


Figura 4.44: Altopiano del Gargano; la zona indicata in verde nell'immagine piccola è un parco naturale. La zona cerchiata in rosso è l'area dalla quale consideriamo l'impatto visivo della centrale eolica.

La vista che si avrebbe da questo punto è mostrata in Figura 4.45. Nell'immagine è indicato anche l'altezza del punto di vista: esso è a 867 m s.l.m. .



Figura 4.45: Vista dall'altopiano del Gargano, il punto scelto si trova nei pressi della località San Marco Lamis, [51].

### Ricettori mobili

Benché l'impatto su un ricevitore mobile sia meno significativo rispetto a quello che ha un ricevitore fisso, abbiamo voluto analizzare anche il punto di vista da alcuni ricettori mobili. I ricettori mobili considerati sono:

- ◆ traghetto o motonave Termoli – S. Domino;
- ◆ strada da Termoli a Vasto, SS 16;
- ◆ vista da un sorvolo aereo (immagine digitale).

La linea che collega Termoli alle isole Tremiti è molto frequentata da turisti. Durante la stagione estiva ci sono molte compagnie che percorrono tale tratta, mentre da circa metà settembre i collegamenti diminuiscono.

In Figura 4.46 si dà l'idea di una possibile visuale uscendo dal porto di Termoli a bordo della motonave.



Figura 4.46: Porto di Termoli visto dalla motonave in direzione delle Isole Tremiti.

Dalla strada statale n° 16 gli scorci sul mare sono davvero molto pochi. La vista è aperta sul litorale da Termoli verso Vasto, solo per pochi chilometri a Nord di Termoli. Per la maggior parte del percorso, una fitta vegetazione di pini ed eucalipti separa infatti la strada dal litorale. La costa è collegata alla strada attraverso dei *tratturi*, delle strade sterrate che giungono dalla spiaggia alla SS 16, perpendicolarmente ad essa.

Prima che la visuale sia coperta completamente, la vista sul mare appare come in Figura 4.47.



Figura 4.47: Vista sul mare dalla SS 16, a Sud di Petacciato Marina (circa chilometro 535 della SS16).

Da un ipotetico volo a bassa quota (300 m di altezza) l'area sulla quale saranno situate le turbine appare come in Figura 4.48.



Figura 4.48: Veduta aerea virtuale, ad un'altezza di circa 300 m, [51].

#### 4.5.3 Valutazione degli impatti sul paesaggio

La valutazione dei possibili impatti sul paesaggio ha richiesto l'utilizzo di un software di simulazione. Con esso abbiamo innanzi tutto valutato la visibilità del numero di turbine in funzione della distanza e dell'orografia. Nella planimetria di Figura 4.49, osserviamo il risultato di una simulazione che considera la visibilità della gondola delle turbine. I diversi colori indicano il numero di turbine visibili. Ovviamente nei punti più elevati la visibilità del numero di turbine è maggiore, anche se le turbine diventano sempre più piccole.

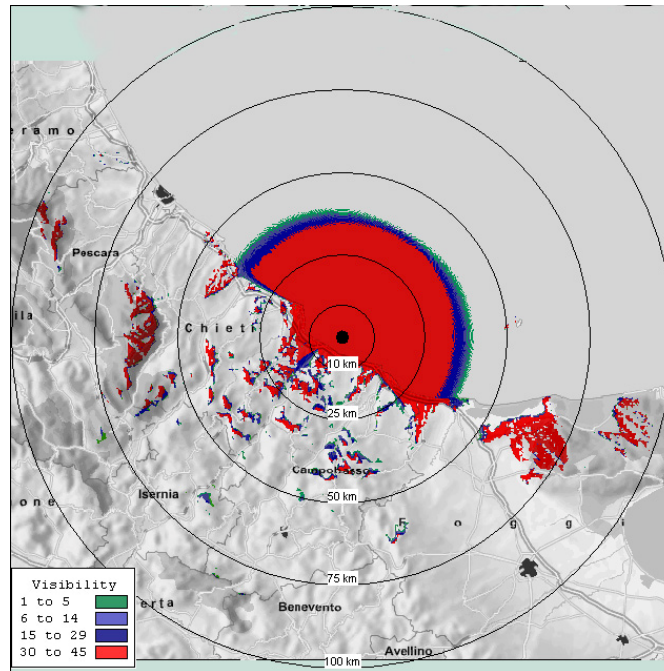


Figura 4.49: Planimetria con la visibilità delle turbine nell'area vasta considerata. La visibilità è calcolata riferendosi alla gondola delle turbine. I diversi colori indicano il numero di elementi visibili.

Per mezzo del software è stato possibile ottenere dei foto inserimenti delle turbine nell'area scelta come layout di progetto e di seguito analizzare i diversi punti di vista elencati nel paragrafo precedente e riassunti di seguito nella Tabella 4.5.

	Numero del fotoinserimento	Località/Punti di vista	Longitudine	Latitudine
RICETTORI FISSI	1	Termoli	14,996	42,004
	2	Vasto	14,711	42,112
	3	S. Salvo Marina	14,777	42,070
	4	Marina di Montenero	14,795	42,064
	5	Petacciato Marina	14,852	42,037
	6	Petacciato	14,859	42,014
	7	Campomarino	15,035	41,958
	8	Lido di Campomarino	15,057	41,959
	9	Isole Tremiti	15,479	42,113
	10	Altopiano del Gargano	15,611	41,727
RICETTORI MOBILI	11	Motonave	15,062	42,011
	12	Strada SS 16	14,870	42,029
	13	Volo a bassa quota	14,808	42,085

Tabella 4.5: Elenco dei ricettori sensibili all'impatto visivo, analizzati per lo studio di impatto ambientale.

### Ricettori fissi

#### Termoli

Il fotoinserimento n° 1, il più significativo dalla città di Termoli, è quello il cui punto di ripresa è posizionato nei pressi della Stazione dell'Aeronautica Militare. Questo punto è infatti parte del borgo antico ed è pertanto di maggior pregio rispetto agli altri; da qui inoltre la vista è più aperta. Il fotomontaggio è mostrato in Figura 4.50.

Per accorgersi della presenza delle turbine occorre osservare con molta attenzione l'immagine, fino a localizzarle sulla destra e realizzare che quasi si confondono con il colore del cielo.



Figura 4.50: Fotoinserimento n° 1, Stazione Aeronautica della città di Termoli.

### Vasto

L'altro importante centro cittadino è Vasto. Il fotoinserimento n° 2 in Figura 4.51 mostra come appare il paesaggio dal belvedere della città.

Osservando il fotoinserimento le turbine sono facilmente distinguibili; esse appaiono molto lontane e non arrecano alcun disturbo alla visuale.





Figura 4.51: Fotoinserimento n° 2, vista sul mare dal Belvedere della città di Vasto.

#### Centri minori

Procedendo da Vasto verso Termoli si incontrano alcuni centri abitati di dimensioni meno significative rispetto ai due centri suddetti. Esse sono comunque località turistiche e pertanto merita che sia preso in considerazione anche il punto di vista di questi centri.

San Salvo paese non ha dei punti panoramici sul mare. Per avere una maggior visuale occorre scendere fino alla costa in località San Salvo Marina.

Il fotoinserimento n° 3 in Figura 4.52 mostra il parco eolico visto dalla passeggiata a mare di San Salvo Marina. Gli aerogeneratori sono visibili dalla costa ma il fatto che essi possano arrecare un disturbo al paesaggio o invece arricchirlo sono considerazioni soggettive.



Figura 4.52: Fotoinserimento n° 3, vista da San salvo Marina, inizio della passeggiata a mare.

Dalla spiaggia di Marina di Montenero la centrale appare come in Figura 4.53. Le turbine sono visibili ma a seconda delle condizioni atmosferiche, esse appaiono più o meno presenti nel paesaggio, fino ad arrivare a confondersi con il cielo, in condizioni di foschia. Anche in questo caso si osserva che la valutazione del paesaggio è soggettiva.



*Figura 4.53: Fotoinserimento n° 4, vista dal litorale di Marina di Montenero in prossimità della foce del Fiume Trigno.*

Il fotoinserimento n° 5 rappresenta la centrale eolica vista dalla spiaggia di Petacciato Marina (v. Figura 4.54).



Figura 4.54: Fotoinserimento n° 5, litorale nei pressi di Petacciato Marina, foce del torrente Tecchio.

Le torri eoliche sono visibili dalla spiaggia e pertanto sono oggetto di un eventuale impatto solo durante la stagione turistica in quanto la spiaggia è maggiormente frequentata. A questo proposito si ricorda che la presenza della centrale potrebbe rappresentare un'attrattiva.

La disposizione delle turbine, sufficientemente distanziate tra loro, è tale da non impattare in modo significativo sul paesaggio.

Il fotoinserimento n° 6 mostra la centrale vista dal paese di Petacciato. Il panorama non è turbato dalla presenza delle turbine che appaiono solo in lontananza e si confondono con la linea dell'orizzonte.



Figura 4.55: Fotoinserimento n° 6, panorama sul mare da Petacciato.

Il fotoinserimento n°7, mostrato in Figura 4.56, è stato simulato considerando il punto di vista dal paese di Campomarino, sulle alture a Sud di Termoli. Da qui la centrale eolica è invisibile; il fotoinserimento mostra le turbine colorate di blu, per indicare la posizione che occupano e la visibilità virtuale nel caso in cui non ci fossero gli ostacoli rappresentati dalla città di Termoli e dal porto. L'impatto visivo è pertanto nullo.



Figura 4.56: Fotoinserimento n°7, vista virtuale da Campomarino, le turbine blu sono in realtà dietro alla città di Termoli e al porto.

Il fotoinserimento n°8, in Figura 4.57, simula la presenza della centrale vista dal Lido di Campomarino. Le turbine appaiono in prossimità del porto di Termoli. L'impatto sul paesaggio è da ritenersi non significativo in quanto le strutture del porto (ad esempio le gru) in prospettiva sono più alte delle turbine stesse.



Figura 4.57: Fotoinserimento n° 8, vista in direzione del porto di Termoli da Lido di Campomarino.

### Isole Tremiti

Il fotoinserimento n° 9, in Figura 4.58, mostra un suggestivo panorama dall'Isola di San Domino in direzione della costa molisana.

Le turbine sono talmente piccole che a malapena si riescono ad individuare. La posizione è comunque indicata dalla parentesi quadra nera.



*Figura 4.58: Fotoinserimento n°9, vista dall'Isola di San Domino, le turbine sono situate al limite dell'orizzonte, quasi invisibili, sono indicate dalla nuvoletta.*

Una migliore visuale della panoramica si potrà apprezzare nell'ALLEGATO A.

Il fotoinserimento n°10, in Figura 4.59, si osserva la vista virtuale che si avrebbe da una quota di circa 800 m sull'altopiano del Gargano. Le turbine sono praticamente invisibili e inoltre bisogna considerare che utilizzando questo tipo di immagini virtuali, non ci sono fattori che limitino la visibilità quali nebbia o foschia o semplicemente umidità. Nel caso reale quindi l'impatto è da considerarsi nullo.



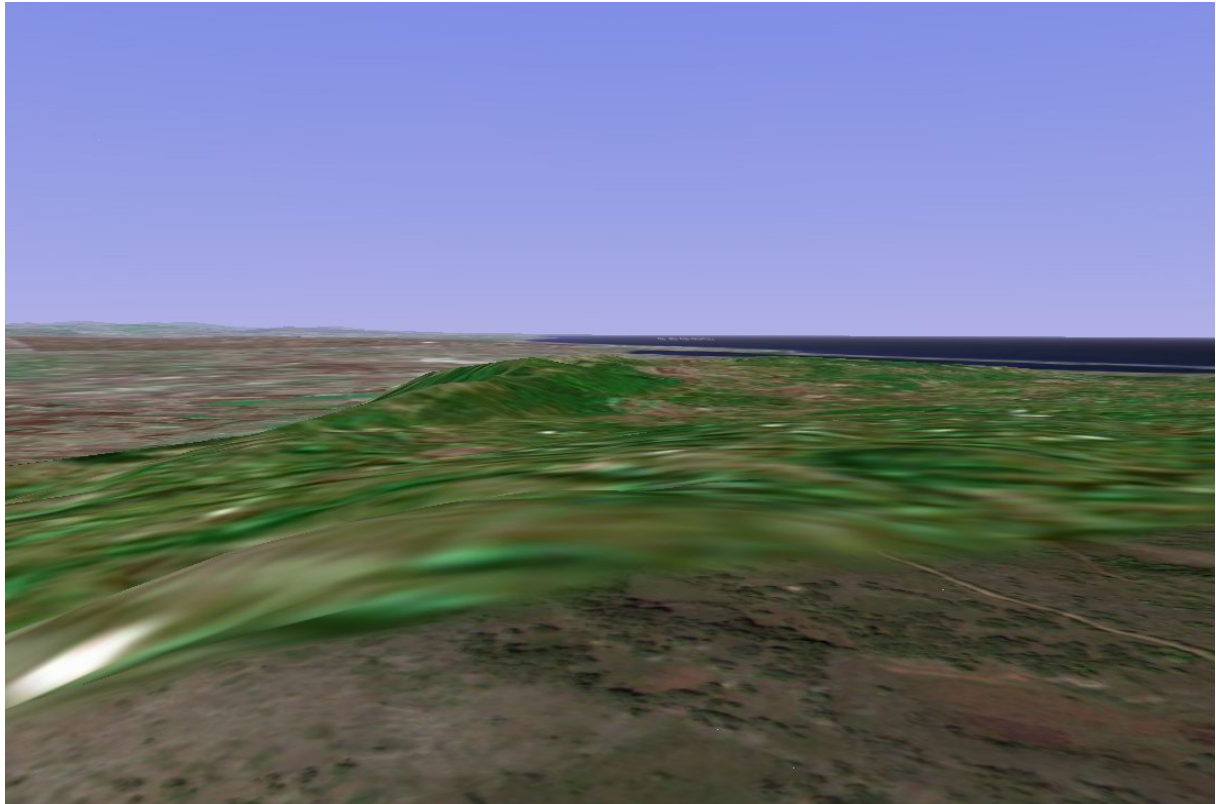


Figura 4.59: Fotoinserimento n°10, vista della costa molisana dall'Altopiano del Gargano, l'osservatore è posto ad un'altezza di circa 800 m.

#### Ricettori mobili

Dalla motonave che si dirige verso le isole Tremiti è possibile avere una visuale sul layout delle turbine. Nel fotoinserimento n°11, in Figura 4.60, osserviamo questo punto di vista.



Figura 4.60: Fotoinserimento n° 11, vista della centrale dalla motonave che si dirige alle Isole Tremiti.

L'impatto sul paesaggio può considerarsi trascurabile: le turbine appaiono molto più piccole rispetto al molo del porto di Termoli. Allontanandosi dal porto l'impatto diventa sempre più trascurabile fino a potersi considerare nullo.

La strada statale n°16 è costeggiata, per la maggior parte della tratta che da congiunge Termoli e Vasto, da vegetazione alta a pini e eucalipti. In un primo tratto, poco a Nord di Termoli, non c'è vegetazione e da qui è possibile avere una vista sul mare.

Nel fotoinserimento n°12, in Figura 4.61, osserviamo che le turbine sono visibili. Si noti che per scattare la foto ci siamo dovuti comunque accostare in una piazzola di sosta. Dalla strada quindi la visuale è meno netta e in parte coperta dall'alto *guardrail*.



Figura 4.61: Fotoinserimento n°12, strada statale n°16.

Se si considera che il soggetto è in movimento ad una velocità media di 50 km/h, l'impatto può considerarsi trascurabile.

Nel fotoinserimento n° 13, in Figura 4.62 osserviamo come appare il parco eolico da un ipotetico volo a bassa quota.

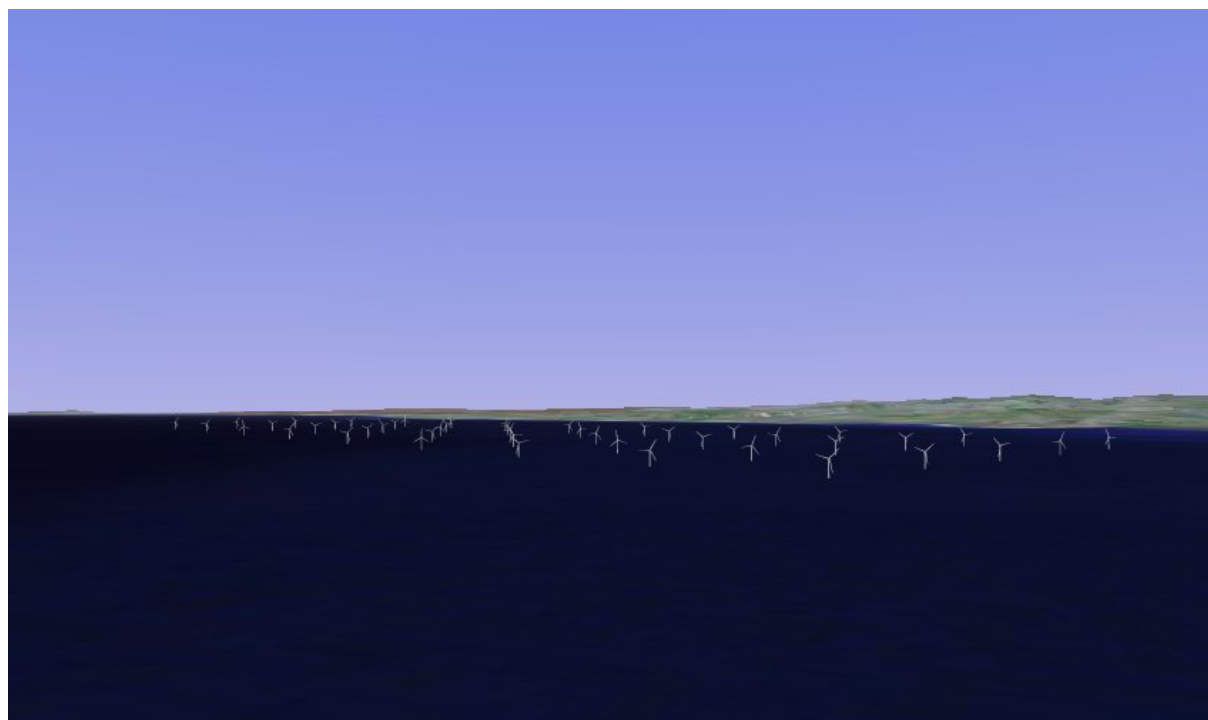


Figura 4.62: Immagine virtuale che mostra la centrale vista dall'alto durante un ipotetico volo a bassa quota (circa 300m) in corrispondenza della centrale stessa.

Anche in questo caso l'impatto può ritenersi trascurabile, poiché il soggetto è in movimento e poiché i voli a bassa quota non sono comunque voli frequenti. Inoltre la visibilità in questo caso piuttosto un fattore positivo, poiché evita eventuali rischi di collisione.

#### 4.5.4 Conclusioni

Nei precedenti paragrafi abbiamo mostrato i possibili effetti che la costruzione della centrale eolica avrebbe sul paesaggio. Dall'analisi dei diversi punti di vista considerati, possiamo affermare che l'impatto visivo può essere considerato di scarsa entità.

In particolare dai centri di Termoli, Vasto e dalle Isole Tremiti l'impatto è trascurabile. Dalle località di mare di Petacciato Marina e Marina di Montenero l'impatto risulta maggiore, ma comunque è soggettivo ritenere che tale impatto sia negativo.

Per le località di Campomarino e Lido di Campomarino l'impatto è nullo.

Dalle Isole Tremiti e dall'Altopiano del Gargano a malapena si riescono a distinguere le turbine, pertanto l'impatto è irrilevante.



Per quanto riguarda i ricettori mobili considerati, l'impatto più significativo è per chi percorre la statale n°16. Comunque tale impatto è trascurabile visto che il tratto che costeggia il litorale senza vegetazione è molto breve.

#### *4.5.5 Misure di mitigazione*

Gli impatti appena citati possono essere mitigati con opportuni accorgimenti:

- 1) colorazione opportuna delle turbine e delle relative torri in modo da non incidere pesantemente sul paesaggio: le turbine scelte per il progetto hanno tutte la stessa colorazione bianca in modo tale da non incidere sul paesaggio costituendo un'unità armonica ma anche in modo tale da essere visibili per i volatili e ridurre il rischio di collisione;
- 2) maggior distanza possibile dalla linea di costa in modo da minimizzare la visibilità;
- 3) disposizione delle turbine (a maglia per esempio) in modo da minimizzare l'impatto visivo: le turbine sono state disposte a maglia, con il lato maggiore di essa parallelo alla costa.

E' ovvio che tutte queste misure di mitigazione devono essere effettuate nei limiti delle misure che garantiscano la sicurezza. Ad esempio l'assenza di luci segnaletiche può rappresentare un pericolo nei confronti del rischio di collisione di navi o aerei.

Nell'ambito di una valutazione degli impatti è necessario effettuare analisi al fine di individuare un giusto equilibrio tra l'aspetto riguardante la sicurezza contro il rischio di collisione e l'aspetto riguardante l'impatto visivo.



## 4.6 Rumore

Anche per la valutazione dell'impatto sonoro abbiamo utilizzato il software *WindFarm*. L'utilizzo di questo software ci ha permesso di simulare l'impatto sonoro della centrale eolica.

L'ALLEGATO A allo Studio di Impatto Ambientale, mostra come è stato utilizzato il software e tutti i risultati delle simulazioni.

Di seguito si riportano i risultati principali dell'analisi.

### 4.6.1 Premessa e caratteristiche generali

Il rumore prodotto dall'impianto eolico deriva dal moto delle pale nell'aria (rumore aerodinamico) e dal rumore di tipo meccanico dovuto agli organi di trasmissione.

Gli effetti che il rumore può causare dipendono da diversi fattori:

- le caratteristiche ed il livello del rumore emesso;
- la distanza tra le turbine e il potenziale ricevente sensibile;
- direzione e intensità del vento;
- livello di rumore di fondo già presente.

Gli impatti che il rumore può produrre sono:

- allontanamento degli uccelli;
- diminuzione dell'accettazione pubblica nel caso in cui il rumore prodotto dalle turbine sia udibile dalla spiaggia.

Per quanto riguarda l'allontanamento degli uccelli, non esistono degli studi che possano accertare che ciò avvenga. Esso comunque riguarda solo l'area circostante l'area del layout.

L'accettazione pubblica è un aspetto che non deve essere trascurato. L'opinione comune che le centrali eoliche producano rumore, accompagnato dal fatto che la propagazione del rumore sia più facile a largo che sulla terra si riflette in una tendenza della popolazione a non accettare facilmente la realizzazione di centrali eoliche, incluse le *offshore*.



La tendenza dei costruttori di turbine a dare meno importanza al controllo del rumore nel caso di turbine *offshore* (in quanto posizionate a grande distanza dalla riva e quindi con livelli di rumore non udibili), accompagnato dall'aumento della grandezza dei rotori stessi e dalla velocità delle pale può portare nuovamente alla nascita di problemi associati al livello del rumore.

Per quanto riguarda il rumore prodotto durante le fasi di costruzione ed installazione, sebbene possa condurre all'allontanamento dei mammiferi, essendo di durata limitata nel tempo può essere trascurato. Va comunque precisato che se la centrale è posizionata vicino aree biologicamente importanti, devono essere evitati per la costruzione periodi dell'anno particolarmente sensibili per la flora e la fauna (periodi riproduttivi ecc). Questo è spesso in conflitto con le esigenze dei costruttori che non possono operare le installazioni in periodi di cattivo tempo.

Per quanto riguarda il rumore percepito da pesci e specie marine in generale, si rimanda ai relativi capitoli ove il rumore è stato analizzato in relazione all'impatto che genera sulle specie, sia in fase di costruzione che di esercizio.

Di seguito viene presentata la normativa sul rumore attualmente applicabile in Italia.

In Italia sono operanti da circa un decennio specifici provvedimenti legislativi destinati ad affrontare il problema dell'inquinamento acustico nell'ambiente esterno. La disciplina in materia di lotta contro il rumore era in passato affidata ad una serie eterogenea di norme a carattere generale (art. 844 del Codice Civile, art. 659 del Codice Penale, art. 66 del Testo Unico Leggi di Pubblica Sicurezza), che tuttavia non erano accompagnate da una normativa tecnica che consentisse di applicare concretamente le prescrizioni stesse.

Con il DPCM 1 Marzo 1991 il Ministero dell'Ambiente, in virtù delle competenze generali in materia di inquinamento acustico assegnategli dalla Legge 249/1986, di concerto con il Ministero della Sanità, ha redatto un testo di legge che disciplina i rumori e sottopone a controllo l'inquinamento acustico. Al DPCM 1.3.1991 è seguita nel 1995 la Legge Quadro sul rumore che demanda a successivi strumenti attuativi la puntuale definizione dei parametri e delle norme tecniche. Il DPCM 14 novembre 1997 «Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore» integra le indicazioni normative in tema di disturbo da rumore espresse dal DPCM 1 marzo 1991 e dalla successiva Legge Quadro n. 447 del 26 ottobre 1995 e introduce il concetto dei valori limite di emissioni.

Il DPCM 1 marzo 1991: Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno

Il DPCM 1° marzo 1991 “Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno” si propone di stabilire “...limiti di accettabilità di livelli di rumore validi su tutto il territorio nazionale, quali misure immediate ed urgenti di salvaguardia della qualità ambientale e della esposizione urbana al rumore”. La Legge Quadro sull'inquinamento acustico e il successivo DPCM 14.11.1997 hanno di fatto ridefinito i contenuti del DPCM 1.3.1991.

I limiti ammissibili in ambiente esterno vengono stabiliti sulla base del piano di zonizzazione acustica redatto dai Comuni che, sulla base di indicatori di natura urbanistica (densità di popolazione, presenza di attività produttive, presenza di infrastrutture di trasporto, ecc.) suddividono il proprio territorio in zone diversamente “sensibili”. A tali zone, caratterizzate in termini descrittivi nella Tabella 1 del DPCM (v. Tabella 4.6) sono associati dei valori di livello di rumore limite diurno e notturno espressi in termini di livello equivalente continuo misurato con curva di ponderazione A (LeqA), corretto per tenere conto della eventuale presenza di componenti impulsive o componenti tonali.

Tale valore è definito livello di rumore ambientale corretto, mentre il livello di fondo in assenza della specifica sorgente è detto livello di rumore residuo.

L'accettabilità del rumore si basa sul rispetto di due criteri distinti: il criterio differenziale e quello assoluto.

*Criterio differenziale:* E' riferito agli ambienti confinati, per il quale la differenza tra livello di rumore ambientale corretto e livello di rumore residuo non deve superare **5 dBA** nel periodo diurno (ore 6:00, 22:00) e **3 dBA** nel periodo notturno (ore 22:00, 6:00).

Le misure si intendono effettuate all'interno del locale disturbato a finestre aperte. Il rumore ambientale non deve comunque superare i valori di 60 dBA nel periodo diurno e 45 dBA nel periodo notturno.

Il rumore ambientale è sempre accettabile se, a finestre chiuse, non si superano i valori di 40 dBA di giorno e 30 dBA di notte.



<p>CLASSE I</p> <p>Aree particolarmente protette</p> <p>Rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo e allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.</p>
<p>CLASSE II</p> <p>Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale</p> <p>Rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali ed artigianali</p>
<p>CLASSE III</p> <p>Aree di tipo misto</p> <p>Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale e di attraversamento, con media densità di popolazione con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici</p>
<p>CLASSE IV</p> <p>Aree di intensa attività umana</p> <p>Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali; le aree con limitata presenza di piccole industrie.</p>
<p>CLASSE V</p> <p>Aree prevalentemente industriali</p> <p>Rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.</p>
<p>CLASSE VI</p> <p>Aree esclusivamente industriali</p> <p>Rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi</p>

Tabella 4.6: Definizione delle classi di zonizzazione acustica del territorio



*Criterio assoluto:* E' riferito agli ambienti esterni, per il quale è necessario verificare che il livello di rumore ambientale corretto non superi i limiti assoluti stabiliti in funzione della destinazione d'uso del territorio e della fascia oraria (Tabella 4.7, Tabella 4.8, Tabella 4.9), con modalità diverse a seconda che i comuni siano dotati di Piano Regolatore Comunale (PRG), non siano dotati di PRG o, infine, che abbiano già adottato la zonizzazione acustica comunale.

Le problematiche relative alla zonizzazione acustica introdotte dal DPCM 1.3.1991 riguardano città e agglomerati urbani il cui sviluppo non ha quasi mai tenuto conto la valutazione degli aspetti di acustica e rumore ambientale. La situazione più frequente è infatti rappresentata da insediamenti a diversa destinazione d'uso posti in stretta contiguità, caratterizzati da una diversa sensibilità verso il rumore e da una differente domanda di qualità acustica, con una distribuzione casuale delle sorgenti sonore sul territorio.

La zonizzazione acustica deve essere attuata dai Comuni con l'obiettivo di prevenire il deterioramento di zone ancora non inquinate e di risanare quelle dove attualmente sono riscontrabili livelli di rumorosità ambientale che potrebbero comportare possibili effetti negativi sulla salute della popolazione residente e compromissione alla ottimale fruizione di beni e di servizi pubblici.

La classificazione acustica del territorio si prefigura come elemento attivo di gestione e ricomposizione dell'assetto del territorio e delle attività che su di esso si esplicano, avendo come immediato riscontro la prescrizione relativa alla revisione degli strumenti urbanistici

In fase di attuazione della zonizzazione acustica è pertanto importante considerare lo stato attuale dell'ambiente, inteso sia in termini di sensibilità all'inquinamento acustico sia di potenziali sorgenti di rumore, ma sono altrettanto importanti anche i piani di sviluppo su scala comunale e sovracomunale dalla cui considerazione possono scaturire azioni di salvaguardia anticipata rispetto al determinarsi di gravi situazioni di impatto da rumore.

Dalla zonizzazione acustica possono pertanto derivare ripercussioni sulle modalità di fruizione di intere parti del territorio comunale, con evidente ripercussione in positivo o in negativo sulle rendite fondiarie.

Ne consegue che ad esempio le aree residenziali associate a degli obiettivi di elevata qualità acustica potranno vedere aumentare il loro valore mentre, all'opposto, il divieto a costruire all'interno delle fasce infrastrutturali determinerà una riduzione dei valori di mercato.

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
Territorio nazionale	70	60
Zona urbanistica A	65	55
Zona urbanistica B	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 4.7: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni con Piano Regolatore.

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
Zona esclusivamente industriale	70	70
Tutto il resto del territorio	70	60

Tabella 4.8: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni senza Piano Regolatore.

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
I Aree protette	50	40
II Aree residenziali	55	45
III Aree miste	60	50
IV Aree di intensa attività umana	65	55
V Aree prevalentemente industriali	70	60
VI Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 4.9: Limiti assoluti in dB(A) per Comuni che adottano una zonizzazione acustica del territorio.

### La Legge Quadro sull'inquinamento acustico

La Legge del 26/10/1995 n. 447 "Legge Quadro sul Rumore", pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 254 del 30/10/1995, è una legge di principi e demanda perciò a successivi strumenti attuativi la puntuale definizione sia dei parametri sia delle norme tecniche.

Un aspetto innovativo della legge Quadro è l'introduzione all'Art. 2, accanto ai valori limite, dei valori di attenzione e dei valori di qualità. Nell'Art 4 si indica che i comuni "procedono alla classificazione del proprio territorio nelle zone previste dalle vigenti disposizioni per l'applicazione



dei valori di qualità di cui all'Art. 2, comma 1, lettera h"); vale a dire: si procede alla zonizzazione acustica per individuare i livelli di rumore "da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili, per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla presente legge", "valori che sono determinati in funzione della tipologia della sorgente, del periodo della giornata e della destinazione d'uso della zona da proteggere (Art. 2, comma 2)".

La Legge stabilisce inoltre che le Regioni, entro un anno dalla entrata in vigore, devono definire i criteri di zonizzazione acustica del territorio comunale fissando il divieto di contatto diretto di aree, anche appartenenti a comuni confinanti, quando i valori di qualità si discostano in misura superiore a 5 dBA.

L'adozione della zonizzazione acustica è il primo passo concreto con il quale il Comune esprime le proprie scelte in relazione alla qualità acustica da preservare o da raggiungere nelle differenti porzioni del territorio comunale e altresì il momento che presuppone la tempestiva attivazione delle funzioni pianificatorie, di programmazione, di regolamentazione, autorizzative, ordinatorie, sanzionatorie e di controllo nel campo del rumore indicate dalla Legge Quadro.

*Funzioni pianificatorie:* I Comuni che presentano rilevante interesse paesaggistico o turistico hanno la facoltà di assumere valori limite di emissione ed immissione, nonché valori di attenzione e di qualità, inferiori a quelli stabiliti dalle disposizioni ministeriali, nel rispetto delle modalità e dei criteri stabiliti dalla legge regionale.

Come già precedentemente citato deve essere svolta la revisione ai fini del coordinamento con la classificazione acustica operata degli strumenti urbanistici e degli strumenti di pianificazione del traffico.

*Funzioni di programmazione:* Obbligo di adozione del piano di risanamento acustico nel rispetto delle procedure e degli eventuali ulteriori criteri stabiliti dalle leggi regionali nei casi di superamento dei valori di attenzione o di contatto tra aree caratterizzate da livelli di rumorosità eccedenti i 5 dBA di livello equivalente continuo.

*Funzioni di regolamentazione:* I comuni sono tenuti ad adeguare i regolamenti locali di igiene e di polizia municipale con l'introduzione di apposite norme contro l'inquinamento acustico, con particolare riferimento all'abbattimento delle emissioni sonore derivanti dalla circolazione degli

autoveicoli e da sorgenti fisse, e all'adozione di regolamenti per l'attuazione della disciplina statale e regionale in materia di tutela dall'inquinamento acustico.

*Funzioni autorizzatorie, ordinatorie e sanzionatorie:* In sede di istruttoria delle istanze di concessione edilizia relative a impianti e infrastrutture adibite ad attività produttive, sportive o ricreative, per servizi commerciali polifunzionali, nonché all'atto del rilascio dei conseguenti provvedimenti abilitativi all'uso degli immobili e delle licenze o autorizzazioni all'esercizio delle attività, il Comune è tenuto alla verifica del rispetto della normativa per la tutela dell'inquinamento acustico anche considerando la zonizzazione acustica comunale.

I comuni sono inoltre tenuti a richiedere e valutare la documentazione di impatto acustico relativamente all'elenco di opere indicate dalla Legge Quadro (aeroporti, strade, ecc.) e predisporre o valutare la documentazione previsionale del clima acustico delle aree interessate dalla realizzazione di interventi ad elevata sensibilità (scuole, ospedali, ecc.).

Compete infine ancora ai Comuni il rilascio delle autorizzazioni per lo svolgimento di attività temporanee, manifestazioni, spettacoli, l'emissione di ordinanze in relazione a esigenze eccezionali di tutela della salute pubblica e dell'ambiente, l'irrogazione delle sanzioni amministrative per violazione delle disposizioni dettate localmente in materia di tutela dall'inquinamento acustico.

*Funzioni di controllo:* Ai Comuni compete il controllo del rumore generato dal traffico e dalle sorgenti fisse, dall'uso di macchine rumorose e da attività all'aperto, oltre il controllo di conformità alle vigenti disposizioni delle documentazioni di valutazione dell'impatto acustico e di previsione del clima acustico relativamente agli interventi per i quali ne è prescritta la presentazione.

#### Il DPCM 14.11.1997 "Determinazione dei Valori Limite delle sorgenti sonore"

Il DPCM 14 novembre 1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore" integra le indicazioni normative in tema di disturbo da rumore espresse dal DPCM 1 marzo 1991 e dalla successiva Legge Quadro n. 447 del 26 ottobre 1995 e introduce il concetto dei valori limite di emissioni, nello spirito di armonizzare i provvedimenti in materia di limitazione delle emissioni sonore alle indicazioni fornite dall'Unione Europea.

Il decreto determina i valori limite di emissione, i valori limite di immissione, i valori di attenzione ed i valori di qualità, riferendoli alle classi di destinazione d'uso del territorio, riportate nella Tabella

A dello stesso decreto e che corrispondono sostanzialmente alle classi previste dal DPCM 1 marzo 1991.

#### *Valori limite di emissione*

I valori limite di emissione (Tabella 4.10), intesi come valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa, come da art. 2, comma 1, lettera e) della legge 26 ottobre 1995 n. 447, sono riferiti alle sorgenti fisse e alle sorgenti mobili.

I valori limite di emissione del rumore delle sorgenti sonore mobili e dei singoli macchinari costituenti le sorgenti sonore fisse, laddove previsto, sono regolamentati dalle norme di omologazione e di certificazione delle stesse.

I valori limite di emissione delle singole sorgenti fisse, riportate nel seguito, si applicano a tutte le aree del territorio ad esse circostanti e sono quelli indicati nella Tabella B (Tabella 4.10) del decreto DPCM 14.11.1997, fino all'emanazione della specifica norma UNI.

Si osserva che confrontando i valori della Tabella 4.10 con i valori della Tabella 4.9 in cui si hanno i valori di emissione relativi al DPCM 1.3.1991, questi ultimi sono inferiori di 5 dB(A).

Per un comune in cui non si ha né la zonizzazione del territorio né il PRG, potremmo considerare i valori della Tabella 4.8 diminuiti di 5dB(A), ovvero 65 dB(A) di giorno, 55 dB(A) di notte.

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
I Aree particolarmente protette	45	35
II Aree prevalentemente residenziali	50	40
III Aree di tipo misto	55	45
IV Aree di intensa attività umana	60	50
V Aree prevalentemente industriali	65	55
VI Aree esclusivamente industriali	65	65

Tabella 4.10: Valori limite di emissione -  $L_{eq}$  in dB(A), TABELLA B del DPCM 14.11.1997.

#### *Valori limite di immissione*

I valori limite di immissione, riferiti al rumore immesso nell'ambiente esterno dall'insieme di tutte le sorgenti, sono quelli indicati nella Tabella C dello stesso decreto e corrispondono a quelli individuati nel DPCM 1 marzo 1991 (Tabella 4.11).

Per le infrastrutture stradali, ferroviarie, marittime, aeroportuali e le altre sorgenti sonore di cui all'art. 11, comma 1, legge 26 ottobre 1995 n. 447, i limiti suddetti non si applicano all'interno delle rispettive fasce di pertinenza, individuate dai relativi decreti attuativi. All'esterno di dette fasce, tali sorgenti concorrono al raggiungimento dei limiti assoluti di immissione.

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
I Aree particolarmente protette	50	40
II Aree prevalentemente residenziali	55	45
III Aree di tipo misto	60	50
IV Aree di intensa attività umana	65	55
V Aree prevalentemente industriali	70	60
VI Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 4.11: Valori limite di immissione - Leq in dB(A), TABELLA C del DPCM 14.11.1997.

#### *Valori limite differenziali di immissione*

I valori limite differenziali di immissione sono 5 dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno, all'interno degli ambienti abitativi. Tali valori non si applicano nelle aree in Classe VI. Tali disposizioni non si applicano:

- ◆ se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dBA durante il periodo diurno e 40 dBA durante il periodo notturno;
- ◆ se il rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dBA durante il periodo diurno e 25 dBA durante il periodo notturno.

Le disposizioni relative ai valori limite differenziali di immissione non si applicano alla rumorosità prodotta dalle infrastrutture stradali, ferroviarie, aeroportuali, marittime, da attività e comportamenti non connessi con esigenze produttive, commerciali, professionali, da servizi ed impianti fissi dell'edificio adibiti ad uso comune, limitatamente al disturbo provocato all'interno dello stesso.

#### *Valori di attenzione*

Sono espressi come livelli continui equivalenti di pressione sonora ponderata A. Se riferiti ad un'ora i valori di attenzione sono quelli della Tabella C (Tabella 4.11) aumentati di 10 dBA per il periodo



diurno e di 5 dBA per il periodo notturno; se riferiti ai tempi di riferimento i valori di attenzione sono quelli della Tabella C (Tabella 4.11).

Per l'adozione dei piani di risanamento di cui all'art. 7 della legge 26 ottobre 1995, n. 447, è sufficiente il superamento di uno dei due valori suddetti, ad eccezione delle aree esclusivamente industriali. I valori di attenzione non si applicano alle fasce territoriali di pertinenza delle infrastrutture stradali, ferroviarie, marittime ed aeroportuali.

#### *Valori di qualità*

I valori di qualità, intesi come i valori di rumore da conseguire nel breve, nel medio e nel lungo periodo con le tecnologie e le metodiche di risanamento disponibili per realizzare gli obiettivi di tutela previsti dalla Legge Quadro 447/95, sono indicati nella Tabella D del decreto (Tabella 4.12).

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE		DIURNO 6:00÷22:00	NOTTURNO 22:00÷6:00
I	Aree particolarmente protette	47	37
II	Aree prevalentemente residenziali	52	42
III	Aree di tipo misto	57	47
IV	Aree di intensa attività umana	62	52
V	Aree prevalentemente industriali	67	57
VI	Aree esclusivamente industriali	70	70

*Tabella 4.12: Valori di qualità - Leq in dB(A), TABELLA D del DPCM 14.11.1997.*

#### Decreto 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente stabilisce le tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento da rumore, in attuazione dell'art. 3, comma 1, lettera c), della legge 26 ottobre 1995, n. 447. Vengono inoltre indicate le caratteristiche degli strumenti di misura e delle catene di misura e le esigenze minime di certificazione della conformità degli strumenti alle specifiche tecniche (taratura).



#### 4.6.2 Stato di fatto prima dell'intervento

Le sorgenti sonore in mare sono rappresentate dal rumore generato dal vento e dal frangersi delle onde. Nelle zone costiere le fonti di rumore sono principalmente dovute al passaggio dei mezzi di trasporto sulla strada statale n°16, sull'autostrada che collega Termoli a Pescara e dai convogli ferroviari che attraversano la linea ferroviaria anch'essa parallela alla costa.

#### 4.6.3 Valutazione degli impatti

Consideriamo la valutazione dell'impatto sonoro nelle due fasi:

- ◆ Fase di esercizio;
- ◆ Fase di costruzione;

##### Fase di esercizio

L'impatto sonoro è stato valutato nelle sue due componenti:

- ◆ Rumore aerodinamico;
- ◆ Rumore meccanico.

Il rumore aerodinamico è dovuto all'interazione della vena fluida con le pale del rotore. La simulazione di tale tipo di disturbo ha dato come risultato il layout di Figura 4.63.

Osserviamo che il rumore massimo emesso in prossimità della turbina è di circa 50 dB. Considerando che le turbine siano le uniche sorgenti sonore, possiamo dedurre che, confrontando tale valore con i valori di Tabella 4.11, per tutti i tipi di destinazione d'uso il valore che risulta rientra nei limiti indicati. In realtà la destinazione d'uso dell'area non rientra in quelle indicate nella tabella.

Il valore di emissione di 50 dB(A) è inoltre inferiore ai valori indicati in Tabella 4.8, alla voce *Tutto il resto del territorio*, anche se diminuiti di 5dB(A), ovvero 65 dB(A) di giorno, 55 dB(A) di notte in accordo con quanto avviene per le aree con la zonizzazione acustica nel DPCM 14.11.97.

Se consideriamo la propagazione del suono fino alla costa, osserviamo che il valore raggiunto sulla costa è appena di 10 dB.

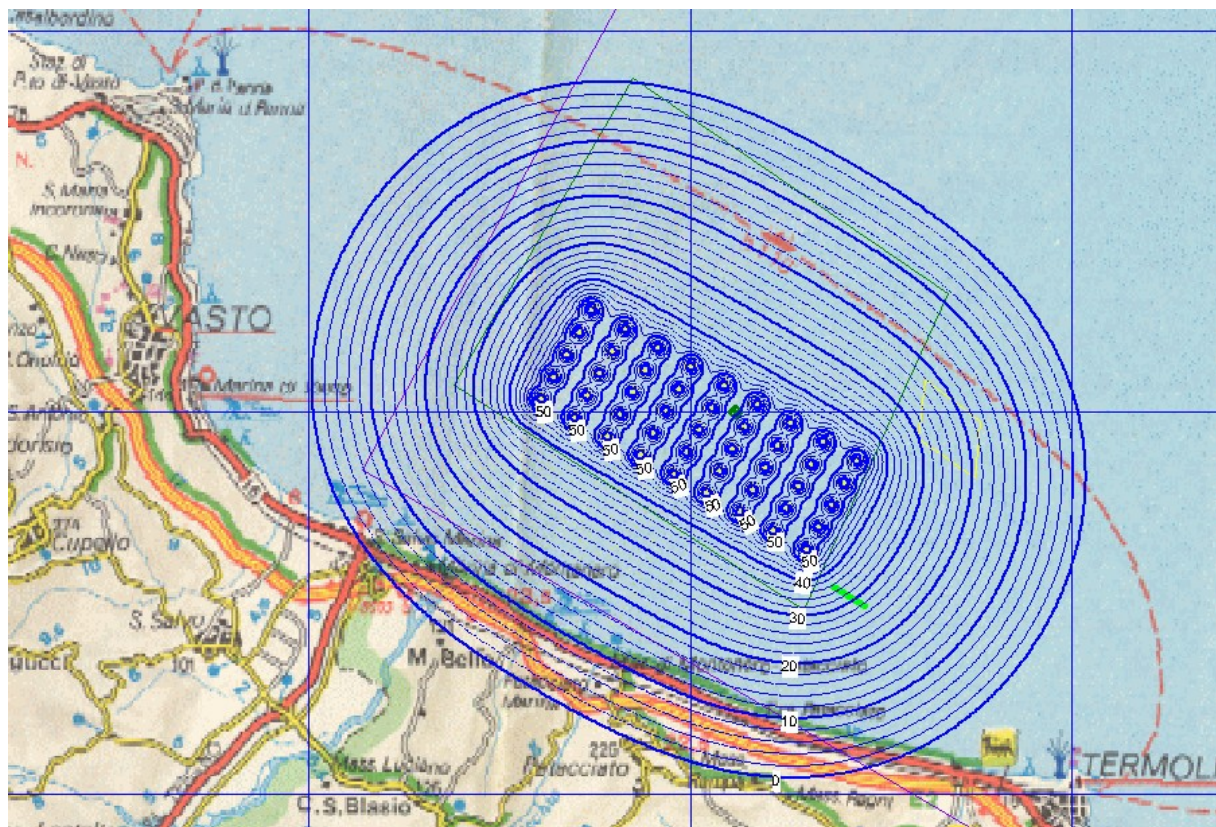


Figura 4.63: Impatto sonoro relativo ad una qualsiasi turbina: in questo caso è analizzato il rumore emesso su una banda larga; le isolinee rappresentano i decibel emessi.

Per poter valutare quale sia la percezione sonora del rumore generato dalle turbine, confrontiamo il valore di circa 50 dB, che è il valore riscontrato in prossimità della turbina, con altri tipi di rumori noti. Dagli studi effettuati dal BWEA<sup>6</sup>, abbiamo ricavato la Tabella 4.13, che inserisce il rumore generato da una *windfarm* posta ad una distanza di 350 m, tra il rumore di fondo notturno e il rumore di un'automobile che procede a 60 km/h, alla distanza di 100 m dal ricevitore [50].

<sup>6</sup> *British Wind Energy Association*. È l'associazione che gestisce l'industria del vento nel Regno Unito. Nata circa 26 anni fa, è formata da 310 membri ed è la più grande associazione inglese sulle energie rinnovabili.

Sorgente / Attività	Rumore indicativo in dB(A)
Soglia del suono	0
Rumore di fondo notturno	20-40
Centrale eolica a 350 m	35-45
Automobile a 60 km/h a 100 m	55
Ufficio	60
Autotreno a 45 km/h a 100 m	65
Martello pneumatico a 7 m	95
Aereo a reazione e 250 m	105
Soglia del dolore	140

Tabella 4.13: Livelli di rumore causati da diverse sorgenti.

Per valutare il rumore meccanico occorre conoscere le caratteristiche di una particolare turbina. Note quindi le caratteristiche di attenuazione proprie della turbina, i valori di emissione sono dati dalle isolinee mostrate nella seguente Figura 4.64. Il rumore resta confinato nell'intorno della turbina stessa. Dall'analisi della propagazione del suono possiamo concludere che il livello di pressione sonora a pochi centinaia di metri dalla turbina è di 1 dB(A), fino ad annullarsi completamente poco più distante.

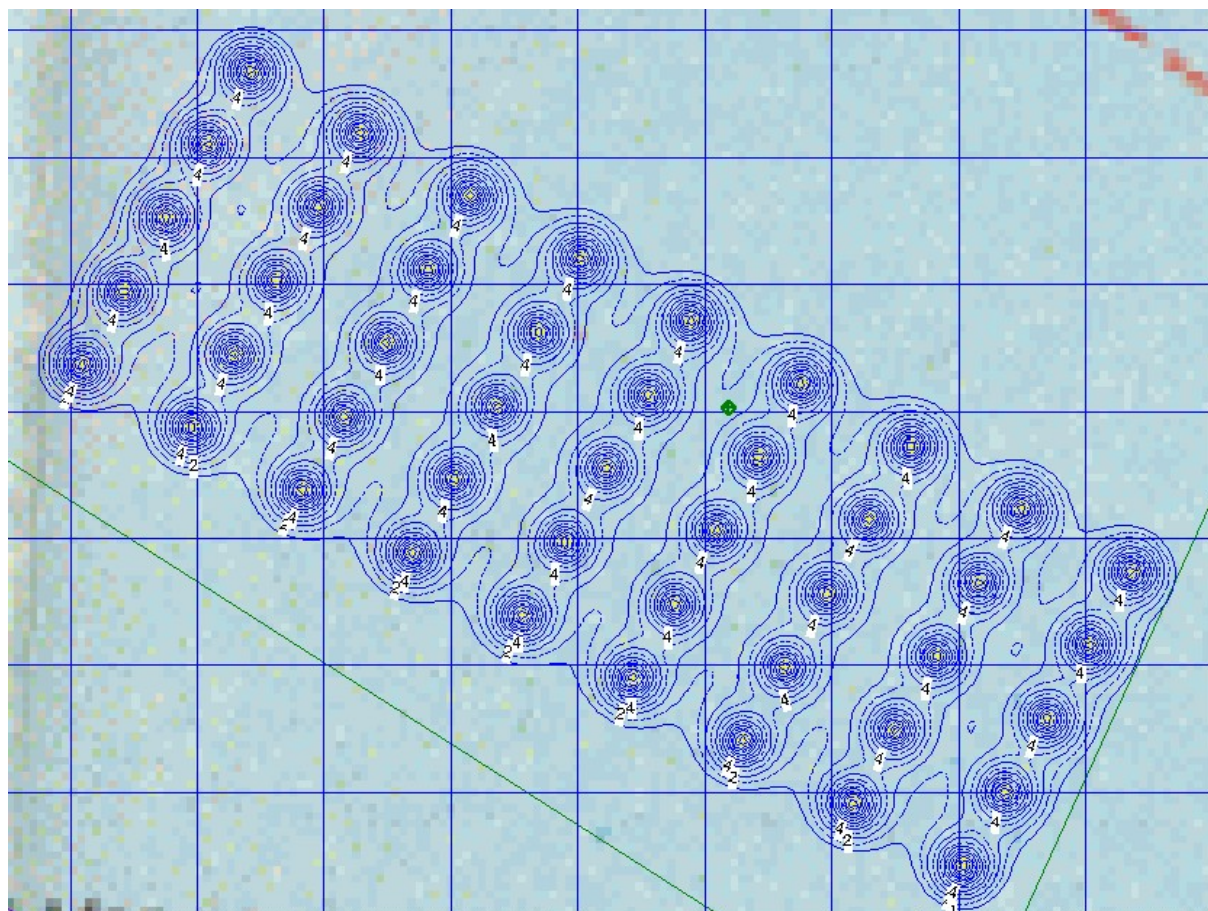


Figura 4.64: Layout delle turbine con isolinee di emissione dei suono nel caso di utilizzo di una determinata turbina di cui è nota l'emissione in frequenza di bande d'ottava.

La potenza acustica relativa alla turbina di cui abbiamo calcolato l'emissione sonora è la seguente (v. Tabella 4.14):

Frequenza in banda d'ottava ( <i>octave band frequency</i> ) [Hz]	Potenza acustica in bande d'ottava ( <i>octave band SPL</i> ) [dB(A)]
63	28,4
125	43,2
250	53,7
500	54,8
1000	52,6
2000	51,1
4000	45,0
8000	28,8

Tabella 4.14: Stima indicativa dello spettro di bande d'ottava corrispondente al massimo valore di riferimento di livello di pressione sonora (Sound Pressure Level) di 110 dB(A).

Questi valori sono stati utilizzati per il calcolo del rumore meccanico della turbina da 3,6 MW che potrebbe essere utilizzata nel progetto della centrale eolica *offshore* in Molise.

Il rumore effettivo prodotto da una turbina dipende anche dalla velocità del vento [50]: al crescere della velocità del vento il livello di pressione sonora, alla fonte, aumenta (v. Figura 4.65).

*Background Noise and Turbine Noise vs. Wind Speed*

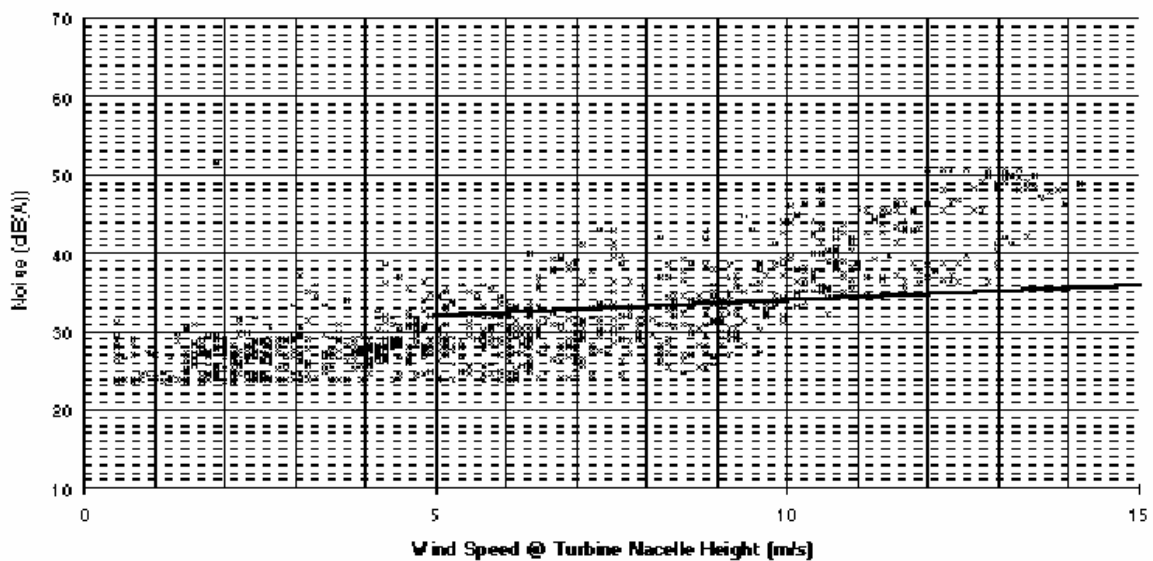


Figura 4.65: Grafico del rumore generato da una turbina in funzione della velocità del vento, in prossimità della gondola.



Il grafico in Figura 4.65 è stato ricavato dall'interpolazione di dati misurati. Si osserva che comunque la retta non ha un'inclinazione eccessiva: questo significa che in un intervallo da 5 a 15 m/s il livello di rumore aumenta al più di circa 5 dB(A).

L'aumento della velocità del vento è però anche causa di un aumento del rumore di fondo: quindi intorno agli 8 m/s il rumore effettivo prodotto dalla turbina può essere mascherato completamente dal rumore di fondo.

#### Fase di costruzione

Durante la fase di costruzione il rumore sarà dovuto innanzi tutto alla realizzazione delle fondazioni.

Le caratteristiche del tipo di fondazione, ovvero a monopiloni, permetterà comunque di contenere eventuali emissioni sonore in un periodo di tempo limitato. Si ricorda che l'operazione di battitura con il martello idraulico ha una durata di 86 minuti per ogni aerogeneratore. Tutte le fasi di realizzazione e trasporto provocheranno un maggior traffico navale dovuto ai mezzi che si occuperanno dell'installazione delle turbine. Anche esso sarà comunque limitato nel tempo.

Inoltre l'area si trova a almeno a 5 km dalla costa pertanto e ad una distanza ancora maggiore dai centri abitati.

#### *4.6.4 Conclusioni*

Il rumore acustico prodotto da un aerogeneratore è da imputare al movimento delle pale nell'aria e ai macchinari alloggiati nella navicella (moltiplicatore, generatore, macchine ausiliarie). Il rumore dei macchinari è particolarmente contenuto negli ultimi modelli di generatori e perciò trascurabile rispetto al rumore aerodinamico. Quest'ultimo, del tipo banda larga, è provocato principalmente dallo strato limite del flusso attorno al profilo alare della pala. Studi della BWEA hanno mostrato che a distanza di poche centinaia di metri (che sono le distanze tipiche di confine per limitare eventuali rischi per gli abitanti delle aree circostanti), questo è sostanzialmente poco distinguibile dal rumore di fondo.

Poiché la distanza della centrale eolica dalla costa è di circa 5 km, il rumore aerodinamico generato è da considerarsi irrilevante.



Dall'analisi dei risultati illustrati nei paragrafi precedenti e nell'ALLEGATO A al presente studio, possiamo concludere che il rumore meccanico è trascurabile poiché esso è confinato al sito in cui sono collocate le turbine.

Anche nel caso in cui l'area in cui ci trovassimo fosse un'area di particolare pregio (ad esempio un'area marina protetta) il livello di emissione sonora sarebbe comunque irrilevante secondo i limiti illustrati nel paragrafo 4.6.1, relativo alla normativa nazionale.

Poiché, nell'ipotesi di utilizzare una determinata turbina, l'impatto sonoro non coinvolge la costa, l'impatto sul turismo è irrilevante.

Per quanto riguarda l'impatto sonoro sulle altre componenti ambientali, rimandiamo ai singoli paragrafi sulla avifauna (paragrafo 4.2) e sulla fauna ittica (paragrafo 4.3).

Gli altri ricettori sensibili potrebbero essere i ricettori mobili, come le auto che transitano sulla statale n° 16: si ritiene che su tali ricettori l'impatto sia irrilevante.

#### 4.6.5 Misure di mitigazione

Il rumore generato dalle turbine è stato valutato con il *software WindFarm*. Le simulazioni effettuate hanno confermato che l'impatto sonoro sui ricettori sensibili è praticamente nullo ma che dipende dal tipo di turbina.

Le turbine utilizzate presentano già al loro interno un dispositivo che permette di attutire l'emanazione di suoni.

Pertanto non abbiamo considerato necessario l'utilizzo di misure di mitigazione.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, poiché il litorale è maggiormente frequentato durante la stagione estiva, sarà opportunamente scelto il periodo di installazione in modo tale da arrecare il minor disturbo possibile.



#### **4.7 Campi elettromagnetici (CEM)**

In questo paragrafo analizziamo nello specifico l'impatto della centrale eolica dovuto alla generazione di campi magnetici.

##### *4.7.1 Premessa e caratteristiche generali*

L'interferenza elettromagnetica causata dagli impianti eolici è molto ridotta nei casi in cui il trasporto dell'energia prodotta avvenga tramite l'utilizzo di linee di trasmissione esistenti. Diverso è il caso in cui le linee elettriche siano appositamente progettate e costruite; in tal caso infatti si allega una tavola riassuntiva del tracciato e delle caratteristiche fisiche dell'elettrodotto (vedasi allegati) ed una relazione tecnica specialistica di calcolo del campo elettrico e del campo di induzione magnetica che metta in luce il rispetto dei limiti della Legge 36/2001 e dei relativi Decreti attuativi.

L'impianto eolico sarà collegato ad una sottostazione di trasformazione (v. paragrafo 2.1.2, Decreto Legislativo 387/2003) collegata a sua volta alla stazione di smistamento di S. Salvo e alla linea elettrica che collega Gissi e Larino (v. ALLEGATO N).

Abbiamo già analizzato gli impatti che il campo magnetico ha sulle componenti ambientali di avifauna e fauna ittica, e abbiamo concluso che su di esse l'effetto dei campi magnetici prodotto dai cavi sul fondale e intorno alle turbine, si può considerare trascurabile.

Secondo la valutazione condotta da Eltra<sup>7</sup> nel 2000 per la centrale di Horns Rev, un campo magnetico significativo, dell'ordine di 30 – 50  $\mu\text{T}$ , può essere presente solo entro una distanza di 1 m dalle strutture. Perciò a distanze di 100 m il campo magnetico generato da cavi può essere considerato trascurabile. Nelle turbine con alloggi in metallo il campo magnetico che si genera è praticamente trascurabile al di fuori della turbina stessa; per quanto riguarda le turbine con alloggi in cemento il picco del campo magnetico ad una distanza di 1 m è di 0,20  $\mu\text{T}$ .

Si riportano di seguito i riferimenti normativi in materia di campi elettromagnetici.

#### NORMATIVA VIGENTE A LIVELLO NAZIONALE

La normativa nazionale che regola attualmente la materia è rappresentata da:

---

<sup>7</sup> Società che gestisce centrali offshore e il sistema elettrico nella Danimarca Occidentale.



Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1992: Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno.

Tale DPCM stabilisce, nell'Art. 4, i seguenti limiti per l'esposizione del pubblico ai campi elettrici e magnetici:

- ♦ **5 kV/m e 100  $\mu$ T**, rispettivamente per il campo elettrico e l'induzione magnetica, in aree o ambienti in cui si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascorrono una parte significativa della giornata;
- ♦ **10 kV/m e 1000  $\mu$ T**, nel caso in cui l'esposizione sia ragionevolmente limitata a poche ore al giorno.

Per quanto riguarda, in particolare, gli elettrodotti (con le relative stazioni e cabine) lo stesso DPCM impone anche, nell'Art. 5, che tra i "fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporti tempi di permanenza prolungata" e qualunque conduttore delle linee elettriche vengono mantenute le distanze minime di 10 m, 18 m e 28 m, rispettivamente nel caso di linee a 132 kV, 220 kV e 380 kV<sup>8</sup>.

Legge 22 Febbraio 2001, n. 36: Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.

Tale legge regola l'intera materia dei campi elettromagnetici coprendo tutta la gamma delle frequenze: da 0 Hz a 300 GHz, e si pone in particolare l'obiettivo principale di definire le competenze di stato, regioni, province e comuni. Per questo motivo essa risulta anche molto articolata. Limitandoci comunque a considerare i punti più strettamente connessi con le prescrizioni sui campi elettromagnetici a frequenza industriale (50 Hz), il carattere "innovativo" della nuova legge sta sostanzialmente nel fatto che, accanto al concetto canonico di "limite di esposizione",

---

<sup>8</sup> Si noti, per inciso, che a tali distanze corrispondono valori di campo molto più piccoli dei limiti indicati nell'articolo 4 (dell'ordine di 2 - 4  $\mu$ T); il Ministero dell'Ambiente e il Ministero della Sanità hanno comunque chiarito in più occasioni che le distanze fissate per gli elettrodotti nell'Art. 5 non hanno carattere di prevenzione sanitaria e che tale aspetto protezionistico è sola prerogativa dei limiti dell'Art. 4. Su queste basi è stato emanato il DPCM 28/9/95, in cui viene sancito il carattere prioritario delle azioni di risanamento nei confronti dei limiti rispetto a quelle riguardanti le distanze.



inteso come “il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, definito ai fini della tutela della salute da effetti acuti, che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori...”, vengono introdotti quelli di “valore di attenzione” ed “obiettivo di qualità”. Ad essi è attribuito il seguente significato (dalle definizioni riportate nella legge):

- ♦ valore di attenzione è “... il valore di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, considerato come valore di immissione, che non deve essere superato negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate ..... Esso costituisce misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine...”;
- ♦ obiettivi di qualità sono: 1) i criteri localizzativi, gli standard urbanistici, le prescrizioni e le incentivazioni per l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, indicati dalle leggi regionali secondo le competenze definite dall'articolo 8; 2) i valori di campo elettrico, magnetico ed elettromagnetico, definiti dallo Stato secondo le previsioni di cui all'articolo 4, comma 1, lettera a), ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi medesimi.”

La legge non indica direttamente i valori numerici delle quantità suddette ma stabilisce che essi dovranno essere fissati da appositi decreti<sup>9</sup>. Tuttavia l'orientamento a suo tempo manifestato dai promotori della legge stessa era quello di mantenere come limiti di esposizione i valori di 5 kV/m e 100  $\mu$ T già presenti nel D.P.C.M. del 23 Aprile 1992, ma di introdurre anche, per i valori di attenzione e per gli obiettivi qualità, valori di campo molto più bassi.

---

<sup>9</sup> "I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità, le tecniche di misurazione e rilevamento dell'inquinamento elettromagnetico e i parametri per la previsione di fasce di rispetto per gli elettrodotti, di cui al comma 1, lettere a), e) e h), sono stabiliti, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge:

a) per la popolazione, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'ambiente, di concerto con il Ministro della sanità, sentiti il Comitato di cui all'articolo 6 e le competenti Commissioni parlamentari, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, di seguito denominata «Conferenza unificata»;

b) per i lavoratori e le lavoratrici, ferme restando le disposizioni previste dal decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, e successive modificazioni, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro della sanità, sentiti i Ministri dell'ambiente e del lavoro e della previdenza sociale, il Comitato di cui all'articolo 6 e le competenti Commissioni parlamentari, previa intesa in sede di Conferenza unificata. Il medesimo decreto disciplina, altresì, il regime di sorveglianza medica sulle lavoratrici e sui lavoratori professionalmente esposti."

Vista la legge del 22 febbraio 2001, n. 36 (in particolare, l'art. 4, comma 2, lettera a)), che prevede che siano fissati i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la protezione dalla esposizione della popolazione, nonché le tecniche di misurazione e di rilevamento dei livelli di emissioni elettromagnetiche con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'Ambiente, di concerto con il Ministro della Sanità, sono stati emanati i seguenti decreti attuativi.

#### Decreti attuativi: DPCM 8 Luglio 2003

A due anni dalla approvazione della legge quadro sull'elettrosmog (Legge 22 febbraio 2001, n. 36) sono stati pubblicati sulle Gazzette Ufficiali del 28 e del 29 agosto 2003 i decreti attuativi che subentrano alla legge sopra descritta.

Tali decreti sono:

- DPCM 8 luglio 2003 (1) - RF: *Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz*
- DPCM 8 luglio 2003 (2) - ELF: *Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti.*

I decreti stabiliscono quali siano i limiti di esposizione da osservare per la tutela della popolazione, escludendo i lavoratori esposti per ragioni professionali oppure per esposizioni a scopo diagnostico o terapeutico.

Il decreto (1) riguarda i campi a radiofrequenza (RF-*radio frequency*) ovvero i campi generati da impianti di ricetrasmisione radio e TV.

Il decreto (2) tratta invece i limiti relativi ai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (ELF – *Extra Low Frequency*). Le disposizioni del presente decreto fissano limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti. Nel medesimo ambito, il presente decreto stabilisce anche un obiettivo di qualità per il campo magnetico, ai fini della progressiva minimizzazione delle esposizioni.



A tutela delle esposizioni a campi a frequenze comprese tra 0 Hz e 100 kHz, generati da sorgenti non riconducibili agli elettrodotti, si applica l'insieme completo delle restrizioni stabilite nella raccomandazione del Consiglio dell'Unione europea del 12 luglio 1999.

Il decreto stabilisce che, nel caso degli elettrodotti, per campi elettrici e magnetici, alla frequenza di 50 Hz, non deve essere superato il limite di esposizione di 100  $\mu\text{T}$  per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci. Questi valori erano già stati introdotti dal DPCM 23.4.1992.

Per maggiore cautela il provvedimento stabilisce che “nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10  $\mu\text{T}$ , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio”.

I decreti dispongono inoltre che le tecniche di misurazione e di rilevamento da adottare sono quelle indicate nella norma CEI 211-7 e/o specifiche norme emanate successivamente dal CEI.

#### Norme vigenti nella regione Molise

La Legge Regionale 29 settembre 1999, n. 34, della Regione Molise, riguarda le “Norme sulla ripartizione delle funzioni e dei compiti amministrativi tra la Regione e gli Enti locali, in attuazione dell'articolo 3 della legge 8 giugno 1990, n. 142, della legge 15 marzo 1997, n. 59 e del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112”.

Secondo quanto previsto dall'Art. 76, la Regione esercita in materia di inquinamento acustico, atmosferico ed elettromagnetico le seguenti funzioni che attengono ad esigenze di carattere unitario a livello regionale:

- a) programmazione e pianificazione e indirizzi generali;
- c) criteri generali per i finanziamenti;
- d) mappatura elettromagnetica regionale;
- e) coordinamento, mediante concertazione con gli Enti locali, delle funzioni e dei compiti ad essi conferiti ai sensi dei successivi artt. 77 e 78.



A Province e Comuni spettano rispettivamente le autorizzazioni per ponti radio e impianti di telefonia mobile che operino in un vasto territorio o a livello locale.

Non ci sono altre normative locali riguardo il cosiddetto elettrosmog, per il quale vigono le normative nazionali.

#### 4.7.2 *Stato di fatto prima dell'intervento*

Nel paragrafo 3.1.4 abbiamo analizzato le possibili localizzazioni della cabina di trasformazione. L'area prescelta non è un'area ad alta densità abitativa, ma che comunque rientra in un Sito di Importanza Comunitario proposto (v. paragrafo 4.9).

Per quanto riguarda la presenza di strutture, quali abitazioni o altre strutture ricettive, che possano dar luogo all'esposizione permanente o comunque per un periodo di tempo prolungato di persone nei pressi della cabina, si osserva che non ci sono edifici o altre strutture che comportino l'eventualità suddetta.

#### 4.7.3 *Valutazione degli impatti*

La fase di esercizio e di costruzione non sono state qui suddivise, poiché durante la realizzazione delle diverse componenti dell'impianto non ci sarà una generazione di campi elettromagnetici, essi sono legati prettamente alla fase di esercizio della centrale.

Le normative tecniche e le Leggi dello Stato indicano i valori massimi di campo elettrico e magnetico con i valori di:

- ◆ **5 kV/m**, per il campo elettrico;
- ◆ **100  $\mu$ T**, per l'induzione magnetica;

La valutazione dei campi elettromagnetici generati dalle turbine è stata trattata nei singoli paragrafi relativi alla fauna marina e all'avifauna, essa può considerarsi di scarsa entità e comunque confinata nelle vicinanze delle turbine stesse.

L'area più sensibile all'eventuale effetto di campi elettromagnetici è pertanto quella in cui sarà localizzata la cabina di trasformazione a terra e dalla quale partiranno le linee elettriche per collegarsi alla stazione di smistamento e da qui alla rete di trasmissione nazionale.



Tale cabina sarà situata in una zona non abitata, localizzata in un tratto di costa tra la spiaggia e la strada statale n°16, ove non è stata riscontrata la presenza di strutture che comportino l'esposizione per un lungo periodo di persone ai CEM.

Poiché è possibile che durante il periodo estivo il litorale sabbioso sia frequentato da turisti, occorre che sia mantenuta una distanza di rispetto che non deve essere inferiore a 30 metri dalla linea aerea 150 kV e dai due portali di amarro delle cabine. La distanza di 30 m è ampiamente maggiore dei limiti indicati dal DPCM 23.4.1992, nel quale per le linee a 380 kV era indicata una distanza minima di 28 m e per la linea a 132 kV una distanza minima di 10 m.

La cabina è illustrata in pianta in Figura 3.9 e negli allegati relativi al progetto elettrico. Di seguito mostriamo un'immagine satellitare in cui si può notare che sia la cabina di trasformazione (sottostazione) che la stazione di smistamento GRTN non sono collocate in zone abitate (Figura 4.66).



Figura 4.66: Layout di progetto con indicazione delle diverse componenti. La linea bianca che collega la sottostazione alla stazione di smistamento GRIN è una linea a 150 kV.

Gli elettrodotti aerei che partono dalla stazione di trasformazione per collegarsi alla nuova stazione di smistamento percorrono un tratto di circa 4 km.

Dalla nuova stazione di smistamento altre due linee si collegano alla linea LARINO – GISSI alla tensione di 150 kV.

I tralicci che saranno utilizzati sono del tipo mostrato in Figura 4.67.

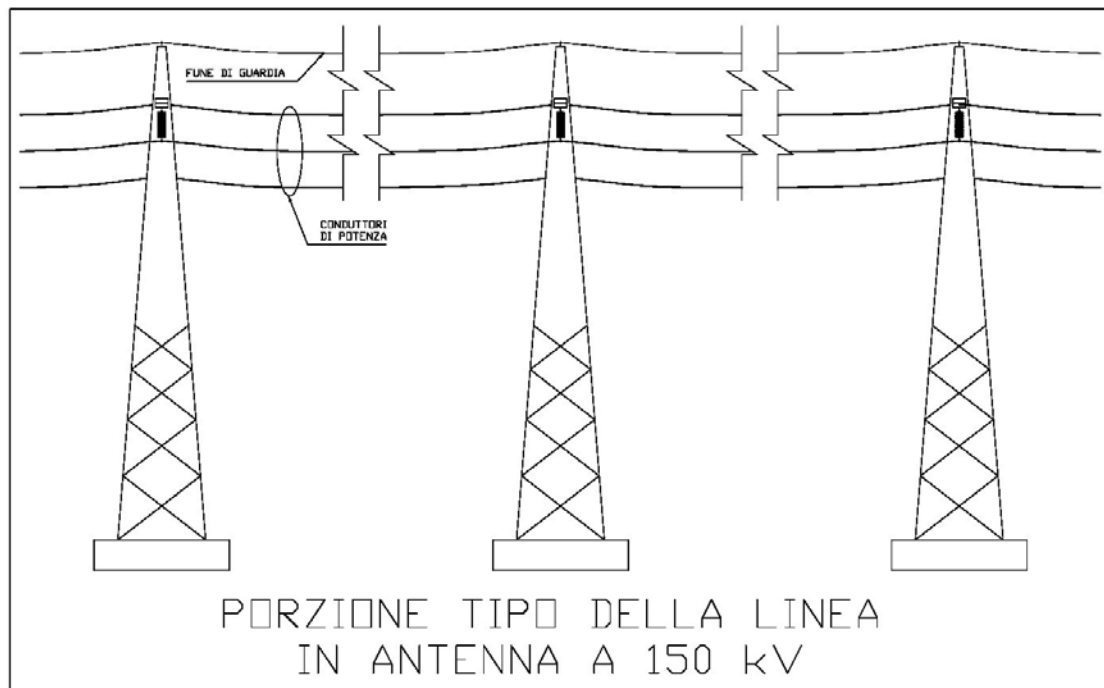


Figura 4.67: Schema di collegamento aereo tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento.

Analizziamo cosa accade per quanto riguarda i cavi ad alta tensione.

Tutti i conduttori di alimentazione elettrica, dagli elettrodotti ad alta tensione fino ai cavi degli elettrodomestici, producono campi elettrici e magnetici dello stesso tipo. La loro frequenza è sempre 50 Hz: a questa frequenza il campo elettrico (V/m) e quello magnetico ( $\mu\text{T}$ ) sono indipendenti; è così possibile trovare molto alto il campo elettrico e assente quello magnetico o viceversa.

Il campo elettrico è molto influenzato dalla presenza di oggetti anche se scarsamente conduttori. È facilmente schermato dalla maggior parte degli oggetti. Sono un buono schermo la vegetazione e le strutture murarie. Inoltre si ottiene una riduzione del campo anche quando lo schermo non è continuo, e addirittura “all’ombra” di oggetti conduttori come alberi, recinzioni, siepi, pali metallici ecc.; per questo motivo non si è mai ritenuto che il campo elettrico generato da queste sorgenti possa produrre un’esposizione intensa e prolungata della popolazione. Esposizioni significative a questo campo elettrico si possono avere solo per alcuni tipi di attività professionali. Inoltre le linee





elettriche in un cavo non producono campo elettrico apprezzabile all'esterno, in quanto gli schermi e le guaine metalliche realizzano una schermatura pressoché totale.

Il campo magnetico prodotto da una linea in un dato punto dipende in prima istanza dal livello di corrente e dalla distanza della linea dal punto, e in seconda istanza dalla configurazione geometrica della linea stessa. È poco attenuato da quasi tutti gli ostacoli normalmente presenti, per cui, a parità di configurazione geometrica, la sua intensità si riduce soltanto al crescere della distanza dalla sorgente. Per questo motivo gli elettrodotti possono essere causa di un'esposizione intensa e prolungata per coloro che abitano in edifici vicini alla linea elettrica.

L'intensità del campo magnetico è direttamente proporzionale alla quantità di corrente che attraversa i conduttori che lo generano pertanto non è costante ma varia di momento in momento al variare della potenza assorbita (i consumi). Pertanto il campo magnetico creato da una linea deve essere analizzato in termini statistici.

#### Calcolo della distanza per i limiti di esposizioni e valori d'attenzione

Nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il limite di esposizione di 100  $\mu\text{T}$  per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci. A titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10  $\mu\text{T}$ , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

La formula per il calcolo dell'induzione magnetica in aria è la seguente:

$$B = \mu_0 \cdot \frac{I}{2\pi \cdot r}$$

dove I è il valore di intensità di corrente ed r la distanza dal conduttore del punto in cui si valuta il campo magnetico B,  $\mu_0$  è la costante di permeabilità magnetica del vuoto.

Con la formula inversa, nota l'intensità di corrente I e il campo magnetico  $B_{\text{ref}}$  di riferimento, è possibile calcolare la distanza r.



I calcoli effettuati per la progettazione elettrica, hanno dato come risultato che la distanza minima da tenere dai cavi è di:

$$r_{\min} = 17,31 \text{ m};$$

#### Calcolo della distanza per gli obiettivi di qualità

Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore, e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di  $3 \mu\text{T}$  per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

In questo caso la distanza minima da tenere è:

$$r_{\min} = 57,7 \text{ m}$$

In fase di progetto esecutivo sarà necessario valutare e/o verificare il percorso della linea aerea alla luce dei valori di distanza minima di rispetto ottenuti tenendo conto delle precedenti considerazioni.

Nel nostro caso, non sono state rilevate abitazioni nelle immediate vicinanze della cabina di trasformazione. Anche la zona attraversata dai cavi è una zona prettamente agricola, adibita a campi coltivati (Figura 4.68).



Figura 4.68: Immagine ripresa dalla statale n°16 verso la linea della ferrovia, 13 km a Sud di Vasto.

#### Impianto di terra di protezione

L'impianto di terra di protezione contro i contatti indiretti dovrà essere realizzato per le installazioni su terra ferma; tale impianto, da realizzare mediante la posa di una maglia di rame interrata, dovrà sostenere la massima corrente di guasto a terra della linea a 150 kV, per un tempo sufficiente a permettere l'apertura dell'interruttore a monte.

#### 4.7.4 *Conclusioni*

Possiamo concludere che il campo elettromagnetico generato dalla cabina di trasformazione, dalla stazione di smistamento e dai cavi aerei avrà un impatto trascurabile sull'uomo. Occorre però mantenere opportune distanze di sicurezza. I calcoli effettuati per la progettazione elettrica, hanno dato come risultato che la distanza minima da tenere dai cavi è di 57,7 m.

Per quanto riguarda le altre componenti ambientali abbiamo analizzato gli impatti nei singoli paragrafi ad esse dedicati.



#### **4.8 Rischio di incidenti e collisioni**

Il rischio di incidenti e collisioni delle componenti della centrale con le imbarcazioni provenienti dai porti di Termoli e Vasto è da considerarsi nulla poiché entro la batimetrica di 20 m, e ad una distanza dalla costa che va dai 5 agli 8 km non sono state rilevate rotte di navigazione (v. Figura 3.47).

#### **4.9 Valutazione di incidenza della cabina di trasformazione a terra**

La valutazione d'incidenza è il procedimento di carattere preventivo al quale è necessario sottoporre qualsiasi piano o progetto che possa avere incidenze significative su un sito o proposto sito della rete Natura 2000, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso.

Tale procedura è stata introdotta dall'articolo 6, comma 3, della direttiva "Habitat" con lo scopo di salvaguardare l'integrità dei siti che fanno parte della Rete Natura 2000.

Per i progetti già assoggettati alla procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA), la valutazione d'incidenza viene ricompresa nella procedura di VIA (DPR 120/2003, art. 6, comma 4). Di conseguenza, nel presente studio di impatto ambientale esporremo gli elementi sulla compatibilità fra progetto e finalità conservative del sito.

##### **4.9.1 Premessa e caratteristiche generali**

Nel progetto della centrale eolica *offshore* abbiamo valutato la possibilità di installare la cabina di trasformazione in un sito facente parte della rete Natura 2000. La realizzazione della cabina di trasformazione a terra all'interno del pSIC IT7228221, rende necessaria l'aggiunta del presente paragrafo, per valutare l'incidenza del manufatto sul territorio interessato e le sue componenti.

Il tratto di costa che si snoda da Termoli alla Foce dl fiume Trigno e che attraversa le località di Marina di Petacciato e Marina di Montenero, è caratterizzato da litorali sabbiosi. La costa è affiancata dalla strada statale n°16. In un'area compresa tra questa striscia che va dai litorali sabbiosi alla statale n°16 è prevista l'installazione della cabina.



#### 4.9.2 Stato di fatto prima dell'intervento

Come abbiamo già descritto nel paragrafo 2.3.4, il Sito di Importanza Comunitaria proposto IT7228221 Foce del Trigno – Marina di Petacciato, copre un'area che si estende lungo il litorale molisano e si sviluppa verso l'interno in corrispondenza del fiume Trigno.

Nel formulario standard [9] relativo al sito di conservazione suddetto sono indicate una serie di informazioni necessarie affinché la Commissione, in collaborazione con gli Stati Membri possa coordinare le misure per la creazione di una rete Natura 2000 coerente e valutarne l'efficacia ai fini della conservazione degli habitat. Inoltre, tali informazioni devono essere utili per garantire che la rete NATURA 2000 sia presa in considerazione in altre politiche o settori di attività della Commissione. La compilazione del formulario standard permette di avere uno scambio di informazioni sugli habitat e sulle specie di interesse comunitario.

Il formulario è costituito da diverse sezioni.

La prima sezione è dedicata alla identificazione del sito: il sito appartiene ai siti di tipo B, ovvero è un sito proponibile come SIC ma senza relazioni con un altro sito NATURA 2000; il formulario è stato compilato nel Giugno 1996 e aggiornato nel Febbraio 2003.

La seconda sezione riguarda la localizzazione del sito. Vengono date le seguenti informazioni:

longitudine e latitudine del centro dell'area,	14° 50' 10" E	41° 02' 10" N;
superficie dell'area,		747,00 ha;
altezza minima, massima, media	0 m,	50 m, 20 m.

Il sito appartiene alla regione bio-geografica mediterranea.

Nella sezione 3, si valutano le caratteristiche ecologiche del sito. Sono indicati i codici dei diversi tipi di habitat, la percentuale della superficie coperta e il grado di rappresentatività di ogni habitat all'interno del sito.

Per il sito in questione è indicato la maggior percentuale di territorio è coperta dal tipo di habitat a dune fisse costiere tipiche dell'area mediterranea, caratterizzate dalla presenza da alcuni tipi di piante tra i quali la *Crucianella Maritima* e *Pancratium Maritimum*, presente nel 32% dell'area e caratterizzata da una rappresentatività buona (livello B in una scala che va da A – rappresentatività eccellente, a D – presenza non significativa). La superficie relativa indica la percentuale o l'intervallo di percentuale dell'area ricoperta da tale habitat rispetto alla superficie coperta dallo stesso habitat su tutto il



territorio nazionale. Tale parametro è valutato come B, ovvero la percentuale suddetta varia in un intervallo che va dal 2 al 15% della superficie nazionale coperta da habitat a dune fisse.

Lo stato di conservazione, valutato sulla base del grado di conservazione della struttura, delle funzioni e sulla possibilità di ripristino, è di tipo B, ovvero il grado di conservazione è buono.

La valutazione globale tiene conto di tutti i precedenti criteri: il tipo di habitat è valutato globalmente come B, valore buono.

Il secondo tipo di habitat, con la percentuale del 30%, è caratterizzato dalla presenza di dune mobili costiere e delle zone interne. Tali dune formano un cordone a mare e sono caratterizzate dalla presenza di *Ammophilion arenariae* e *Zygophyllion fontanesii*. Anche questo parametro ha tutti i parametri suddetti corrispondenti al livello B.

Questi due habitat sono quelli presenti in maggior percentuale e anche quelli per cui la valutazione globale sia migliore, e pari ad un livello B (buono).

Successivamente nel formulario standard sono indicate le SPECIE.

Per quanto riguarda la Fauna, sono esposti gli elenchi di AVIFAUNA, PESCI, INVERTEBRATI.

Le specie di uccelli indicate nel formulario sono riportate nei paragrafi 3.4.2 e nel paragrafo 4.2.2. In Figura 3.40 e in Figura 3.41 sono indicate le specie di uccelli migratori che fanno parte o meno dell'allegato I alla Direttiva Uccelli. Sono tutti uccelli migratori. Di essi, la maggior parte sono stazionari. Per tutte le specie in elenco non è indicato un numero preciso di individui, ma ne è segnalata solo la presenza.

Non ci sono valutazioni per quanto riguarda il sito.

Dei pesci elencati nell'allegato II della Direttiva 92/43/CEE, l'unica specie evidenziata è *l'alburnus albidus*, il cui nome volgare è alborella appenninica. L'alborella vive in acque lacustri ed in acque a lenta corrente, la si può ritrovare ad altezze maggiori - anche oltre i 1000 m - rispetto a quelle ove abitualmente vive [48]. Popola il tratto medio e inferiore dei corsi d'acqua dove risulta essere spesso la specie dominante, assieme al cavedano e al barbo. E' presente anche in laghi e stagni, di pianura situati in zone collinari. La dieta, tipicamente da pesce onnivoro, è assai varia e fortemente influenzata dalle stagioni. In inverno le alborelle appenniniche seguono una dieta principalmente detritivora, mentre in primavera predano soprattutto larve d'insetti acquatici e in estate si nutrono

quasi esclusivamente di alghe verdi filamentose. La riproduzione avviene nella tarda primavera. Si riproduce nel sito di interesse, ma la popolazione è considerata non significativa.

Degli invertebrati indicati nell'allegato II della Direttiva 92/43/CEE, l'unica specie presente è lo *Osmoderma Eremita*, nome comune eremita odoroso, un coleottero la cui popolazione è comunque indicata come non significativa.

Non ci sono specie di PIANTE che fanno parte dell'Allegato II alla direttiva 92/43/CEE.

Nella sezione 4 si ha una descrizione del sito. Esso presenta diverse tipologie di uso del suolo. Nella Tabella 2.2 abbiamo riportato le percentuali di uso del suolo relative all'area in esame, così come indicate nel formulario standard per la raccolta dei dati [9].

La maggior parte del territorio è costituita da dune e spiagge sabbiose (40%), quindi da aree erbose asciutte (30%); il resto dell'area è occupato da coltivazioni ad albero (10%), ambiente fluviale soggetto a maree, estuari, piane di fango o sabbia, laguna (10%), acque stagnanti (5%), altre terre quali città, paesi, strade, discariche, cave, siti industriali (5%).

Sono poi indicate la qualità – importanza e la vulnerabilità del sito.

La qualità del sito è così definita: *Zona di contatto tra ambiente fluviale e marino costiero, mal conservato il primo, qualitativamente migliore il secondo. Il sito risulta importante per una numerosa ornitofauna in alcuni casi nidificante.*

La vulnerabilità è definita come: *la vulnerabilità è elevata per l'ambiente fluviale, dato che alla foce si ha l'accumulo di materiali provenienti dagli scarichi dei centri urbani. Per la zona costiera il pericolo è imputabile alla pressione turistica ed a fenomeni di erosione.*

Nel formulario non sono date altre notizie significative sullo stato del pSIC IT7228221.

Sulla base di queste informazioni abbiamo valutato l'incidenza che potrebbe avere la costruzione della cabina di trasformazione.

#### 4.9.3 Valutazione delle eventuali incidenze

##### Fase di esercizio

L'area coperta dal pSIC IT7228221 copre una superficie di 747 ha. la cabina di trasformazione e gli elementi associati coprirebbero una porzione di territorio di  $65 \times 20 \text{ m}^2$ , ovvero 0,13 ha. Ciò significa che la percentuale di territorio occupata dal manufatto sarebbe lo 0,017% del territorio considerato. La cabina di trasformazione è descritta in dettaglio nell' ALLEGATO C. In questo paragrafo si riporta in dettaglio l'immagine satellitare che mostra la presenza della cabina nel luogo scelto (v. Figura 4.69).



Figura 4.69: Dettaglio del luogo in cui sarà posizionata la cabina di trasformazione indicata dal quadratino bianco a cui si collegano i cavi in viola provenienti dal mare

La cabina sarà quindi realizzata a sud della foce del fiume Trigno, in un'area sufficientemente distante dalla linea di costa. Occorre ricordare che nel formulario standard si riporta che la zona più vulnerabile è la foce del fiume: la cabina si trova ad almeno 3 km da essa.



Valutata l'effettiva occupazione di suolo e di spazio, passiamo ad analizzare gli impatti sulle singole componenti ambientali, in particolare su fauna e flora.

Per quanto riguarda la flora, l'impatto è praticamente nullo, come nullo è l'impatto sulla fauna ittica. L'avifauna potrebbe essere disturbata dalla presenza di tale manufatto. In realtà le specie che abbiamo analizzato, elencate nel formulario standard, denotano la presenza di specie di uccelli che abitano soprattutto le zone salmastre concentrate nei pressi della foce del fiume. Inoltre il numero di individui presenti non è indicato, pertanto si ritiene che le popolazioni non siano cospicue. Esse sono comunque concentrate nelle aree più prossime al fiume.

Anche l'impatto sull'avifauna è da considerare trascurabile.

L'impatto su suolo e sottosuolo riguarda soprattutto l'allocazione del trasformatore. Esso infatti dovrà essere immerso in olio, per evitarne il surriscaldamento. Le tecniche di costruzione sono atte ad evitare qualsiasi fuoriuscita di olio nel terreno.

L'effetto dei campi elettromagnetici è praticamente nullo perché esso resta confinato al sito di alloggiamento della cabina. Per una maggior sicurezza sarà considerata una fascia di rispetto di almeno 30 m, oltre la quale gli effetti dei CEM sono da considerarsi nulli.

#### Fase di costruzione

Per quanto riguarda la fase di costruzione della cabina di trasformazione, essa è limitata nel tempo. Tale fase potrebbe generare rumore e arrecare disturbo all'ambiente circostante, soprattutto all'avifauna. Abbiamo già osservato che comunque il sito non è adiacente alla foce del fiume, né al fiume stesso, area dove si ha una maggior concentrazione di uccelli. Quindi l'incidenza non è significativa.

#### 4.9.4 Conclusioni

La valutazione di incidenza della cabina, denota che vista l'esigua porzione di territorio occupata da essa relativamente all'area dell'intero pSIC, ovvero circa lo 0,017%, l'impatto può considerarsi trascurabile.

Si è valutato che le caratteristiche del sito appartenente alla Rete Natura 2000 non cambierebbero significativamente a seguito della costruzione di tale sottostazione. In particolare essendo la cabina situata a sud della foce del fiume Trigno, a ridosso della strada statale n°16, si ritiene che in tale



porzione di territorio e nel territorio circostante, non avverranno cambiamenti dovuti alla realizzazione della cabina stessa.

#### 4.9.5 Misure di mitigazione

Per la scelta del sito in cui collocare la cabina di trasformazione si terrà conto dello stato di fatto e saranno preferiti luoghi poveri di vegetazione, o situati nei pressi di altri manufatti (es. strade) che non risentano della presenza della sottostazione.

#### 4.10 Piano di monitoraggio

La centrale eolica di progetto è la prima centrale eolica *offshore* in Italia.

Il monitoraggio del sito durante la fase di esercizio della centrale eolica ha pertanto non solo un valore per la centrale eolica stessa, ma costituisce fonte di materiale di ricerca per installazioni future.

Infatti i risultati del monitoraggio di opportune grandezze e degli effetti sulle diverse componenti ambientali darebbe modo di potere valutare sulla base delle osservazioni effettuate, gli eventuali impatti che ad oggi risultano poco definiti.

Gli impatti sul paesaggio e l'impatto sonoro sono stati opportunamente simulati con un *software* di calcolo. La valutazione di tali impatti durante la fase di esercizio, è utile per confermare i risultati delle simulazioni e quindi per dare un'ulteriore validazione al modello.

Per quanto riguarda l'impatto sull'avifauna esso è stato valutato sulla base degli studi effettuati per altre centrali eoliche *offshore* o *onshore* in Europa, e pertanto risulta ancora una valutazione generica. Occorre considerare gli effetti della centrale su questa componente ambientale localmente poiché tali effetti sono particolarmente dipendenti dal luogo in cui la centrale sarà realizzata e dalle abitudini delle singole specie e dal numero di specie che abitano la zona.

Sulla base di queste considerazioni sarà data la disponibilità a contribuire ai monitoraggi e studi sull'analisi dell'ecosistema nell'area interessata dagli impianti eolici ed, in particolare, allo studio degli effetti sull'avifauna.



#### **4.11 Conclusioni**

In questo capitolo, abbiamo analizzato le componenti ambientali che potrebbero essere soggette ad un eventuale impatto della centrale eolica *offshore*. Dopo una descrizione delle caratteristiche di ognuna di queste componenti abbiamo valutato gli impatti su di esse, dovuti alla realizzazione ed esercizio della centrale eolica *offshore*.

Per fare queste valutazioni ci siamo serviti degli studi già effettuati per le centrali eoliche del Nord Europa e di un programma di simulazione, nel caso della valutazione dell'impatto visivo e sonoro. Riassumiamo di seguito le conclusioni raggiunte da ogni singola valutazione.

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica *offshore* localizzata in corrispondenza delle coste del Molise ad una distanza dal litorale di 5 km può essere considerato di scarsa entità. In particolare gli impatti sull'ambiente durante la fase di costruzione, possono ritenersi trascurabili. Durante la fase di esercizio l'impatto maggiore è il rischio di collisione. Abbiamo visto che la maggior parte delle specie degli uccelli abitano le zone ricche di vegetazione della zona costiera, in prossimità delle foci dei fiumi. Da quanto è emerso dalla valutazione di incidenza, la densità di popolazione di tali specie non è rilevante e quindi l'impatto dovuto al rischio di collisione si può considerare di scarsa entità.

Per quanto riguarda la fauna e la flora marina, abbiamo analizzato i diversi impatti sia in fase di realizzazione sia in fase di esercizio sulle diverse componenti della fauna e della flora marina.

L'area occupata dalla centrale è di circa 21 km<sup>2</sup>, tra la batimetrica di 15 e 20 m ove il fondale è fangoso e sabbioso: in tale habitat la fauna e la flora marina sono meno sviluppate e di minor pregio, rispetto a fondali rocciosi e profondità maggiori. Dai singoli approfondimenti emerge che l'impatto totale della centrale eolica e dei cavi sottomarini sulla fauna marina è da considerarsi trascurabile.

Gli impatti sulle condizioni delle correnti marine e dei sedimenti nell'area ove verrà realizzato il parco eolico sono locali e di scarsa entità sia nella fase di costruzione che di esercizio. Le fondazioni a monopiloni sono considerate trasparenti. Non sono attesi cambiamenti nella qualità dell'acqua nell'area in esame. Lo stesso può dirsi per quanto concerne le condizioni idrografiche e morfologiche.



È atteso che si abbia un aumento nella concentrazione di rame derivante dai cuscinetti delle turbine, pertanto è raccomandato un controllo di tali concentrazioni.

È inoltre atteso un impatto temporaneo dovuto alle attività di manutenzioni (durante la fase di esercizio) di torri e fondazioni, attività che richiedono sabbiatura e pittura. Occorrerà analizzare la tossicità della pittura e minimizzare. Per quanto riguarda la sabbiatura si ritiene che la dispersione di sabbia non abbia effetti evidenti sulla qualità dell'acqua.

L'impatto sul paesaggio è stato valutato utilizzando il software di simulazione *Windfarm*. Dall'analisi dei diversi punti di vista considerati, possiamo affermare che l'impatto visivo può essere considerato di scarsa entità. In particolare dai centri di Termoli, Vasto e dalle Isole Tremiti l'impatto è trascurabile. Dalle località di mare di Petacciato Marina e Marina di Montenero l'impatto risulta maggiore, ma comunque è soggettivo ritenere che tale impatto sia negativo.

Per le località di Campomarino e Lido di Campomarino l'impatto è nullo.

Dalle Isole Tremiti e dall'Altopiano del Gargano a malapena si riescono a distinguere le turbine, pertanto l'impatto è irrilevante.

Per quanto riguarda i ricettori mobili considerato, l'impatto più significativo è per chi percorre la statale n°16. Comunque tale impatto è trascurabile visto che il tratto che costeggia il litorale senza vegetazione è molto breve.

Il rumore acustico prodotto da un aerogeneratore è da imputare a due tipi di rumore: un rumore meccanico ed un rumore aerodinamico. Il rumore meccanico è confinato in poche centinaia di metri dalla sorgente e perciò è trascurabile rispetto al rumore aerodinamico. Sul rumore aerodinamico, gli studi della BWEA hanno mostrato che a distanza di poche centinaia di metri questo è sostanzialmente poco distinguibile dal rumore di fondo.

Poiché la distanza della centrale eolica dalla costa è di circa 5 km, il rumore aerodinamico generato è da considerarsi irrilevante. Pertanto sia il rumore meccanico che il rumore aerodinamico possono considerarsi trascurabili ad una distanza di alcune centinaia di metri.

Per quanto concerne l'effetto dei CEM, abbiamo concluso che il campo elettromagnetico generato dalla cabina di trasformazione, dalla stazione di smistamento e dai cavi aerei avrà un impatto trascurabile sull'uomo. Per quanto riguarda le altre componenti ambientali abbiamo analizzato gli impatti nei singoli paragrafi ad esse dedicati.



Il rischio di incidenti e collisioni delle componenti della centrale con le imbarcazioni provenienti dai porti di Termoli e Vasto è da considerarsi nulla poiché entro la batimetrica di 20 m, e ad una distanza dalla costa che va dai 5 agli 8 km non sono state rilevate rotte di navigazione

La valutazione di incidenza della cabina, denota che vista l'esigua porzione di territorio occupata da essa relativamente all'area dell'intero pSIC, ovvero circa lo 0,017%, l'impatto può considerarsi trascurabile, poiché le caratteristiche del sito appartenente alla Rete Natura 2000 non cambierebbero significativamente a seguito della costruzione di tale sottostazione.

## 5 SINTESI DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE

Nel presente Capitolo illustriamo brevemente i risultati delle valutazioni effettuate nel Capitolo 4. Inoltre abbiamo dedicato un paragrafo alla descrizione degli impatti socio-economici e un paragrafo alla possibilità di ripristino del sito.

### 5.1 Valutazione degli impatti

In questo paragrafo riportiamo brevemente i risultati ottenuti dallo studio dei diversi impatti sulle diverse componenti ambientali.

Abbiamo effettuato le valutazioni degli impatti più significativi per le singole componenti ambientali, ovvero:

- ◆ Avifauna
- ◆ Flora e fauna marina
- ◆ Ambiente marino
- ◆ Impatto visivo e paesaggistico
- ◆ Rumore
- ◆ Campi elettromagnetici (CEM)
- ◆ Rischio di incidenti e collisioni

Durante la fase di esercizio gli impatti interessano tutte le componenti elencate.

In particolare gli impatti di maggiore entità riguardano l'avifauna e il paesaggio.

L'impatto sull'avifauna, sulla base delle conoscenze che abbiamo oggi sul territorio in esame e sugli effetti delle centrali esistenti per gli uccelli, è comunque non significativo.

La valutazione del paesaggio è molto soggettiva e pertanto non è facile valutare se la presenza delle turbine arrechi o meno disturbo. I fotoinserimenti effettuati mostrano che dalla maggior parte dei centri abitati le turbine sono poco visibili; dalla spiaggia antistante esse sono maggiormente visibili ma, tali zone non sono abitate e frequentate tutto l'anno. Pertanto l'impatto è da ritenersi di scarsa entità.



Sulla flora e fauna marina, la presenza della centrale non arreca un danno rilevante poiché nell'area considerata non sono presenti specie di particolare pregio e poiché l'occupazione di suolo effettiva è comunque limitata. Una influenza sulla distribuzione dei pesci, a livello locale, deriva anche dal rumore generato dalle turbine e dai campi elettromagnetici prodotti dai cavi. E' comunque stato dimostrato che questi impatti sono del tutto trascurabili, poiché essi restano circoscritti alla sorgente di generazione.

Il fondale durante la fase di esercizio si ristabilisce e poiché le fondazioni a monopiloni sono considerate trasparenti anche le correnti marine non subiscono variazioni significative. Inoltre ulteriori studi hanno mostrato che le fondazioni potrebbero diventare luogo ideale per lo stabilizzarsi di nuove comunità di flora e fauna.

Per quanto riguarda le operazioni di manutenzione delle turbine, occorre porre particolare attenzione nella scelta dei prodotti da utilizzare. La sabbia comunque non apporterebbe nessun danno; l'aumento di concentrazione di rame è comunque da ritenersi limitato; la scelta delle vernici deve essere accurata.

Rumore e campi elettromagnetici, a debite distanze, sono da considerarsi trascurabili.

Il rischio di collisione è nullo, per evitare eventuali incidenti comunque le turbine saranno opportunamente segnalate.

In fase di realizzazione non ci sono impatti significativi, se non limitati nel tempo, su avifauna, impatto visivo, rumore, campi elettromagnetici e rischio di collisione.

Sullo stato del fondale e sull'ambiente marino in genere, i lavori di costruzione inerenti l'installazione del parco eolico *offshore* e la posa dei cavi di connessione possono generare un impatto. Questo deriva in primo luogo dall'installazione delle fondazioni e dalla posa dei cavi effettuata a profondità di un metro dal fondale marino attraverso l'uso di getti d'acqua. Per entrambe le attività l'impatto sul fondale marino è di scarsa entità se paragonato ai fenomeni naturali di movimentazione marina del fondale. Anche le vibrazioni dovute alla fase di battitura dei pali è comunque limitata nel tempo, per cui l'effetto di tali vibrazioni sui pesci può ritenersi trascurabile.

Durante le fasi di installazione e manutenzione della centrale eolica aumentano il numero i trasporti effettuati da navi che possono causare un incremento dell'inquinamento atmosferico



dovuto a CO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub>. Si ricorda che comunque le città di Termoli e di Vasto ospitano entrambe un porto e pertanto i trasporti effettuati per l'installazione e manutenzione della centrale costituiscono solo una minima parte dei normali trasporti effettuati nell'area in esame, per cui danno origine ad un impatto del tutto irrilevante.

Per quanto riguarda il rischio connesso alla fuoriuscita di sostanze usate come isolante nei cavi, tale rischio non sussiste poiché i cavi di trasmissione non contengono oli o sostanze oleose.

## **5.2    *Impatto socio-economico***

La realizzazione della centrale eolica *offshore* ha effetti oltre che sull'ambiente anche sulle attività antropiche e su alcuni aspetti socio-economici del luogo in cui essa sarà realizzata.

Per quanto riguarda le attività antropiche, l'economia della Regione Molise è basata sull'agricoltura e l'allevamento nelle zone più interne, mentre nelle zone costiere prevalgono l'attività del settore secondario e terziario.

Le attività del settore primario e secondario non risentono in alcun modo della presenza del parco eolico.

L'impatto sulla pesca non è rilevante, poiché non si creano delle zone aggiuntive vietate alla pesca a strascico. Si ritiene che anche per gli allevamenti che sono situati nelle vicinanze della centrale non ci dovrebbero esserci impatti di alcun tipo durante la fase di esercizio. Durante la fase di costruzione la movimentazione di fondale e le vibrazioni dovute al martello idraulico potrebbero arrecare disturbo su tali allevamenti: questa fase ha però una durata nel tempo limitata.

La costruzione dell'impianto eolico non avrebbe alcuna rilevanza per l'attività di pesca a strascico poiché nell'area occupata dal parco eolico, la pesca a strascico è già vietata.

Il settore terziario e in particolar modo il turismo potrebbero invece subire alcuni effetti. La valutazione dell'impatto su tale componente è però molto soggettiva. Parecchi sondaggi effettuati nelle aree nord-europee interessate da tali impianti, hanno riportato opinioni discordanti. La maggior parte degli intervistati è d'accordo sull'utilizzo di tali impianti ma non tutti sono d'accordo sull'installazione di essi davanti alla propria casa. Il vantaggio di un impianto *offshore* rispetto ad un impianto eolico tradizionale risiede oltre che nelle migliori caratteristiche anemologiche, anche nel





fatto che la porzione di territorio occupata è sufficientemente distante dai centri abitati da non arrecare alcun disturbo.

Infatti l'unico impatto che potrebbe essere percepito è quello sul paesaggio. Per taluni però essendo l'impianto eolico una costruzione realizzata dall'uomo può alterare lo scenario naturale della costa, per altri, essendo una delle prime centrali di questo tipo realizzate, può divenire un'attrazione turistica.

Nel nostro caso particolare, la costa molisana, ad eccezione di Termoli, non è costituita da centri abitati con un'elevata densità di popolazione. Essa è piuttosto caratterizzata da residenze estive che pertanto sono occupate solo durante la stagione turistica.

Alla luce di queste osservazioni, l'influenza sul turismo può essere considerata modesta, in quanto gli effetti positivi e negativi dipendono da una valutazione soggettiva.

Nell'area analizzata per la centrale non sono presenti siti di interesse dal punto di vista archeologico.

Dal punto di vista economico si è discusso in questo studio dei vantaggi derivanti dall'utilizzo di una fonte rinnovabile e pulita quale è il vento.

L'energia prodotta da una turbina eolica durante il corso della sua vita media (circa 20 anni per gli impianti *onshore* e più di 25 anni per gli impianti *offshore*), è circa 80 volte superiore a quella necessaria alla sua costruzione, manutenzione, esercizio, smantellamento e rottamazione. Si è calcolato che sono sufficienti ad una turbina due o tre mesi per recuperare tutta l'energia spesa per costruirla e mantenerla in esercizio [15].

La realizzazione della centrale eolica *offshore* oggetto del presente studio potrebbe avere un'importante impatto positivo anche sull'occupazione.

Riguardo all'occupazione, esiste una letteratura specializzata per l'eolico, come anche una letteratura comparativa ed esistono dati su esperienze in atto in Danimarca e Germania. Di conseguenza, alcune cifre meritano ormai fiducia: per quanto riguarda la produzione di impianti, è affidabile la cifra di 22 uomini/anno per 1 MW nuovo installato.

L'esperienza spagnola, in particolare in Navarra, dimostra che una politica regionale ben determinata può aumentare questo valore. Sulla base delle esperienze di altri paesi europei, possiamo affermare che l'industria eolica apporterebbe un impatto positivo dal punto di vista occupazionale.



La centrale eolica *offshore*, porterebbe l'aumento di posti di lavoro a livello locale, senza interferire con le altre attività tipiche della Regione Molise.

### **5.3 Sintesi delle misure di mitigazione degli impatti**

In questo paragrafo riassumiamo le misure di mitigazione già adottate o che saranno tenute in considerazione nella fase esecutiva del progetto.

Per mitigare l'impatto sull'avifauna:

- 1) I monopali scelti per il progetto della centrale eolica in Molise, hanno un impatto minore rispetto alle fondazioni a gravità poiché l'installazione genera meno rumore;
- 2) Non ci sono grosse informazioni sulla migrazione degli uccelli a distanze elevate dalla costa. La distanza minima della centrale in Molise è di 5 km dalla costa. La distanza dalla costa deve essere tale da non interferire con alcune rotte degli uccelli migratori. Alcune rotte migratorie sono abbastanza vicine alla linea di costa per cui gli impatti di una centrale eolica *onshore* sono maggiori rispetto a quelli prodotti da una centrale *offshore*;
- 3) Siano preferite aree con profondità del mare non troppo bassa: gli uccelli generalmente preferiscono le acque poco profonde perché offrono condizioni migliori per cacciare; ciò determina una riduzione del rischio di collisione nel caso in cui la centrale eolica sia posizionata in acque profonde. La centrale di progetto è stata posizionata al limite della batimetrica di 20 m; per una centrale eolica *offshore* la profondità di 20 m è considerata molto alta;
- 4) Una centrale da 45 turbine da 3,6 MW, anziché ad esempio da 108 turbine da 1,5 MW è meno impattante il rischio di collisione con gli uccelli migratori diminuisce grazie ad una maggior visibilità delle turbine e a una minore densità delle stesse;
- 5) le turbine saranno di colore bianco, esse sono maggiormente visibili per i volatili quindi si riduce il rischio di collisione, inoltre saranno le turbine saranno segnalate con opportune luci per evitare collisioni con il traffico aereo e navale, anche se alcune specie potrebbero essere attratte dalle luci.



Per gli impatti su flora e fauna marini, potrebbero essere adottate le seguenti misure di mitigazione:

- 1) il layout di progetto non fa parte di aree marine protette, aree di tutela o di protezione per particolari specie di pesci, di mammiferi marini o di fauna e flora marina soggetta a tutele;
- 2) le fondazioni a monopiloni coinvolgono un'area del fondale marino piccola e richiedono attività di scavo, con conseguente distruzione del fondale e delle specie presenti, limitata;
- 3) la scelta del monopalo è stata preferita anche perché la frequenza ed il livello di rumore subacqueo hanno effetti su pesci ed organismi bentonici minori rispetto alle fondazioni a gravità;
- 4) i cavi sottomarini saranno posati a 1 m di profondità sotto il fondale, in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.

Gli impatti sull'ambiente marino possono essere mitigati con i seguenti accorgimenti:

- 1) il layout di progetto è stato posizionato in una zona morfologicamente stabile;
- 2) l'attività di escavazione per le fondazioni e quindi la dispersione ed il trasporto dei sedimenti è minima grazie alla scelta del tipo di fondazioni a monopali;
- 3) si utilizzeranno metodi costruttivi al fine di non alterare il regime ondoso e non favorire il degrado della morfologia costiera;
- 4) per mitigare il rischio di dispersione di inquinanti nelle attività di manutenzione (pittura o sabbiatura), si potranno sostituire pitture a base di epossipoliuretano con pitture a base di acqua; le tecniche di sabbiatura, possono essere sostituite con a getti d'acqua ad alta pressione per evitare la risospensione di sabbia conseguente alle operazioni di sabbiatura;
- 5) la dispersione di rame, derivante dall'usura dei cuscinetti delle turbine, deve essere limitata tramite l'uso delle BAT (*Best Available Technique*), le migliori tecnologie attualmente disponibili.

Per l'impatto visivo, benché la valutazione sia soggettiva, sono state prese alcune misure precauzionali:



- 1) le turbine scelte per il progetto hanno tutte la stessa colorazione bianca in modo tale da non incidere sul paesaggio costituendo un'unità armonica;
- 2) la centrale è stata posta alla maggior distanza possibile dalla linea di costa in modo da minimizzare la visibilità;
- 3) disposizione delle turbine (a maglia piuttosto che in fila) in modo da minimizzare l'impatto visivo: le turbine sono state disposte a maglia, con il lato maggiore di essa parallelo alla costa.

Il rumore generato dalle turbine è stato valutato con il *software WindFarm*. Le simulazioni effettuate hanno confermato che l'impatto sonoro è trascurabile. Le turbine moderne presentano già al loro interno un dispositivo che permette di attutire l'emissione di suoni.

Sarà tenuto in considerazione il valore turistico dell'area per la scelta di del periodo di realizzazione.

Per la scelta del sito in cui collocare la cabina di trasformazione si terrà conto dello stato di fatto e saranno preferiti luoghi poveri di vegetazione, o situati nei pressi di altri manufatti (es. strade) che non risentano della presenza della sottostazione.

Nell'ambito dell'attuazione di misure di mitigazione è necessario effettuare analisi incrociate al fine di individuare un giusto equilibrio tra i diversi aspetti: ad esempio, le luci segnalatrici aumentano l'impatto visivo, ma sono necessarie per la sicurezza contro il rischio di collisione.

#### **5.4 Recupero del sito e piano di ripristino dell'area**

Al termine della vita utile dell'impianto, stimabile in 20-25 anni, il parco eolico potrebbe essere "rimodernato", ovvero, dopo una verifica dell'integrità dei piloni di fondazione, si potrebbe procedere alla sostituzione integrale delle sole turbine.

Le turbine infatti sono montate sulle fondazioni come descritto nel paragrafo 3.2. Abbiamo visto che la fondazione, la torre e la turbina sono tre parti distinte che vengono assemblate nel luogo di installazione dell'aerogeneratore.

Pertanto, verificata la compatibilità e la resistenza delle fondazioni esistenti, si potrebbe procedere allo smantellamento delle torri eoliche, preservandone le fondazioni che verrebbero utilizzate per



nuove turbine. In tal modo la vita utile della centrale potrebbe essere prolungata per un arco di tempo molto superiore a 25 anni.

Diversamente si potrebbe procedere allo smantellamento integrale della centrale procedendo in senso inverso alla fase di installazione della centrale.

La dismissione di un impianto eolico si presenta comunque di estrema facilità se confrontata con quella di centrali di tipologia diversa, ed inoltre le operazioni di smantellamento sono sostanzialmente ripetitive.

Il *decommissioning* dell'impianto prevede la disinstallazione di ognuna delle unità produttive utilizzando i mezzi e gli strumenti appropriati, così come avviene nelle diverse fasi di realizzazione. Successivamente per ogni macchina si procederà al disaccoppiamento e separazione dei macrocomponenti (generatore, mozzo, rotore..); quindi saranno selezionati i componenti riutilizzabili, quelli da riciclare, quelli da rottamare secondo le normative vigenti. Una volta effettuato lo smontaggio delle macchine, si procederà alla rimozione dei singoli elementi costituenti il parco eolico.

In particolare i cavidotti che collegano la centrale con la cabina di trasformazione e le linee elettriche che collegano l'impianto alla stazione di smistamento saranno rimosse e conferite agli impianti di recupero e trattamento.

Le misure di ripristino interesseranno anche la cabina di trasformazione a terra: essa dovrà essere smantellata in maniera tale da riportare il sito alla condizione in cui si trovava prima della costruzione della centrale.



## BIBLIOGRAFIA

- [1]. Protocollo di Kyoto per la convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, Dicembre 1997
- [2]. Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità, Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabili, 26 Novembre 1997, facente parte della Direttiva 27 Settembre 2001, n. 77 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia, pubblicata in G.U.C.E, serie L, del 27 Ottobre 2001.
- [3]. Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, redatto nell'Aprile 1999, approvato dal CIPE nella riunione del 6 Agosto 1999.
- [4]. Wind Force 12, Greenpeace in collaborazione con il Global Wind Energy Council (GWEC), Giugno 2005;
- [5]. *Offshore* Wind Implementing, a New power House for Europe elaborato dalla "Deutsche WindGuard GmbH", pubblicato da Greenpeace International, Marzo 2005
- [6]. Energia: con eolico risparmio di un miliardo in 3 anni /ANSA <http://www.ansa.it/ambiente/notizie/notiziari/energia/20050705172333524559.html>
- [7]. Studio di prefattibilità di un insediamento eolico *offshore* lungo le coste dell'Italia Continentale, Calabria esclusa, Università di Genova per EFFEVENTI S.r.l., Maggio 2005.
- [8]. Finalmente appare il Piano Energetico Regionale di A. Ciaramella, quotidiano il Tempo, 2 Luglio 2005.
- [9]. Sito web del Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio. [http://www.minambiente.it/Sito/settori\\_azione/scn/rete\\_natura2000/elenco\\_cartografie/sic/documenti/IT7228221.pdf](http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/scn/rete_natura2000/elenco_cartografie/sic/documenti/IT7228221.pdf).
- [10]. Documento F20GD-DOC-005 *Coordinate aerogeneratori e giunzioni cavi* realizzato per F20 Luglio 2005, esso fa parte dell'ALLEGATO F.



- [11]. Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2000/006 Prot. A2/020333: “ Stato di avanzamento delle attività di preparazione di mappe eoliche e della raccolta di dati anemometrici ” – Giugno 2002
- [12]. Profilo Climatico dell'Italia, di Petrarca S., Spinelli F., Cogliani E., Mancini M., produzione ENEA, vol. 5, Aprile 1999.
- [13]. Relazione Generale – Progetto Esecutivo Piano Organico per il rischio delle aree vulnerabili rafforzamento dei dispositivi di difesa costiera, Servizio Opere Marittime e Qualità delle Acque Marine della regione Abruzzo, pagg 49-52, 2004:  
<http://www.regione.abruzzo.it/coste/index.html#>.
- [14]. Contribution to the Assessment of *Offshore* Wind Power Generation Potential in Italy by the Fund for Research on the Electrical System di Botta G., Casale C., Cogliani E., Gubiotti F.R., presentazione del CESI S.p.A. al convegno OWEMES 2003.
- [15]. Club for Reconversion Energy System: <http://www.energoclub.it/a%20eolico.htm>
- [16]. Banca dati Si.Di.Mar sulle caratteristiche dell'Ambiente Marino e Costiero nazionale:  
[http://www.minambiente.it/sito/settori\\_azione/sdm/tutela\\_ambiente\\_marino/monitoraggio\\_ambiente\\_marino/sidimar.asp](http://www.minambiente.it/sito/settori_azione/sdm/tutela_ambiente_marino/monitoraggio_ambiente_marino/sidimar.asp) .
- [17]. Sito di APAT Idromare: <http://www.idromare.com/dati.php>
- [18]. *WWF, Mediterranean Marine Gap Analysis*, di S. Cirlaco e C. Franzosini.
- [19]. *Il Mare Mediterraneo*, Agenzia europea per l'Ambiente, Argyro Zenetos (capo progetto), Ioanna Siokou-Frangou, Olympia Gotsis-Skretas (National Centre for Marine Research, Greece), Steve Groom (Plymouth Marine Laboratory, UK), traduzione italiana a cura di ARPA Lombardia.
- [20]. *Ecologia e protezione dell'Ambiente marino e costiero*, di N. Della Croce, R. Cattaneo Vietti, R. Danovaro, 1997.
- [21]. Sito del Ministero dell' Ambiente, informazioni sulla biodiversità in Italia, sez. Fauna:  
[http://www.minambiente.it/Sito/settori\\_azione/scn/CHM/fauna.htm](http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/scn/CHM/fauna.htm)

- [22]. Sito del WWF, sezione ambiente e natura, “Il respiro della foca monaca”:  
[http://www.wwf.it/storiewwf/3112003\\_6273.asp](http://www.wwf.it/storiewwf/3112003_6273.asp)
- [23]. Sito del WWF, sezione ambiente e natura, libro rosso, “Foca Monaca”:  
<http://www.wwf.it/ambiente/librorosso/foca%20monac.asp>
- [24]. Formulario Standard della rete Natura 2000 relativo al pSIC IT7228221:  
[http://www.minambiente.it/Sito/settori\\_azione/scn/rete\\_natura2000/elenco\\_cartografie/sic/documenti/IT7228221.pdf](http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/scn/rete_natura2000/elenco_cartografie/sic/documenti/IT7228221.pdf)
- [25]. *La migrazione degli uccelli*, di A. Toschi, Bologna 1939.
- [26]. [http://www.lifetrebbeia.it/uccelli/nibbio\\_bruno.html](http://www.lifetrebbeia.it/uccelli/nibbio_bruno.html)
- [27]. <http://www.mclink.it/n/tevere/riserva/circus.htm>
- [28]. <http://www.legambientearcipelagotoscano.it/biodiversita/uccelli/rapaci-diurni/schede/albanellareale.htm>
- [29]. <http://www.riservavico.it/rapaci.html#albanella>
- [30]. <http://www.istitutoveneto.it/venezia/divulgazione/valli/index.php?id=98>
- [31]. <http://www.regione.emilia-romagna.it/agricoltura/faunistico/carta/book/cvf/cap6/alzu/comba.htm>
- [32]. <http://www.ebnitalia.it/QB/QB002/corallino.htm>
- [33]. Sito Bird Guides:  
[http://www.birdguides.com/html/frame.asp?top=main\\_nav.htm&left=vidlib/vid\\_nav.htm&right=vidlib/vid\\_con.htm](http://www.birdguides.com/html/frame.asp?top=main_nav.htm&left=vidlib/vid_nav.htm&right=vidlib/vid_con.htm)
- [34]. *Gli uccelli nei loro ambienti*, di J. Dejonghe, collana Ecoguide, 1991.
- [35]. *Uccelli d'Europa*, di Bertel Bruun, 1979.



- [36]. Sito per la caratterizzazione delle specie ornitologiche:  
<http://algol.sirius.pisa.it/lipupisa/cip/cip00p4.htm>
- [37]. Sito per la caratterizzazione delle specie ornitologiche:  
<http://www.istitutoveneto.it/veneziana/divulgazione/valli/index.php?id=97>
- [38]. Sito per la caratterizzazione delle specie ornitologiche:  
<http://www.margheritadisavoia.com/zonaumida/specie/avocetta.htm>
- [39]. Sito per la caratterizzazione delle specie ornitologiche:  
[http://www.guidanatura.com/natura\\_uccelli/?id\\_g=72](http://www.guidanatura.com/natura_uccelli/?id_g=72)
- [40]. *Quantifying complexity in rock reefs* di J. Wickens, G. Barker, 1996. In: Jensen, A.C. (Ed.) European artificial reef research. Proceedings of the 1st EARRN conference, Ancona, Italy, March 1996. Pub. Southampton Oceanography Centre: 423-430.
- [41]. *Finfish attraction and fisheries enhancement on artificial reefs: a review*. di M. N. Santos, C.C. Monteiro, G. Lassère, 1996. In: Jensen, A.C. (Ed.) European artificial reef research. Proceedings of the 1st EARRN conference, Ancona, Italy, March 1996. Pub. Southampton Oceanography Centre: 97-114.
- [42]. *Detection and reaction of fish to infrasound*. P. S. Enger, H. E. Karlsen, F. R. Knudsen & O. Sand, (1993). *ICES mar. Sci. Symp.* 196, pp. 108-112.
- [43]. *Studio sulla biologia, la distribuzione e lo stato delle risorse economicamente rilevanti per la pesca demersale nell'alto e medio Adriatico*. C. Piccinetti, 1994 - 1995;  
[http://www.mediterraneo.coop/pesca\\_resp/demersali/testo8.htm](http://www.mediterraneo.coop/pesca_resp/demersali/testo8.htm)
- [44]. Sito per informazioni sulle specie ittiche: <http://www.mareinitaly.it/pesci.php>
- [45]. *Impacts of artificial reefs on fishery production in Shimamaki, Japan*. J.J. Polovina, I. Sakai (1989). *Bulletin of Marine Science* 44 (2).
- [46]. *Fish behaviour to infrasound*, Enger et al. (1993).



- [47]. Sito APAT; grafico della temperature superficiale registrata nella stazione di Ortona:  
[http://www.idromare.com/form\\_grafici.php?rete=1&F\\_stazione\\_1=9&dal\\_g=1&dal\\_m=1&dal\\_a=2000&F\\_stazione\\_2=0&al\\_g=1&al\\_m=1&al\\_a=2004&F\\_parametri%5B%5D=TMP&vista=g&invia=Invia](http://www.idromare.com/form_grafici.php?rete=1&F_stazione_1=9&dal_g=1&dal_m=1&dal_a=2000&F_stazione_2=0&al_g=1&al_m=1&al_a=2004&F_parametri%5B%5D=TMP&vista=g&invia=Invia)
- [48]. Specie ittiche:  
[http://www.ittiofauna.org/provinciarezzo/fauna\\_ittica/Schede/schedespecie/alborellappenninica.htm](http://www.ittiofauna.org/provinciarezzo/fauna_ittica/Schede/schedespecie/alborellappenninica.htm)
- [49]. Sito dell'ARPAT per la valutazione di campi elettromagnetici generati dagli elettrodotti:  
[http://www.arpad.toscana.it/radiazioni/ra\\_nir\\_elettrodotti.html](http://www.arpad.toscana.it/radiazioni/ra_nir_elettrodotti.html)
- [50]. Sito della British Wind Energy Association, riguardo ad uno studio effettuato sull'impatto sonoro: <http://www.bwea.com/pdf/noise.pdf>
- [51]. Immagine ottenuta con l'utilizzo di *Google Earth Beta Version 3.0*, © 2005 National Geographic Society - Image © 2005 EarthSat

