

Rif – SEO-PR002-07 - SIA

Data: 28/01/2008

Versione: 00

Modifiche: Versione Originale

File: PR002-07-SIA CENTRALE EOLICA CHIEUTI_00.doc

Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
Corrado Ratto	Fabio Pallotti	Davide Trevisani

Committente: Trevi Energy S.p.A

Via Larga, 201 – 47023 CESENA (FC)

Opera: "CENTRALE EOLICA OFFSHORE CHIEUTI"

Oggetto: **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DI UN IMPIANTO EOLICO
OFFSHORE AL LARGO DI MARINA DI CHIEUTI**

Coordinamento delle attività

Ing. Fabio Pallotti
Trevi Energy Spa
Via Larga 201, 47023 Cesena (FC)
Tel. 0547-319311
Fax. 0547-318542
e-mail: fpallotti@trevispa.com

Supervisione scientifica, coordinamento e redazione testi:



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI
GENOVA
Dipartimento di Fisica



prof. Corrado Ratto

Dipartimento di Fisica – Gruppo di Fisica dell'Atmosfera e dell'Oceano
Via Dodecaneso 33, 16146 Genova

Tel. e Fax 010-353.6257 (diretto prof. Ratto)
Tel. e Fax 010-353.6354 (segreteria)
e-mail: ratto@fisica.unige.it

Revisioni

Versione	Data	Totale Pagine	Modifiche
00	28/01/2008	258	Versione Originale

Indice della Relazione

1. INTRODUZIONE	17
1.1. <i>Generalità e motivazione dell'opera</i>	<i>17</i>
1.2. <i>Localizzazione e inquadramento dell'opera</i>	<i>21</i>
2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	29
2.1. <i>Inquadramento normativo sulla pianificazione e programmazione di un impianto eolico</i>	<i>30</i>
2.1.1. <i>Pianificazione e normativa comunitaria.....</i>	<i>31</i>
2.1.2. <i>Pianificazione e normativa nazionale</i>	<i>35</i>
2.1.3. <i>Competenze giurisdizionali: aree di demanio marittimo</i>	<i>38</i>
2.1.4. <i>Normativa riguardo la regolamentazione della pesca.....</i>	<i>39</i>
2.1.5. <i>Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale.....</i>	<i>39</i>
2.1.6. <i>Pianificazione e normativa regionale.....</i>	<i>40</i>
2.1.7. <i>Pianificazione provinciale.....</i>	<i>44</i>
2.2. <i>Inquadramento normativo in materia di impatto ambientale.....</i>	<i>46</i>
2.2.1. <i>Normativa nazionale in materia di impatto ambientale</i>	<i>46</i>
2.2.2. <i>Normativa regionale in materia di impatto ambientale.....</i>	<i>48</i>
2.2.3. <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>49</i>
2.3. <i>Inquadramento normativo delle opere connesse al progetto.....</i>	<i>51</i>
2.4. <i>Relazione tra il progetto e gli strumenti di pianificazione e programmazione</i>	<i>52</i>
2.5. <i>Vincoli territoriali</i>	<i>53</i>
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO.....	64
3.1. <i>Aspetti fisici.....</i>	<i>65</i>
3.1.1. <i>Morfologia della costa</i>	<i>65</i>
3.1.2. <i>Caratterizzazione e dinamica del litorale</i>	<i>67</i>
3.1.3. <i>Caratterizzazione geologica e geotecnica del fondale</i>	<i>69</i>
3.1.4. <i>Caratteristiche dell'acqua marina.....</i>	<i>74</i>
3.1.5. <i>Caratteristiche anemologiche del sito</i>	<i>77</i>
3.1.6. <i>Correnti prevalenti e caratteristiche ondametriche del sito</i>	<i>80</i>

3.1.7.	Onde di progetto	84
3.2.	<i>Aspetti biologici</i>	85
3.2.1.	Fauna marina	85
3.2.2.	Avifauna	88
3.3.	<i>Attività umane</i>	91
4.	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	96
4.1.	<i>Descrizione della centrale eolica offshore</i>	96
4.1.1.	Turbine eoliche	101
4.1.2.	Opere di Fondazione.....	106
4.1.3.	Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori.....	108
4.1.4.	Stazione di trasformazione elettrica a mare	110
4.1.5.	Cavi di collegamento con la costa	112
4.1.6.	Cavo di collegamento a terra.....	113
4.1.7.	Stazione di trasformazione elettrica a terra 150/380kV	115
4.1.8.	Sistema di protezione e controllo.....	116
4.1.9.	Strumenti di misura	117
4.2.	<i>Descrizione delle opere di installazione delle turbine offshore</i>	118
4.2.1.	Preparazione del fondo.....	119
4.2.2.	Fondazioni	120
4.2.3.	Parte di transizione.....	122
4.2.4.	Turbina eolica.....	122
4.2.5.	Stazione di trasformazione elettrica a mare	125
4.2.6.	Posa dei Cavi.....	126
4.3.	<i>Intervento di protezione ed incremento della fauna alieutica</i>	128
4.3.1.	Descrizione della tipologia delle barriere	129
4.3.2.	Descrizione degli elementi modulari.....	130
4.3.3.	Descrizione dell'insieme delle strutture.....	133
4.3.4.	Descrizione della tecnica di messa in opera.	134
4.4.	<i>Opzioni di progetto: siti alternativi e punti di approdo</i>	134
4.4.1.	Opzione 0: mantenimento dello stato di fatto.....	135
4.4.2.	Opzione 1: Sito 1 per l'impianto eolico	136
4.4.3.	Opzione 2: Sito 2 per l'impianto eolico	137
4.4.4.	Alternative di percorso per i cavi sottomarini e per i cavi a terra.....	138
5.	QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE	141
5.1.	<i>Indagine conoscitiva preliminare</i>	142
5.1.1.	Identificazione dei fattori di impatto	142

5.1.2.	Identificazione delle componenti ambientali	143
5.1.3.	Identificazione dell'area vasta preliminare	144
5.2.	<i>Flora e fauna marina</i>	146
5.2.1.	Caratteristiche generali	146
5.2.2.	Stato di fatto prima dell'intervento: specie presenti nell'area in esame	147
5.2.3.	Valutazione degli impatti	156
5.2.4.	Conclusioni	170
5.2.5.	Misure di mitigazione	170
5.3.	<i>Avifauna</i>	171
5.3.1.	Caratteristiche generali	171
5.3.2.	Stato di fatto prima dell'intervento: specie di uccelli presenti sul territorio in esame	172
5.3.3.	Valutazione degli impatti	191
5.3.4.	Conclusioni	195
5.3.5.	Misure di mitigazione	196
5.4.	<i>Ambiente marino</i>	197
5.4.1.	Premessa e caratteristiche generali	197
5.4.2.	Stato di fatto prima dell'intervento	197
5.4.3.	Valutazione degli impatti	201
5.4.4.	Conclusioni	203
5.4.5.	Misure di mitigazione	204
5.5.	<i>Impatto visivo e paesaggistico</i>	204
5.5.1.	Premessa e caratteristiche generali	206
5.5.2.	Normativa in materia di paesaggio	207
5.5.3.	Stato di fatto prima dell'intervento	210
5.5.4.	Valutazione degli impatti sul paesaggio	213
5.5.5.	Conclusioni	219
5.5.6.	Misure di mitigazione	219
5.6.	<i>Rumore</i>	219
5.6.1.	Premessa e caratteristiche generali	220
5.6.2.	Normativa nazionale in materia di rumore	222
5.6.3.	Stato di fatto prima dell'intervento	230
5.6.4.	Valutazione degli impatti	230
5.6.5.	Conclusioni	232
5.6.6.	Misure di mitigazione	233
5.7.	<i>Campi elettromagnetici (CEM)</i>	233
5.7.1.	Premessa e caratteristiche generali	233
5.7.2.	Normativa vigente a livello nazionale e regionale	234

5.7.3.	Stato di fatto prima dell'intervento.....	238
5.7.4.	Valutazione degli impatti.....	240
5.7.5.	Conclusioni.....	242
5.8.	<i>Rischio di incidenti e collisioni</i>	242
5.9.	<i>Piano di monitoraggio</i>	242
5.10.	<i>Conclusioni</i>	243
6.	SINTESI DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE	245
6.1.	<i>Valutazione degli impatti</i>	245
6.2.	<i>Impatto socio-economico</i>	248
6.3.	<i>Sintesi delle misure di mitigazione degli impatti</i>	250
6.4.	<i>Recupero del sito e piano di ripristino dell'area</i>	252
7.	BIBLIOGRAFIA.....	254
7.1.	<i>Principali riferimenti bibliografici</i>	254
7.2.	<i>Siti internet</i>	257

Indice delle figure

Figura 1.1 – Potenza installata nel mondo, annua e cumulata, da impianti eolici. Fonte: Global Wind 2006 Report (GWEC).....	19
Figura 1.2 – Potenza eolica in rapporto alla popolazione nei paesi dell'Unione Europea (kW/1000 abitanti). Fonte: EurObserv'er 2007.	20
Figura 1.3 – Area idonea all'installazione di un parco eolico <i>offshore</i> : essa è contenuta tra le due linee verde (equidistanza dalla costa di 5 km) e arancione (profondità di 30 m).....	22
Figura 1.4 – Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. In rosso è segnalata l'area dove in cui sarà localizzato il parco eolico <i>offshore</i> . Fonte: http://atlanteolico.cesiricerca.it	23
Figura 1.5 – Rosa del vento presso la città di Ortona.....	24
Figura 1.6 – Rosa del vento presso la città di Vieste.....	25
Figura 1.7 – Area potenzialmente adatta al posizionamento della centrale eolica <i>offshore</i>	26
Figura 1.8 – Foto aerea della zona agricola a Est del Lago di Lesina. Fonte: http://www.panoramio.com/photo	27
Figura 1.9 – Foto aerea del Lago di Lesina. Fonte: http://www.panoramio.com/photo	28
Figura 2.1 – Localizzazione delle Isole Tremiti.....	54
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 o C, per le quali vigono restrizioni maggiori dalla zona C alla A.	54
Figura 2.3 – Il territorio del Parco Nazionale del Gargano.	56
Figura 2.4 – SIC e ZPS nel tratto di costa interessato dall'impianto eolico. In rosso e verde scuro sono rappresentate le ZPS mentre in verde chiaro le zone SIC. Fonte: Ufficio Parchi della Regione Puglia.....	58
Figura 2.5 – In blu è rappresentato il perimetro del pSIC “Foce Saccione – Bonifiche Ramitelli”.	60
Figura 2.6 – In blu è rappresentato il perimetro del pSIC “Laghetti di San Martino in Pensilis”..	61
Figura 2.7 – Indicazione dei vincoli territoriali presenti nel tratto di costa interessato.....	62
Figura 2.8 - Tavole esemplificative delle aree a rischio di inondazione (sopra) e di frana (sotto) definite dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia - AdB, d'intesa con le Amministrazioni Comunali.	63
Figura 3.1 – Area di riferimento prescelta per l'installazione dell'impianto eolico <i>offshore</i> al largo di Marina di Chieuti.	64
Figura 3.2 – Ambiti costieri pugliesi. Fonte: Regione Puglia, Studi preliminari ai piani di bacino, 2000.	66

Figura 3.3 – Distribuzione dei tipi morfologici fondamentali presenti lungo la costa italiana.....	67
Figura 3.4 – Caratteristiche dell’area costiera al largo di Marina di Chieuti (particolare dell’Atlante delle Spiagge Italiane, Fogli 155 156).....	68
Figura 3.5 – Tendenza evolutiva della spiagge italiane (fonte: Atlante delle Spiagge Italiane). .	69
Figura 3.6 – Elementi strutturali attivi nella porzione <i>offshore</i> di interesse. a) ubicazione indicativa del parco eolico; b) area interessata da faglie trascorrenti destre attive, in varie fasi, dall’Eocene al Plio – quaternario.....	70
Figura 3.7 – Stralcio della Carta Geologica d’Italia, scala 1:100.000, fogli n. 164 e 165 (modificato e fuori scala).....	71
Figura 3.8 – Schema semplificato con ubicazione dei fiumi Biferno, Saccione e Fortore e dei rispettivi conoidi alluvionali.....	72
Figura 3.9 – Ubicazione delle indagini <i>offshore</i> (da Assomineraria, 2007).	73
Figura 3.10 – Estratto di interesse della Mappa di Pericolosità Sismica. Accelerazione di riferimento su suolo di tipo rigido con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni (periodo di ritorno a 475 anni).	74
Figura 3.11 – Posizionamento prelievo dei campioni di acqua di mare.	75
Figura 3.12 – Punti di monitoraggio della stazione di Campomarino.....	77
Figura 3.13 – Mappa di velocità del vento a 90 m sul livello del mare, espressa in m/s.....	78
Figura 3.14 – Stazioni anemometriche di riferimento.	79
Figura 3.15 – Rosa dei venti e distribuzione di Weibull nelle stazioni anemometriche di riferimento.	79
Figura 3.16 – 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.....	80
Figura 3.17 – Dettaglio delle correnti superficiali che interessano l’area del bacino Adriatico....	80
Figura 3.18 – Il Mare Adriatico: morfologia del fondale e punti di immissione fluviale. Fonte: ADRICOSM Final Scientific Report.....	81
Figura 3.19 – Media stagionale dei campi di velocità della corrente superficiale nel Mare Adriatico. Fonte: ADRICOSM Final Scientific Report.	82
Figura 3.20 – Distribuzione delle mareggiate per classi di altezza d’onda e direzione di provenienza.....	83
Figura 3.21 – Distribuzione su base annuale e per direzione di provenienza dei valori massimi dell’altezza d’onda.....	84
Figura 3.22 – Suddivisioni biogeografiche proposte dalla Società Italiana di Biologia Marina per la <i>checklist</i> 2005.....	87
Figura 3.23 – Uccelli migratori abituali non elencati nell’Allegato I della Direttiva 79/409/CEE. .	88
Figura 3.24 – Uccelli migratori abituali lungo le coste del basso Adriatico elencati nell’ Allegato I della direttiva 79/409/CEE.....	89
Figura 3.25 – In alto sono indicate le <i>Important Bird Areas</i> , in basso le Aree Naturali di Protezione Faunistica. Fonte: Portale Cartografico Nazionale.	90

Figura 3.26 – Rappresentazione schematica delle rotte migratorie in Italia. Fonte: La migrazione degli uccelli, di A. Toschi, Bologna 1939.	91
Figura 3.27 – Mappa stradale con indicazione delle rotte di navigazione lungo le coste delle regioni Puglia e Molise. Tali collegamenti non rientrano nell’area occupata dalle turbine eoliche.	95
Figura 4.1 – Schema generale di una centrale eolica <i>offshore</i>	97
Figura 4.2 – Schema ingombro di una turbina.	98
Figura 4.3 – Tratto di mare di fronte alle coste di Chieuti: <i>layout</i> d’impianto della centrale eolica <i>offshore</i>	98
Figura 4.4 – Schema generale della centrale eolica <i>offshore</i> di Marina di Chieuti su stralcio cartografia IGM 50.000.	100
Figura 4.5 – Schema unifilare generale della centrale eolica <i>offshore</i> di Chieuti.	100
Figura 4.6 – Esempio di turbina eolica da 3,0 MW installata in mare.	102
Figura 4.7 – Schema descrittivo di una turbina eolica.	103
Figura 4.8 – Schema descrittivo della fondazione e della struttura di transizione.	107
Figura 4.9 – Schema progettuale della fondazione e struttura di transizione.	108
Figura 4.10 – Caratteristiche generali del cavo di interconnessione tra gli aerogeneratori.	109
Figura 4.11 – Formazione dei sottocampi della centrale eolica <i>offshore</i> al largo di Marina di Chieuti.	110
Figura 4.12 – Schema di collegamento infra-aerogeneratori nei sottocampi e dei sottocampi alla cabina 30/150kV.	110
Figura 4.13 – Schema unifilare stazione di trasformazione elettrica a mare 30/150kV.	111
Figura 4.14 – Schema progettuale della stazione elettrica a mare.	112
Figura 4.15 – Schema di realizzazione del giunto cavi marini – cavi terrestri.	113
Figura 4.16 – Schema sezione di trincea cavi terrestri.	114
Figura 4.17 – Schema opere elettromeccaniche passaggio linea in cavo – linea area.	115
Figura 4.18 – Rete elettrica nazionale nell’area di interesse del progetto.	116
Figura 4.19 – Diagramma di Gantt delle fasi di installazione della centrale eolica <i>offshore</i> al largo di Marina di Chieuti.	118
Figura 4.20 – Rappresentazione schematica del fondale ricoperto da uno strato di ghiaia per prevenire la rimozione di sedimenti durante e dopo l’installazione dei pali.	119
Figura 4.21 – Imbarcazione utilizzata per la messa in opera a mare del materiale ghiaioso e pietrisco.	119
Figura 4.22 – Operazioni portuali di carico dei pali di fondazione sul pontone.	120
Figura 4.23 – Dima di inclinazione e posizionamento installate sul pontone.	120
Figura 4.24 – Fase di sollevamento del maglio e successivo posizionamento in corrispondenza del palo.	121
Figura 4.25 – Faro di segnalazione temporaneo installato sul palo di fondazione appena installato.	121

Figura 4.26 – Faro di segnalazione temporaneo installato sul palo di fondazione appena installato.	122
Figura 4.27 – Installazione della Turbina: montaggio dei conci di torre.	123
Figura 4.28 – Installazione della Turbina: sollevamento della navicella e del rotore.	124
Figura 4.29 – Installazione della Turbina: trasporto del rotore pre-assemblato a terra.	124
Figura 4.30 – Installazione della turbina: montaggio del rotore.	125
Figura 4.31 – Installazione della Stazione di trasformazione a mare: operazioni di sollevamento componenti.	126
Figura 4.32 – Posa dei cavi sottomarini: Inserimento del cavo nel tubo a J.	127
Figura 4.33 – Posa dei cavi sottomarini: mezzi sottomarini per l'interramento dei cavi.	127
Figura 4.34 – Particolare elemento Tecnoreef mod. 120 aperto.	130
Figura 4.35 – Barriera “Tipo 1”; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 30 piastre Tecnoreef, 120 aperte.	131
Figura 4.36 – Barriera “Tipo 2”; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 120 aperte.	131
Figura 4.37 - Barriera “Tipo 3”; Struttura Tecnoreef da n° 10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 80 aperte.	132
Figura 4.38 – Disposizione di massima dell'intervento all'interno del <i>layout</i> di progetto.	133
Figura 4.39 – Alternative per i percorsi dei cavi elettrici e vincoli territoriali.	138
Figura 5.1 – 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 35 km.	145
Figura 5.2 - Distribuzione delle biomasse commerciali di vongole nell'area descritta (da AA.VV., 2001).	148
Figura 5.3 - Area di studio nella valutazione di specie ittiche presenti nel sito di interesse.	149
Figura 5.4 - Relazione tra coste protette e spiaggiamenti di tartarughe marine (periodo 01.03.1996-30.09.2006).	153
Figura 5.5 - Spiaggiamenti di cetacei per provincia (anni 1996-2004). Fonte: Regione Puglia, Assessorato all'Ecologia.	154
Figura 5.6 - Rappresentazione delle attività attuabili nell'ambito del progetto.	162
Figura 5.7 – Distribuzione del Marangone minore in Europa.	173
Figura 5.8 – Distribuzione del Tarabuso in Europa.	174
Figura 5.9 – Distribuzione dell'Airone bianco maggiore in Europa.	174
Figura 5.10 – Distribuzione dell'Airone rosso in Europa.	175
Figura 5.11 – Distribuzione della Cicogna nera in Europa.	175
Figura 5.12 – Distribuzione della Cicogna bianca in Europa.	176
Figura 5.13 – Distribuzione del Falco pescatore in Europa.	176
Figura 5.14 – Distribuzione dello Smeriglio in Europa.	177
Figura 5.15 – Distribuzione del Piviere dorato in Europa.	177
Figura 5.16 – Distribuzione del Beccapesci in Europa.	178

Figura 5.17 – Distribuzione del Martin pescatore in Europa.....	179
Figura 5.18 – Distribuzione della Ghiandaia marina in Europa.	180
Figura 5.19 – Distribuzione del Forapaglie in Europa.....	180
Figura 5.20 - Distribuzione dell'Albanella minore in Europa.....	181
Figura 5.21 - Distribuzione del Falco di palude in Europa.....	182
Figura 5.22 - Distribuzione dell'Albanella Reale in Europa.	182
Figura 5.23 - Distribuzione del Cavaliere d'Italia in Europa.....	183
Figura 5.24 - Distribuzione dell'occhione in Europa.	184
Figura 5.25 - Distribuzione del Mignattino in Europa.....	184
Figura 5.26 - Distribuzione del Mignattino piombato in Europa.....	185
Figura 5.27 - Distribuzione del Tarabusino in Europa.	185
Figura 5.28 - Distribuzione della Nitticora in Europa.	186
Figura 5.29 - Distribuzione dello Squacco in Europa.....	186
Figura 5.30 - Distribuzione della Garzetta in Europa.....	187
Figura 5.31 - Distribuzione della Spatola in Europa.	187
Figura 5.32 - Distribuzione del Moretta tabaccata in Europa.	188
Figura 5.33 - Distribuzione dell'Avocetta in Europa.....	188
Figura 5.34 - Distribuzione del Succiacapre in Europa.....	189
Figura 5.35 - Distribuzione del Pignattaio in Europa.	189
Figura 5.36 - Distribuzione della Porzana parva in Europa.	190
Figura 5.37 - Distribuzione del Voltolino in Europa.....	190
Figura 5.38 - Rotte migratorie nell'area di interesse.....	191
Figura 5.39 - Andamento della temperatura superficiale del mare ad Ortona.	199
Figura 5.40 - Dettaglio della Carta Geologica d'Italia, fogli n.164 e 165 per la zona in oggetto.	200
Figura 5.41 - Caratteristiche dell'area costiera intorno a Chieuti (particolare dell'Atlante delle Spiagge Italiane).	200
Figura 5.42 - Tendenza evolutiva della spiagge intorno a Chieuti (particolare dell'Atlante delle Spiagge Italiane).	200
Figura 5.43 – Tavola di intervisibilità.....	205
Figura 5.44 – Visibilità teorica dell'impianto da 5 e da 20 km di distanza dall'impianto stesso (in alto e in basso rispettivamente). Il <i>rendering</i> è stato realizzato in condizioni di massima visibilità.....	211
Figura 5.45 - Tavola riprese fotografiche.....	212
Figura 5.46 – Punto di ripresa n. 4 – Centro storico di Termoli: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.....	214
Figura 5.47 – Punto di ripresa n. 5 – Marina di Chieuti: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.....	215
Figura 5.48 – Punto di ripresa n. 2 – Lungo lago di Lesina: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.....	215

Figura 5.49 – Punto di ripresa n. 3 – Punta Pietre Nere (Marina di Lesina), – Stato attuale in alto e foto simulazione in basso.....	216
Figura 5.50 – Punto di ripresa n. 1 – Torre Mileto – Stato di fatto in alto e foto simulazione in basso.....	217
Figura 5.51 - Punto di ripresa n. 7 – Isole Tremiti (faro dell'isola di San Domino): stato attuale in alto e foto simulazione in basso.....	218
Figura 5.52 - Punto di ripresa n. 6 – Rotta aliscafo Termoli - Isole Tremiti: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.	218
Figura 5.53 - Rappresentazione tridimensionale dell'area di applicazione del modello con indicata l'ubicazione del <i>layout</i> d'impianto fornito.....	221
Figura 5.54 - Mappa di propagazione acustica del rumore prodotto dall'impianto eolico <i>offshore</i> composto da 50 aerogeneratori da 3,0 MW ciascuno.	231
Figura 5.55 - Immagine dell'area di possibile localizzazione del giunto terra mare.	239
Figura 5.56 - Immagine dell'area di possibile localizzazione del punto di passaggio da cavo terrestre a linea aerea.....	239

Indice delle tabelle

Tabella 1.1 – Coordinate del poligono individuato per l'ubicazione del parco eolico <i>offshore</i>	25
Tabella 2.1 – Valori di riferimento della Direttiva 27 settembre 2001, n. 77 del Parlamento e del Consiglio europeo.	32
Tabella 2.2 – Bilancio energetico di diverse tipologie di impianti a confronto. Fonte: ANEV.	53
Tabella 2.3 – Numero di habitat e specie per provincia. Fonte Regione Puglia – Ufficio Parchi e Riserve Naturali.....	57
Tabella 2.4 – Elenco dei Siti di Importanza Comunitaria proposti e delle Zone di Protezione Speciale che interessano il tratto di costa prospiciente l'impianto eolico.	58
Tabella 2.5 – Habitat presenti nel pSIC IT9110015 e percentuali sul territorio relative alle singole tipologie. L'asterisco si riferisce agli habitat prioritari ai sensi della Direttiva 92/43/CEE.	59
Tabella 2.6 – Elenco dei Siti di Importanza Comunitaria proposti e delle Zone di Protezione Speciale che interessano l'area prospiciente l'impianto eolico nel territorio molisano.	60
Tabella 3.1 – Coordinate del quadrilatero che individua l'ubicazione del parco eolico <i>offshore</i> (gradi centesimali, WGS84).	64
Tabella 3.2 – Risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate su tre campioni di acqua marina prelevati nel tratto di mare scelto per l'installazione dell'impianto eolico.....	75
Tabella 3.3 - Andamento annuo della qualità dell'acqua nella stazione di Campomarino.	77
Tabella 3.4 – Onda massima di progetto in funzione del tempo di ritorno adottato. La direzione di provenienza del vento suscitatore è 360°Nord per ciascun valore di altezza dell'onda di progetto.	85
Tabella 3.5 – Catture per sistema di pesca, Puglia, anno 2005. Fonte: Mipaf-Irepa.....	92
Tabella 3.6 – Numero di catture in funzione delle specie in Puglia, anno 2005. Fonte: Mipaf-Irepa.	92
Tabella 4.1 – Coordinate geografiche Centro Torre Aerogeneratori.	99
Tabella 4.2 – Coordinate geografiche punti principali sviluppo cavo dritto elettrico.	101
Tabella 5.1 – Effetti sull'avifauna di diverse strutture a confronto. Fonte: ANEV.	172
Tabella 5.2 – Legenda per le mappe di distribuzione degli uccelli.	173
Tabella 5.3 - Salinità campionamenti, Giugno 2007.	198
Tabella 5.4 - Salinità banca dati Si.Di.Mar.; il campionamento è stato effettuato la prima settimana di gennaio del corrente anno, a 3 km di distanza dalla costa.	198
Tabella 5.5 - Temperatura dell'acqua nei punti campionati, Giugno 2007.	198
Tabella 5.6 - Punti di ripresa per effettuare la foto simulazione di visibilità dell'impianto.	212
Tabella 5.7 - Definizione delle classi di zonizzazione acustica del territorio.....	224
Tabella 5.8 - Limiti assoluti in dB(A) per Comuni con Piano Regolatore.	224

Tabella 5.9 - Limiti assoluti in dB(A) per Comuni senza Piano Regolatore	225
Tabella 5.10 - Limiti assoluti in dB(A) per Comuni che adottano una zonizzazione acustica del territorio.	225
Tabella 5.11 - Valori limite di emissione, immissione e qualità - Leq in dB(A), TABELLE A, B e C del D.P.C.M. 14.11.1997.....	229
Tabella 5.12 - Livelli di rumore causati da diverse sorgenti.....	232

Documenti allegati allo studio di impatto ambientale

- Allegato A** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Relazione Geologica e Geotecnica Preliminare
Autore: Studio Geologico Italiano Srl: Dott. Mazza
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AA**
Versione: 00
- Allegato B** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Caratterizzazione Chimico-Fisica e biologica dell'area marina interessata dal progetto di una centrale eolica Off-Shore.
Autore: Centro Ricerche Marine di Cesenatico: Dott. Roberto Poletti
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AB**
Versione: 00
- Allegato C** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Relazione di producibilità
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AC**
Autore: Tecnogaia srl: Arch. Michele Cingotti
Versione: 00
- Allegato D** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Individuazione Caratteristiche moto ondoso al largo di Chieuti – Caratteristiche onda di progetto
Autore: Ing. Girolamo Mauro Gentile
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AD**
Versione: 00
- Allegato E** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Documentazione tecnica Illustrativa aerogeneratori Vestas V90 3.0 MW.
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AE**
Autore: Trevi Finanziaria Industriale: Ing. Fabio Pallotti - Vestas Wind Systems AS
Versione: 00
- Allegato F** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Dimensionamento delle fondazioni degli aerogeneratori.
Autore: Italprogetti srl - Ing. E. Meriggi
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AF**
Versione: 00
- Allegato G** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Dimensionamento della Piattaforma per la sottostazione elettrica a mare.
Autore: Italprogetti srl: Ing. E. Meriggi
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AG**
Versione: 00
- Allegato H** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Progetto Preliminare delle Infrastrutture elettriche
Autore: Ing. M. Trovato
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AH**
Versione: 00
- Allegato I** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Corrispondenza TERNA S.p.A – TREVI Finanziaria Industriale S.p.A.
Autore: Trevi Finanziaria Industriale: Ing. Fabio Pallotti
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AI**
Versione: 00
- Allegato J** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Valutazione della Visibilità d'impianto
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AJ**
Autore: Tecnogaia srl: Arch. Michele Cingotti
Versione: 00

- Allegato K** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Valutazione preliminare d'impatto acustico
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AK**
Autore: Tecnogaia srl: Arch. Michele Cingotti
Versione: 00
- Allegato L** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Documentazione tecnica Illustrativa aerogeneratore Soilmec WM 3100.
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AL**
Autore: Trevi Finanziaria Industriale: Ing.Fabio Pallotti – Soilmec SpA
Versione: 00
- Allegato N** **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Relazione Tecnica Illustrativa di Progetto.
Rif. **SEO-PR002-07 – RT**
Autore: Trevi Finanziaria Industriale: Ing.Fabio Pallotti
Versione: 00
- Allegato O** **Protocollo di Kyoto**
Protocollo d'Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, la Conferenza delle Regioni, per favorire la diffusione delle centrali eoliche ed il loro corretto inserimento nell'ambiente e nel paesaggio (Torino, 4 Giugno 2001)

Tavole allegate allo studio di impatto ambientale

Tavola I	Vincoli Territoriali di progetto su cartografia IGM 50.000 N°Tavola: TEE00002-001-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola II	Assieme Aerogeneratore Fondazioni N°Tavola: TEE00002-002-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola III	Lay-Out centrale eolica off-shore su cartografia di base Istituto Idrografico della Marina N°Tavola: TEE00002-003-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola IV	Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 50.000 N°Tavola: TEE00002-004-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola V	Scema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia IGM 50.000 N°Tavola: TEE00002-005-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola VI	Fondazione ed elemento di transizione degli aerogeneratori N°Tavola: TEE00002-006-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola VII	Piattaforma stazione di trasformazione elettrica a mare N°Tavola: TEE00002-007-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola VIII	Tavola di intervisibilità N°Tavola: TEE00002-008-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola IX	Tavola riprese fotografiche N°Tavola: TEE00002-009-0-L Rev. 00 Formato A0
Tavola X	Schema generale di progetto, soluzioni alternative percorso cavi e vincoli territoriali su cartografia IGM 50.000 N°Tavola: TEE00002-010-0-L Rev. 00 Formato A0

1. INTRODUZIONE

Il presente documento si riferisce alla realizzazione dello **Studio di Impatto Ambientale** del progetto di una centrale eolica *offshore* da realizzarsi al largo delle coste di Marina di Chieuti.

Con tale progetto il Gruppo TREVI intende proporre in Italia l'utilizzo delle proprie tecnologie, diffuse a livello internazionale, specifiche per le fondazioni speciali *offshore* ed intende inoltre proporre l'utilizzo di una turbina, in via di sviluppo attraverso la controllata Soilmec SpA sulla base delle migliori esperienze nel settore, di specifica applicazione per le tipologie di vento e mare tipiche del sud Italia e del bacino del Mediterraneo.

Il progetto pone al centro l'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con realizzazioni modulari, disposte all'interno dell'area, che permettano di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici, di favorire l'itticoltura e l'ittiturismo e di creare un'area unica ai fini della ricerca biomarina.

Nei paragrafi seguenti sono indicate le motivazioni dell'opera, la localizzazione e l'inquadramento dell'opera stessa; nei capitoli successivi vengono riportati il quadro di riferimento programmatico e normativo al riguardo dell'opera, le caratteristiche generali dell'area interessata dall'opera, i criteri progettuali osservati, la natura, forma, dimensioni e struttura delle opere di progetto, il quadro di riferimento ambientale e gli effetti sull'ambiente prodotti dalla presenza delle opere.

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. 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" (art. 3 del Protocollo; si veda Allegato O). 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, 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.

In Italia è stato approvato il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, 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.

L'unione Europea (con la Direttiva Europea 2001/77/CE) si è dotata di un obiettivo comunitario il quale prevede che, entro il 2010, il consumo di elettricità dei cittadini europei provenga, per il 22,5%, da energia rinnovabile; l'Italia ha adottato l'obiettivo di portare il proprio contributo al 25% del proprio consumo interno lordo. Se il Governo fornirà le risorse necessarie per raggiungere l'obiettivo fissato, appunto la quota del 25% dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, la capacità eolica installata potrà arrivare a 9.500 MW nel 2012 (secondo le stime dell'Associazione nazionale per l'energia eolica, ANEV), a fronte dei 2.123 MW oggi installati. Nel 2006 solo il 2,7% dell'energia elettrica immessa in rete proveniva da fonti rinnovabili.

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 eolica ha registrato negli ultimi anni una rapida crescita (si veda la Figura 1.1) 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.

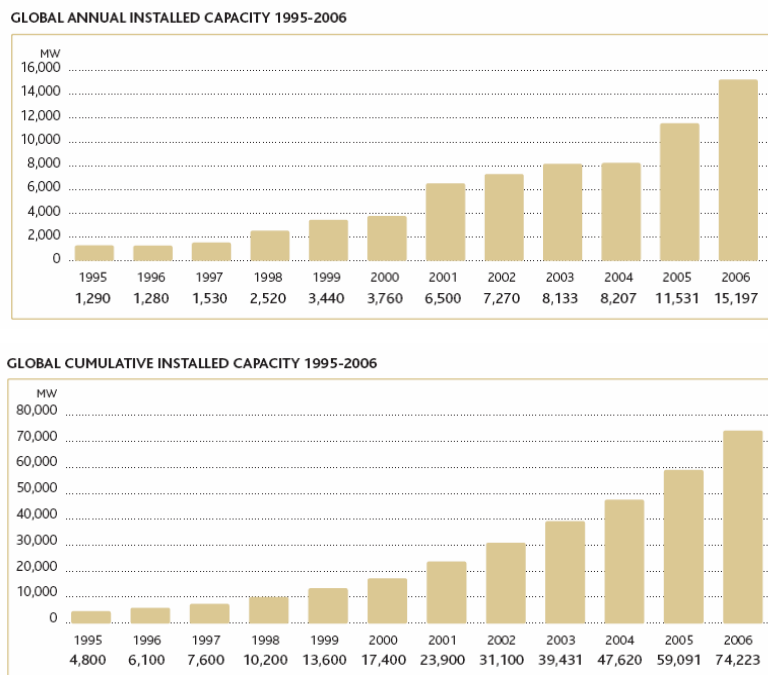


Figura 1.1 – Potenza installata nel mondo, annua e cumulata, da impianti eolici. Fonte: Global Wind 2006 Report (GWEC).

L'istogramma in Figura 1.1 mostra che dal 1995 al 2006 la capacità eolica installata annualmente è decuplicata. La potenza cumulata installata considera anche gli impianti costruiti precedentemente al 1995.

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

- nessuna emissione di gas serra, in particolare CO₂, a differenza delle centrali tradizionali;
- incremento della diversificazione delle fonti energetiche;
- 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.

Il rapporto WIND FORCE 12, 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 2006, la potenza installata in Italia era di 2.123,4 MW (sebbene non tutte le turbine fossero collegate in rete), un dato che pone il nostro Paese al quarto posto in Europa. L'industria italiana dell'eolico impiega oggi oltre 2000 persone.

In Europa, i paesi con maggiore potenza eolica installata sono Germania (20.621 MW), Spagna (11.651 MW) e la Danimarca (3.137 MW), ma già diversi paesi sono al di sopra della soglia dei 1.000 MW. Per quanto riguarda l'Italia, nel 2006 sono stati installati 417 MW di nuovi impianti eolici e ne sono stati dimessi 11,9 MW. Nel 2006 in Italia sono stati prodotti 3.215 TWh di elettricità da impianti eolici, contro i 30.350 prodotti in Germania e i 3.724 del Regno Unito, che ha meno megawatt installati dell'Italia (1.963 MW). Questi valori rappresentano stime provenienti sia dai gestori della rete che dalle agenzie energetiche (come Enea) e dalle associazioni, o anche dall'utilizzo di un fattore medio, specifico per ogni paese. È importante analizzare la penetrazione del mercato eolico rispetto alla dimensione della popolazione. La classifica dell'energia eolica installata per abitante (si veda la **Figura 1.2**) mostra che la Danimarca (con 577,9 kW/1000 abitanti) è molto più avanti della Spagna (265,4 kW/1.000 abitanti). L'Italia si classifica all'undicesimo posto tra i paesi dell'UE con 36,3 kW/1.000 abitanti, molto al di sotto della media europea (103,7 kW/1000 abitanti).

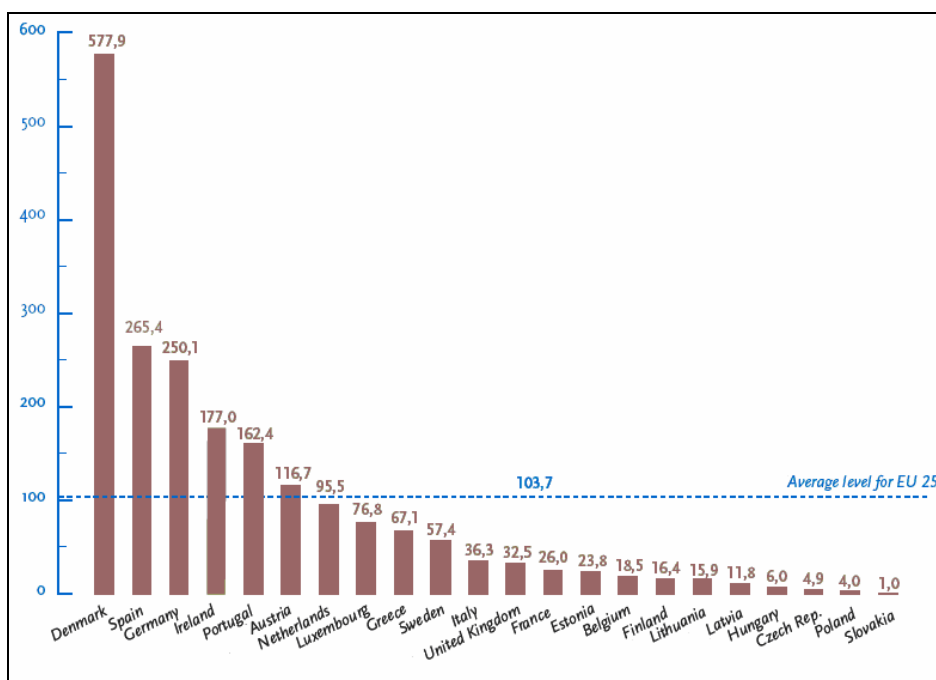


Figura 1.2 – Potenza eolica in rapporto alla popolazione nei paesi dell'Unione Europea (kW/1000 abitanti). Fonte: EurObserv'er 2007.

Oltre alle tradizionali *windfarm*, 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", condotto da Greenpeace, e nel rapporto WIND FORCE 12, si ritiene che il contributo dovuto all'*offshore* sia 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, al collegamento alla rete e alla manutenzione. 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 uno dei primi progetti 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.

Il possibile sito individuato per la costruzione del parco eolico *offshore* è stato selezionato innanzitutto in base a uno studio specifico delle caratteristiche anemologiche al largo delle coste italiane. Individuate le aree più adatte all'installazione di un parco eolico *offshore*, l'idoneità dei siti è stata determinata sulla base di una ulteriore selezione 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.

Sulla base di queste considerazioni, uno dei luoghi candidati all'installazione di un parco eolico *offshore* è il tratto di mare che si estende da Campomarino (CB) a Rodi Garganico (FG).

L'area ritenuta idonea all'installazione di un parco eolico è di seguito riportata in Figura 1.3 ed è contenuta tra le due linee verde (equidistanza dalla costa di 5 km) e arancione (profondità di 30 m).

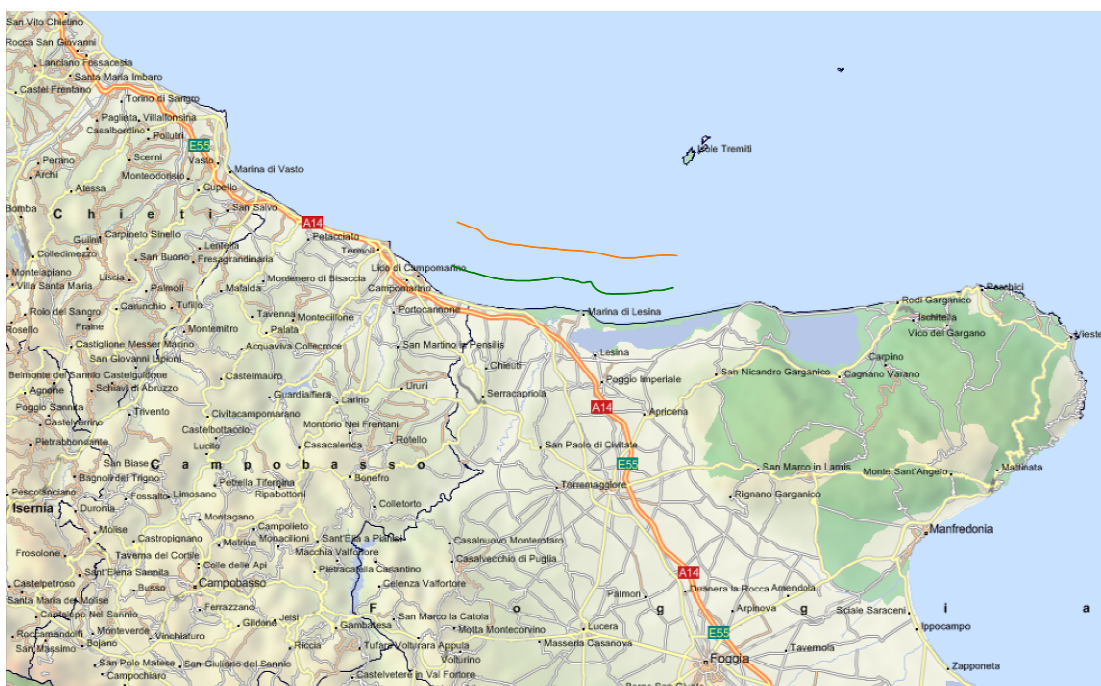


Figura 1.3 – Area idonea all'installazione di un parco eolico *offshore*: essa è contenuta tra le due linee verde (equidistanza dalla costa di 5 km) e arancione (profondità di 30 m).

È bene mantenersi ad una distanza minima dalla costa di circa 5 km, indicata dalla linea verde in Figura 1.3, sia per contenere il più possibile l'impatto acustico che per minimizzare la percezione visiva e paesaggistica dell'impianto eolico.

La profondità a cui si può potenzialmente arrivare è intorno ai 30 m, indicata dalla linea arancione in Figura 1.3; questa va relazionata con le caratteristiche del fondale, che rimane ad una profondità di circa 30 m, per poi scendere rapidamente a 40 – 50 m, fino a circa 10 km di distanza dalla costa.

Dallo stralcio della cartografia pubblicata dall'Istituto Idrografico della Marina, tavola n. 41 da Punta Pietre Nere a Punta Penna, risulta la presenza di un fondale prevalentemente fangoso con pochi tratti sabbiosi al largo di Marina di Chieuti.

In tale settore non ci sono inoltre 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.

I valori di velocità del vento lontano dalle coste, secondo l'Atlante Eolico dell'Italia, realizzato dal CESI e dal Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nel 2007 e di prossima pubblicazione, che fornisce dati e informazioni sulla distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano e nel contempo aiuta a individuare le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico, evidenziano condizioni abbastanza favorevoli all'installazione di centrali eoliche. In particolare il *layout* di progetto è situato di fronte alle coste della Regione Puglia, al largo di Marina di Chieuti, ove la velocità media annua stimata varia da 6,0 a 7,0 ms^{-1} (si veda la Figura 1.4).

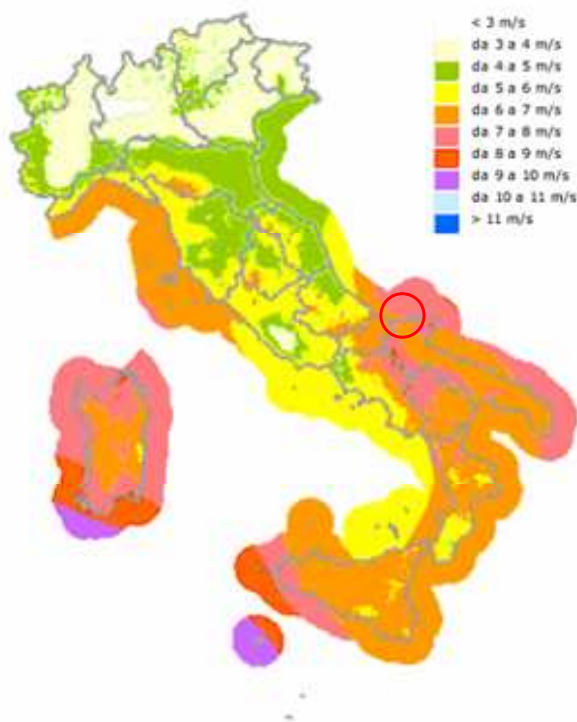


Figura 1.4 – Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. In rosso è segnalata l'area dove in cui sarà localizzato il parco eolico *offshore*. Fonte: <http://atlanteeolico.cesiricerca.it>.

Prime osservazioni generali sulle caratteristiche della zona individuata sono state fatte basandosi su dati di letteratura. Entreremo in maggiore dettaglio, facendo anche riferimento agli specifici studi commissionati al fine di approfondire i diversi aspetti ambientali, nel corpo del presente Studio di Impatto Ambientale, nei capitoli relativi all'inquadramento generale dell'area (Capitolo 3) e alla valutazione degli impatti ambientali (Capitolo 5).

Per rappresentare la rosa dei venti nell'area interessata dal parco eolico abbiamo utilizzato i dati messi a disposizione dal servizio Idromare dell'APAT. Le stazioni più prossime al sito di interesse per cui sono disponibili le serie di dati sono quelle di Ortona, città in provincia di Chieti (Abruzzo), situata a circa 100 km a Nord di Lesina, e di Vieste, situata ai piedi del Promontorio del Gargano, a circa 80 km a Sud di Lesina.

Per la stazione di Ortona osserviamo il grafico in Figura 1.5. Possiamo dedurre che le frequenze e le direzioni prevalenti sono quelle dei venti che spirano dal 3° quadrante (da Sud Sud - Ovest). Medie frequenze, con velocità confrontabili con quelle registrate nel 3° quadrante, si hanno nel 4° quadrante, mentre nel 2° quadrante si hanno velocità e frequenze molto inferiori; risultano poi quasi assenti i venti provenienti dal 1° quadrante.

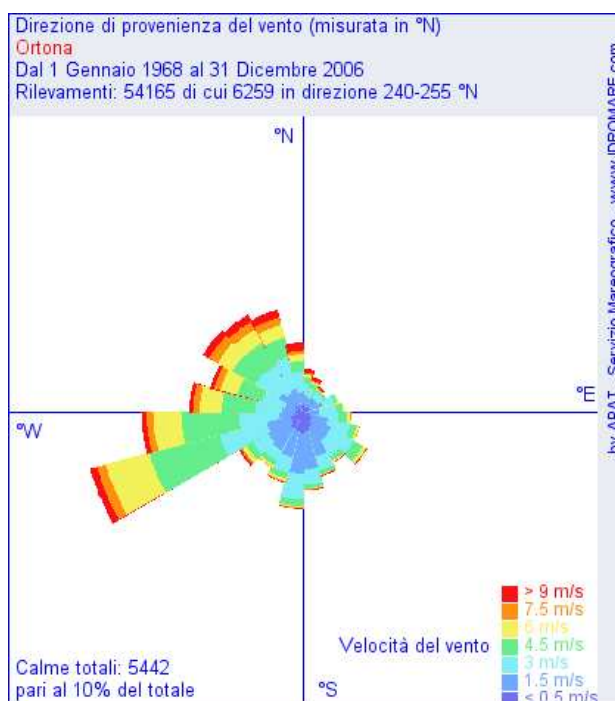


Figura 1.5 – Rosa del vento presso la città di Ortona.

Per la stazione di Vieste analizziamo il grafico in Figura 1.6. Le frequenze e le direzioni prevalenti sono quelle dei venti che spirano dal 4° quadrante (da Ovest a Ovest Nord - Ovest). Alte frequenze, ma velocità minori, si hanno nel 2° e nel 3° settore, mentre risultano quasi assenti i venti provenienti dal 1° quadrante.

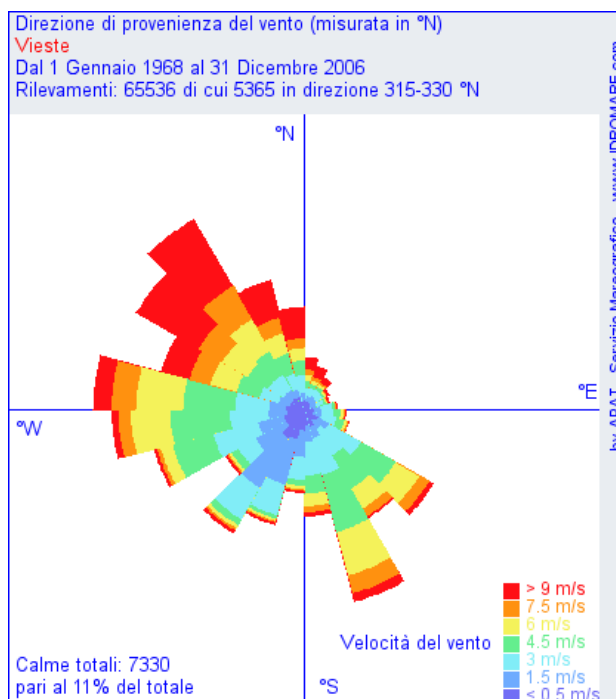


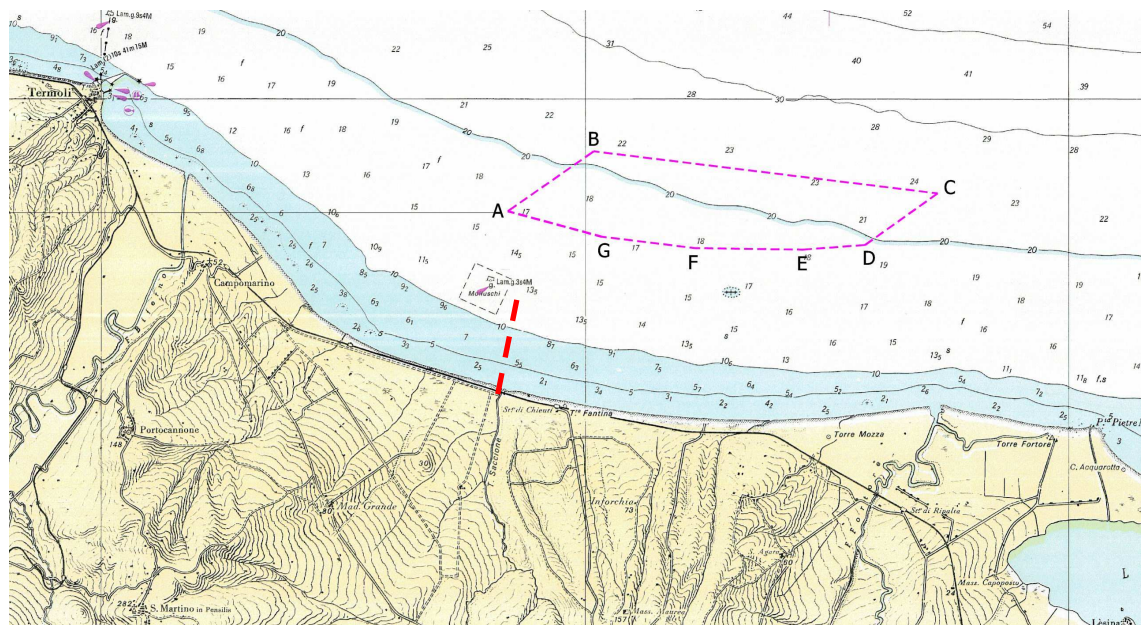
Figura 1.6 – Rosa del vento presso la città di Vieste.

L'area potenzialmente adatta al posizionamento dell'impianto eolico *offshore* ha una profondità compresa tra 15 e 30 metri. Questo perché il livello di tecnologia raggiunto nel campo dell'installazione di torri eoliche *offshore* permette al momento di arrivare a profondità massime di circa 30 m. È comunque possibile che la ricerca e lo sviluppo tecnologico in questo campo consentano di superare tale barriera, visti i veloci passi avanti che si stanno facendo a riguardo.

I vertici da A a G del poligono che potrebbe contenere il *layout* definitivo di progetto hanno le coordinate geografiche riportate nella Tabella 1.1.

ID	Coordinate Geografiche UTM ED50		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T	
	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
A	15°08' 19,32"	41°58' 25,33"	511.492	4.646.948
B	15°10' 06,87"	41°59' 21,08"	513.964	4.648.672
C	15°17' 17,33"	41°58' 40,96"	523.873	4.647.461
D	15°15' 46,36"	41°57' 53,10"	521.784	4.645.978
E	15°14' 27,98"	41°57' 48,89"	519.980	4.645.843
F	15°12' 13,14"	41°57' 50,58"	516.876	4.645.887
G	15°10' 16,35"	41°58' 01,47"	514.187	4.646.217

Tabella 1.1 – Coordinate del poligono individuato per l'ubicazione del parco eolico *offshore*.



- - - Area di ubicazione della centrale eolica
- - - Limite di estensione competenza Capitaneria di Porto di Manfredonia

Figura 1.7 – Area potenzialmente adatta al posizionamento della centrale eolica *offshore*.

Tale poligono, come sopra individuato e mostrato dalla linea tratteggiata rossa in Figura 1.7, si trova all'interno delle acque di competenza della Capitaneria di Porto di Manfredonia e, in piccola parte, in quella di Termoli, il cui confine di pertinenza è indicato dalla linea rossa nella stessa figura. Inoltre, l'area viene a trovarsi ad una distanza minima di 5 km dalla costa con un fondale caratterizzato da profondità variabile tra i 18 ed i 24 m.

Il progetto sarà costituito oltre che dalle turbine in mare, dai cavi di collegamento e dalla cabina di trasformazione elettrica a mare. La cabina di trasformazione sarà collocata all'interno del parco eolico per evitare problemi relativi alla possibile presenza di vincoli ambientali a terra, quali ad esempio i Siti di Importanza Comunitaria proposti. La cabina di trasformazione sarà quindi collegata ad una stazione di trasformazione e smistamento a terra tramite cavi sottomarini, interrati e in linea aerea, al fine di portare l'elettricità prodotta dalla *windfarm* alla rete elettrica nazionale.

Il tratto di costa interessato dal nostro progetto è orlato da piane alluvionali un tempo malariche e oggi bonificate. In tale fascia costiera l'opera di risanamento, insieme alle buone condizioni climatiche influenzate dal mare e il potenziamento turistico, ha favorito un popolamento sempre più dinamico e deciso.

Nell'area di Chieuti eccelle il settore primario (agricoltura), dando occupazione a più di un terzo della popolazione; il settore terziario è in forte incremento, mentre sia il numero di addetti all'industria che il tasso di industrializzazione è molto basso. Nell'area di Lesina ha un ruolo primario il settore dei servizi, legato al turismo balneare e naturalistico, decisamente prevalente rispetto agli altri due settori. Grande punto di forza di Lesina sono infatti la laguna e la duna, per

buona parte incluse nel Parco Nazionale del Gargano. Un'altra attività importante è la pesca, legata alla pescosità del Lago omonimo: le anguille di Lesina sono rinomate in tutta Italia e sono state riconosciute Presidio dello Slow Food.

I principali prodotti dell'attività agricola sono grano duro, coltivazioni legnose costituite da vite e olivo, ortaggi, in particolare pomodori, carciofi, spinaci, indivie. Negli ultimi anni vi è infatti stato un progressivo passaggio da una situazione di quasi monocoltura (cereali e olivo mediterranei) a un ordinamento colturale molto più variegato: pomodoro, uva da vino e da tavola, barbabietola, girasole, orticoltura e frutticoltura.

L'attività industriale tipica della Capitanata è strettamente legata ai prodotti della propria terra; è infatti prevalentemente incentrata sulla trasformazione dei prodotti agricoli, in particolare alla lavorazione dei cereali e alla plastificazione, alla produzione di olio di oliva e di vino e alla trasformazione in zucchero delle barbabietole. Negli ultimi sono entrati nel tessuto produttivo agro alimentare anche stabilimenti per la lavorazione del pomodoro.

Vero punto di forza dell'area è il turismo, che presenta una buona dotazione di attrezzature ricettive e un notevole tasso di funzione turistica, soprattutto lungo il litorale del Gargano, verso Rodi Garganico.



Figura 1.8 – Foto aerea della zona agricola a Est del Lago di Lesina. Fonte: <http://www.panoramio.com/photo>.



Figura 1.9 – Foto aerea del Lago di Lesina. Fonte: <http://www.panoramio.com/photo>.

Lungo la costa da Campomarino a Marina di Chieuti si snoda la Strada Statale n. 16; poco più internamente, a circa 1 km, corre parallelamente l'Autostrada Adriatica A14. Queste arterie separano la zona marina e costiera dalle aree interne. Arrivando presso i Laghi di Lesina e Varano entrambe le strade entrano verso l'interno e nel tratto costiero sono presenti solo strade minori, a basso scorrimento.

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, anche tenendo conto del fatto che la regione Puglia ha un tasso di disoccupazione elevato e il PIL procapite al di sotto della media nazionale.

La costruzione della centrale eolica apporterebbe benefici alla regione Puglia oltre che dal punto di vista economico anche da un punto di vista sociale e occupazionale. La presenza di una struttura come un parco eolico è dunque 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.

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

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 le normativa vigente.

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 CIPE¹ 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, tale documento prevede che la potenza eolica installata in Italia giunga, entro il 2010, a 2.500-3.000 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).

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

¹ Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica.

servitù pubbliche, ecc.). 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 (VIA nel seguito), soprattutto per quanto riguarda gli impianti eolici, in Italia e nella Regioni Puglia e Molise.

2.1. Inquadramento normativo sulla pianificazione e programmazione di un impianto eolico

Nell'Introduzione del presente capitolo 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 a 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 Europea si è tradotto nell'emanazione della Direttiva 27 settembre 2001, n. 7 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 CIP² 6/92, del 29 aprile 1992, 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 profonde modifiche, di cui le principali sono:

- Delibera CIPE del 19 novembre 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 paragrafi verranno descritti alcuni degli atti legislativi in ambito

² Comitato Interministeriale dei Prezzi.

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 "Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabili", del 20 novembre 1996

Il Libro Bianco della Commissione Europea ha lo scopo di realizzare una strategia ed un piano d'azione della Comunità Europea sulle Fonti di Energia Rinnovabili (FER).

Secondo quanto riportato in questo documento, le FER disponibili in Europa fino al 1996 sono sfruttate in maniera disomogenea e insufficiente. 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 il documento fa un riferimento esplicito all'energia eolica che viene definita competitiva e sottolinea il fatto che le aree potenzialmente adatte ad applicazioni di energia eolica sono sparse in tutta l'Unione Europea. In esso viene anche riconosciuta l'importanza degli impianti eolici *offshore* e la vastità del potenziale energetico sfruttabile in questo settore.

Infine viene riconosciuta all'Europa una posizione leader nel campo della produzione di energia da fonte eolica ed è messo in evidenza 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, del 19 dicembre 1996

La Direttiva 96/92/CE 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. La premessa di questa direttiva fa riferimento alle fonti rinnovabili: "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, del 27 settembre 2001

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 (si veda la Tabella 2.1). All'Italia viene assegnato un obiettivo indicativo di copertura del consumo lordo al 2010 del 25%.

	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.

La Direttiva stabilisce altresì che gli Stati si adoperino per rimuovere le barriere di tipo autorizzativo e per snellire il procedimento 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: ogni Paese membro resta libero di definire i propri obiettivi di consumi elettrici da FER 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.

Protocollo di Kyoto, del 11 dicembre 1997

Il Protocollo di Kyoto, in vigore dal 16 febbraio 2005, 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 (CO₂);
- metano (CH₄);
- protossido di azoto (N₂O);
- idrofluorocarburi (HFC);
- perfluorocarburi (PFC);
- esafluoro di zolfo (SF₆).

Tale documento rappresenta un passo importante nella lotta contro il riscaldamento planetario poiché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas elencati. Nell'Allegato B del Protocollo di Kyoto è riportata la quantificazione degli impegni di limitazione o riduzione delle emissioni. 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.

Si riporta nell'Allegato O del presente documento, il testo integrale del Protocollo di Kyoto.

Direttiva 2003/87/CE: Emission Trading System, del 13 ottobre 2003

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 CO₂ "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 a effetto serra (Cap&Trade); tale limite è fissato attraverso l'allocazione di un determinato numero di quote di emissioni a ciascun impianto.

Ogni quota (European Unit Allowance - EUA) attribuisce il diritto ad immettere una tonnellata di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento della quota stessa; le quote vengono assegnate agli impianti regolati dalla Direttiva ETS attraverso i Piani Nazionali di Assegnazione (PNA). Questi piani sono soggetti all'approvazione da parte della Commissione Europea.

Il Piano di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 è stato approvato il 18 dicembre 2006 dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e dal Ministro dello Sviluppo Economico con decreto DEC/RAS/1448/2006. Il presente Piano Nazionale di Assegnazione e il relativo parere della Commissione Europea costituiranno la base per la predisposizione del successivo Schema di Decisione di Assegnazione. Il PNA 2008-2012 è stato trasmesso per l'approvazione alla Commissione Ue in ritardo sul termine previsto dalla direttiva 2003/87/Ce (30 giugno 2006), motivo per cui è stata avviata una procedura d'infrazione verso il nostro Paese. Il 16 maggio 2006 la Commissione Ue ha accettato con riserve il PNA, chiedendo, tra le altre cose, di diminuire il totale delle emissioni consentite, dai 209 milioni di tonnellate indicati dall'Italia a 195,8 tonnellate, ovvero una riduzione totale del 6,5%. L'approvazione della commissione dovrà considerarsi automatica una volta che l'Italia abbia apportato gli opportuni cambiamenti.

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 del 1988

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 n. 10, del 9 gennaio 1991

La Legge n. 10 del 9 gennaio 1991 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. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", del 16 Marzo 1999

Il Decreto Legislativo n. 79/99 del 16 Marzo 1999 (G.U. n. 75 serie generale del 31 marzo 1999), detto anche decreto Bersani, sulla "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. 137/98: "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra", del 19 novembre 1998

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 Ministeriale 79/99: "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 n. 79, del 16 marzo 1999", del 11 Novembre 1999

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 (CV). I CV 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 9/91 e 10/91 e 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, del 6 agosto 1999

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 n. 387, del 29 dicembre 2003

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 e internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'Articolo 43 della Legge n. 39 del 1 marzo 2002, 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 descrive come 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, siano di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti. Il comma 3 riguarda l'iter autorizzativo di tali opere e prevede che la costruzione e l'esercizio delle opere connesse siano 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: aree di demanio marittimo

La centrale eolica oggetto del presente studio ricade nel tratto di mare all'interno dei confini giurisdizionali, demanio marittimo, della Capitaneria di Porto di Manfredonia e, in parte, di Termoli. La particolare tipologia dell'impianto, quale fonte per l'approvvigionamento di energia, nonostante ricada all'interno del tratto di mare detto mare territoriale³, fa sì che la competenza non sia da rimandare alle Autorità locali, ma resti sotto la gestione dello Stato.

Il mare territoriale, benché 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

³ 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.).

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 dal comune di Campomarino a quelli di Serracapriola e Chieuti 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 pesca esercitata nelle acque rientranti nelle attribuzioni conferite dalle leggi vigenti al Ministero della Marina Mercantile (oggi Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali) e, limitatamente ai cittadini italiani, nel mare libero. 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.

Più recentemente è stata approvato il D. Lgs. 26 maggio 2004 n. 153, concernente l’attuazione della Legge 7 marzo 2003 n. 38, in materia di pesca marittima, che ha abrogato alcuni articoli della Legge n. 963/1965 ampiamente riscritti dal Decreto. È considerata pesca marittima l’attività diretta alla cattura o alla raccolta di organismi acquatici in mare, svolta da imprenditori ittici, pescatori e altri soggetti per i quali è responsabile, direttamente e unitariamente, lo Stato italiano secondo le pertinenti norme comunitarie ed internazionali, per finalità professionali o sportive.

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

Regione Puglia

Nella Regione Puglia sono previsti interventi all’interno del programma per il potenziamento della rete primaria nel Mezzogiorno.

In attesa del completamento nel medio periodo degli interventi strutturali per il potenziamento della rete a 380 kV sulla sezione Sud – Centro-Sud, al fine di ottimizzare l’utilizzo degli asset di trasmissione e ridurre il rischio di congestioni e conseguenti

limitazioni alla produzione dei nuovi impianti del Sud è in programma l'installazione nel breve termine di dispositivi per il controllo dei flussi sugli elettrodotti in uscita dai poli di produzione di Brindisi e Foggia.

Regione Molise

Nell'ambito del Piano di Sviluppo di lungo termine sono previste ulteriori possibilità di sviluppo della rete, determinate principalmente da esigenze endogene della RTN, dall'import o dall'evoluzione del parco produttivo. Esse richiedono ulteriori approfondimenti e, per essere completamente definite, si devono consolidare le ipotesi alla base delle decisioni da prendere. Pertanto queste possibilità non rientrano ancora nei programmi di intervento.

Per quanto riguarda il Sud e il Centro – Sud si prospetta la possibilità di ulteriori rinforzi della rete a 380 kV, in aggiunta alle attività già in programma. Tali interventi sono finalizzati a rimuovere le possibili congestioni che rischierebbero di condizionare il pieno utilizzo di tutta la nuova capacità produttiva autorizzata nel meridione. Tra le diverse alternative allo studio è compresa anche la realizzazione di una nuova direttrice a 380 kV di collegamento della rete primaria del Lazio meridionale con il tratto compreso tra Larino e Teramo della dorsale adriatica a 380 kV.

2.1.6. Pianificazione e normativa regionale

Regione Puglia

La legge Regionale n. 20/2001, all'articolo 3 (Pianificazione del territorio pugliese) sancisce che:

- 1) la pianificazione del territorio si articola nei livelli regionale, provinciale e comunale;
- 2) i soggetti della pianificazione sono la Regione, le Province e i Comuni;
- 3) partecipano, altresì, alla pianificazione gli enti pubblici cui leggi statali o regionali assegnano la cura di un interesse pubblico connesso al governo e uso del territorio.

P.E.A.R. - Piano Energetico Ambientale Regionale della regione Puglia

Il Piano Energetico Ambientale Regionale - PEAR, pubblicato nel dicembre 2006, nelle sue 113 pagine contiene indicazioni circa i "punti caldi" della politica energetica come il carbone, l'eolico, le emissioni di CO₂, il solare, i rigassificatori, il nucleare e l'idrogeno.

La prima parte del PEAR analizza il contesto energetico regionale e ne analizza le emissioni allo scopo di fornire le emissioni complessive di anidride carbonica dovute all'utilizzo delle fonti energetiche e rivela un incremento del 50% delle emissioni stesse dal 1990 al 2004 e un potenziale incremento del 22% dal 2004 al 2016.

L'analisi riportata nella seconda parte del PEAR è volta a identificare le linee caratterizzanti la pianificazione energetica regionale, articolandosi in considerazioni riguardanti sia l'aspetto della domanda che dell'offerta di energia.

Particolare attenzione è posta al rispetto degli impegni di Kyoto richiamando il concetto di un proficuo ricorso alla elevata differenziazione delle risorse energetiche privilegiando le fonti rinnovabili ed a basso impatto ambientale.

Rispetto all'eolico si osserva che la risorsa, storicamente quella con maggiore presenza in Puglia, non costituisce un elemento quantitativamente marginale in Puglia e quindi obiettivo generale del Piano è quello di incentivare il suo sviluppo, nella consapevolezza che ciò può e deve contribuire in forma quantitativamente sostanziale alla produzione di energia elettrica regionale. Si rivolge inoltre positivamente alla tecnologia relativamente nuova e in forte espansione in Europa dell'eolico *offshore*, valutando con attenzione la possibilità di applicazione della stessa nella Regione.

In questo clima di incertezza e ritardi delle istituzioni nel disciplinare la materia della localizzazione degli impianti eolici un fatto nuovo e rilevante è la sentenza della Corte Costituzionale n. 34 del 25/10/2006 che ha bocciato la moratoria della Regione Puglia (risalente all'agosto 2005) sulla costruzione di nuovi impianti eolici. La norma regionale, impugnata dal Governo, è stata giudicata incostituzionale perché impediva il raggiungimento dell'obiettivo dell'incremento della produzione di elettricità da fonti rinnovabili perseguito dall'Italia, anche con fini di salvaguardia dell'ambiente e, inoltre, andava a limitare il libero accesso al mercato dell'energia.

Dopo questa fase di blocco la Puglia ha emanato un regolamento regionale, analizzato nel seguito, che detta specifiche direttive per la valutazione ambientale ai fini del rilascio delle autorizzazioni per gli impianti eolici e delle opere accessorie.

Regolamento Regionale n. 16 del 4 ottobre 2006 - Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia

Il regolamento si applica agli impianti eolici di potenza superiore a 60 kW, se costituiti da più di un aerogeneratore. Il regolamento, inoltre, non si applica per impianti costituiti da un unico aerogeneratore di taglia inferiore o uguale a 1 MW.

Questo Regolamento prevede la realizzazione da parte dei Comuni di Piani Regolatori per l'installazione di Impianti Eolici (PRIE). I PRIE sono finalizzati all'identificazione delle cosiddette aree non idonee, ovvero quelle aree nelle quali non è consentito localizzare gli aerogeneratori, in aggiunta ad altre aree elencate all'Articolo 6 di detto Regolamento, tra cui le aree protette.

Viene stabilita la valutazione integrata come modalità con cui si espletano le procedure per l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica e vengono elencati i criteri per la redazione della relazione d'impatto ambientale. Questi ultimi si riferiscono alle seguenti aree di interesse:

- a) inquadramento nel PRIE di riferimento;
- b) impatto visivo e paesaggistico;
- c) Impatto su flora, fauna ed ecosistemi;
- d) rumori e vibrazioni;
- e) campi elettromagnetici e interferenze;
- f) norme di progettazione;
- g) dati di progetto e sicurezza;
- h) norme tecniche relative alle strade;
- i) norme sulle linee elettriche;
- j) pertinenze;
- k) fasi di cantiere;
- l) dismissioni e ripristino dei luoghi.

Inoltre per la realizzazione di impianti eolici *offshore* sono fornite specifiche indicazioni (Articolo 12), tra cui la non idoneità di aree classificate come pSIC marini ai sensi della direttiva 92/43/CE e la richiesta di analisi dei fondali interessati, vista l'elevata presenza di habitat di pregio naturalistico lungo gran parte della costa pugliese e la forte vocazione turistica di quest'ultima.

Legge Regionale n. 17 del 23 giugno 2006 - Disciplina della tutela e dell'uso della costa

La Legge n. 17/2006, pubblicata nel Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 79 del 27 giugno 2006 definisce, nei suoi 20 articoli, i criteri e le linee programmatiche per la disciplina e la gestione degli interventi finalizzati all'uso, alla valorizzazione e alla tutela del bene demaniale marittimo e delle zone del mare territoriale conferite dallo Stato ai sensi dell'Articolo 117 della Costituzione Italiana.

Sono escluse dalla competenza regionale le aree del demanio marittimo e del mare territoriale necessarie all'approvvigionamento di fonti di energia, sulla base del D. Lgs. n. 112/1998. L'esercizio delle funzioni si svolge sulla base della pianificazione delle azioni sviluppata a vari livelli regionale e comunale, attraverso il Piano Regionale delle Coste (PRC) e il Piano Comunale delle Coste (PCC). Il Piano delle Coste andrà a costituire uno strumento normativo e tecnico-operativo di disciplina delle attività e degli interventi sulla costa.

Il PRC dovrebbe essere adottato entro 12 mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, ovvero dal 27 giugno 2006. Il 4 aprile 2006 la Giunta regionale ha approvato la convenzione tra la Regione Puglia e il Politecnico di Bari (laboratorio di Ricerca e Sperimentazione per la Difesa delle coste e del Dipartimento di Architettura ed Urbanistica) per la redazione del PRC, che dovrà contenere gli studi e i rilievi sulle dinamiche naturali del sistema geomorfologico e meteomarinario, nonché le linee guida per la progettazione delle opere di ingegneria costiera.

Nell'ambito degli indirizzi programmatici diretti alla tutela e alla salvaguardia del territorio, l'amministrazione regionale pugliese, con delibera di Giunta n. 357/07, ha affidato al Settore Assetto del Territorio la realizzazione del Nuovo Piano Paesaggistico adeguato al Codice dei beni culturali e del paesaggio, in riferimento al D. Lgs. n. 42/94.

Per la redazione del Programma delle attività relative al Nuovo Piano Paesaggistico, la Regione si avvale della collaborazione degli Atenei pugliesi per designare, di concerto, 6 esperti per i temi trattati nella Carta dei Beni Culturali della Puglia.

Regione Molise

P.E.A.R.- Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise (PEAR, in seguito), pubblicato su Gazzetta Ufficiale il 16 Agosto 2006 su delibera del Consiglio Regionale 10 Luglio 2006 n.117, nelle sue linee programmatiche definisce tra gli obiettivi "*la valorizzazione delle fonti energetiche regionali esistenti, con particolare attenzione allo sfruttamento delle fonti pulite di energia, soprattutto l'energia idroelettrica e quella eolica*".

Al suo interno nella sezione relativa al Quadro energetico regionale c'è l'analisi del Bilancio Energetico Regionale (BER, in seguito) aggiornato al 2001; esso rappresenta la fotografia energetica della Regione, individuando i bacini e settori su cui intervenire al fine di migliorare l'efficienza del sistema energetico. All'interno del BER viene evidenziato che il ricorso a fonti rinnovabili per il soddisfacimento del fabbisogno energetico del Molise risulta senz'altro consistente. La produzione di energia elettrica lorda nel Molise è stimata pari a 1221,8 GWh, per l'82% circa proveniente da impianti termoelettrici. Il contributo delle rinnovabili nel 2001 è risultato pari a 217,7 GWh di produzione lorda (circa il 10% del totale), di cui 156,5 GWh imputabili al settore idroelettrico. La restante quota di produzione regionale (61,2 GWh) è legata ai 6 impianti eolici presenti sul territorio regionale per una potenza installata complessiva di 32MW.

Nella seconda parte del PEAR vengono sviluppate le potenzialità di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Per quanto riguarda il potenziale eolico complessivo si è fatto riferimento alle stime risultanti dal Piano Energetico Regionale (PER, in seguito) del 1996, in cui si è tenuto conto delle informazioni sulla disponibilità della risorsa (mappe eoliche) e dei vincoli logistici e ambientali che ne limitano lo sfruttamento. In questo modo sono state individuate quelle superfici della Regione Molise su cui l'installazione degli impianti eolici dovrebbe incontrare minori barriere, soprattutto di tipo autorizzativo. Il risultato dell'analisi effettuata ha condotto all'individuazione di siti di grande interesse eolico, situati soprattutto in provincia di Campobasso, all'interno del bacino del Biferno.

Viene anche ricordato che la Regione elaborerà delle Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici in Molise al fine di permettere uno sviluppo armonico del settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica. Questi criteri minimi dovrebbero permettere di raggiungere l'obiettivo posto dal PER, che è quello di installare, nel medio termine,

aerogeneratori per circa 400 MW, il che corrisponderebbe ad una produzione di energia da fonte eolica di circa 1070 GWh/anno. Questo potrebbe permettere all'energia eolica di diventare la principale fonte di energia di tipo rinnovabile in Molise (90% sul totale delle fonti rinnovabili).

Infine vengono riportati i criteri di fattibilità e sostenibilità ambientale in materia di produzione di energia elettrica da fonte eolica. Tali criteri però non menzionano nulla di specifico per impianti di tipo *offshore*. Nella sezione relativa alla mitigazione degli impatti viene suggerito di *“tenere opportuna distanza dei siti dai centri abitati al fine di limitare impatti visivi, acustici, interferenze elettromagnetiche sulla fauna”*, di *“privilegiare progetti vicini alle linee elettriche di trasmissione già esistenti”* e di *“privilegiare siti intercomunali”*. Inoltre nella parte relativa all'impatto sull'avifauna viene consigliato *“l'interramento dei cavidotti a media e bassa tensione, propri dell'impianto e di collegamento alla rete elettrica, oppure l'utilizzo di elettrodotti aerei qualora l'interramento sia insostenibile da un punto di vista ambientale, geologico ed archeologico”*.

2.1.7. Pianificazione provinciale

Provincia di Foggia

Attualmente la Provincia di Foggia dispone di un Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale adottato con la Legge Regionale n.25 del 15 dicembre 2000.

Riportiamo inoltre il Piano Territoriale Specializzato per la Pesca e per l'Economia Ittica della Provincia di Foggia.

Piano Territoriale di Coordinamento

Secondo la Legge 142/1990 (articolo 15) la Provincia predispone e adotta il piano territoriale di coordinamento che, fermo restando le competenze dei comuni ed in attuazione della legislazione e dei programmi regionali, determina indirizzi generali di assetto del territorio e, in particolare, indica:

- a) le diverse destinazioni del territorio in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti;
- b) la localizzazione di massima delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- c) le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica ed idraulico-forestale ed in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- d) le aree nelle quali sia opportuno istituire parchi o riserve naturali.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

La Legge Regionale n. 25 del 15 dicembre 2000 indica i contenuti fondamentali del PTCP. Il PTCP ha i seguenti obiettivi generali:

- delineare le grandi scelte sul territorio, con funzione strategica;
- rappresentare sul territorio le scelte proprie delle competenze provinciali, con funzione di auto coordinamento;
- indirizzare a priori, mediante opportune norme, l'attività dei diversi enti sul territorio provinciale;
- tutelare l'integrità fisica e l'identità culturale nelle decisioni di trasformazione.

A conclusione dei Tavoli di Pianificazione tematici, cui hanno partecipato i diversi portatori di interesse (maggio 2006), si avvia la seconda fase di redazione del Piano. Quest'ultimo dovrà giungere alla sua stesura definitiva anche in mancanza del Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG), così come indicato dalla circolare interpretativa della L.R. 20/20012001 e dalla Legge Regionale 19 luglio 2006 n. 22 (art. 35).

Come da convenzione sottoscritta dalla Provincia di Foggia con la Regione Puglia si dovrà giungere all'adozione dello strumento da parte della Giunta Provinciale entro il 2007.

Piano Territoriale Specializzato per la Pesca e per l'Economia Ittica della Provincia di Foggia

Interessa il Comune di Manfredonia, Ischitella, Lesina Isole Tremiti, Cagnano Varano, Vieste. Ha come obiettivi:

- ammodernamento e rinnovamento della flotta;
- potenziamento delle strutture portuali e dei relativi servizi;
- valorizzazione delle produzioni ittiche con particolare riferimento alla costruzione, potenziamento di strutture mercatali;
- itti-turismo (pescaturismo e ricezione-ospitalità turistica esercitata da pescatori);
- ricerca nel settore della pesca con particolare riferimento alla valorizzazione socioeconomica degli Ambienti lagunari e per l'acquacoltura e maricoltura;
- sistemi di gestione delle attività di pesca sulla fascia costiera;
- sviluppo e valorizzazione dell'acquacoltura e della maricoltura;
- ripopolamento delle zone lagunari.

Provincia di Campobasso

Attualmente la Provincia di Campobasso non dispone di un Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale.

Il processo di pianificazione della Provincia di Campobasso è cominciato nella seconda metà del 2006. Sono state approvate le "Linee strategiche di Mandato 2006 - 2011" con

delibera 46/2 del 13 Ottobre 2006 da parte del Consiglio Provinciale. In seguito è prevista la stesura di dossier che analizzano temi specifici (artigianato, energia, acque e agricoltura) ritenuti di particolare importanza per il territorio provinciale; da questi documenti e grazie ai dati raccolti dai tavoli tematici si intende cominciare la stesura del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP).

2.2. Inquadramento normativo in materia di impatto ambientale

Per realizzare una centrale eolica *offshore* è necessario effettuare uno Studio di Impatto Ambientale (SIA) e tale studio deve essere 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, del 27 giugno 1985, e successive modifiche, la quale propone la Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) di determinati progetti pubblici e privati, elencati negli allegati alla Direttiva stessa. La Direttiva stabilisce che la VIA individua, descrive e valuta, in modo appropriato, per ciascun caso particolare e conformemente agli Articoli da 4 a 11 della Direttiva stessa, gli effetti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

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

Nella stessa Direttiva vengono elencati, negli Allegati I e II, i progetti che vanno sottoposti a procedura di VIA. In particolare il Punto 3 dell'Allegato II riguarda l'industria energetica e fa genericamente riferimento, agli "*impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda*". La Direttiva 97/11/CE, che modifica la Direttiva 85/337/CE, inserisce tra le opere proprio gli "*impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (centrali eoliche)*" (Allegato II, Punto 3, lettera i). Per i progetti che rientrano in questo allegato gli Stati membri determinano, mediante un esame del progetto caso per caso o mediante soglie o criteri fissati dagli Stati membri, se il progetto debba essere sottoposto a valutazione. Gli Stati membri possono decidere di applicare entrambe le procedure precedenti.

2.2.1. Normativa nazionale in materia di impatto ambientale

La normativa comunitaria è stata recepita a livello nazionale con la Legge n. 439, del 8 luglio 1986, con la quale viene istituito il Ministero dell'Ambiente e, all'Articolo 6 (ora abrogato dal D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006), vengono date le prime indicazioni sulla procedura di VIA. Successivamente il D.P.C.M. n. 377, del 20 agosto 1988, individua le

categorie di opere da sottoporre alla VIA e il D.P.C.M. del 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.

D.P.R. del 12 aprile 1996

Il D.P.R. del 12 aprile 1996 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 concernente la valutazione d'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

In particolare nell'Allegato A del suddetto Decreto è riportato l'elenco delle tipologie progettuali di cui all'Articolo 1, comma 3 del Decreto stesso, 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 n. 394, del 6 dicembre 1991, di cui all'Articolo 1, comma 4 del testo di legge (Legge Quadro sulle Aree Protette).

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.

D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006

Entrambi i Decreti visti sopra sono stati abrogati dal D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 (cosiddetto "Codice ambientale"), recante "Norme in materia ambientale", entrato in vigore il 29 aprile 2006. Il D. Lgs. 152/2006 ha riscritto le regole su valutazione di impatto ambientale, difesa del suolo e tutela delle acque, gestione dei rifiuti, riduzione dell'inquinamento atmosferico e risarcimento dei danni ambientali, abrogando la maggior parte dei previgenti provvedimenti del settore.

La parte seconda, titolo III del Decreto n. 152/2006, entrata in vigore il 31 luglio 2007, disciplina appunto la VIA. In realtà tale decreto è in fase di riformulazione: il 27 luglio 2007 è infatti stato approvato dal Consiglio dei Ministri in prima lettura il decreto legislativo recante modifiche alle Parti Prima (recante le disposizioni generali) e Seconda (in materia di Via e Vas) del D. Lgs 152/2006. Lo schema di provvedimento prevede la totale riscrittura delle norme su Valutazione di impatto ambientale e Valutazione ambientale strategica, al fine di accogliere le censure avanzate dall'Ue in merito alla non corretta trasposizione nazionale delle regole comunitarie.

Per quanto riguarda l'ambito di applicazione delle norme, indicato appunto dal D. Lgs 152/2006, anche in questo caso è definito e viene fornito un elenco di progetti assoggettati alla procedura di VIA. Gli impianti eolici rientrano nell'Allegato III alla parte seconda del detto Decreto, nell'elenco B, al Punto 2, lettera e). Rimane la condizione di assoggettabilità alla procedura di VIA nel caso in cui le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette e si aggiunge la discrezionalità per l'Autorità competente di richiedere la ugualmente lo svolgimento della procedura di valutazione di impatto ambientale, sulla base di elementi indicati nell'Allegato IV alla parte seconda del Decreto, anche se le opere non ricadono in aree naturali protette.

Le Regioni hanno avviato un processo di adeguamento delle norme regionali in tema di VIA, adeguando quelle esistenti o introducendone di nuove.

2.2.2. Normativa regionale in materia di impatto ambientale

Regione Puglia

La normativa regionale sulla valutazione di impatto ambientale nella Regione Puglia fa riferimento alla Legge Regionale n. 11 del 12 aprile 2001: "*Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale*", successivamente modificata dalla Legge Regionale n. 17 del 14 giugno 2007.

Tale Legge Regionale riporta nei suoi primi articoli le finalità, le definizioni e gli ambiti di applicazione della legge ricalcando quanto riportato nella normativa nazionale. All'Articolo 3 viene dato risalto all'informazione e alla partecipazione di enti competenti, associazioni ambientaliste e cittadini comunque coinvolti, in merito all'intervento proposto, allo studio di impatto ambientale e ai pareri del Comitato per la VIA.

Gli allegati alla L.R. n. 11/2001 riportano gli elenchi delle tipologie progettuali che richiedono di essere sottoposte alla procedura di VIA. In particolare nell'Allegato B, tra i progetti di competenza della Provincia, ricadono gli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. I progetti di questo allegato sono assoggettati alla procedura di VIA qualora ciò si renda necessario in esito alla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (*screening*) o qualora le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette o di siti della Rete Natura 2000 di cui alle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE.

Regione Molise

Anche la Regione Molise possiede una normativa riguardante la Valutazione di Impatto Ambientale, la: Legge Regionale n.21 del 4 Marzo 2000 "*Disciplina della procedura di impatto ambientale*". I primi tre articoli descrivono le finalità, le definizioni e l'ambito di applicazione della legge. Nell'allegato B della L.R. n.21/2000 sono inseriti gli impianti assoggettabili alla procedura di VIA se ricadenti, anche parzialmente, all'interno di aree

naturali protette come definite dalla legge 6 dicembre 1991 n. 394. Tra questi troviamo gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento. Va ricordato che l'impianto a cui si fa riferimento nel presente studio è un impianto di tipo *offshore*.

Nell'allegato A invece troviamo le tipologie progettuali che devono essere sempre sottoposte a procedura di VIA come gli elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore ai 10 km.

Mentre nell'allegato B sono inserite le tipologie di progetto come gli elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore ai 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km. Anche in questo caso i progetti sono assoggettati a procedura di VIA solo se ricadenti, anche parzialmente, all'interno di un' area naturale protetta. Tali progetti se non ricadenti in aree naturali protette sono comunque sottoposti a processo di verifica (*screening*), alla fine del quale, qualora esso lo richieda, sono assoggettati alla procedura di VIA (art 3 comma 4 della L.R. n. 21/2000).

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.

2.2.3. *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 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 di Torino 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 e modifiche.

Durante la fase di *screening* i soggetti concordano su quali siano gli elementi di impatto meritevoli di specifica trattazione. Al documento sono state allegate le linee guida, riferite ad un generico impianto eolico e pertanto da associare alla specificità dell'area, nelle quali sono indicati i potenziali impatti sugli elementi di impatto suddetti.

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 D.P.C.M. 14 novembre 1997 recante il "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 però che l'impianto eolico oggetto dello studio è un impianto *offshore*.

L'Allegato 2 e l'Allegato 3 del Protocollo di Torino riportano rispettivamente l'Allegato D del D.P.R. 12 aprile 1996 (elementi sulla base dei quali verificare se le caratteristiche del progetto richiedono lo svolgimento della procedura di valutazione d'impatto ambientale) e l'Allegato C del D.P.R. 12 aprile 1996 (indicazioni sulla base delle quali deve essere predisposto lo Studio d'Impatto Ambientale). Nel D. Lgs. 152/2006 vi sono alcuni punti di approfondimento in più rispetto al precedente D.P.R. 12 aprile 1996. In particolare per quanto riguarda l'ubicazione dei progetti bisogna considerare, tra le altre zone già indicate, anche zone umide, riserve e parchi naturali, zone classificate o protette dalla legislazione degli Stati membri, zone di importanza storica, culturale e archeologica. Vengono inoltre individuati gli effetti potenzialmente significativi dei progetti, che devono essere considerati, in particolare, in funzione:

- della portata dell'impatto (area geografica e densità della popolazione interessata);
- della natura transfrontaliera dell'impatto;
- della durata, frequenza e reversibilità dell'impatto.

Riportiamo il testo del Protocollo di Torino nell'Allegato O al presente Studio di Impatto Ambientale.

2.3. Inquadramento normativo delle opere connesse al progetto

Le opere connesse alla centrale eolica, ovvero le opere che riguardano il collegamento della centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale, sono:

- cabina di trasformazione;
- elettrodotto di collegamento tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento;
- stazione di smistamento e relativi raccordi alle linee a 150 kV.

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

- a) non sono assoggettati alla procedura di VIA secondo quanto stabilito all'Articolo 1. punto 3 del D.P.R. 12 aprile 1996, se non rientrano nell'Allegato A, punto u) del decreto suddetto, ovvero se non superano la lunghezza di 10 km;

- b) se di lunghezza superiore ai 3 km, pur rientrando nell'Allegato B del D.P.R. 12/04/96, essi non sono assoggettati alla procedura di impatto ambientale se 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 D.P.R. 12/04/96, a meno che non ricada 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.

Per quanto concerne la normativa di settore legata al paesaggio, al rumore e ai campi elettromagnetici, rimandiamo rispettivamente ai Paragrafi 5.5, 0 e 5.7.

2.4. 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 1495 MW di potenza eolica installata al 30 settembre 2005, di cui 293 MW solo in Puglia, fa sì che venga evitata l'immissione in atmosfera di:

- 2.800.000 tonnellate di CO₂;
- 9.300 tonnellate di SO₂;
- 3.500 tonnellate di NO_x;
- 350 tonnellate di polveri.

Inoltre la produzione di 1.800 GWh da fonte eolica del 2004 (fonte GRTN) ha consentito di risparmiare 7 milioni di barili di petrolio pari a circa 1 milione di metri cubi di petrolio.⁴

Anche il bilancio energetico di un impianto eolico risulta vantaggioso rispetto ad altre tecnologie. Dal calcolo dell'indicatore Energy Payback Ratio (EPR), che esprime l'energia prodotta nel corso della vita utile di un impianto rispetto all'energia necessaria per produrla, dalla

⁴ Fonte ANEV.

realizzazione dei componenti, all'installazione, all'esercizio fino al *decommissioning*, è chiaro che i risultati sono a favore dell'eolico (si veda la Tabella 2.2).

Tecnologia	EPR
Impianto eolico	17-39
Impianto a gas naturale	10
Impianto a carbone	11
Impianto nucleare	16

Tabella 2.2 – Bilancio energetico di diverse tipologie di impianti a confronto. Fonte: ANEV.

Il vantaggio ecologico si affianca a quello economico dato che la quotazione di una tonnellata di CO₂ sul mercato OTC (Fuori borsa)⁵ è stata di 20-26 €/t nel 2006.

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.

2.5. Vincoli territoriali

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. Le Aree Marine Protette più prossime alla zona interessata dalla realizzazione del parco eolico sono quelle delle Isole Tremiti, in provincia di Foggia e di Torre Guaceto, in provincia di Brindisi.

Le Isole Tremiti, immerse nell'Adriatico, si trovano a circa 12 miglia dalla costa garganica, ad esposizione Nord rispetto al lago di Lesina (si veda la Figura 2.1).

⁵ Un mercato "over-the-counter" (OTC) è un mercato di scambio unicamente telematico, senza una localizzazione fisica, dove gli scambi avvengono in modo diretto tra le parti.



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.

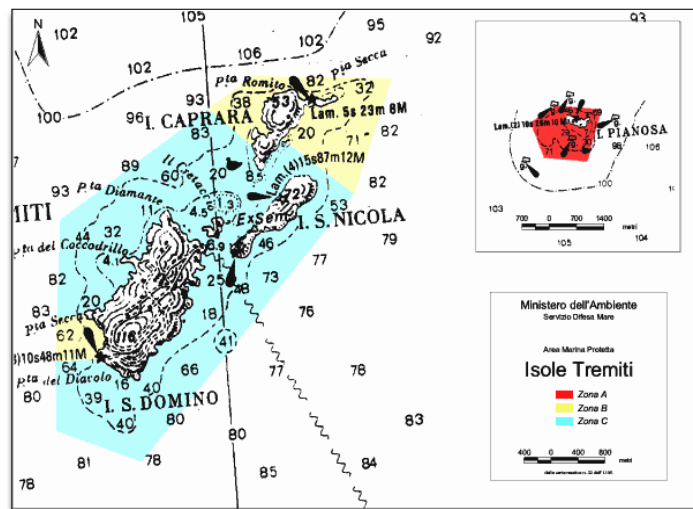


Figura 2.2 – Area marina protetta istituita delle Isole Tremiti; i colori indicano se il tratto di area considerato appartiene alla tipologia di zona A, B o C, per le quali vigono restrizioni maggiori dalla zona C alla A.

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

- Zona A, di riserva integrale, interdetta a tutte le attività antropiche che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. Essa garantisce la tutela della biodiversità e il ripopolamento delle specie animali e vegetali, e pertanto prescrive, quasi sempre, il divieto di balneazione e di navigazione. È proibito l'accesso, l'approdo e la sosta di navi e natanti di qualsiasi genere e tipo, ad eccezione di quelli debitamente autorizzati dall'Ente gestore. 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 influiscano con il minor impatto possibile. In essa, in genere, sono consentite la balneazione, le visite guidate anche subacquee, la navigazione (a remi, a vela o a velocità ridotta), l'ormeggio e l'ancoraggio in zone limitate individuate dall'ente gestore. Le attività di pesca consentite si limitano generalmente alle attività professionali esercitate dai residenti, mentre la pesca sportiva, quando permessa, è regolamentata rigidamente. La pesca subacquea è rigorosamente vietata. 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, tutte le attività di fruizione del mare di modesto impatto ambientale, quali la navigazione delle imbarcazioni a motore (nel più dei casi a velocità ridotta), l'ormeggio, l'ancoraggio e la pesca sportiva. 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 (si veda il Capitolo 5) terremo conto della presenza di tali isole al largo delle coste pugliesi e valuteremo l'esistenza o meno di potenziali impatti su di esse. Occorre comunque notare che le aree si trovano ad una distanza tale da non essere in alcun modo interessate dai possibili impatti legati alla centrale eolica.

Le isole fanno anche parte del Parco Nazionale del Gargano.

L'area di costa prospiciente l'impianto ricade parzialmente all'interno del Parco Nazionale del Gargano, come si vede dalla Figura 2.3. Uno dei motivi che hanno portato all'istituzione del Parco è stato senza dubbio la presenza di importanti zone umide comprese nei biotopi di importanza comunitaria quali le lagune di Lesina e di Varano. Le zone umide del Gargano hanno infatti da sempre suscitato un notevole interesse negli studiosi e negli appassionati, ponendosi fra le più importanti d'Italia oltre che per la varietà di ambienti anche per la posizione strategica sulle rotte migratorie degli uccelli acquatici tra l'Africa e l'Europa centro-orientale.

Come vedremo nel seguito questo tratto di costa è interessato dalla presenza anche di altre aree protette.



Figura 2.3 – Il territorio del Parco Nazionale del Gargano.

Rete 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, pubblicata su GUCE⁶ 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.

Come strumento di prevenzione per la preservazione delle aree Natura 2000, è stata introdotta, dall'art. 6 della direttiva "Habitat", la Valutazione di Incidenza. Questa è la procedura alla quale è necessario sottoporre qualsiasi piano o progetto, non direttamente connesso o necessario alla gestione del sito Natura 2000, ma che possa avere incidenze significative, anche tenuto conto degli obiettivi di conservazione dello stesso. È bene sottolineare che la valutazione d'incidenza si applica sia agli interventi che ricadono all'interno delle aree Natura 2000 (o in siti proposti per diventarlo), sia a quelli che pur sviluppandosi all'esterno, possono comportare ripercussioni sullo stato di conservazione dei valori naturali tutelati nel sito. Alla luce delle conclusioni della Valutazione dell'Incidenza sul sito le autorità nazionali competenti danno il loro accordo su tale piano o progetto soltanto dopo aver avuto la certezza che esso non pregiudicherà l'integrità del sito in causa e, se del caso, previo parere dell'opinione pubblica.

⁶ GUCE: Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea.

La Rete Natura 2000 in Puglia possiede nel suo ambito un enorme patrimonio stimato di habitat e di specie animali e vegetali, comprese quelle prioritarie, contenute negli elenchi degli allegati alle direttive di riferimento (Direttiva Habitat e Direttiva Uccelli). In particolare sono state censite 47 tipologie di habitat di interesse comunitario, che rappresentano in numero quasi il 43% degli habitat riscontrati in Italia e il 33% di quelli europei; di essi 12 sono considerati habitat prioritari e rappresentano quasi il 43% di quelli accertati in Italia e il 32% circa di quelli europei. Scendendo al dettaglio provinciale (si veda la Tabella 2.3), le province pugliesi con la maggiore rappresentatività degli habitat riscontrati a livello regionale sono Foggia, la provincia interessata dal nostro studio, e Lecce.

	Foggia	Bari	Taranto	Brindisi	Lecce
Habitat	30	10	17	18	25
Mammiferi	6	2	2	0	1
Uccelli	49	13	17	8	11
Pesci	4	2	2	0	1
Anfibi	1	1	1	0	0
Rettili	4	3	4	4	5

Tabella 2.3 – Numero di habitat e specie per provincia. Fonte Regione Puglia – Ufficio Parchi e Riserve Naturali

Attraverso il Progetto Bioitaly⁷ sono stati individuati sul territorio pugliese 87 siti della Rete Natura 2000 di cui 77 pSIC e 16 ZPS, dei quali la stragrande maggioranza interessa le aree costiere. Inoltre, molti pSIC e ZPS sono compresi nel territorio del Parco del Gargano, delle Riserve Naturali Statali e delle Aree Protette Regionali.

La seguente Tabella 2.4 riporta l'elenco dei pSIC e ZPS per la provincia di Foggia, quella appunto entro i cui confini ricade il tratto di costa interessato dall'impianto eolico, con le relative superfici e i comuni ricadenti.

Provincia	Codice Sito Natura 2000	SIC	ZP S	Denominazione	Ettari (ha)	Comuni
FOGGIA	IT9110015	X		Duna e Lago di Lesina – Foce del Fortore	9.823	Chieuti, Serracapriola, Lesina, Sannicandro Garganico

⁷ In Italia l'individuazione dei siti Natura 2000 è stata realizzata dalle Regioni e dalle Province autonome in un processo coordinato a livello centrale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con il contributo di numerosi partner, nell'ambito del Progetto LIFE Natura denominato Bioitaly (1995-2001).

	IT9110031		X	Laghi di Lesina e Varano	11.200	Monte S. Angelo, Lesina, Sannicandro Garganico, S. Giovanni Rotondo, Cagnano Varano, Carpino, Ischitella
	IT9110002	X		Valle Fortore, Lago di Occhito	8.369	Celenza Valfortore, Carlantino, Casalnuovo Monterotaro, Caslavecchio di Puglia, Torremaggiore, San Paolo di Civitate, Serracapriola, Lesina, San Marco La Catola

Tabella 2.4 – Elenco dei Siti di Importanza Comunitaria proposti e delle Zone di Protezione Speciale che interessano il tratto di costa prospiciente l'impianto eolico.

Complessivamente il tratto di costa di riferimento per il nostro studio è dunque interessato da 18.192 ha di pSIC e 11.200 ha di ZPS, pari al 4,65% e allo 4,59% della superficie totale rispettivamente di pSIC e ZPS in Puglia. Va tuttavia precisato che le superfici interessate da alcuni pSIC e ZPS si sovrappongono parzialmente (si veda la Figura 2.4) e che il pSIC Valle Fortore, Lago di Occhito, pur interessando alcuni comuni più prossimi al mare, si estende effettivamente a ridosso della costa e perpendicolarmente ad essa verso l'interno.

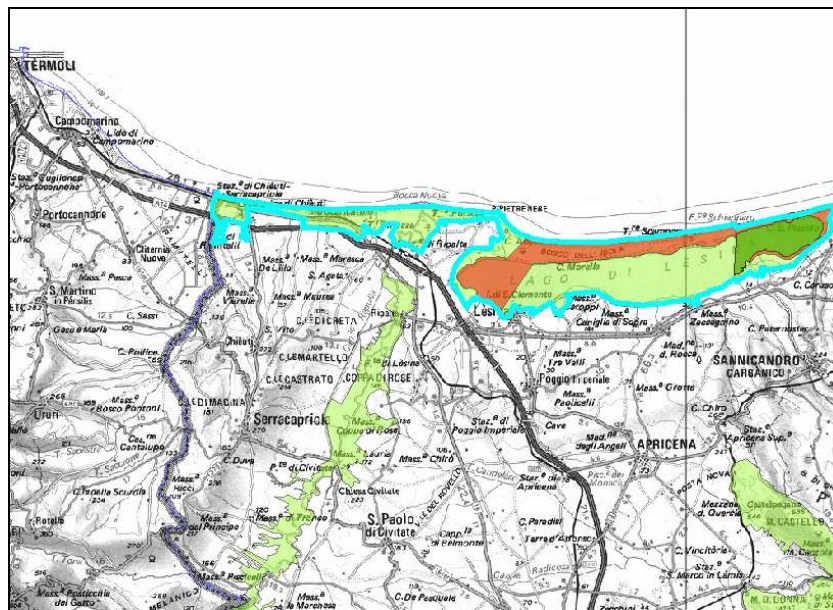


Figura 2.4 – SIC e ZPS nel tratto di costa interessato dall'impianto eolico. In rosso e verde scuro sono rappresentate le ZPS mentre in verde chiaro le zone SIC. Fonte: Ufficio Parchi della Regione Puglia.

Il sito che comprende il tratto di costa sul quale si affaccerebbe la centrale eolica è il pSIC IT9110015 – Duna e Lago di Lesina – Foce del Fortore, evidenziato in Figura 2.4. Tale sito è stato proposto come Sito di Importanza Comunitaria nel giugno del 1995. È classificato come regione bio-geografica mediterranea. In esso sono presenti diversi tipi di habitat, elencati nella Tabella 2.5.

HABITAT	% sul territorio
Foreste dunali di <i>Pinus pinea</i> , <i>Pinus pinaster</i> , <i>Pinus halepensis</i> (*)	3%
Vegetazione annua pioniera di <i>Salicornia</i> ed altre delle zone fangose e sabbiose	5%
Vegetazione annua delle linee di deposito marine	3%
Steppe salate (<i>Limonetalia</i>) (*)	5%
Perticaie alofile mediterranee e termo-atlantiche	3%
Perticaia costiera di ginepri (<i>Juniperus</i> spp.) (*)	5%
Lagune (*)	60%
Foresta a galleria di <i>Salix alba</i> e <i>Populus alba</i>	3%
Dune con vegetazione di sclerofille	10%
Pascoli inondatai mediterranei (<i>Juncetalia maritimi</i>)	3%

Tabella 2.5 – Habitat presenti nel pSIC IT9110015 e percentuali sul territorio relative alle singole tipologie.

L'asterisco si riferisce agli habitat prioritari ai sensi della Direttiva 92/43/CEE.

L'habitat della laguna è particolarmente fragile per le possibili alterazioni dell'equilibrio idrogeologico, anche in termini di deposizione delle torbide dei fiumi che sboccano a mare nelle vicinanze, per fenomeni di inquinamento delle acque e per alterazioni dovute all'eccessivo riscaldamento estivo delle acque di modesta profondità. Problemi possono insorgere anche per le iniziative di acquacoltura in atto.

Nella zona detta delle "Pietre nere" è presente una roccia scura di origine vulcanica, unico affioramento del genere in Puglia. Particolare importanza è data anche dalla presenza di una delle dune a sclerofille più interessanti ed estese a livello nazionale.

È un importante sito per l'avifauna acquatica; ampia e ben rappresentata la popolazione avicola di passo o svernante.

A febbraio del corrente anno, in seguito alla sentenza della Corte di Giustizia delle Comunità europee del 20 marzo 2003 nei confronti dell'Italia relativa alla condanna per aver classificato in modo insufficiente i territori più idonei, ossia le IBA (Important Bird Areas), in ZPS, con la Deliberazione della Giunta Regionale 26 febbraio 2007, n. 145 è stata modificata la delimitazione della ZPS "Laghi di Lesina e Varano" – Codice Sito IT9110037, con l'interessamento dei comuni di Lesina e Varano, per una estensione complessiva pari a 15.195,44 ha, in adesione alla proposta del comune di Lesina di cui al provvedimento della Giunta Comunale n. 51/2007.

Il Lago di Lesina (parte orientale) è anche Riserva naturale statale di popolamento animale.

Per quanto riguarda il territorio molisano, sono presenti due pSIC: l'IT 7222217 "Foce Saccione – Bonifica Ramitelli" e l'IT 7222121 "Laghetto di San Martino in Pensilis".

La seguente **Tabella 2.6** riporta l'elenco dei pSIC e ZPS per la provincia di Campobasso in Molise, quella appunto entro i cui confini ricadono i percorsi dei cavi di allacciamento alla rete elettrica nazionale, con le relative superfici e i comuni ricadenti.

Provincia	Codice sito Natura 2000	SIC	ZPS	Denominazione	Ettari (ha)	Comuni
Campobasso	IT 7222217	X		Foce Saccione – Bonifica Ramitelli	960	Campo Marino
	IT 7222121	X		Lagheti di San Martino in Pensilis	1872	San Martino in Pensilis

Tabella 2.6 – Elenco dei Siti di Importanza Comunitaria proposti e delle Zone di Protezione Speciale che interessano l'area prospiciente l'impianto eolico nel territorio molisano.

Il primo pSIC ha una superficie di 870 ha (Figura 2.5) e presenta un elevato grado di conservazione e naturalità per gli habitat rilevati. Inoltre presenta uno dei rari relitti delle antiche formazioni forestali che in passato erano presenti nelle grandi pianure alluvionali della costa adriatica. Costituisce, nel complesso, un'area ecologicamente importante per molte specie di ornitofauna e per *Testudo hermanni* ed *Emys orbicularis*, quest'ultime specie in declino nel territorio molisano.

La vulnerabilità globale del sito è considerata elevata ed è dovuta alla distruzione della vegetazione originaria, alla costruzione di strade ed alla cementificazione degli argini fluviali.

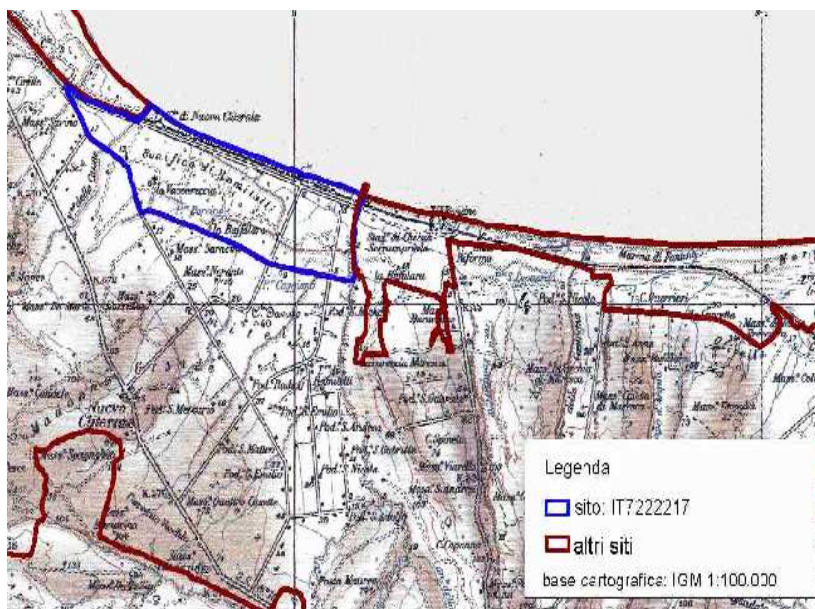


Figura 2.5 – In blu è rappresentato il perimetro del pSIC “Foce Saccione – Bonifiche Ramitelli”.

I “Lagheti di San Martino in Pensilis” hanno una superficie di 1872 ha Figura 2.6 e la loro importanza è attribuibile soprattutto alla rilevanza ecologica che essi rivestono per molte specie

di ornitofauna. La loro vulnerabilità non è considerata elevata ma viene comunque considerata per il fatto che si trovano all'interno di aree coltivate.

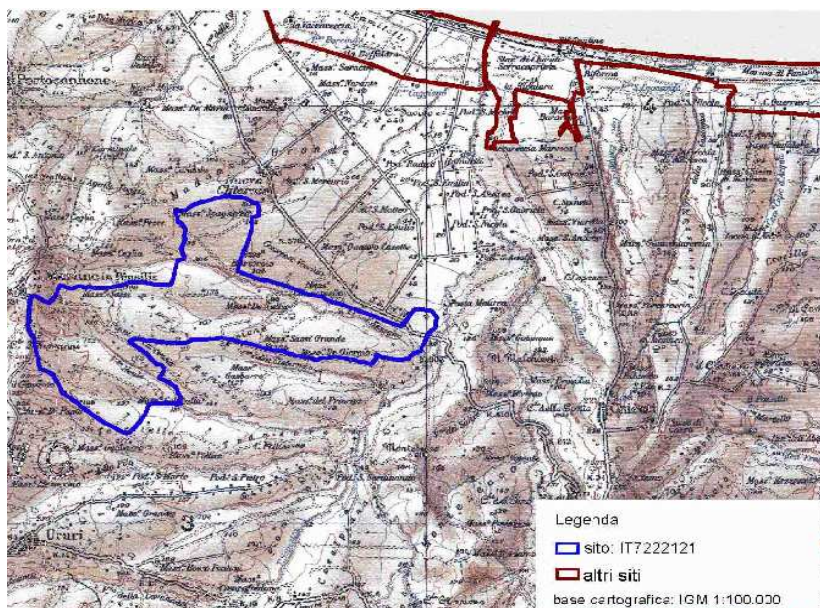


Figura 2.6 – In blu è rappresentato il perimetro del pSIC “Lagheti di San Martino in Pensilis”.

Nel tratto di mare dove dovrebbe essere collocato l'impianto eolico non sono presenti:

- pSIC a mare;
- vincoli archeologici;
- aree soggette a servitù militari esistenti o nelle quali è vietato sostare o transitare;
- punti di scarico di depuratori o altre strutture.

La Figura 2.7 mostra il posizionamento di alcuni vincoli a mare, comunque presenti più a Est rispetto alla possibile area di *layout* di progetto.

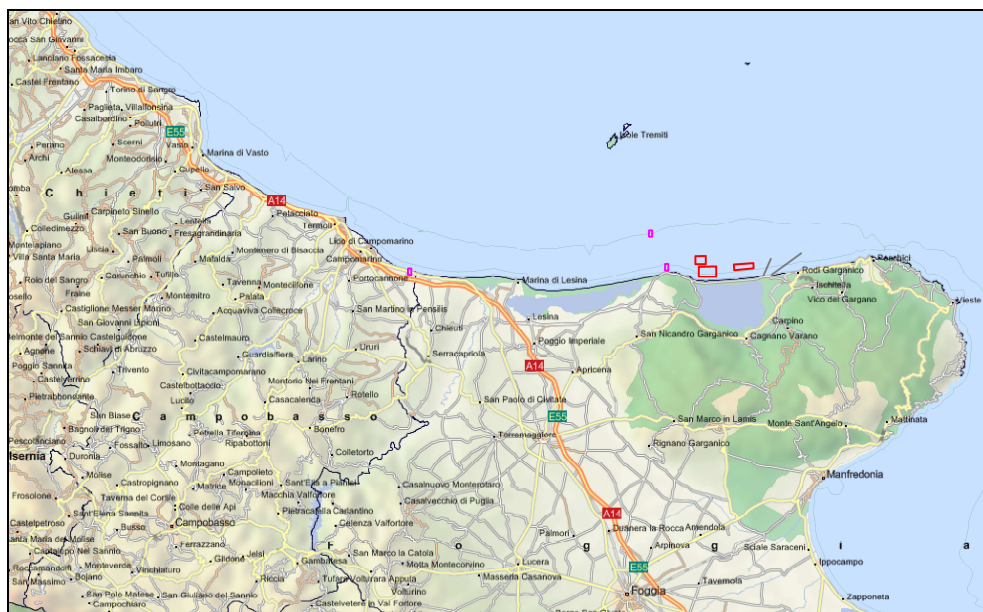


Figura 2.7 – Indicazione dei vincoli territoriali presenti nel tratto di costa interessato.

L'area delimitata dalla linea verde individua il tratto di mare compreso tra 1 km dalla costa e il limite dei 25 m di profondità. In rosa sono indicati i cavi, in rosso genericamente le zone di divieto e in grigio i tubi del gas.

Non sono inoltre segnalate Spiagge Blu in questo tratto, ovvero quelle spiagge cui viene assegnata una bandiera blu dalla FEE (Foundation for Environmental Education) per la qualità delle acque, la pulizia, le strutture turistiche e i servizi offerti.

Occorre ricordare che attualmente la Regione Puglia, sulla base della Direttiva Habitat (Art 6), della L.R. 12 aprile 2001, n. 11 "Norme sulla Valutazione dell'impatto ambientale" e della L.R. 13/2000 (di attuazione del POR – Piano Regionale), sottopone a procedura di Valutazione di Incidenza qualsiasi piano o progetto che ricade in pSIC o ZPS, per valutarne le possibili interferenze con le componenti habitat e specie caratterizzanti ciascun sito.

La Regione Molise, invece, non ha finora emanato una legge che dettasse i contenuti e le procedure per la Valutazione di Incidenza.

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 tutte le opere connesse all'allacciamento a terra alla rete elettrica nazionale.

È stato infatti necessario investigare, nell'area in cui dovrebbero essere realizzate tali opere di allacciamento, sulla presenza di Siti di Interesse Comunitario o di Zone a Protezione Speciale, verificando che la zona non ne è interessata. Durante tale analisi è però emersa la necessità di

verificare la presenza di aree classificate come a rischio idrogeologico. In particolare, l'Autorità di Bacino della Regione Puglia - AdB, d'intesa con le Amministrazioni Comunali, ha provveduto negli ultimi anni, così come previsto dagli art. 24 e 25 del Piano di Assetto Idrogeologico - Puglia - PAI, alla pubblicazione delle nuove perimetrazioni ed alla definizione dei livelli di pericolosità nei territori pugliesi.

Nella Figura 2.8 mostriamo due tavole esemplificative delle aree a rischio di inondazione (sopra) e di frana (sotto) di cui il progettista dovrà eventualmente tenere conto durante la realizzazione dei progetti finali dei cavidotti e della centrale di allacciamento alla rete elettrica nazionale. Da queste si evince comunque che nelle aree adiacenti la zona di costa interessata dal progetto del parco eolico *offshore* non sono presenti tali aree a rischio.

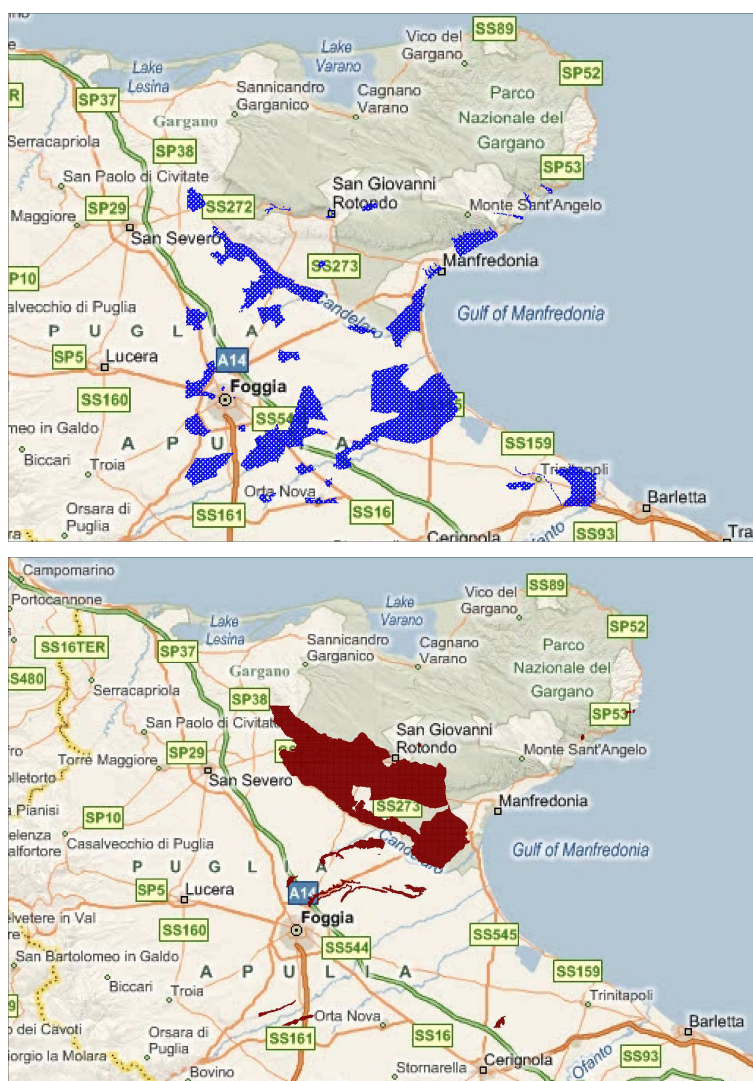


Figura 2.8 - Tavole esemplificative delle aree a rischio di inondazione (sopra) e di frana (sotto) definite dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia - AdB, d'intesa con le Amministrazioni Comunali.

3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche generali dell'area scelta per la realizzazione dell'impianto eolico.

Gli aerogeneratori saranno posizionati all'interno dell'area individuata dal quadrilatero viola illustrato in Figura 3.1, di coordinate:

	Longitudine	Latitudine
A	15,137	41,972
B	15,246	41,955
C	15,287	41,977
D	16,169	41,989

Tabella 3.1 – Coordinate del quadrilatero che individua l'ubicazione del parco eolico *offshore* (gradi centesimali, WGS84).

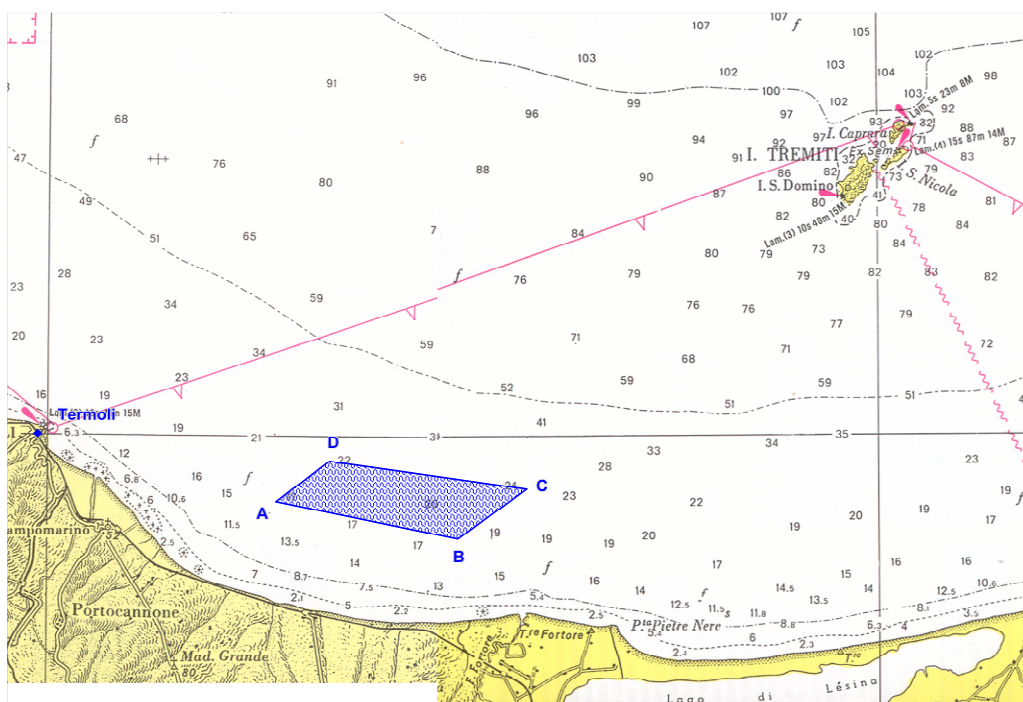


Figura 3.1 – Area di riferimento prescelta per l'installazione dell'impianto eolico *offshore* al largo di Marina di Chieuti.

Il quadro descrittivo è ottenuto avvalendosi delle informazioni disponibili in letteratura e sui siti *internet*, come specificato in bibliografia, e attraverso specifiche indagini biologiche, geofisiche e geonostiche eseguite allo scopo di valutare le caratteristiche ambientali dell'area

interessata dall'opera, i cui risultati completi sono riportati in allegato alla presente relazione. La descrizione dettagliata dell'area, con riferimento ai potenziali impatti che potrebbero derivare dall'installazione del parco eolico *offshore*, è riportata nel Capitolo 5.

3.1. Aspetti fisici

L'area che costeggia il tratto di mare nel quale sarà ubicata la centrale eolica, si snoda dal Comune di Serracapriola (FG) al Comune di Campomarino (CB). Di seguito vengono riportati la descrizione morfologica della costa, la caratterizzazione e la dinamica del litorale, la caratterizzazione dell'acqua marina, le caratteristiche anemologiche del sito, la descrizione delle correnti prevalenti e le caratteristiche ondametrichi del sito, il calcolo dell'onda di progetto, gli aspetti biologici (fauna marina e avifauna) e le attività umane.

3.1.1. Morfologia della costa

Le coste pugliesi, come mostrato in Figura 3.2, sono suddivise in 5 ambiti differenti:

- omogeneo Gargano;
- subappennino dauno;
- litorale barese;
- salento;
- arco ionico.

La parte più a Nord della Puglia, che appunto interessa il nostro studio, non è però inclusa in questa classificazione.

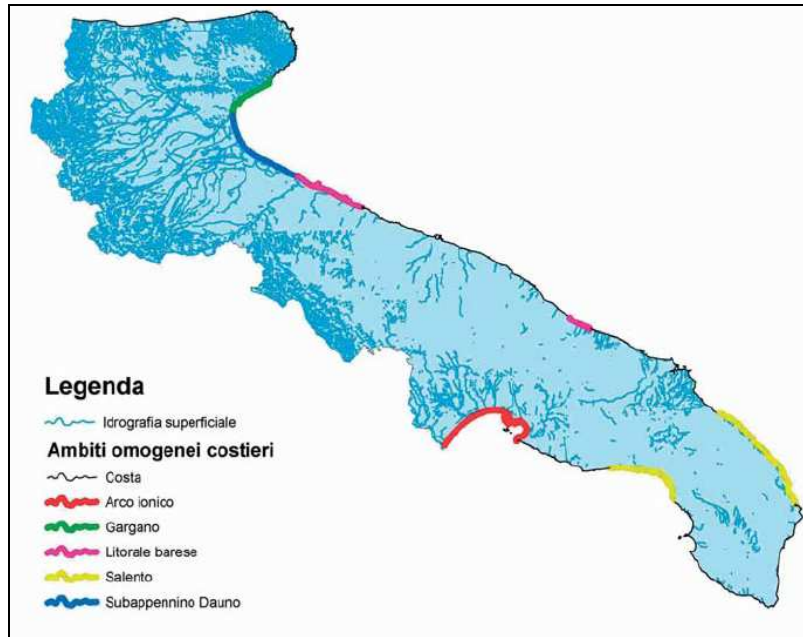


Figura 3.2 – Ambiti costieri pugliesi. Fonte: Regione Puglia, Studi preliminari ai piani di bacino, 2000.

Il tipo di costa è sabbioso lungo tutto il tratto considerato.

L'area di interesse maggiore per il progetto ha il suo limite orientale nei pressi di Torre Fortore, dove le caratteristiche morfologiche della costa sono appunto di tipo sabbioso e fangoso.

A poca distanza dalla costa è stata rilevata dalla carta nautica della zona la presenza di un relitto, tra Torre Fontina e Torre Mozza, intorno alla batimetrica dei 17 metri.

Secondo la classificazione nazionale dei morfotipi costieri italiani, il tratto costiero interessato dal nostro progetto appartiene alla categoria morfologica pianura alluvionale, come si vede nella Figura 3.3.

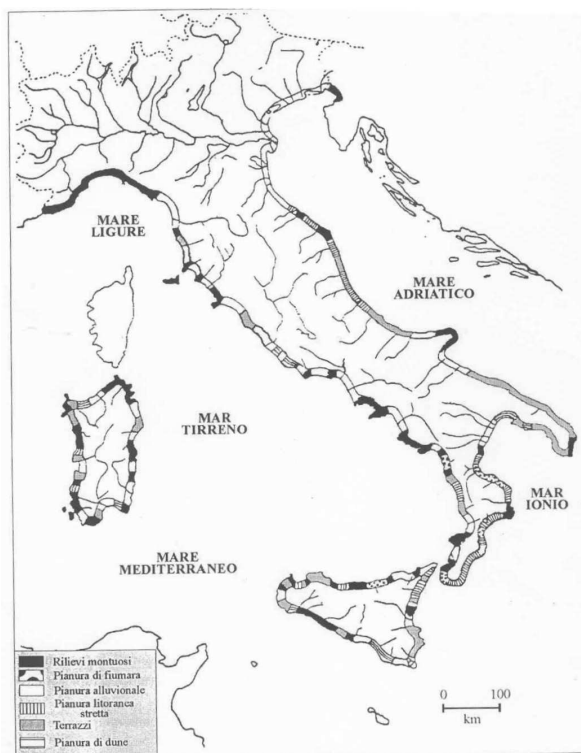


Figura 3.3 – Distribuzione dei tipi morfologici fondamentali presenti lungo la costa italiana.

3.1.2. Caratterizzazione e dinamica del litorale

In termini del tutto generali, la zona è contraddistinta geo-morfologicamente da una platea continentale a lieve pendenza, con fondali di natura prevalente sabbio-fangosa, anche se è possibile incontrare sottocosta limitati affioramenti e tavolati roccioso-calcarei. Dalle carte nautiche dell'Istituto Idrografico della Marina non risulta comunque la presenza di fondale roccioso.

La costa che si estende a Sud-Est del molo del Porto di Termoli è bassa, con una pendenza mediamente dell'ordine dello 0,6 – 0,7% tra la battigia e l'isobata dei 5 m. I fondali mobili della stessa area di piattaforma sono caratterizzati da sabbie costiere sino ai 10-15 m di profondità, e da argille siltose mediane più al largo (Fabbri e Gallignani, 1972). Si incontrano dunque sabbie terrigene costiere sino a circa 10 m di profondità, e sabbie silt-argillose più al largo. In particolare, nelle zone più costiere, è possibile individuare facies a sabbia fine e sabbia ben calibrata sino a 4-6 metri di profondità. A maggiori profondità prevalgono le sabbie pelitiche, caratterizzate dalla presenza di una matrice argillosa. Al largo si sviluppano anche banchi sabbiosi in serie con barre e cordoni sottomarini.

Il litorale sabbioso ha generale tendenza all'arretramento, nonostante la presenza di un trasporto solido litoraneo diretto, nel tratto di costa interessato, prevalentemente da Est verso Ovest, così come si vede dall'unione dei Fogli 155 e 156 dell'Atlante delle Spiagge Italiane, riportata in Figura 3.4.

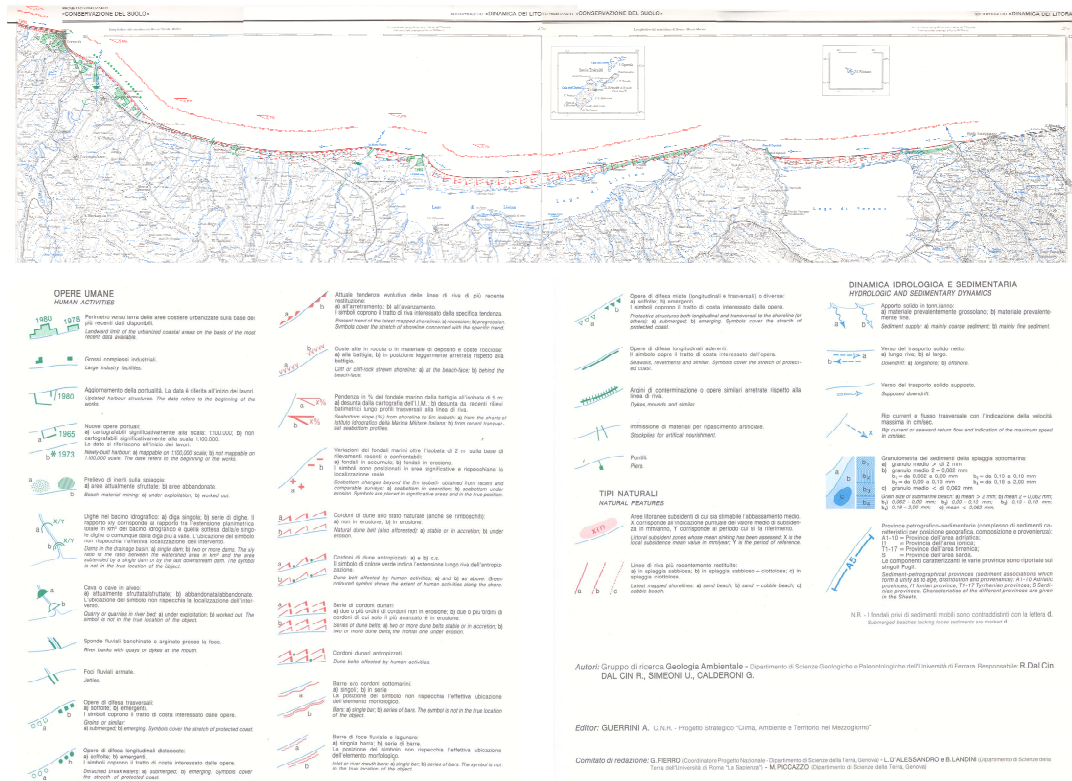


Figura 3.4 – Caratteristiche dell'area costiera al largo di Marina di Chieuti (particolare dell'Atlante delle Spiagge Italiane, Fogli 155 156).

Attualmente la Regione Puglia in collaborazione con il Laboratorio di Ingegneria delle coste gestito dal Politecnico di Bari sta conducendo delle indagini sull'evoluzione della dinamica costiera nell'ambito di una Misura finanziata dal POR Puglia 2000-2006; i risultati di questi studi, una volta disponibili, potranno fornire utili e dettagliate informazioni sullo stato attuale delle coste.

Le spiagge che si estendono tra Termoli e Punta delle Pietre Nere sono state soggette, a partire dagli anni '60 del secolo scorso, a un'intensa fase erosiva a causa della forte riduzione della capacità di trasporto solido a mare dei principali fiumi che un tempo alimentavano queste spiagge come il Biferno, il Saccione e il Fortore. Sono infatti in atto processi di forte arretramento delle coste in questo tratto. Le cause dell'erosione comprendono in parte fenomeni naturali come l'innalzamento del livello del mare in parte attività antropiche come la costruzione di dighe lungo gli alvei fluviali, la cementificazione e regimazione dei corsi d'acqua e l'escavazione effettuata in passato. L'aumento della pressione antropica sui litorali ha inoltre determinato la distruzione degli apparati dunosi che bordavano le spiagge e l'irrigidimento del sistema retrodunare non più in grado di adattarsi in tempi brevi alle mutate condizioni raggiungendo una nuova condizione di equilibrio.

Invece nel tratto più a Est, in prossimità dei Laghi di Lesina e Varano, la situazione è meno compromessa. La tendenza evolutiva delle spiagge è stabile e in parte anche in

avanzamento; risultano quindi relativamente minori i fenomeni di erosione costiera e il conseguente depauperamento degli habitat naturali marino-costieri. Gli apparati dunari e retrodunari sono allo stato naturale e solo il sistema retrodunare risulta in stato di erosione. La seguente Figura 3.5 mostra l'andamento delle spiagge dell'Italia centro-settentrionale.



Figura 3.5 – Tendenza evolutiva della spiagge italiane (fonte: Atlante delle Spiagge Italiane).

3.1.3. Caratterizzazione geologica e geotecnica del fondale

Al fine di fornire una caratterizzazione dei terreni che ospiteranno le opere in progetto è stato effettuato uno studio geologico e geotecnico preliminare, su basi bibliografiche, i cui risultati sono riportati nell'Allegato A. Di seguito descriviamo brevemente i risultati di tali indagini.

Lo studio sulla tettonica nell'area riguardante il tratto di costa tra Termoli e il Promontorio del Gargano, in prossimità del Lago di Lesina, ha rilevato la differenza delle caratteristiche stratigrafiche e strutturali tra il contesto continentale e quello del fondale marino, anche se essi sono legati a una dinamica regionale comune.

Ad oggi, la caratterizzazione geologico – strutturale del settore sud adriatico in esame risulta ancora poco approfondita per quanto riguarda l'area a mare. Il maggior contributo è fornito da Ortolani F. e Pagliuca S. (1987), secondo i quali nell'area *offshore* ad ovest del Gargano, fino al massiccio della Maiella sulla terraferma, al di sotto della copertura terrigena quaternaria e pliocenica, è indicata la presenza di alti strutturali nel basamento carbonatico, orientati Est Ovest. Prospezioni sismiche a riflessione, eseguite a Nord Ovest delle Isole Tremiti, evidenziano la presenza di strutture plicative.

In prossimità delle Isole Tremiti (si veda la Figura 3.6), è individuabile un'area in cui sono riconoscibili strutture trascorrenti destre orientate Nord – Est Sud - Ovest, che sarebbero legate ad una rotazione dell'intero blocco garganico, rispetto a quello apulo. La ristretta area di interesse, con riferimento alla sede del futuro parco eolico, si colloca in corrispondenza di questo settore.

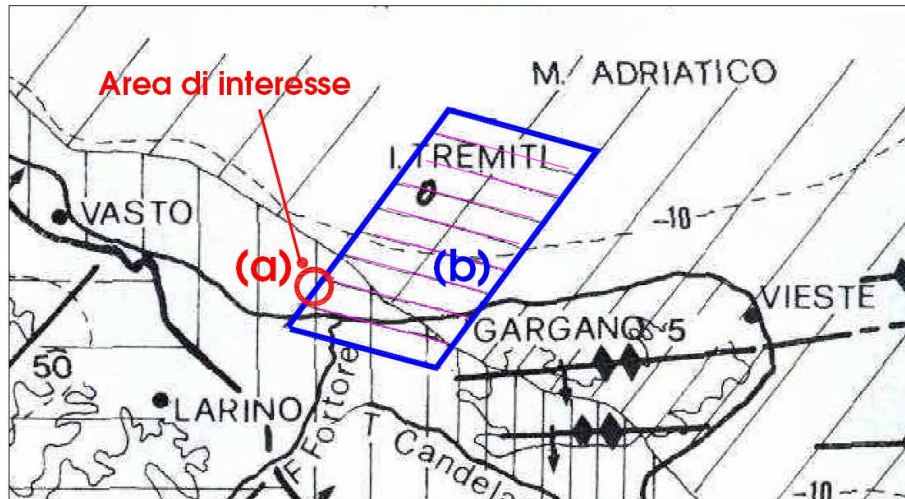


Figura 3.6 – Elementi strutturali attivi nella porzione *offshore* di interesse. a) ubicazione indicativa del parco eolico; b) area interessata da faglie trascorrenti destre attive, in varie fasi, dall'Eocene al Plio – quaternario.

Questa porzione di costa pugliese – molisana è occupata prevalentemente da sedimenti clastici riferibili al Pliocene e al Pleistocene. La successione stratigrafica ha, dal basso: Argille di Montesecco, Sabbie di Serracapriola e Conglomerati di Campomarino. Su parte delle superfici abbandonate dal mare in regressione si impostò, a seguire, un'idrografia molto importante, con bacini anche molto estesi caratterizzati da depositi fluvio – lacustri.

Depositi alluvionali terrazzati sono presenti in corrispondenza delle valli dei fiumi Biferno e Fortore, disposti in quattro successivi ordini di terrazzi. Lembi di depositi palustri affiorano in prossimità del Lago di Lesina, mentre le sabbie litorali rimaneggiate dal vento e quelle delle spiagge attuali chiudono la serie stratigrafica dei terreni affioranti nei settori di interesse.

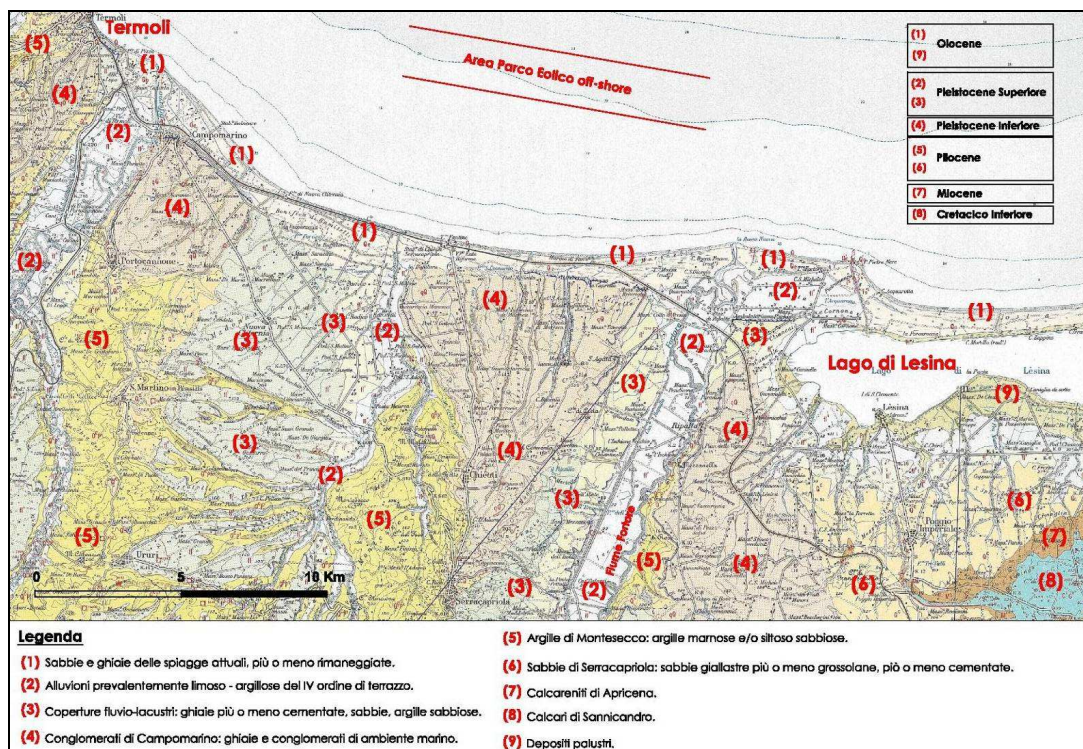


Figura 3.7 – Stralci della Carta Geologica d'Italia, scala 1:100.000, fogli n. 164 e 165 (modificato e fuori scala).

Il parco eolico *offshore* si colloca in una porzione di mare relativamente vicina alla linea di costa; non si può perciò escludere che i sedimenti che ne costituiscono il fondale abbiano una genesi almeno in parte di natura continentale. Infatti, l'estesa piana alluvionale che dall'entroterra molisano si allarga verso la costa, può aver raggiunto il sito in esame in epoche più o meno recenti, in occasione di evidenti episodi regressivi del livello marino. Tali sedimenti di probabile origine continentale hanno potenza non quantificabile con i dati ad oggi in possesso.

A tale proposito va sottolineata la presenza in questo tratto di costa di tre elementi idrografici di una certa importanza (Fiume Biferno, Torrente Saccione e Fiume Fortore) e caratterizzati da ampie e spesse conoidi alluvionali (si veda la Figura 3.8). La foce di tali corsi d'acqua si colloca esattamente di fronte all'area che vedrà la messa in opera del parco eolico in oggetto. Pertanto, non si può escludere che l'abbondante sedimento continentale trasportato a carico dei corsi d'acqua citati, a prevalente componente fine limoso argillosa, possa essere preso in carico dalle correnti marine e, almeno in parte, ridepositato proprio in corrispondenza del settore di interesse.

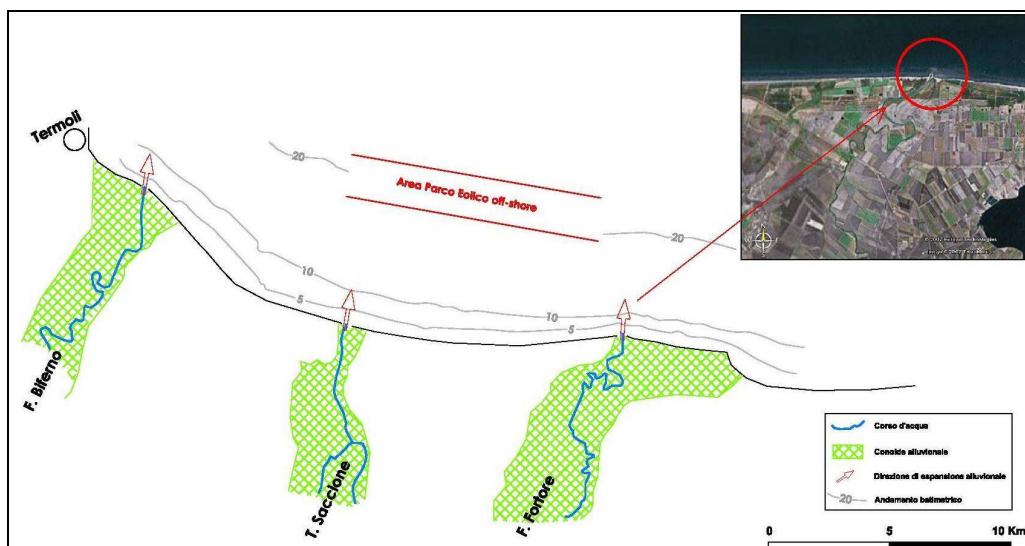


Figura 3.8 – Schema semplificato con ubicazione dei fiumi Biferno, Saccione e Fortore e dei rispettivi conoidi alluvionali.

L'analisi della fotografia aerea presentata sempre in Figura 3.8, e in particolare della colorazione della superficie marina, evidenzia come dalla foce del fiume provenga sicuramente una grande quantità di sedimento, in grado di rendere torbide le acque e di generare il caratteristico “pennacchio” sedimentario trasportato dalle correnti.

La successione stratigrafica caratteristica dei fondali marini nel settore molisano-pugliese di interesse per il progetto è caratterizzata da un elevato spessore di depositi fini pliocenico-quadernari, posti direttamente a contatto con il sottostante substrato Miocenico (a marne dominanti) e Cretacico (a prevalenza calcareo dolomitica). Lo spessore della coltre pliocenico – quadernaria cresce allontanandosi dalla costa (dove risulta minimo), per arrivare in mare aperto, dove tale spessore può superare i 600 m.

In zone *offshore* limitrofe all'area di interesse sono state eseguite diverse indagini dirette (sondaggi e sismica), in genere con finalità di ricerca di idrocarburi. È stato possibile consultare la stratigrafia di 2 sondaggi a mare profondi (Chiara_001 e Termoli_mare_001) e i profili relativi a due stese sismiche (D85-161 e BD85-564). In Figura 3.9 si riporta l'ubicazione di tali indagini.

Termoli mare 1, è ubicata in prossimità della foce del Fiume Fortore, a circa 5 km dal lembo più vicino dell'area del futuro parco eolico. Il sondaggio è stato eseguito a 75 m dalla riva, praticamente in corrispondenza della foce del fiume. La stratigrafia riporta la presenza di 20 m di sabbie, probabilmente risultato delle deposizioni di spiaggia o comunque degli apporti fluviali più grossolani, mentre i 32 m di argille sottostanti potrebbero essere il risultato di apporti più fini, corrispondenti a diverse energie deposizionali. Al disotto di questi depositi, i dati estrapolabili dalla carte geologica d'Italia e quelli dei sondaggi (considerando

anche il Chiara 1), suggeriscono la presenza di depositi a natura prevalentemente argillosa, pleistocenici o pliocenici, comunque consistenti.



Figura 3.9 – Ubicazione delle indagini *offshore* (da Assomineraria, 2007).

Sulla base dell'esame dei dati geologici disponibili per l'area *offshore* in esame si può prospettare la seguente sequenza stratigrafica (a partire dal fondale), da considerarsi comunque puramente indicativa:

- la relativa vicinanza alla costa, unita alla presenza di diversi corsi d'acqua che sfociano lungo il litorale, suggerisce la possibile presenza di depositi olocenici di fondale, teneri/sciolti, con spessori che possono ragionevolmente raggiungere la decina di metri. La loro natura potrà essere sia sabbiosa sia più francamente limoso-argillosa;
- depositi prevalentemente argillosi da consistenti a molto consistenti, con incremento con la profondità.

I comuni affacciati sul litorale prospettante la zona del Parco Eolico in progetto, compresi all'interno della provincia di Foggia, risultano classificati secondo la Deliberazione della Giunta Regionale n. 153 del 2 marzo 2004 in Zona Sismica 2, con una accelerazione di riferimento su suolo rigido (periodi di ritorno TR = 475 anni) pari a 0.25g.

Tale valore risulta sicuramente cautelativo, tenuto conto delle risultanze dello Studio di Pericolosità Sismica per il territorio italiano emanato in Allegato 1b all'ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006. Infatti, sulla base della mappa di pericolosità sismica aggiornata (si veda la Figura 3.10), l'accelerazione di riferimento su suolo rigido per l'area oggetto dell'intervento risulta compresa tra 0,125 e 0,150 g, in riduzione allontanandosi dalla costa, sempre relativamente ad un periodo di ritorno pari a 475 anni. Inoltre, si tenga conto che spostandosi lungo costa verso nord, i

comuni più prossimi compresi nel territorio della Regione Molise (Termoli, Campomarino, ecc.) risultano classificati in zona 3 ($a_g=0,15\text{ g}$) secondo la legge regionale n. 13 del 20 maggio 2004.

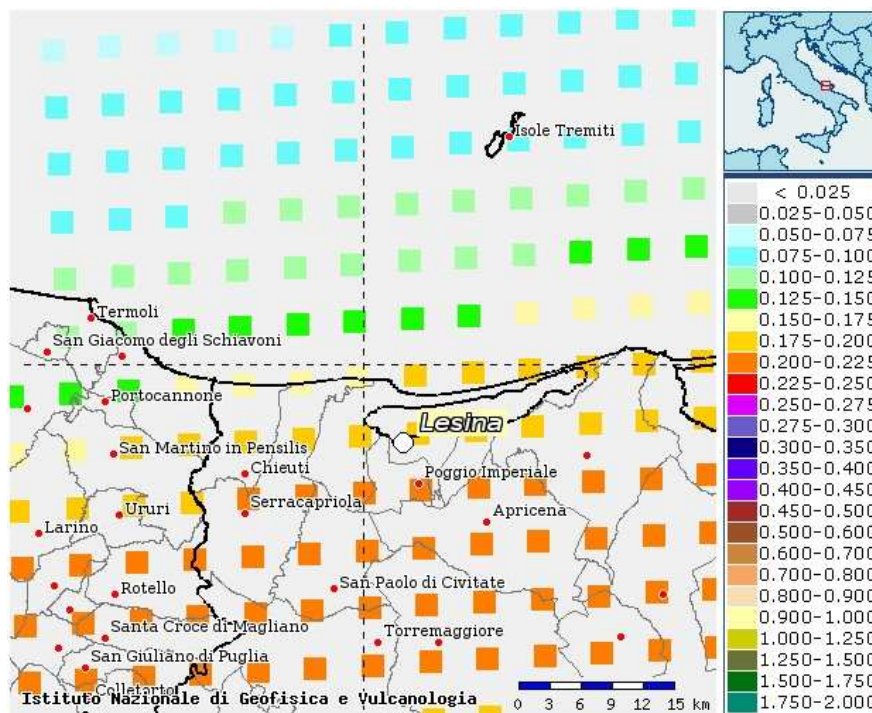


Figura 3.10 – Estratto di interesse della Mappa di Pericolosità Sismica. Accelerazione di riferimento su suolo di tipo rigido con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni (periodo di ritorno a 475 anni).

A riguardo della caratterizzazione stratigrafica, in base alle considerazioni geologiche e geotecniche espresse nei capitoli precedenti, l'intervento si localizzerà verosimilmente in un sito di tipo C (fattore di sito $S=1,25$).

A riguardo della verifica sismica di strutture eoliche, una considerazione importante fa riferimento alle ordinate dello spettro di risposta di spostamento per periodi di vibrazione superiori a 3 - 4s, ordinate che possono essere stimate sulla base degli studi più recenti per l'area in esame in circa 10 cm, per un periodo di ritorno pari a 475 anni.

3.1.4. Caratteristiche dell'acqua marina

È stata effettuata un'indagine sulle caratteristiche chimiche e biochimiche dell'acqua marina (Allegato B). Sono stati prelevati e successivamente analizzati diversi campioni a diverse profondità. Il posizionamento dei punti di prelievo è indicato dai quadratini con i relativi codici in Figura 3.11.

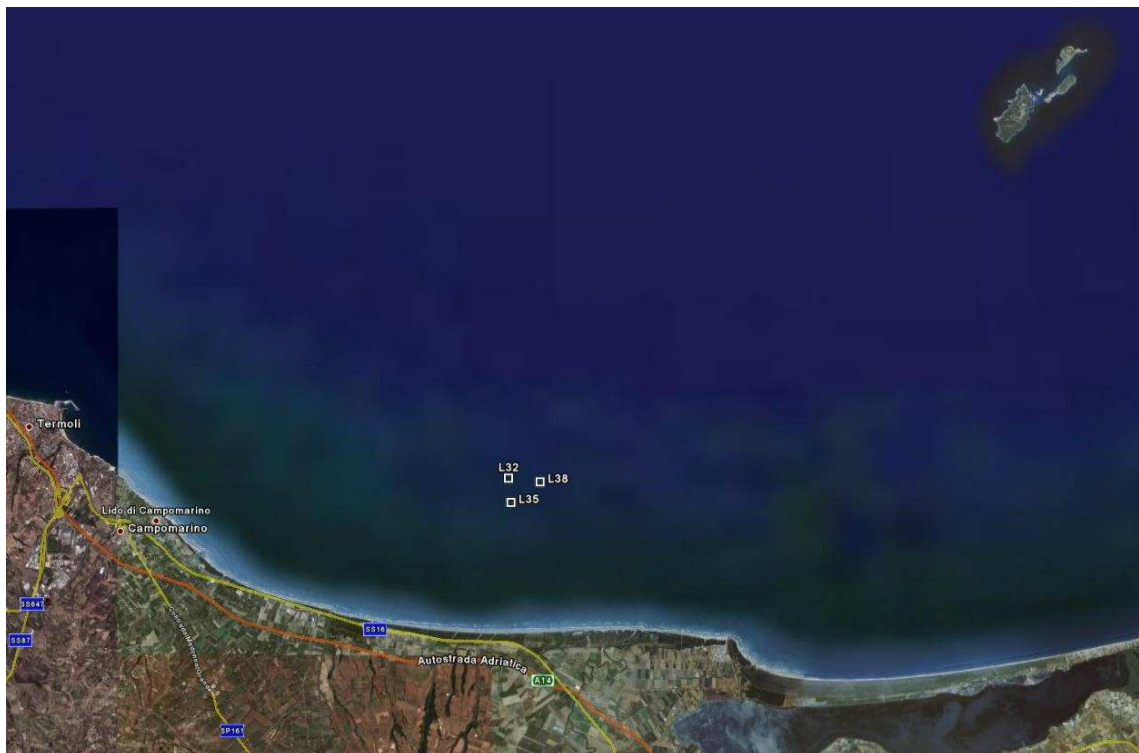


Figura 3.11 – Posizionamento prelievo dei campioni di acqua di mare.

Nella Tabella 3.2 mostriamo i risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate su tre campioni di acqua marina prelevati nei punti mostrati nella precedente figura nel giorno 14 giugno 2007. I valori riportati si riferiscono ad una profondità media, mentre nell'Allegato B sono riportati i valori relativi a tutte le profondità monitorate.

Punto di prelievo	N-NH ₃	P-PO ₄	N-NO ₂	N-NO ₃	Batteri coliformi	Col.fecali	Enterococchi intestinali	Chl" a"
	µg/l	µg/l	µg/l	µg/l	UFC/100ml	UFC/100ml	UFC/100ml	µg/l
L32	<0,42	2,15	<0,11	4,07	12	0	0	0,29
L35	<0,42	1,73	0,15	1,95	0	0	0	<0,20
L38	<0,42	1,68	<0,11	1,65	0	0	0	0,29

Tabella 3.2 – Risultati delle analisi chimiche e biochimiche effettuate su tre campioni di acqua marina prelevati nel tratto di mare scelto per l'installazione dell'impianto eolico.

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

1. sali nutritivi (azoto ammoniacale, nitrico e nitroso; fosforo reattivo) secondo metodiche in uso applicate ad autoanalizzatori della " Bran Luebbe" mod. Traacs 800 e AA3;
2. clorofilla "a" secondo metodo tricromatico di Strickland e Parsons (1972);

3. batteri coliformi: metodo standardizzato UNI EN ISO 9308 – 1:2002;
4. coliformi fecali: metodo standardizzato ISO 9308 – 1:1990;
5. enterococchi intestinali: metodo standardizzato UNI EN ISO 7899 – 2:2003.

In base ai risultati ottenuti si può affermare che le caratteristiche trofiche dell'area in esame ricadono nella classe della "oligotrofia". L'indagine microbiologica condotta a diverse profondità ha evidenziato una presenza non significativamente rilevante di batteri indicatori di inquinamento fecale. Inoltre, poiché gli Enterococchi intestinali, considerati sicuri indici di inquinamento fecale pregresso, risultano sempre assenti, è lecito affermare che la qualità microbiologica dei campioni d'acqua esaminati risulta buona.

La salinità del mare mediata sulle misure, effettuate nei tre punti di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 17 m (la massima profondità di 17 m è nel punto di stazionamento L38), nel punto L32 è 37,4 psu, nei punti L35 e L38 è 38,0 psu.

La temperatura dell'acqua mediata sulle misure, effettuate nei tre punti di stazionamento a diverse profondità che variano da 0 a circa 17 m, è 22,7° C per L32, 23,0° C per L35 e 22,0° C per L38.

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.). Tale sistema di monitoraggio utilizza un modello che, sulla base delle analisi effettuate sui prelievi, determina il livello di qualità delle acque. In questo modo è possibile avere uno 'storico' dei dati sulla qualità dell'acqua.

Da una ricerca effettuata nella banca dati del Si.Di.Mar. abbiamo rilevato che nella Regione Puglia non risultano stazioni di monitoraggio prossime alle località interessate dal nostro progetto. Abbiamo quindi estrapolato i dati relativi alla Regione Molise e in particolare quelli relativi alla stazione di monitoraggio di Campomarino (CB), situato nei pressi della foce del fiume Biferno, poco più a nord di Marina di Chieuti.

I dati a cui facciamo riferimento sono quelli della prima settimana di gennaio 2007. Nella mappa di Figura 3.12 osserviamo che i campioni, presi a tre diverse distanze dalla costa, segnalano che la qualità dell'acqua nella stazione di monitoraggio di Campomarino è media.

Nella seguente Tabella 3.3 vediamo che i campioni, presi a tre diverse distanze dalla costa, segnalano che la qualità dell'acqua nella stazione di monitoraggio di Campomarino è media per quasi tutto l'anno nei due punti di campionamento più vicini a costa, mentre è prevalentemente bassa alla distanza di 3000 m. I dati sono riportati per stazione, per distanza dalla costa e per mese nell'anno 2006.

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	
Stazione	Dist.costa																								
Fiume Biferno	500 mt	🟢	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡	🟡
	1000 mt	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢
	3000 mt	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢	🟢

Tabella 3.3 - Andamento annuo della qualità dell'acqua nella stazione di Campomarino.

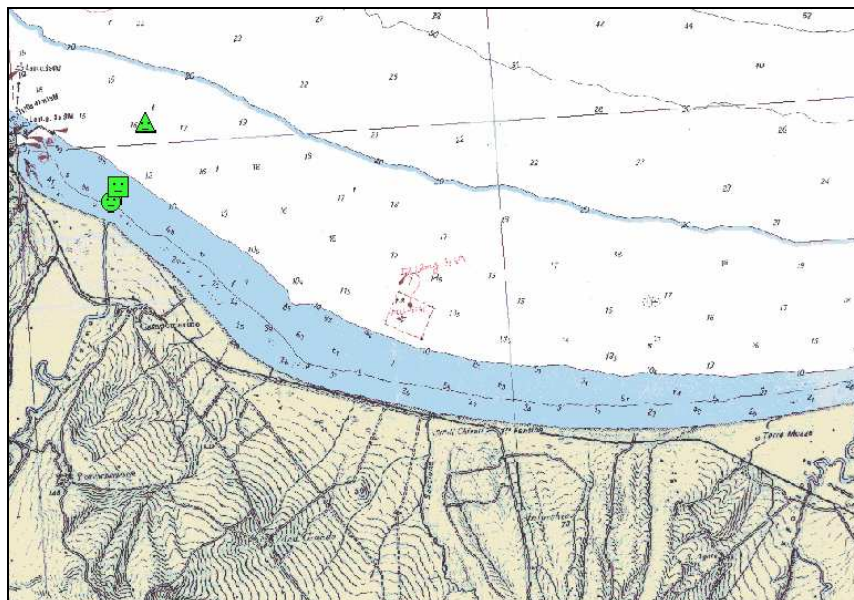


Figura 3.12 – Punti di monitoraggio della stazione di Campomarino.

3.1.5. 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.

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 onde determinare la velocità media annua e la distribuzione statistica secondo Weibull caratterizzata dal parametro A e dal fattore di forma k.

Per valutare la velocità del vento media annua è stato realizzato uno studio, riportato nell'Allegato C, di cui di seguito si riporta una breve descrizione dei risultati, realizzato per mezzo di un modello virtuale d'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) osservate nel tempo. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona

approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

In Figura 3.13 è riportata la mappa della ventosità stimata all'altezza di 90 m s.l.m. rappresentata secondo curve isovento, calcolata per mezzo del codice di calcolo WASP messo a punto dal Risø National Laboratory (DK), sulla base di dati registrati da due stazioni anemometriche rappresentative le due principali conformazioni morfologiche dell'area, ossia il Tavoliere della Puglia e i rilievi del Gargano. La velocità media annua del vento nell'area di nostro interesse varia tra 7,05 e 7,15 m/s.

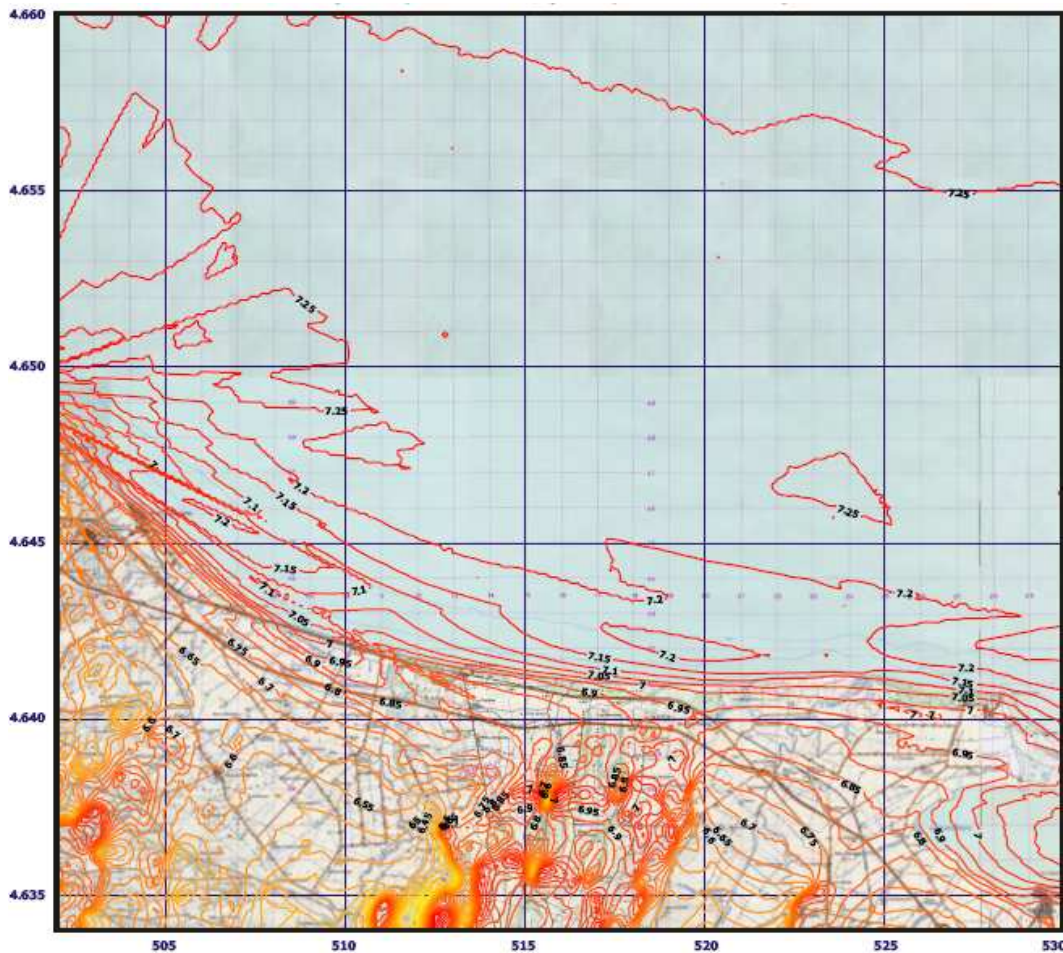


Figura 3.13 – Mappa di velocità del vento a 90 m sul livello del mare, espressa in m/s.

In Figura 3.14 è riportata l'ubicazione geografica e la descrizione delle caratteristiche delle stazioni anemometriche considerate, mentre in Figura 3.15 è riportata la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull ad esse relativa.



Codice	Denominazione	Comune	Coordinate UTM ED50		Alt. (m s.l.m.)	H (m)	Periodo di misura	
			X	Y			Inizio	Fine
U261	Foggia Amendola	Foggia	559.811	4.598.263	60	10	Gennaio '95	Dicembre '06
6287	Femmina Morta	Vieste	593.800	4.627.200	506	15	Febbraio '01	Agosto '03

Figura 3.14 – Stazioni anemometriche di riferimento.

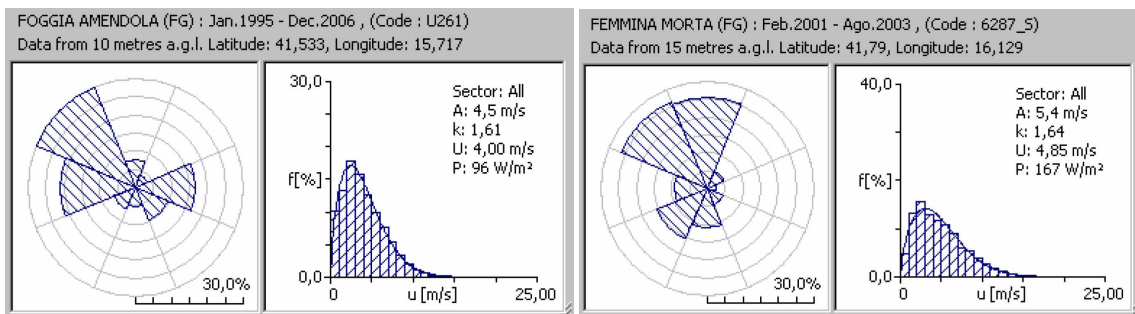


Figura 3.15 – Rosa dei venti e distribuzione di Weibull nelle stazioni anemometriche di riferimento.

3.1.6. Correnti prevalenti e caratteristiche ondametrische del sito

Le correnti superficiali prevalenti nell'Adriatico centro-meridionale, lungo la costa italiana, sono correnti provenienti da Nord-Ovest dirette verso Sud-Est (si veda la Figura 3.16).

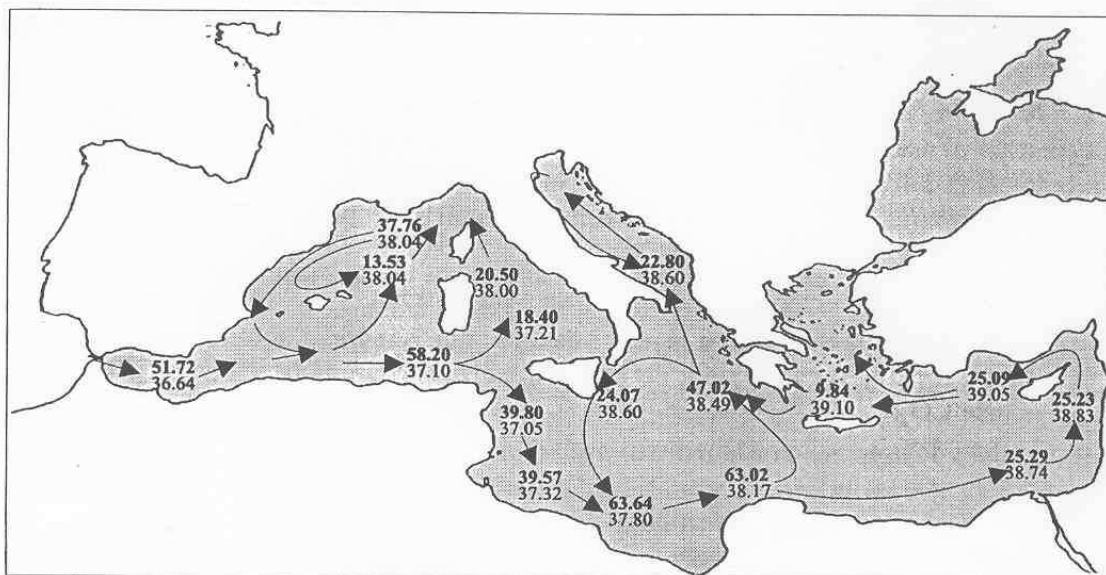


Figura 3.16 – Rappresentazione schematica dei flussi superficiali in $\text{m}^3/\text{anno} \times 10^{12}$ (numero superiore) e della salinità per mille (numero inferiore) nel Mediterraneo. Le frecce indicano l'andamento superficiale delle correnti.

In Figura 3.17 osserviamo con maggior dettaglio che il tratto di mare prospiciente le coste a Nord del Gargano, in prossimità di Chieuti, è soggetto ad una corrente la cui velocità è nell'ordine di 0,3 m/s.

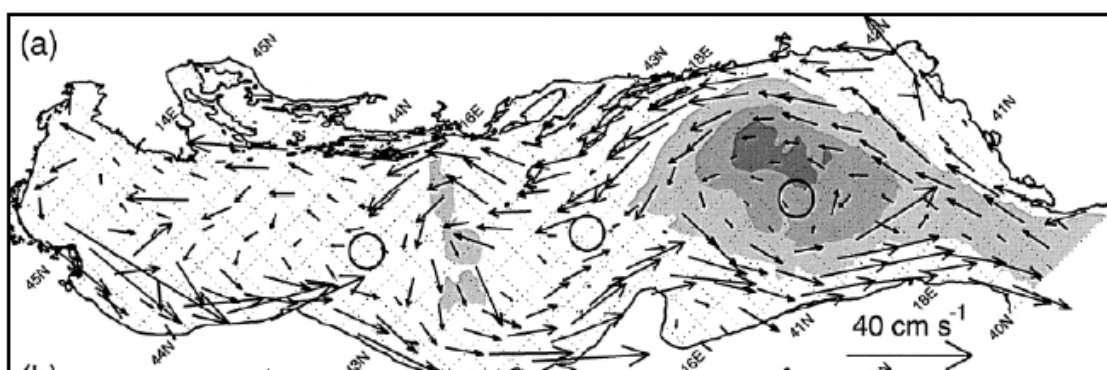


Figura 3.17 – Dettaglio delle correnti superficiali che interessano l'area del bacino Adriatico.

Questo dato è confermato da uno studio effettuato dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) all'interno del progetto ADRICOSM (ADRIatic sea integrated COastal areaS and river basin Management system pilot project) nel periodo: 1 ottobre 2001 –

31 dicembre 2004. L'area interessata da questo progetto copre l'intero Mare Adriatico e si estende fino al Mar Ionio, come mostrato nella Figura 3.18.

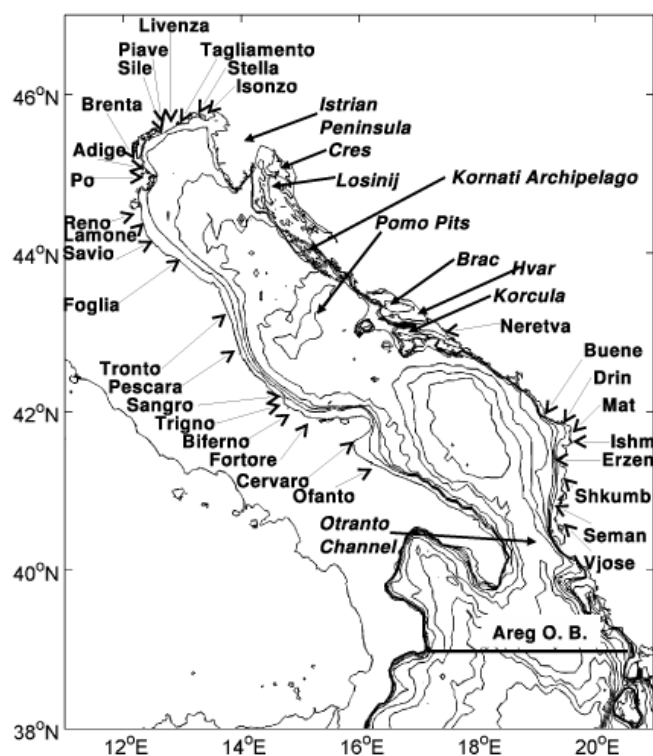


Figura 3.18 – Il Mare Adriatico: morfologia del fondale e punti di immissione fluviale. Fonte: ADRICOSM Final Scientific Report.

In questa figura sono anche indicati gli affluenti del Mare Adriatico; in particolare in prossimità di Chieuti sono segnalati il Fortore e il Biferno, mentre un po' più a Nord sfociano il Trigno e il Sangro.

Il modello utilizzato in questo studio si basa sul *Princeton Ocean Model*, *POM* (Blumberg and Mellor, 1987), applicato nel Mare Adriatico da Zavatarelli *et al.* (2002) e Zavatarelli e Pinardi (2003). La media della corrente superficiale a 2 m di profondità per l'anno 2003 è illustrata in Figura 3.19. Le immagini mostrano la struttura della circolazione delle correnti superficiali nel Mare Adriatico su larga scala secondo la variabilità stagionale.

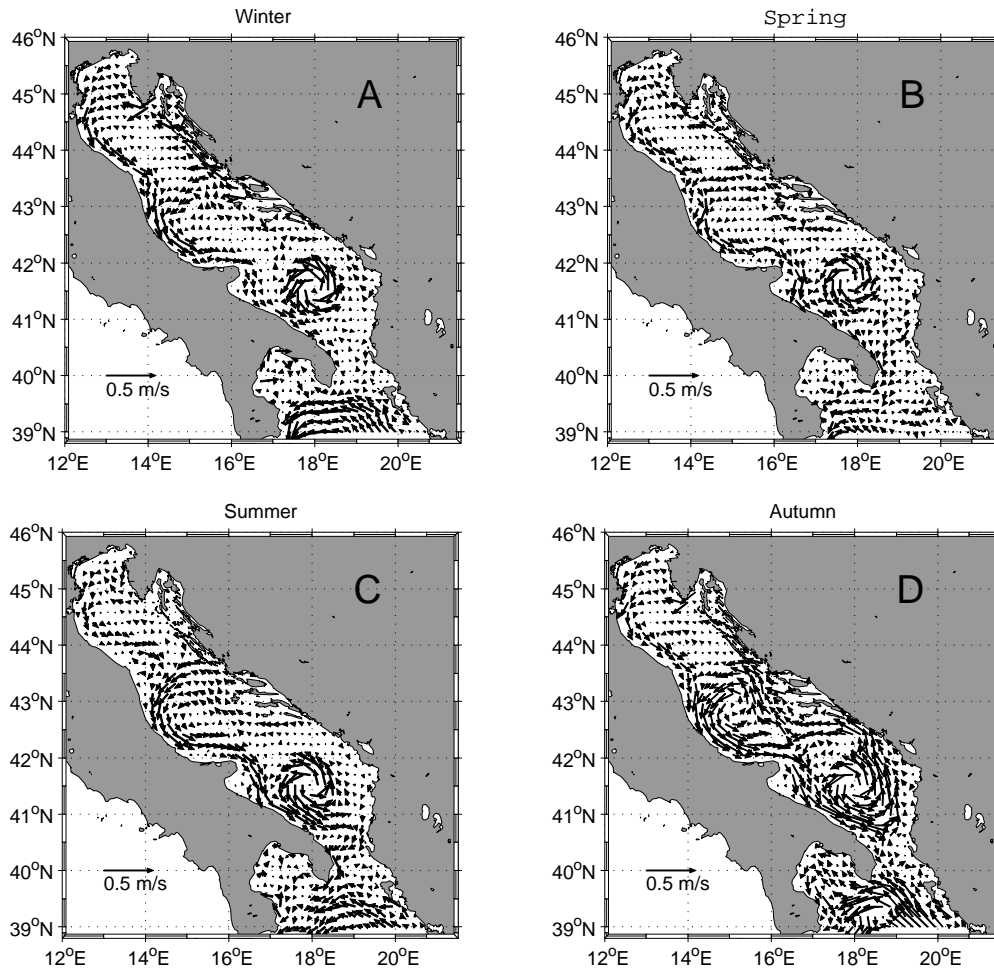


Figura 3.19 – Media stagionale dei campi di velocità della corrente superficiale nel Mare Adriatico. Fonte: ADRICOSM Final Scientific Report.

Dai risultati delle simulazioni mostrati nella precedente figura si osservano due correnti bene identificate: la Western Adriatic Coastal Current (WACC), lungo la costa italiana, e la Eastern Southern Adriatic Current (ESAC), lungo le coste della Dalmazia. Entrambe hanno intensità differenti a seconda delle stagioni. Le due correnti costiere confinano con le rotazioni cicloniche del medio e del basso Adriatico, che sono più intense in estate e in autunno.

Le correnti di marea nell'area vicina a Chieuti sono di entità trascurabile rispetto alle correnti di marea che interessano l'area del medio-basso Adriatico.

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.

Secondo i dati del servizio APAT Idromare nella stazione di Ortona, poco più a nord dell'area oggetto del nostro studio, l'escursione mareale massima, misurata nel periodo 01/01/2006 – 31/12/2006, è di 47 cm, mentre quella media è di circa 19 cm.

Nella stazione di Vieste invece, a Sud rispetto all'area interessata, l'escursione mareale massima, misurata nel periodo 01/01/2006 – 31/12/2006, è di 54 cm, mentre quella media è di circa 15 cm.

Il clima ondoso è stato determinato con uno specifico studio, riportato nell'Allegato D, sulla base di una serie di dati misurati tra il 1951 e il 1994 e di conoscenze pregresse sulle mareggiate, così come sui loro effetti, verificatesi negli ultimi decenni. Dal grafico polare del clima ondoso calcolato nel periodo di riferimento e riportato in Figura 3.20 si osserva che la direzione di maggior frequenza è quella di Nord Ovest e che:

- circa il 55% delle onde risulta avere un'altezza inferiore a 1 m;
- circa il 33% delle onde ha un'altezza compresa tra 1 e 2 m;
- circa l'8% delle onde ha un'altezza compresa tra 2 e 3 m;
- circa il 2% delle onde ha un'altezza compresa tra 3 e 4 m;
- lo 0,33% delle onde ha un'altezza superiore a 4 m.

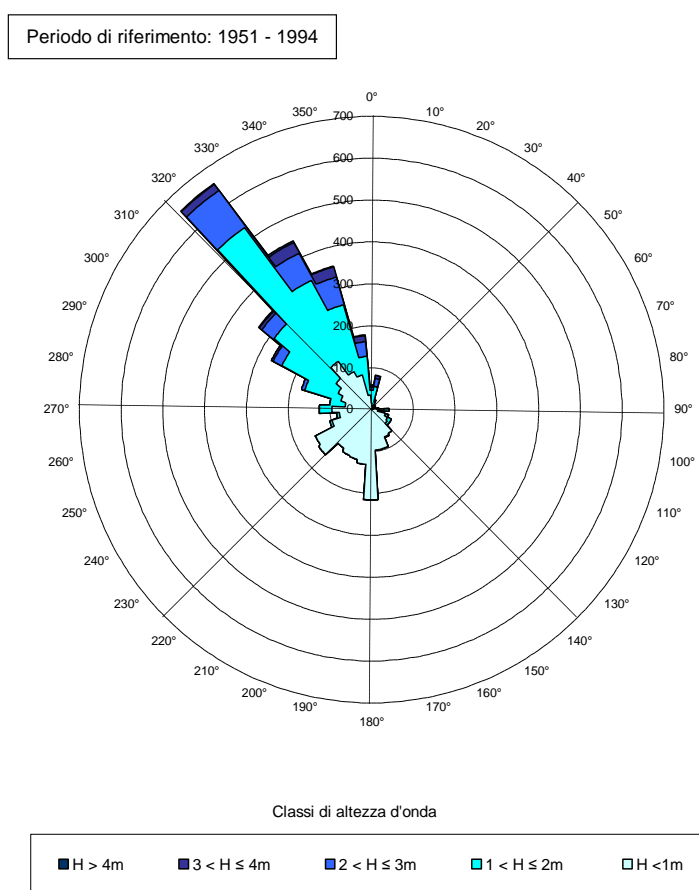


Figura 3.20 – Distribuzione delle mareggiate per classi di altezza d'onda e direzione di provenienza.

Dal grafico della distribuzione annuale dei valori massimi dell'altezza d'onda, e della distribuzione per direzione per provenienza riportati di seguito in Figura 3.21, si evince

come l'onda massima registrata nel periodo di osservazione risulti pari a 6,59 m, proveniente dalla direzione Nord.

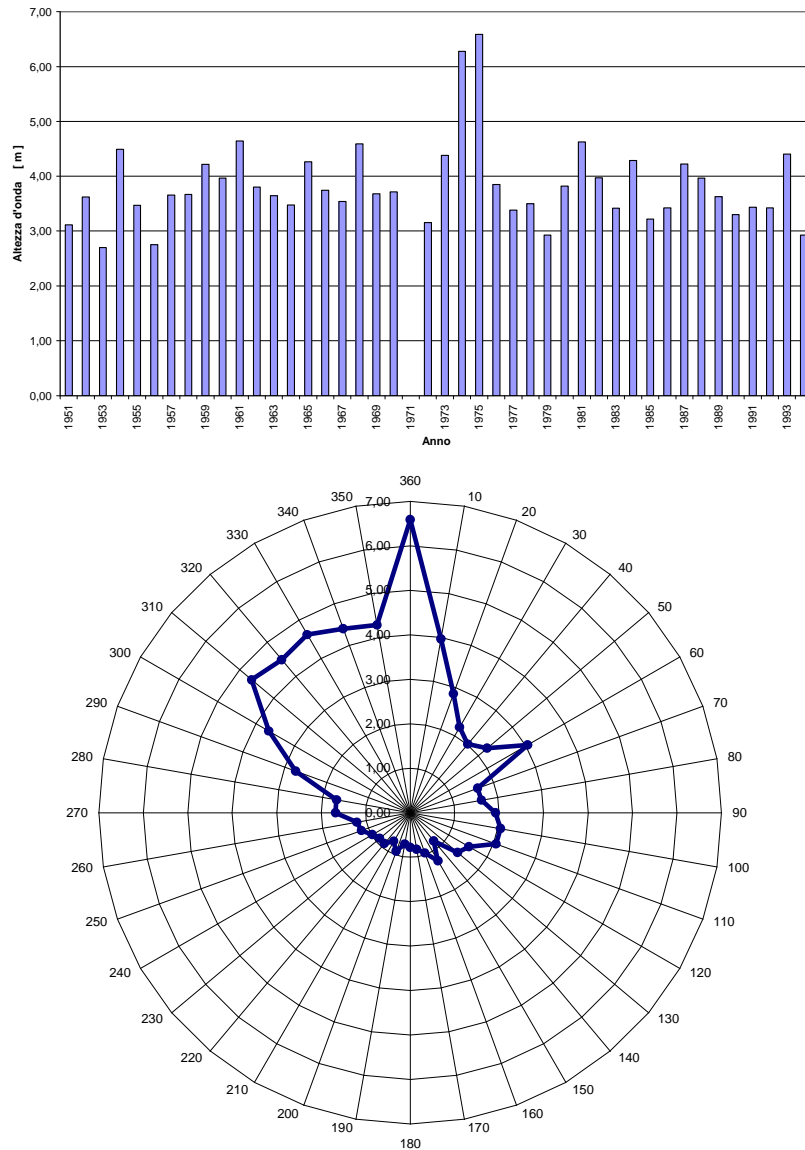


Figura 3.21 – Distribuzione su base annuale e per direzione di provenienza dei valori massimi dell'altezza d'onda.

3.1.7. Onde di progetto

Sulla base della pubblicazione dei dati registrati e dell'analisi svolta riportata nell'Allegato D, si è proceduto al calcolo dell'onda di progetto (H_p) in funzione del periodo di ritorno (t), i cui valori sono riportati nella seguente Tabella 3.4 e il cui calcolo specifico è riportato sempre nell'Allegato D.

t [anni]	50	100	200	500
Hp [m]	6,36	7,20	8,03	9,13

Tabella 3.4 – Onda massima di progetto in funzione del tempo di ritorno adottato. La direzione di provenienza del vento suscitatore è 360° Nord per ciascun valore di altezza dell'onda di progetto.

3.2. Aspetti biologici

Nel seguito analizziamo gli aspetti biologici del sito in oggetto esaminando separatamente lo stato della fauna marina e dell'avifauna.

3.2.1. Fauna marina

A livello nazionale, l'ultimo controllo effettuato per conto del Ministero dell'Ambiente della fauna marina italiana⁸ ha registrato l'esistenza di 8.432 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);
- 1.528 specie di molluschi marini;
- 2.222 specie di Arthropoda;
- 506 specie ittiche di cui il maggior numero di endemismi è riscontrabile in Adriatico (circa il 15% del totale delle specie).

Per quanto riguarda le specie animali marine in Puglia ne sono presenti un totale di 84 (Allegato I della Direttiva Uccelli e Allegato II della Direttiva Habitat). La provincia che ne registra il maggior numero è Foggia, grazie alla presenza del Parco Nazionale del Gargano.

Secondo la classificazione della FAO-CGPM (Commissione Generale per la Pesca nel Mediterraneo), seguita nella *checklist* 1993-1995, il Golfo di Manfredonia appartiene all'area detta Divisione Adriatica. La SIBM (Società Italiana di Biologia Marina), su incarico della

⁸ Sito del Ministero dell' Ambiente, informazioni sulla biodiversità in Italia, sez. Fauna:
http://www.minambiente.it/index.php?id_sezione=1557

Direzione Generale per la Protezione della Natura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MiATTM), ha rivisto e aggiornato la *checklist* delle specie marine della fauna italiana⁹. Secondo la nuova *checklist* della fauna marina italiana i mari italiani passano dalla divisione in tre macroaree della FAO-CGPM seguite nella *checklist* 1993-1995 a quella in nove zone biogeografiche, i cui confini sono marcati da aree di transizione che fluttuano in funzione delle variazioni climatiche, così suddivise (si veda la Figura 3.22):

- 1) Mar Ligure, a Nord di Piombino e Capo Corso, afferente al settore nord-occidentale del Mediterraneo;
- 2) coste della Sardegna (e Corsica) ed alto Tirreno da Piombino a tutto il Golfo di Gaeta, afferenti alla sezione settentrionale del settore centro-occidentale del Mediterraneo;
- 3) tutte le coste campane, le coste tirreniche della Basilica, della Calabria e della Sicilia, nonché gran parte delle coste siciliane meridionali, afferenti alla sezione meridionale del settore centro-occidentale del Mediterraneo;
- 4) Stretto di Messina (un microsettore a se stante);
- 5) estremità sud-orientale della Sicilia, isole Pelagie (e arcipelago maltese), afferenti al settore sud-orientale del Mediterraneo;
- 6) costa orientale della Sicilia, coste ioniche della Calabria e della Basilicata e porzione meridionale della penisola salentina fino ad Otranto, afferenti al settore centro-orientale del Mediterraneo;
- 7) coste delle Murge (a sud del Golfo di Manfredonia) e del Salento a Nord di Otranto, afferenti al settore del Basso Adriatico;
- 8) coste dal Golfo di Manfredonia compreso fino al promontorio del Conero, afferenti al settore del Medio Adriatico;
- 9) coste dal Conero fino all'Istria, costituenti il settore dell'Alto Adriatico.

⁹ La lista di riferimento è quella pubblicata nell'opera della Calderini (Minelli A., Ruffo S., La Posta S., 1993–1995, Checklist delle specie della fauna italiana).

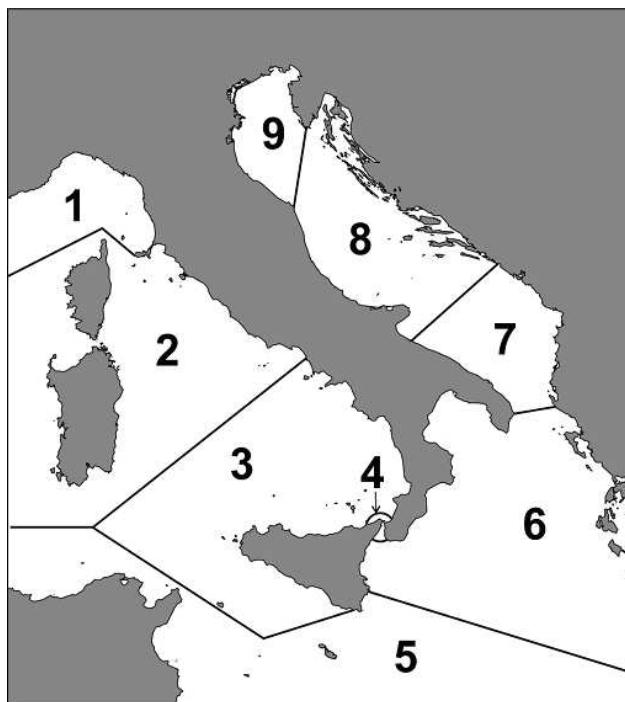


Figura 3.22 – Suddivisioni biogeografiche proposte dalla Società Italiana di Biologia Marina per la *checklist* 2005.

L'area in cui si collocherebbe il parco eolico *offshore* ricade nella zona biogeografica 8: "Coste dal Golfo di Manfredonia compreso fino al promontorio del Conero, afferenti al settore del Medio Adriatico" (fonte Società Italiana di Biologia Marina).

La distribuzione delle comunità biologiche è influenzata da diversi fattori tipici del Golfo di Manfredonia e in generale di tutto il Mare Adriatico:

- forti gradienti stagionali, sia latitudinali che longitudinali, dovuti agli afflussi di acqua proveniente dal Mediterraneo orientale (che accede dal canale di Otranto lungo la costa adriatica orientale), e dall'acqua proveniente dai fiumi italiani;
- presenza di fondali melmosi, soprattutto al disotto dei 100 m di profondità;
- forti apporti nutrizionali legati alle attività agricole e all'urbanizzazione.

Data la particolare collocazione geografica, l'area marino-costiera compresa tra Marina di Lesina e Campomarino può essere considerata di "transizione" rispetto alle caratteristiche oceanografiche del Medio e Basso Adriatico. La trofia delle acque è più elevata rispetto al Basso Adriatico, avvicinandosi a situazioni più tipiche del Medio Adriatico; inoltre è sensibile anche l'influsso delle foci dei corsi d'acqua superficiali prossimi al sito (tra cui il fiume Fortore) e della vicina Laguna di Lesina. La condizione di "mesotrofia" risultante consente un pieno sviluppo delle componenti fitoplanctoniche.

Dato il quadro ambientale generale, viene dunque favorito nell'area lo sviluppo, tra gli altri, di molti organismi animali sestonofagi o planctonofagi.

Nell'area complessiva è comunque possibile verificare la presenza di differenti specie di organismi bentonici e/o nectobentonici, che verranno viste in dettaglio nel Paragrafo 5.2.2.

3.2.2. 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 ai pSIC IT9110015 Duna e Lago di Lesina – Foce del Fortore, come già descritto nel Paragrafo 2.5. Nel Formulário standard della Rete Natura 2000 relativo a questi siti sono elencate le specie di uccelli che fanno parte dell'habitat naturale della zona specificata (si veda la Figura 3.23).

CODIC E	NOME	POPOLAZIONE		
		Roprod.	Migratoria	
			Roprod.	Svern.
A054	Anas acuta		C	
A056	Anas clypeata		P	
A052	Anas crecca	P		
A050	Anas penelope		P	
A053	Anas platyrhynchos	P		
A055	Anas querquedula			
A043	Anser anser			
A051	Anas strepera		P	
A059	Aythya ferina	P		
A061	Aythya fuligula	P		
A153	Gallinago gallinago		P	
A058	Netta rufina	P		
A062	Aythya marila		P	
A125	Fulica atra	C		
A123	Gallinula chloropus	C		
A143	Calidris canutus		P	
A099	Falco subbuteo	V		
A005	Podiceps cristatus	R		
A391	Phalacrocorax carbo sinensis		C	

Figura 3.23 – Uccelli migratori abituali non elencati nell'Allegato I della Direttiva 79/409/CEE.

Le specie elencate invece in Figura 3.24 appartengono all'elenco dell'Allegato I della direttiva 79/409/CEE, per le quali sono previste misure speciali di conservazione.

CODICE	NOME	POPOLAZIONE		
		Roprod.	Migratoria	
			Roprod.	Svern.
A032	Plegadis falcinellus			P
A140	Pluvialis apricaria			P
A120	Porzana parva			P
A119	Porzana porzana			P
A132	Recurvirostra avosetta			P
A195	Sterna albifrons	R		
A191	Sterna sandvicensis			P
A393	Phalacrocorax pygmeus			P
A030	Ciconia nigra			P
A031	Ciconia ciconia			P
A133	Burhinus oediconemus	P		
A224	Caprimulgus europaeus	R		
A098	Falco columbarius		P	
A231	Coracias garrulus	V		
A094	Pandion haliaetus			P
A159	Numenius tenuirostris			P
A293	Acrocephalus melanopogon	R		
A229	Alcedo atthis	R		
A029	Ardea purpurea	R		
A024	Ardeola ralloides			P
A060	Aythya nyroca	P		
A021	Botaurus stellaris			P
A196	Chlidonias hybridus			P
A197	Chlidonias niger			P
A082	Circus cyaneus		P	
A084	Circus pygargus			P
A081	Circus aeruginosus			P
A027	Egretta alba			P
A026	Egretta garzetta		P	
A131	Himantopus himantopus	V		
A022	Ixobrychus minutus	P		
A023	Nycticorax nycticorax			P
A034	Platalea leucorodia			P

Figura 3.24 – Uccelli migratori abituali lungo le coste del basso Adriatico elencati nell' Allegato I della direttiva 79/409/CEE.

Le 'R' indicano che la specie è rara, le 'V' specie molto rare e le 'P' indicano la sola presenza nel sito.

In Puglia è inoltre segnalata la presenza delle seguenti cinque specie prioritarie:

- Tarabuso;
- Lanario;
- Grillaio;
- Gallina prataiola;
- Gabbiano corso.

Per ciò che concerne la protezione dell'avifauna contemplata dalla Direttiva Uccelli, tra le iniziative di rilievo della Regione Puglia figura il Regolamento dal tema "Misure di conservazione relative a specie prioritarie di importanza comunitaria di uccelli selvatici nidificanti nei centri edificati ricadenti in proposti Siti di Importanza Comunitaria (pSIC) e in Zone di Protezione Speciale (ZPS)" della Rete Natura 2000.

Va comunque considerato che le specie sono principalmente localizzate lungo costa, come si vede dall'immagine riportata nella seguente Figura 3.25 che mostra le *Important Bird Areas* - IBA e le Aree Naturali di Protezione Faunistica per l'area in oggetto.

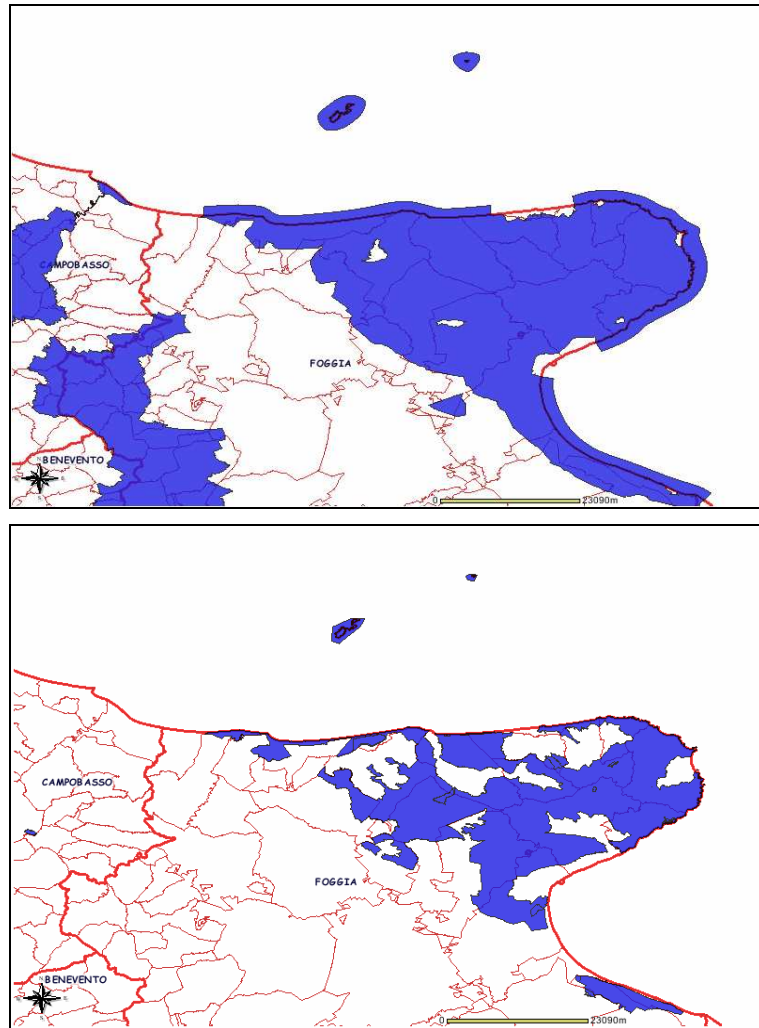


Figura 3.25 – In alto sono indicate le *Important Bird Areas*, in basso le Aree Naturali di Protezione Faunistica.
Fonte: Portale Cartografico Nazionale.

Le rotte degli uccelli migratori in Italia sono mostrate in Figura 3.26. La zona cerchiata in rosso indica la collocazione della centrale eolica di Marina di Chieuti. Si osserva che c'è una linea che segue la linea di costa e altre due rotte che invece la intersecano.

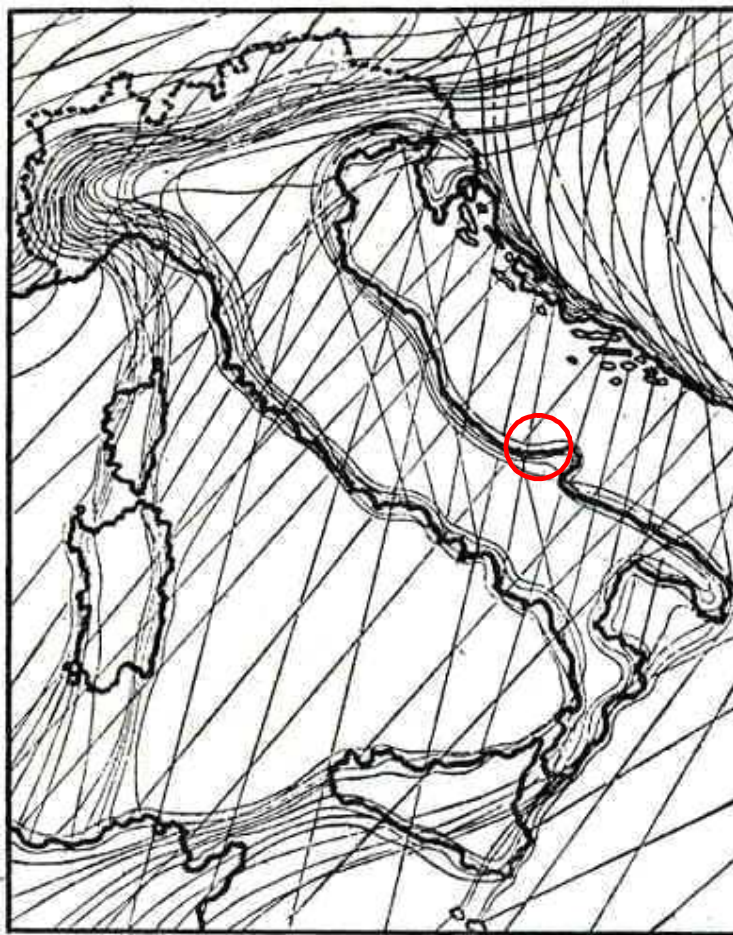


Figura 3.26 – Rappresentazione schematica delle rotte migratorie in Italia. Fonte: La migrazione degli uccelli, di A. Toschi, Bologna 1939.

3.3. Attività umane

Territorio pugliese

Il territorio della regione Puglia è suddiviso fra montagna (2%), collina (45%) e pianura (53%); a Nord-Est la regione è bagnata dal Mar Adriatico e a Sud dal Mar Ionio. L'economia della regione è basata in gran parte sull'agricoltura ed impiega il 15% della forza lavoro. Le colture principali sono quelle della vite, dell'olivo, della mandorla, dei cereali (avena e grano duro), degli ortaggi, dei fichi, del tabacco e della barbabietola da zucchero; l'allevamento è modesto. Viene praticata la pesca marittima e quella di molluschi e crostacei. L'industria è in gran parte affidata agli stabilimenti operanti nel settore alimentare, petrolchimico e siderurgico. Il turismo è basato sia sulla balneazione sia sulle località artistico-storiche.

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 Puglia varia da 300.000 a 600.000. L'attività turistica pertanto riguarda maggiormente la stagione estiva.

Anche la pesca è un'importante risorsa della Puglia la quale, dopo la Sicilia, si conferma ormai da svariati anni al secondo posto nella realtà nazionale del settore pesca. Per il 2005 si è

avuta una produzione ittica, intesa come catture, di 42.394 tonnellate, leggermente in calo rispetto agli anni precedenti.

Sistemi	Catture (ton.)	% sul totale
Strascico	19.937	47,0
Volante	6.280	14,8
Circuizione	7.535	17,8
Draghe idrauliche	670	1,6
Piccola pesca	5.543	13,1
Polivalenti passivi	559	1,3
Palangari	1.869	4,4
Totale	42.394	100,0

Tabella 3.5 – Catture per sistema di pesca, Puglia, anno 2005. Fonte: Mipaf-Irepa.

Dall'analisi del pescato della Puglia è emerso che le specie maggiormente pescate sono quelle elencate in Tabella 3.6.

Specie	Catture (ton.)	% sul totale
Acciughe	11.073	26,1
Sardine	931	2,2
Lanzardi o lacerti	1.485	3,5
Sgombri	701	1,7
Alalunghe	140	0,3
Palamiti	585	1,4
Pesci spada	424	1,0
Tonni rossi	-	-
Altri tonni	286	0,7
Boghe	1.190	2,8
Gallinelle o capponi	457	1,1
Cappellani o busbane	309	0,7
Cefali	236	0,6
Gronchi	458	1,1
Menole e spicare	441	1,0
Merlani o moli	-	-
Naselli	4.409	10,4
Pagelli fragolino	119	0,3
Potassoli	629	1,5
Raiformi	99	0,2
Rane pescatrici	723	1,7
Ricciole	16	0,0
Rombi	0	0,0
Sogliole	10	0,0
Squali	150	0,4
Sugarelli	1.051	2,5
Triglie di fango	1.548	3,7
Triglie di scoglio	521	1,2
Altri pesci	4.471	10,5
Totale pesci	32.460	76,6

Tabella 3.6 – Numero di catture in funzione delle specie in Puglia, anno 2005. Fonte: Mipaf-Irepa.

Territorio molisano

Il territorio della regione Molise è suddiviso fra montagna (55,3%) e collina (44,7%); a Nord-Est la regione possiede un breve tratto litoraneo sul Mar Adriatico. L'economia della Regione è basata in gran parte sull'agricoltura; attualmente (dati ISTAT 2001) le attività economiche legate all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca occupano, infatti, nel loro insieme, circa il 9% degli occupati totali; i prodotti principali sono cereali, ortaggi, frutta, olivi, viti e tabacco; l'allevamento è modesto. L'industria è in gran parte affidata ad 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.

Per quanto riguarda la stima delle presenze medie estive negli anni novanta nelle coste della Regione Molise essa varia da 150.000 a 300.000. L'attività turistica pertanto riguarda maggiormente la stagione estiva.

La pesca produttiva ha rivestito nel tempo un carattere predominante nell'economia del basso Molise, costituendo in passato la pressoché unica fonte di reddito per popolazioni marinare da sempre adattatesi alle esigenze di tale attività. Nel Molise la pesca produttiva marittima si svolge unicamente nel porto di Termoli, il quale, è classificato regionale con carattere polifunzionale. I fondali sono di natura sabbiosa e quindi la tipologia del prodotto è varia anche se in quantità ridotte: si segnalano frutti di mare, vongole, crostacei, triglie, calamari, scampi.

In generale le possibili vie di sviluppo del settore turistico sono legate soprattutto all'incremento dei servizi tenendo però sempre conto della conservazione del territorio. La costruzione di una nuova centrale eolica si inserirebbe perfettamente sia nel contesto pugliese che molisano: 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.

In considerazione della sua allocazione geografica, si può ritenere che l'area interessata dall'impianto possa interessare principalmente le marinerie di Termoli (in provincia di Campobasso) e Lesina (in provincia di Foggia).

In particolare la marineria di Termoli annovera circa 50 imbarcazioni, una decina delle quali attrezzate con draga turbosoffiante per la cattura dei bivalvi (soprattutto vongole) ed altrettante con attrezzi fissi (reti da posta, nasse, ecc.). Le rimanenti imbarcazioni esercitano normalmente la pesca a strascico. La stazza media delle imbarcazioni risulta medio-bassa (generalmente inferiore alle 10 tonnellate).

La marineria di Lesina è composta da circa 35 imbarcazioni, 20 delle quali attrezzate con draga turbosoffiante. Queste stesse imbarcazioni sovente possiedono una doppia licenza,

esercitando in alternativa la pesca a strascico. Le rimanenti imbarcazioni praticano pesca con attrezzi fissi (reti da posta, nasse, ecc.). La stazza media delle imbarcazioni risulta medio-bassa (generalmente inferiore alle 10 tonnellate).

Come evidenziato dai dati appena esposti, l'area costiera oggetto di questa descrizione può ritenersi limitatamente interessata dalle attività di pesca prevalenti, in quanto è situata al di fuori della distribuzione dei banchi di vongole (sino a circa 6-7 m di profondità). Occasionalmente può essere sottoposta alla pesca con reti da posta.

Si ricorda comunque che la pesca a strascico è 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.

Occorre inoltre ricordare la presenza di due allevamenti di molluschi nell'area marina antistante la duna di Lesina: uno di fronte a Rodi Garganico e uno in prossimità di Marina di Chieuti. I dati commerciali di produzione riguardanti gli impianti di molluschicoltura sono di difficile reperibilità nonostante essi siano numerosi in Puglia e presenti essenzialmente nel golfo di Taranto e lungo le coste del Gargano e dei laghi di Lesina e Varano.

Le principali rotte di navigazione sono dovute ai collegamenti tra la città di Termoli e le Isole Tremiti, comunque molto al largo rispetto all'eventuale localizzazione dell'impianto.

Pertanto, come si può osservare dalla mappa di Figura 3.27, non ci sono rotte di navigazione che attraversano l'area di studio.



Figura 3.27 – Mappa stradale con indicazione delle rotte di navigazione lungo le coste delle regioni Puglia e Molise. Tali collegamenti non rientrano nell'area occupata dalle turbine eoliche.

Nei pressi dell'area di studio, non sono stati rilevati siti di interesse archeologico.

4. 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.

Di seguito sono riportati la descrizione tecnica del progetto, le scelte tecnologiche effettuate e le loro motivazioni, natura, forma, dimensioni e struttura delle opere di progetto considerando una vita utile dell'impianto di 20 anni per gli aerogeneratori e le condizioni operative tipiche del bacino del Mediterraneo in ambiente *offshore*, descritte nel capitolo precedente.

Nel corpo del presente capitolo, faremo spesso riferimento alla "Relazione Tecnico Illustrativa di Progetto" redatta da TREVI Energy S.p.A. (Rif – SEO-PR002-07-RT), che allegiamo al documento come Allegato N.

4.1. Descrizione della centrale eolica *offshore*

Il parco eolico in oggetto è situato nel mare Adriatico, al largo del tratto di costa compreso tra i comuni di Serracapriola e Chieuti, in provincia di Foggia, e Campomarino, in provincia di Campobasso, ad una distanza minima dal litorale non inferiore a 5 km.

La centrale eolica è costituita dalle seguenti componenti principali:

- turbine eoliche;
- fondazioni;
- cavo di interconnessione tra le turbine;
- sottostazione elettrica a mare (30 kV – 150 kV);
- cavi di collegamento con la costa;
- cavi di collegamento a terra;
- stazione di trasformazione elettrica a terra (150kV – 380kV).

Nel presente Studio di Impatto Ambientale abbiamo analizzato le suddette singole componenti (si veda la Figura 4.1).

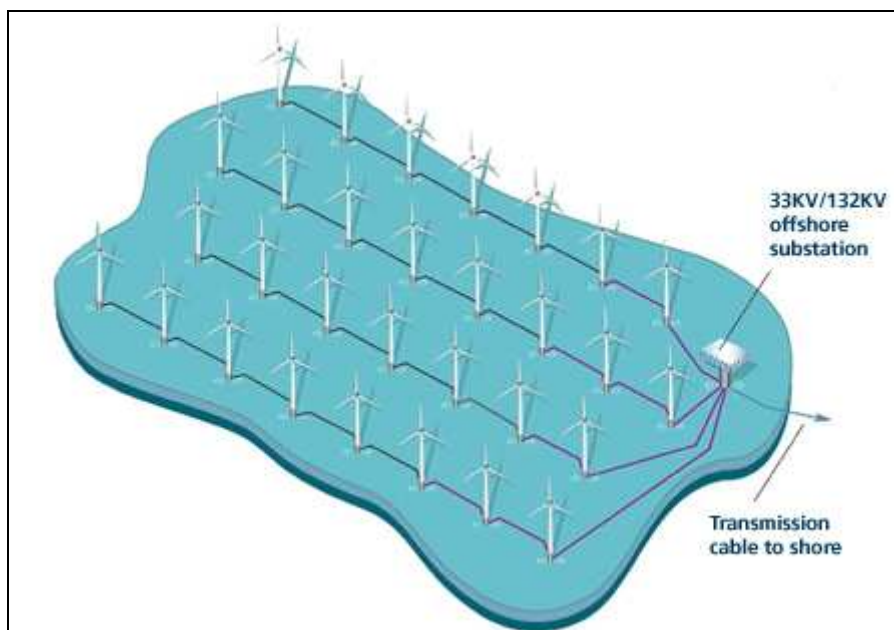
4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.1 – Schema generale di una centrale eolica *offshore*.

Il progetto di una centrale eolica *offshore* prevede la scelta del *layout* di posizionamento delle turbine; tale scelta viene a dipendere dagli aspetti dell'area in cui il progetto si viene ad inserire e ad essa è subordinata la progettazione delle altre componenti della centrale.

Stante i vincoli di progetto rappresentati dagli aspetti fisici, biologici e dovuti alle attività umane, descritti nel capitolo precedente e riportati nella Tavola I, considerato come il vento prevalente nell'area sia proveniente da Nord Nord-Ovest, si è proceduto allo sviluppo del *layout* d'impianto tenendo conto di una distanza minima dalla costa di 5 km e di una turbina, ad asse orizzontale, avente diametro del rotore compreso tra 90 m e 120 m, altezza del centro del rotore dal livello medio del mare di 90 m, parte sommersa della torre compresa tra 17 m e 24 m, fondazione del tipo monopalo che può raggiungere i 30 m dal limite del fondale, come descritto nello schema di Figura 4.2 e nell'allegata Tavola II.

Le 50 turbine saranno quindi posizionate in 8 file parallele, con orientamento tra i 50° Nord-Est ed i 60° Nord-Est, distanziate fra loro con un passo di 900 m circa, la prima turbina della fila ad una distanza di 5 km dalla costa. Ogni fila sarà costituita da 6-7 turbine distanziate tra loro con un passo di 700 m circa come riportato nello schema di Figura 4.3 e nell'allegata Tavola III sullo stralcio della cartografia di base pubblicata dall'Istituto Idrografico della Marina, foglio n°3 dal Lago di Lesina a Ortona e Isole Tremiti. In posizione baricentrica rispetto alla centrale e disposta in modo ad minimizzarne l'impatto visivo, è posizionata la sottostazione elettrica a mare.

4 Quadro di riferimento progettuale

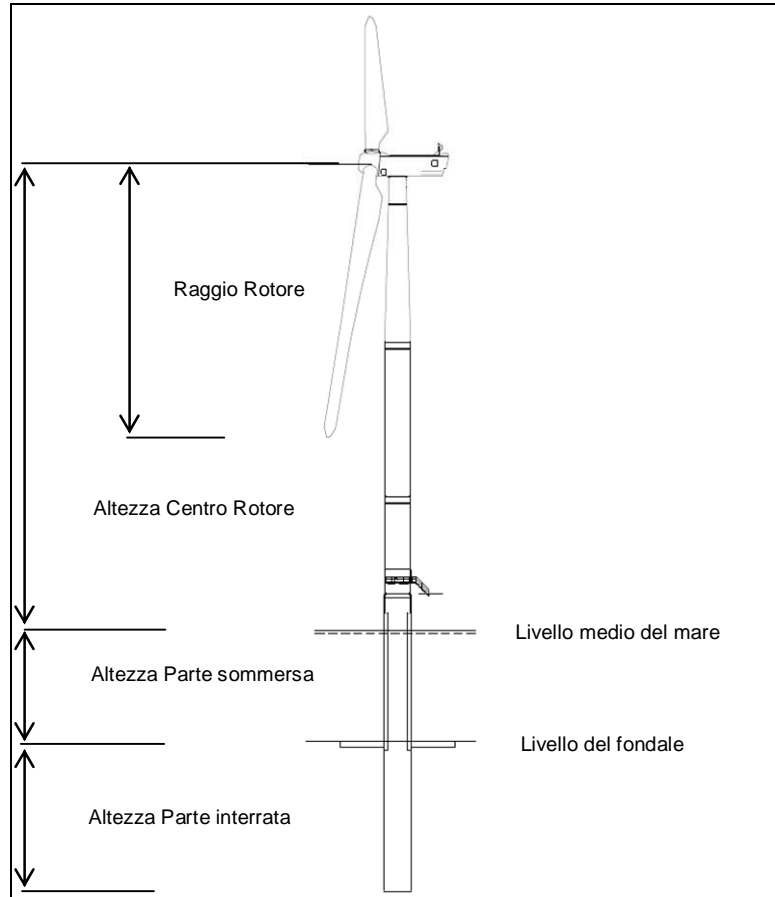


Figura 4.2 – Schema ingombro di una turbina.

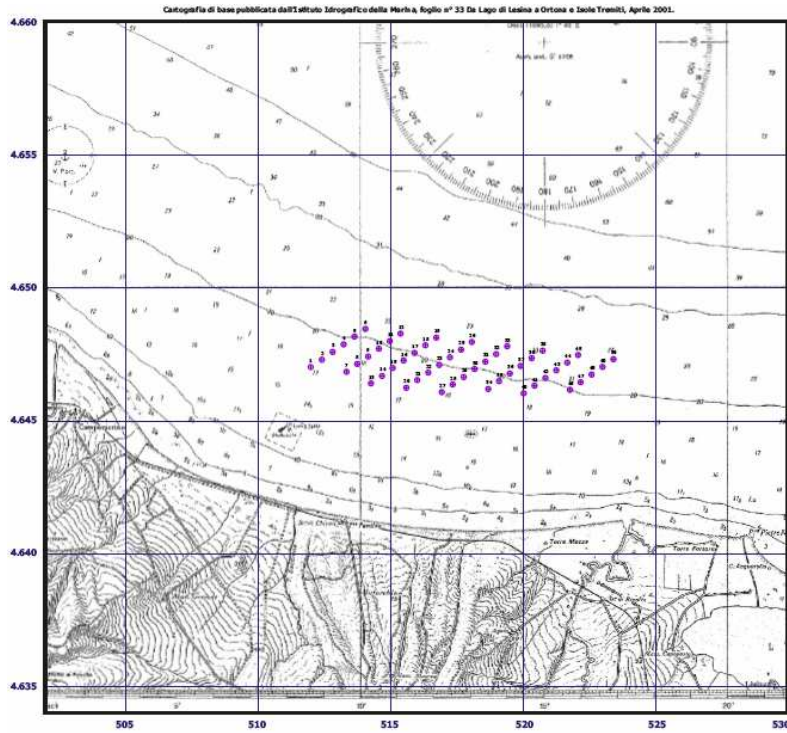


Figura 4.3 – Tratto di mare di fronte alle coste di Chieuti: layout d'impianto della centrale eolica offshore.

4 Quadro di riferimento progettuale

In Tabella 4.1 sono elencate le coordinate geografiche di posizionamento del centro della torre di ogni turbina riportate in dettaglio nella Tavola IV.

Coordinate Geografiche sessagesimali Sistema Roma 40		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T		Coordinate Geografiche sessagesimali Sistema Roma 40		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T			
AG	Longitudine	Latitudine	Est	Nord	AG	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
1	15°08' 37,0"	41°58' 22,0"	511.958	4.647.029	26	15°13' 00,4"	41°58' 52,2"	518.019	4.647.973
2	15°08'55,3"	41°58' 31,0"	512.379	4.647.307	27	15°12' 11,1"	41°57' 51,1"	516.890	4.646.087
3	15°09'12,9"	41°58' 40,4"	512.784	4.647.600	28	15°12' 29,0"	41°58' 00,4"	517.300	4.646.375
4	15°09'30,8"	41°58' 49,6"	513.195	4.647.883	29	15°12' 47,1"	41°58' 09,5"	517.716	4.646.658
5	15°09'48,6"	41°58' 59,1"	513.605	4.648.176	30	15°13' 04,8"	41°58' 19,2"	518.122	4.646.956
6	15°10'06,5"	41°59' 08,4"	514.016	4.648.464	31	15°13' 22,6"	41°58' 28,2"	518.532	4.647.234
7	15°09'35,4"	41°58' 16,2"	513.303	4.646.855	32	15°13' 40,3"	41°58' 37,3"	518.938	4.647.517
8	15°09'53,0"	41°58' 25,8"	513.708	4.647.149	33	15°13' 58,3"	41°58' 46,8"	519.353	4.647.810
9	15°10'10,9"	41°58' 34,7"	514.119	4.647.426	34	15°13' 27,2"	41°57' 54,8"	518.640	4.646.207
10	15°10'28,5"	41°58' 44,2"	514.524	4.647.719	35	15°13' 44,8"	41°58' 04,3"	519.045	4.646.500
11	15°10'46,4"	41°58' 53,5"	514.935	4.648.007	36	15°14' 02,5"	41°58' 13,6"	519.451	4.646.788
12	15°11'04,0"	41°59' 02,6"	515.340	4.648.290	37	15°14' 20,1"	41°58' 22,8"	519.856	4.647.071
13	15°10'15,4"	41°58' 01,9"	514.226	4.646.414	38	15°14' 38,2"	41°58' 32,2"	520.272	4.647.364
14	15°10'33,5"	41°58' 11,0"	514.642	4.646.697	39	15°14' 56,3"	41°58' 41,3"	520.688	4.647.646
15	15°10'50,9"	41°58' 20,7"	515.042	4.646.995	40	15°14' 25,1"	41°57' 49,4"	519.974	4.646.043
16	15°11'08,8"	41°58' 29,8"	515.453	4.647.278	41	15°14' 42,8"	41°57' 58,7"	520.380	4.646.331
17	15°11'26,7"	41°58' 39,0"	515.864	4.647.561	42	15°15' 00,6"	41°58' 08,0"	520.790	4.646.619
18	15°11'44,6"	41°58' 48,3"	516.274	4.647.849	43	15°15' 18,5"	41°58' 17,3"	521.201	4.646.907
19	15°12' 02,4"	41°58' 57,6"	516.685	4.648.137	44	15°15' 36,4"	41°58' 26,8"	521.611	4.647.200
20	15°11' 13,2"	41°57' 56,5"	515.556	4.646.251	45	15°15' 54,1"	41°58' 35,9"	522.017	4.647.483
21	15°11' 31,0"	41°58' 05,8"	515.966	4.646.539	46	15°15' 40,7"	41°57' 53,5"	521.714	4.646.173
22	15°11' 49,1"	41°58' 15,0"	516.382	4.646.822	47	15°15' 58,1"	41°58' 02,8"	522.114	4.646.461
23	15°12' 07,0"	41°58' 24,3"	516.792	4.647.110	48	15°16' 16,2"	41°58' 12,1"	522.530	4.646.749
24	15°12' 24,7"	41°58' 33,5"	517.198	4.647.397	49	15°16' 34,1"	41°58' 21,4"	522.941	4.647.037
25	15°12' 42,8"	41°58' 42,9"	517.614	4.647.685	50	15°16' 52,0"	41°58' 30,6"	523.351	4.647.325

Tabella 4.1 – Coordinate geografiche Centro Torre Aerogeneratori.

Il *layout* d'impianto ricade all'interno dei confini giurisdizionali della Capitaneria di Porto di Manfredonia e, in parte, di Termoli.

L'energia prodotta da ciascuna turbina eolica in bassa tensione è trasformata a 30 kV dal trasformatore presente nella turbina stessa e trasportata alla base della torre attraverso i cavi in essa installati e quindi trasportata alla stazione di trasformazione a mare, mediante dei cavi sottomarini a essi collegati, dove viene trasformata a 150 kV e successivamente trasportata a terra attraverso i cavi sottomarini di collegamento con la costa secondo il percorso riportato nello schema generale d'impianto di Figura 4.4 e nell'allegata Tavola IV sullo stralcio della cartografia di base IGM 50.000.

Giunti a terra nel punto di approdo i cavi sottomarini vengono fatti proseguire in cavidotto interrato sino al punto di giunto, appena in prossimità della riva, ove vengono uniti ai cavi di collegamento a terra che trasportano l'energia alla cabina di trasformazione e allacciamento a terra alla rete elettrica nazionale attraverso un cavidotto interrato ed una linea aerea secondo lo schema unifilare riportato in Figura 4.5 e le modalità progettuali descritte in forma generale nei seguenti capitoli e riportate nello specifico nel documento di progettazione delle infrastrutture elettriche (Allegato H).

4 Quadro di riferimento progettuale

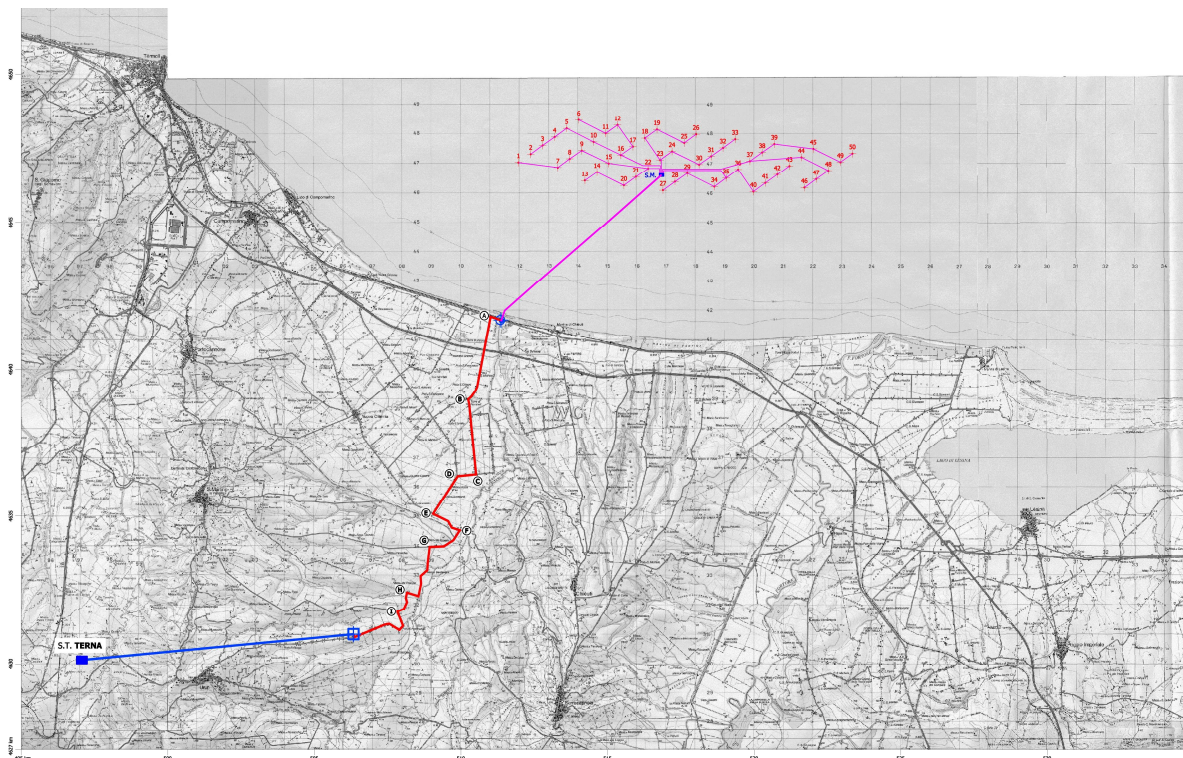


Figura 4.4 – Schema generale della centrale eolica *offshore* di Marina di Chieuti su stralcio cartografia IGM 50.000.

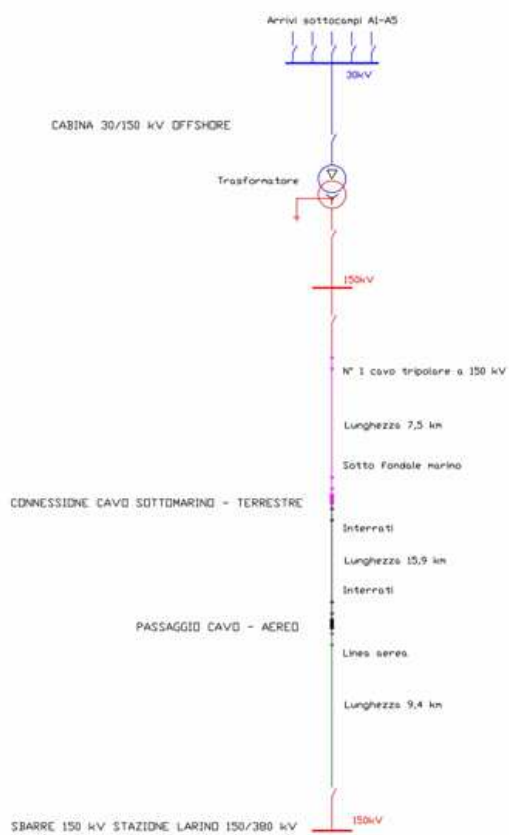


Figura 4.5 – Schema unifilare generale della centrale eolica *offshore* di Chieuti.

4 Quadro di riferimento progettuale

Di seguito nella Tabella 4.2 vengono elencate le coordinate geografiche identificative del percorso dalla sottostazione elettrica a mare alla costa del cavo sottomarino a 150 kV dei punti di approdo, di giunto, di transizione in linea area e di ubicazione della sottostazione di smistamento elettrico previsti dal seguente progetto, riportate in dettaglio nella Tavola IV.

Descrizione	Coordinate Geografiche sessagesimali Sistema Roma 40		Coordinate Gaussiane UTM ED50 Zona 33T	
	Longitudine	Latitudine	Est	Nord
Stazione di trasformazione elettrica a mare	16°07'0 6,21"	41°28'43,81"	593438	4592785
Punto A	16°06' 50,3"	41°28' 17,6"	593079	459197 0
Punto B	15°57' 25,2"	41°28' 42,6"	579964	459258 4
Punto Approdo	15°56' 29,2"	41°28' 26,6"	578670	4592076
Punto di Giunto	15°56' 21,2"	41°28' 22,6"	57848 6	4591951
Punto C	15°56' 17,6"	41°28' 20,8"	578404	459189 4
Punto D	15°56' 32,5"	41°28' 05,6"	578754	459143 0
Punto E	15°55' 47,0"	41°27' 37,3"	577708	459054 5
Punto F	15°55' 41,8"	41°26' 56,4"	577601	458928 3
Punto G	15°54' 58,7"	41°26' 59,6"	576600	458937 1
Punto H	15°54' 55,2"	41°26' 37,6"	576526	458869 2
Punto transizione Cavo/Aerea	15°52' 23,2"	41°26' 35,1"	572999	4588578
Stazione di trasformazione elettrica a terra	15°45' 25,8"	41°26' 22,9"	563317	4588111

Tabella 4.2 – Coordinate geografiche punti principali sviluppo cavidotto elettrico.

In Tavola V è riportato lo schema generale d'impianto della centrale eolica *offshore* al largo di Marina di Chieuti assieme ai vincoli territoriali descritti nel precedente Capitolo 3 e riportati in Tavola I.

Di seguito descriviamo le singole componenti della centrale oggetto del presente studio.

4.1.1. **Turbine eoliche**

Le turbine utilizzate per la realizzazione della centrale eolica *offshore*, nell'ipotesi di progetto considerata, sono da 3,0 MW ciascuna e ad asse orizzontale. Il numero totale delle turbine che abbiamo considerato nell'ipotesi di progetto è 50.

Tali aerogeneratori sono ad asse orizzontale, di grossa taglia, e sono particolarmente indicati per le applicazioni *offshore* (si veda la Figura 4.6).

4 Quadro di riferimento progettuale



Figura 4.6 – Esempio di turbina eolica da 3,0 MW installata in mare.

Una turbina eolica ad asse orizzontale è costituita principalmente da un sostegno (Torre) che supporta alla sommità la Navicella costituita da un basamento ed un involucro esterno, all'interno della quale sono alloggiati l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il sistema di controllo ed i dispositivi ausiliari (Raffreddamento, Attuatori idraulici, *Inverter* di potenza, Trasformatore elettrico, Quadro elettrico, ecc.), come descritto nello schema di Figura 4.7. All'esterno della Navicella, all'estremità dell'albero lento, è fissato il Rotore, costituito da un mozzo in acciaio, sul quale sono montate le 3 pale in materiale composito, le quali hanno il compito di trasformare l'energia cinetica del vento in spinta aerodinamica e conseguentemente in energia meccanica di rotazione. Per ottimizzare l'energia da estrarre in funzione della velocità e direzione del vento, sia la Navicella che le singole pale del Rotore possono ruotare in modo da tenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento e l'angolo di calettamento alla radice delle pale variabile in funzione della velocità del vento stessa; tali funzioni vengono regolate dal sistema di controllo della macchina così come tutti gli stati di funzionamento della stessa. Opportuni cavi convogliano l'energia prodotta dalla Navicella al fondale.

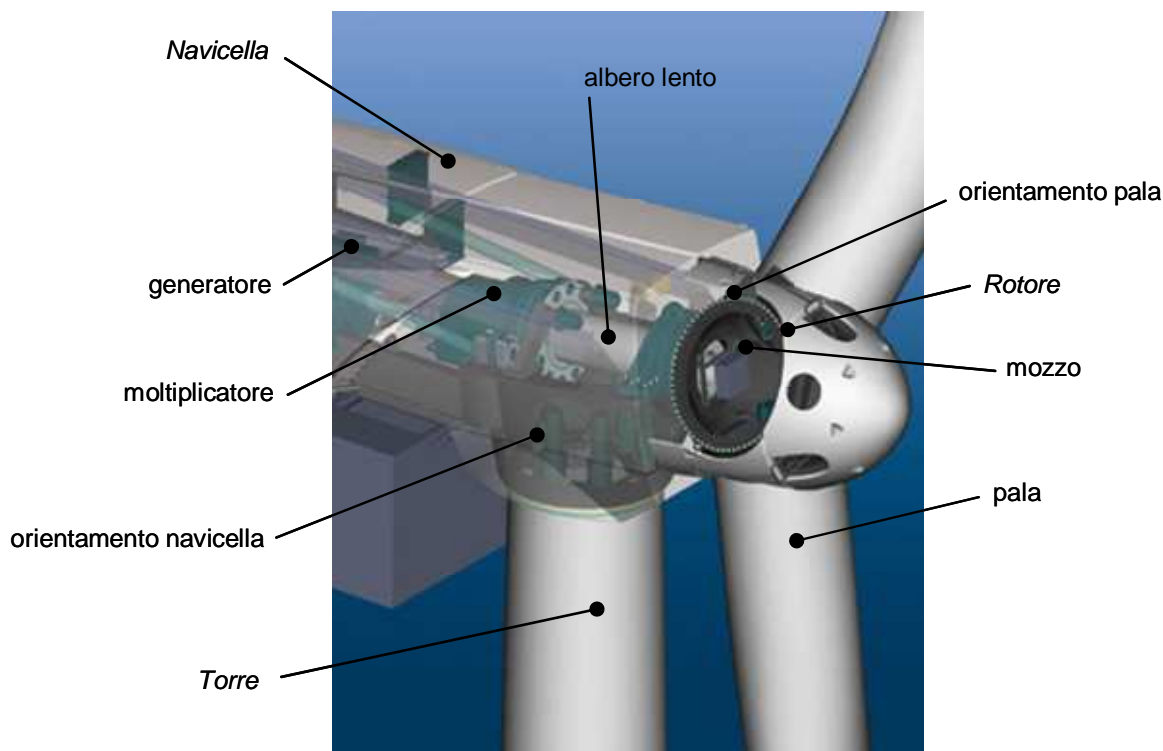
4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.7 – Schema descrittivo di una turbina eolica.

Le turbine considerate per la realizzazione della centrale eolica *offshore* al largo di Marina di Chieuti, sono del tipo ad asse orizzontale, della potenza nominale di 3,0 MW ciascuna installate su di una torre tubolare di diametro variabile tra la base e la sommità ($D_{base} = 5\text{ m}$, $D_{sommità} = 2.5\text{ m}$). In particolare per lo sviluppo del progetto si sono considerate le caratteristiche tecniche della turbina Vestas V90-3.0 MW 50 HZ, di specifica applicazione per il settore *offshore*, ad oggi l'unica, della taglia considerata. Tale turbina risulta di ottima applicazione per siti con venti superiori a quelli classificati nell'analisi di ventosità riportata nell'Allegato C, qualora lo sviluppo tecnologico ed il mercato lo consentano, lo studio verrà integrato con ulteriori analisi fermo restando l'altezza di mozzo stabilita. In particolare il Gruppo Trevi intende utilizzare la specifica tecnologia che la sua controllata Soilmec sta sviluppando per i venti e le condizioni marine tipiche dell'Italia del sud e del bacino del mediterraneo e la cui descrizione è riportata nell'Allegato L.

Di seguito si riportano le caratteristiche tecniche principali della turbina Vestas V90-3.0 MW 50 HZ descritte in dettaglio nell'Allegato E.

Torre

Tipo	Conico tubolare
Materiale	Acciaio S355 J2G3/NL
Altezza mozzo	90 m
Trattamento superficiale	Pitturazione anticorrosione classe <i>offshore</i>

4 Quadro di riferimento progettuale

Diametro di sommità	2,5 m
Diametro di base	5,0 m
Numero conci	3
Unione	Flange imbullonate
Peso totale	160 t

Rotore

Diametro	variabile 90 -120 m
Area spazzata	6362 – 7854 m ²
Velocità di rotazione	8,6 -18,4 RPM
Orientamento	sopravento
Direzione di rotazione	oraria (vista frontale)
Angolo di Tilt	6°
Numero di pale	3
Angolo di calettamento	variabile con sistema di comando idraulico.
Materiale pale	Fibra di vetro e fibra di carbonio
Mozzo	Acciaio
Sistema pitch	Acciaio
Peso totale	42 t

Navicella

Sistema di orientamento	Ghiera forgiata solidale a cuscinetto con frizione interna
Motori di orientamento	Motoriduttori elettrici planetari a 4 stadi.
Velocità di rotazione	< 0.5°sec.
Materiale Copertura	Fibra di vetro
Telaio	Acciaio
Peso totale	70 t (Comprensivo di tutti i componenti alloggiati all'interno)

Generatore

Potenza nominale	3 MW
Tipo	Asincrono
Voltaggio	100VAC
Frequenza	50Hz
N°dei poli	4
Classe di protezione	IP54
Peso	8,6 t

Moltiplicatore

Tipo	2 stadi planetari + 1 stadio elicoidale
Rapporto di moltiplica	1:104.5 (50 Hz)

4 Quadro di riferimento progettuale

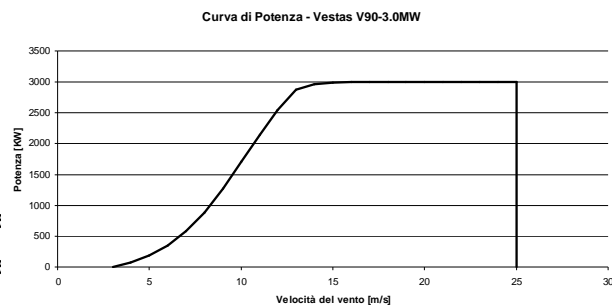
Peso 23 t

Sistema di controllo

Tipo	Multiprocessore Vestas Multi Processor
Posizionamento	Navicella e base torre
Sistema di comunicazione	Ottico
Sensori	Rilevazione fulmini Intensità e direzione del vento Rilevazione fumi Rilevazione movimenti e vibrazioni Rilevazione temperature ambiente, generatore e moltiplicatore
Attuatori	Sistema idraulico di pitch Sistema frenante idraulico Sistema di orientamento Navicella Sistema di controllo del generatore Interruttore elettrico
Normativa di sicurezza	IEC 61400

Curva di potenza

Velocità di spunto (*cut-in*) 4 m/s
 Velocità nominale 15 m/s
 Velocità limite (*cut-out*) 25 m/s

**Manutenzione**

Durante l'esercizio della centrale non è richiesta l'assistenza in forma continuativa delle turbine, sono richiesti un controllo di funzionalità ed una manutenzione di tipo preventivo ogni 6 mesi, oltre ad interventi di carattere correttivo in caso del verificarsi di malfunzionamenti.

Condizioni ambientali di funzionamento

Temperatura di funzionamento	da -20°C a 40°C
Temperatura massima in Navicella 50° (se superata la macchina viene messa in pausa)	
Umidità relativa massima	100% per il 10% della vita della macchina
Vento massimo	70 m/s

Considerando quindi il *layout* d'impianto, sulla base della curva di potenza della macchina Vestas V90-3.0MW, si ottiene per il sito una producibilità d'impianto, calcolata al

4 Quadro di riferimento progettuale

netto degli effetti di scia, pari 343,917 GWh/annui che corrispondono a 2.293 ore/equivalenti come riportato nello studio di dettaglio dell'Allegato C.

L'installazione di una centrale eolica *offshore*, per le sue dimensioni, ha un impatto visivo significativo. Nel progetto della centrale di Chieuti sono stati presi alcuni accorgimenti per assicurare che il parco eolico costituisca un'unità armonica. Ad esempio le 50 turbine considerate nell'ipotesi di progetto sono state disposte 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 4.6, le torri degli aerogeneratori sono tubolari, di colore bianco.

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 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.

4.1.2. Opere di Fondazione

Quali strutture di fondazione per gli aerogeneratori viene considerato l'impiego di monopali in acciaio, sui quali vengono installate delle cosiddette strutture di transizione cui si connette la flangia di base della torre ed alla quale è connessa la piattaforma di servizio assieme alle scale di accesso e le strutture passacavi, secondo lo schema riportati in Figura 4.8.

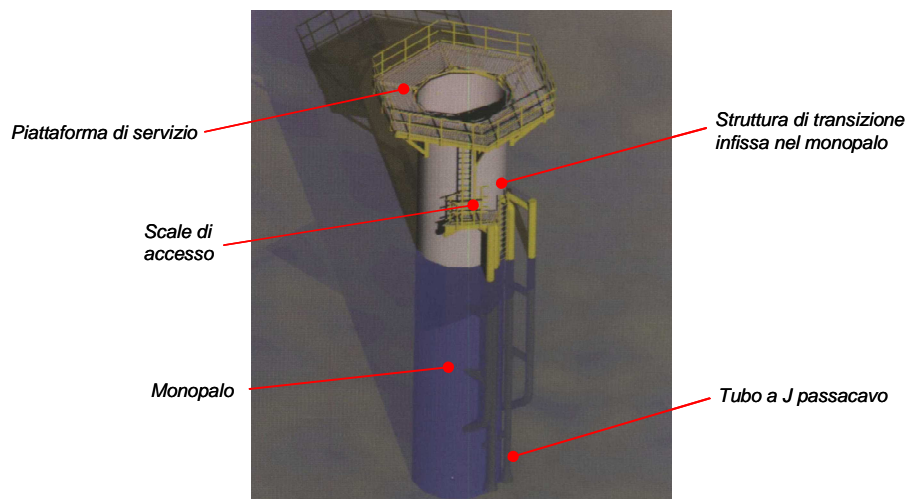
4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.8 – Schema descrittivo della fondazione e della struttura di transizione.

Il dimensionamento delle fondazioni è stato effettuato considerando i risultati delle prospezioni geofisiche eseguite in situ, descritti nel Capitolo 3 e riportati in dettaglio nella relazione allegata (Allegato A), e i carichi di progetto relativi all'aerogeneratore e riportati nell'Allegato E, così come quelli relativi all'onda massima di progetto descritta nel precedente Capitolo 3 (Allegato D) ed alle possibili interazioni sismiche.

Il calcolo di dettaglio è riportato nell'Allegato F, e porta al dimensionamento di un monopalo del diametro esterno pari a 4,20 m, di uno spessore pari a 60 mm ed un'altezza d'infissione del palo pari a 30 m come riportato nello schema progettuale di Figura 4.9 e nella Tavola VI di progetto in scala 1:100.

Alla base delle fondazioni, per evitare fenomeni erosivi nell'intorno del palo, verrà riversato sul fondo uno strato di ghiaia di granulometria adeguata al tenore delle correnti dell'area in modo da non essere scalzata dai vortici generati dalla presenza del palo.

La struttura di transizione, le cui caratteristiche generali sono descritte nell'Allegato F, è resa solidale alla fondazione per mezzo di malta cementizia a presa rapida e prevede, considerata l'onda massima di progetto riportata nel Capitolo 3, una piattaforma di servizio ad un'altezza pari a 9,5 m sul livello medio del mare, in modo da assicurare gli operatori e le apparecchiature dall'eventualità di una possibile inondazione.

4 Quadro di riferimento progettuale

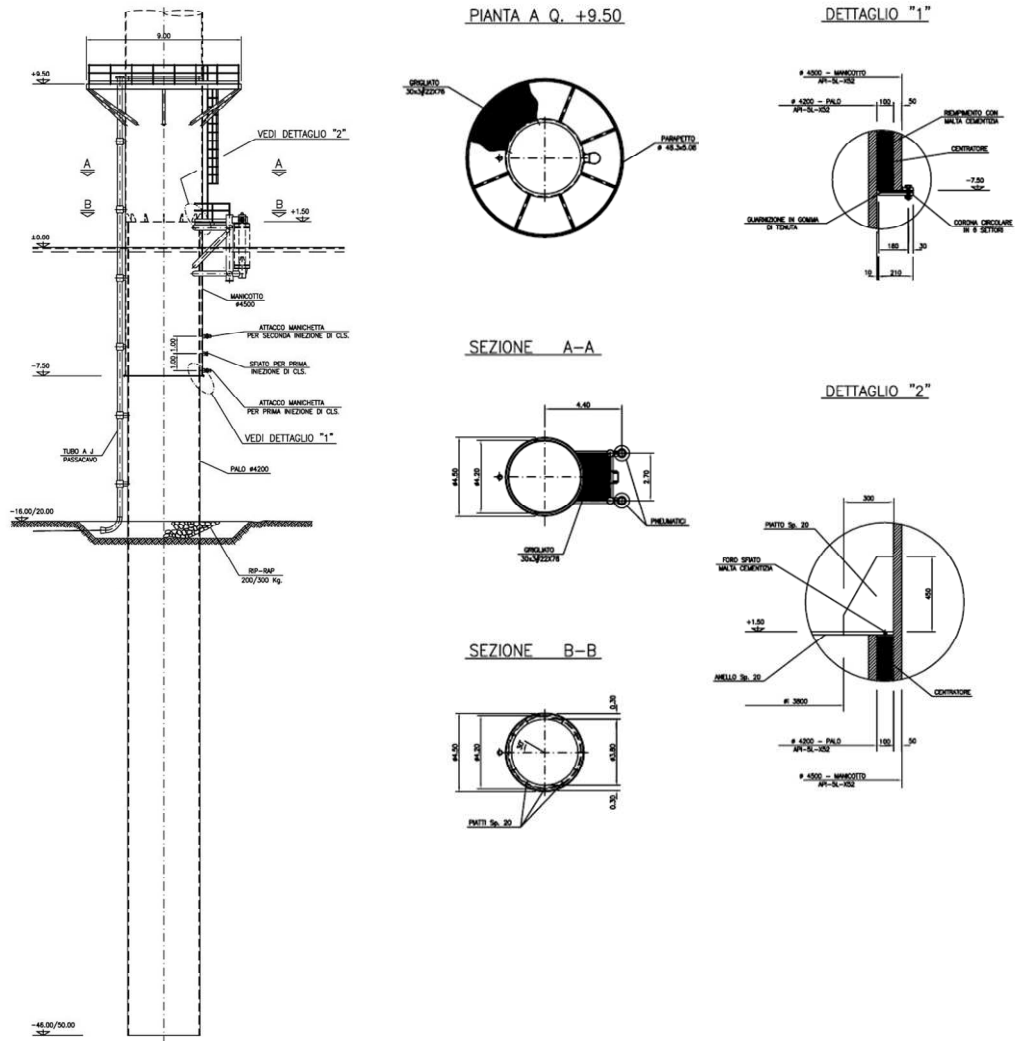


Figura 4.9 – Schema progettuale della fondazione e struttura di transizione.

Oltre alle fondazioni degli aerogeneratori, si è proceduto al dimensionamento dei 4 monopali della piattaforma di alloggiamento della cabina di interconnessione e trasformazione a mare come descritto nel Paragrafo 4.1.4 seguente e i cui calcoli di dimensionamento sono riportati nell'Allegato G.

4.1.3. Cavi di collegamento tra gli aerogeneratori

Il cavo discendente dalla torre di ogni aerogeneratore è connesso, su di una piattaforma intermedia all'interno della torre stessa sulla quale viene piazzato al quadro MT, nel quale si

4 Quadro di riferimento progettuale

attesta, nella cassetta di terminazione (JSB), il cavo sottomarino di collegamento, in entrata ed uscita, alla sottostazione elettrica a mare.

Tale cavo sottomarino è costituito da uno o più circuiti di potenza e da un insieme di fibre ottiche per soddisfare le esigenze di trasmissione dei segnali di controllo. I conduttori di potenza sono del tipo circolare in rame o in alluminio, con isolamento in XLPE, armati con fili d'acciaio e schermati in fili di rame, rivestimento esterno a bassa emissione di fumi, con caratteristiche compatibili con le norme come riferito nell'Allegato H e come descritto nello schema esplicativo di Figura 4.10.

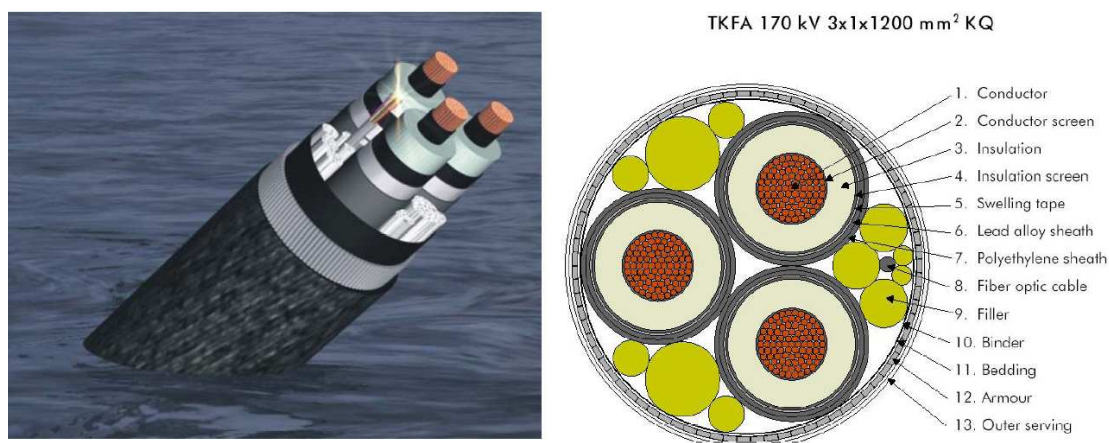


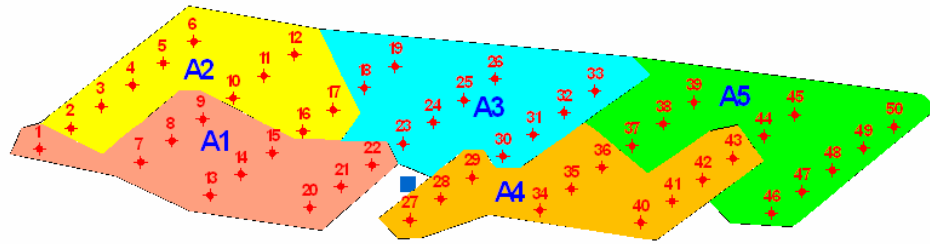
Figura 4.10 – Caratteristiche generali del cavo di interconnessione tra gli aerogeneratori.

Il cavo sottomarino uscente dalla cassetta di terminazione sulla torre è guidato verso il fondale lungo la verticale della torre stessa per poi curvare in prossimità del fondo assecondato da un tubo a J che ne garantisce la curvatura di posa.

Il cavo viene fissato al fondale ed interrato alla profondità di un metro mediante l'uso di getti d'acqua in modo da proteggere il cavo stesso, con l'ausilio di appositi mezzi come descritto nel seguente Paragrafo 4.2.

Sulla base della disposizione mutua degli aerogeneratori riportata in Tavola III e della forma stessa della pianta del parco eolico rispetto alla linea di costa, si è adottata la suddivisione in N⁵ sottocampi, da A1 a A5, ciascuno con potenza nominale pari a 30MW, riportata nello schema di Figura 4.11 secondo lo schema di collegamento infra-aerogeneratori di Figura 4.12 descritti in dettaglio nell'Allegato H nel quale vengono riportati anche lo schema elettrico unifilare della rete interna e la carpenteria dei quadri MT nelle torri.

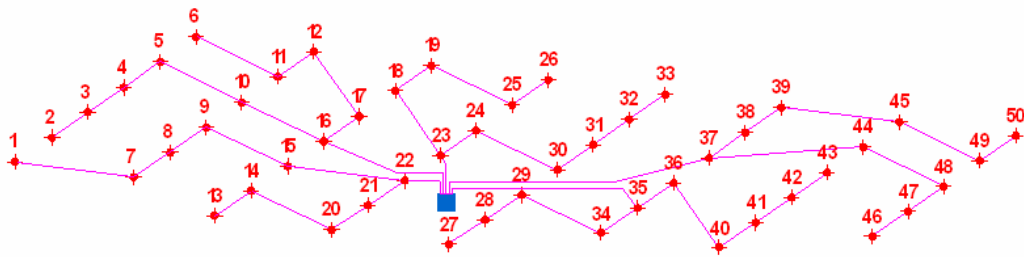
4 Quadro di riferimento progettuale



 Aerogeneratore

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza installata
A1	1,7,8,9,13,14,15,20,21,22	30 MW
A2	2,3,4,5,6,10,11,12,16,17	30 MW
A3	18,19,23,24,25,26,30,31,32,33	30 MW
A4	27,28,29,34,35,36,40,41,42,43	30 MW
A5	37,38,39,44,45,46,47,48,49,50	30 MW

Figura 4.11 – Formazione dei sottocampi della centrale eolica *offshore* al largo di Marina di Chieuti.




 Aerogeneratore

Figura 4.12 – Schema di collegamento infra-aerogeneratori nei sottocampi e dei sottocampi alla cabina 30/150kV.

Il collegamento dei sottocampi alla cabina 30/150kV posta su piattaforma a mare avviene, all'interno dello specchio d'acqua del parco eolico, attraverso 5 cavi sottomarini tripolari secondo il percorso descritto in Figura 4.12 ed in Tavola IV su cartografia IGM 50.000.

4.1.4. Stazione di trasformazione elettrica a mare

La stazione di trasformazione elettrica a mare raccoglie i cavi provenienti dai vari sottocampi alla tensione di 30 kV e dopo la trasformazione del voltaggio a 150 kV invia l'energia ai cavi di collegamento con la costa secondo lo schema unifilare riportato in Figura 4.13 e descritto nell'Allegato H.

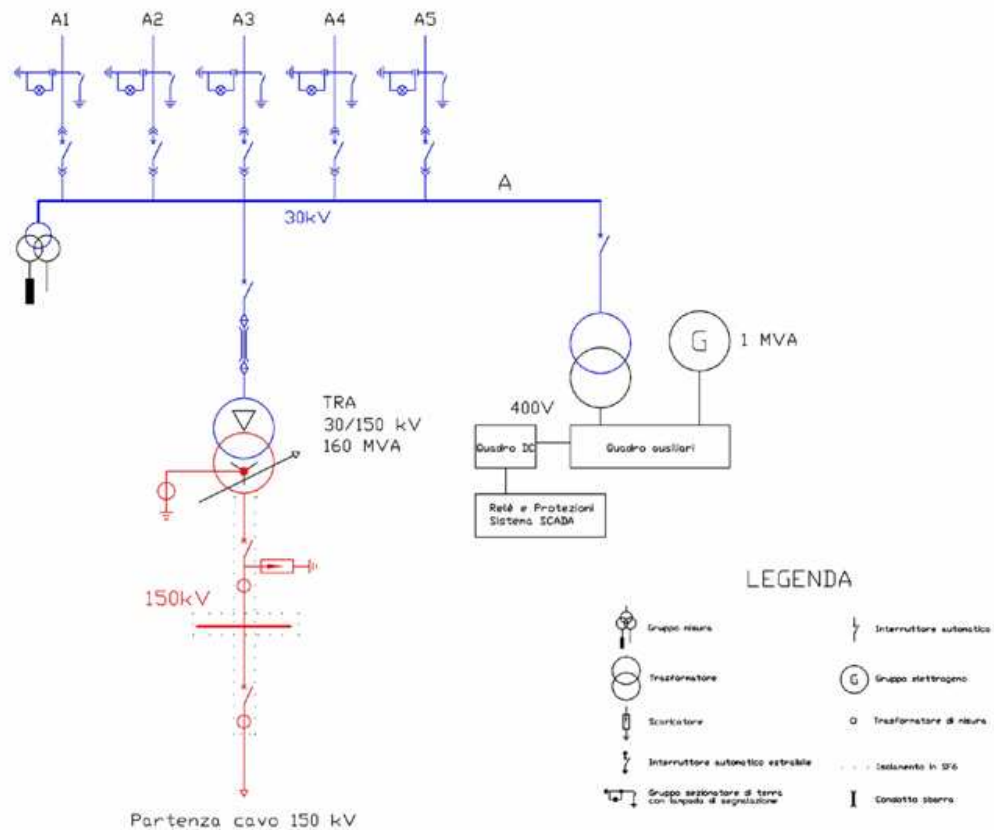
4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.13 – Schema unifilare stazione di trasformazione elettrica a mare 30/150kV.

La stazione è collocata su di una piattaforma delle dimensioni di 25 m x 30 m, ubicata nel punto di coordinate riportate in Tabella 4.2, supportata da 4 pali di fondazione ed il cui piano di appoggio è posto a 11,3 m di altezza dal livello del mare in modo da evitare il rischio di inondazioni tenuto conto dell'onda massima di progetto. La struttura di tale piattaforma è costituita, come riportato nello schema progettuale di **Figura 4.14** e descritto in dettaglio nella Tavola VII e nell'Allegato G, da un solaio di travi in acciaio connesse alle fondazioni ricoperto con un grigliato zincato. Allo scopo di proteggere la struttura dalle intrusioni ai lati della piattaforma sono poste delle barriere frangivento supportate da travature reticolate in acciaio.

Sulla piattaforma sono alloggiare le seguenti apparecchiature:

- quadro di Media Tensione da 30kV al quale si collegano i cavi provenienti dagli aerogeneratori;
- trasformatore elevatore da Media Tensione 30kV ad Alta tensione 150kV;
- trasformatori ausiliari necessari ad alimentare i carichi della sottostazione stessa;
- quadro elettrico ausiliario necessario a distribuire l'alimentazione alle utenze ausiliare di sottostazione (Luce, prese, condizionamento, ecc.);
- quadro di Alta Tensione 150kV dal quale partono i cavi di collegamento con la costa;

4 Quadro di riferimento progettuale

- sistema di comunicazione e controllo;
- generatore diesel di emergenza comprensivo di serbatoio per il carburante da circa 75 t;
- sistema antincendio basato sul pompaggio di acqua marina;
- carroponete di servizio della capacità di 3,5 t;
- alloggi e cabine di servizio per il personale;
- imbarcazione di emergenza.

Schemi e dettagli del progetto elettrico sono riportati nell'Allegato H.

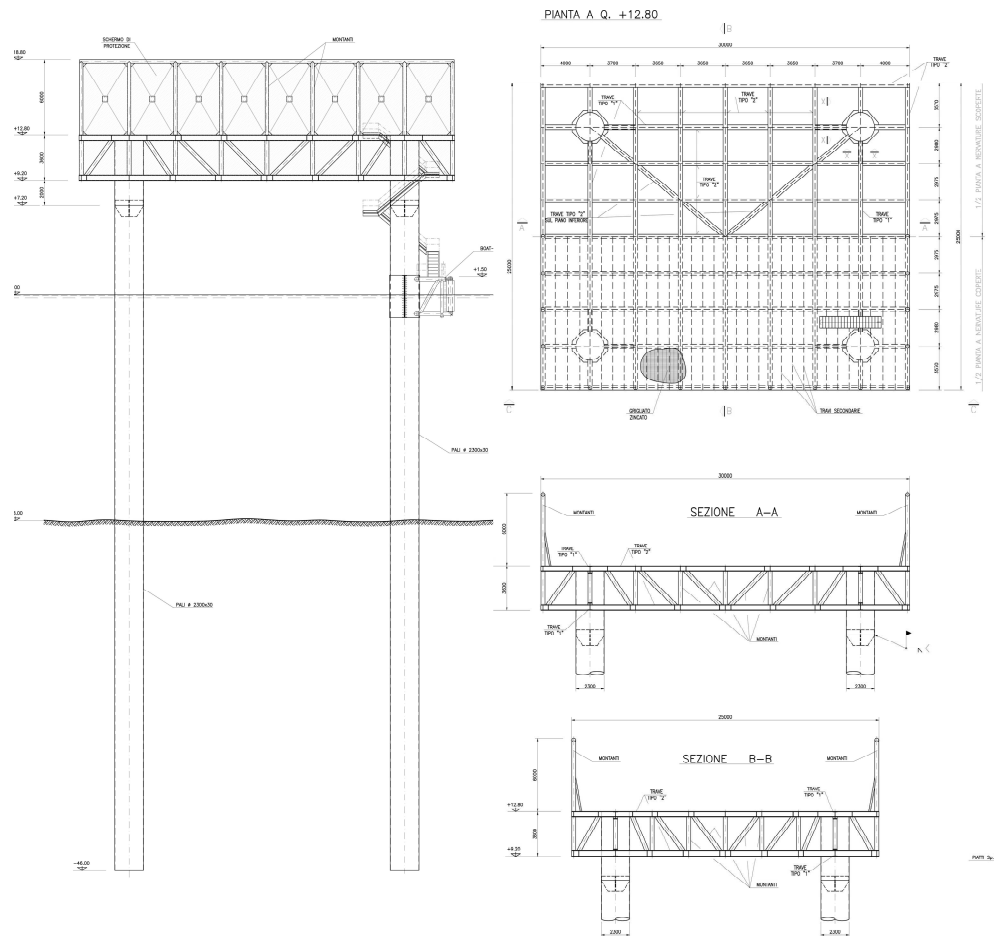


Figura 4.14 – Schema progettuale della stazione elettrica a mare.

Schemi e dettagli del progetto elettrico sono riportati nell'Allegato H.

4.1.5. Cavi di collegamento con la costa

Dalla sottostazione elettrica di trasformazione a mare parte, come mostrato nello schema unifilare generale di Figura 4.5, un cavo sottomarino da 150 kV che convoglia

4 Quadro di riferimento progettuale

l'energia prodotta verso la costa lungo il percorso indicato in Figura 4.4 e descritto in dettaglio nella Tavola IV e nell'Allegato H.

Tale cavo, di lunghezza totale pari a 7,5 km, della stessa tipologia descritta per i cavi di collegamento degli aerogeneratori, vengono posti ad una profondità di circa 1 m al disotto del fondo marino.

Il punto di approdo a terra è situato all'estuario del Torrente Saccione nel lato corrispondente alla Regione Molise, nel comune di Campomarino, nel punto di coordinate geografiche 41°55'27,7"N 15°08'11,4"E¹⁰, il quale, come riportato nel report fotografico dell'Allegato H, risulta libero da ogni tipo di insediamento.

Dal punto di approdo il cavo di collegamento con la costa procede in trincea sotto il letto del Torrente Saccione oltrepassando i ponti corrispondenti alla linea ferroviaria Pescara-Foggia ed alla SS16 Adriatica, sino al punto di ubicazione del giunto terra-mare, situato alle coordinate 41°55'28,1"N 15°08'09,8"E, anch'esso descritto nel report fotografico dell'Allegato H. In tale punto i terminali dei cavi sottomarini verranno collegati ai cavi terrestri mediante appositi giunti sigillati realizzati, secondo lo schema di Figura 4.15, in una normale buca giunti stagna della profondità di circa 1,2 m e di pianta pari a 4 m x 1,5m.

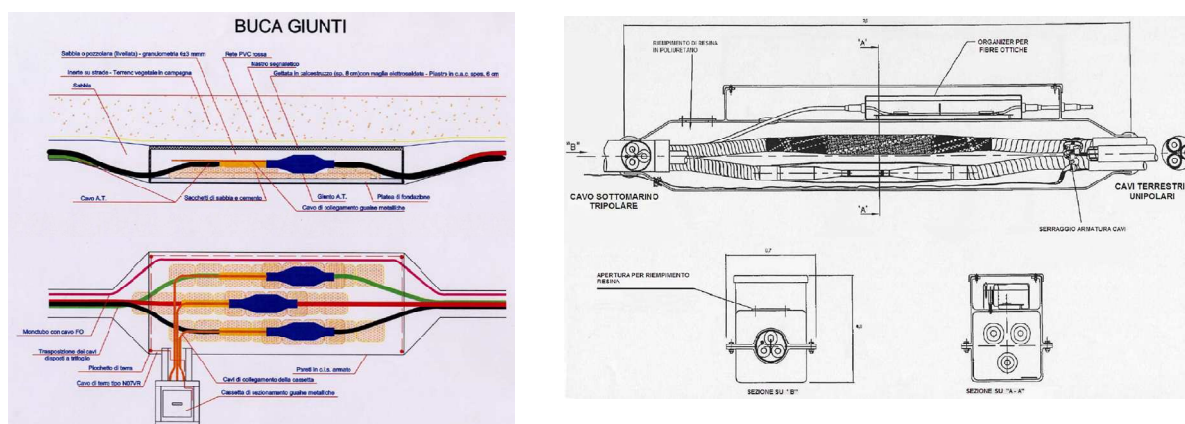


Figura 4.15 – Schema di realizzazione del giunto cavi marini – cavi terrestri.

4.1.6. Cavo di collegamento a terra

Dalla buca giunti parte il tratto di linea in cavo interrato, formato da una terna di cavi tripolari a 150 kV di opportuna sezione, che si sviluppa per una lunghezza di circa 15,9 km secondo il percorso indicato in Figura 4.4 e descritto in dettaglio nella Tavola IV e nell'Allegato H.

¹⁰ Tutte le coppie di coordinate qui riportate fanno riferimento al sistema di coordinate geografiche Roma 40.

4 Quadro di riferimento progettuale

Dal Giunto terra mare, la terna di cavi posata in trincea come descritto nello schema di Figura 4.16 ed in dettaglio nell'Allegato H, prosegue il suo percorso parallelamente alla SS16 sino a raggiungere il bivio per Torre di Ramitelli nel punto di coordinate 41°55'31,6" N 15°07'55,5" E (Punto A). Da questo punto il percorso segue la strada di bonifica, passando sotto l'autostrada A14 fino alla località Torre di Ramitelli, dopo la quale volta a sinistra nel punto di coordinate 41°54'00,9" N 15°07'22,0" E (Punto B) seguendo la strada di bonifica fino ad incrociare la SP126 nel punto di coordinate 41°52'39,1" N 15°07'33,7" E (Punto C).

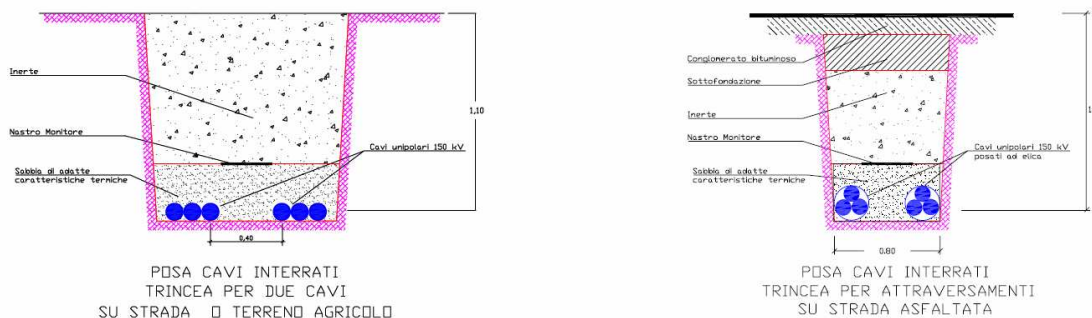


Figura 4.16 – Schema sezione di trincea cavi terrestri.

Qui il percorso piega a destra seguendo la SP126 fino all'incrocio con la SP128, in località Bivio San Leo, punto di coordinate 41°52'36,0" N 15°07'06,5" E (Punto D) dove il percorso volge a sinistra e prosegue lungo la SP 128 fino al Bivio del Rettifilo con la SP161 – ex SS16ter, punto di coordinate 41°51'54,4" N 15°06'29,9" E (Punto E) ove piega verso sinistra e segue fino al Bivio Saccione con la SP136 nel punto di coordinate 41°51'36,4" N 15°07'09,5" E (Punto F).

A questo punto il percorso, nei pressi della località Masseria De Giorgio, piega a destra e segue la SP136 fino ad incrociare una strada sterrata sulla sinistra al punto di coordinate 41°51'18,3" N 15°06'24,8" E (Punto G), tale tratto, di lunghezza pari a circa 1,3 km, costituisce parte dell'antico Regio Tratturo Foggia-L'Aquila, in questo tratto, la posa dei cavi avverrà all'interno della carreggiata asfaltata, in maniera tale da non interessare le aree laterali.

Il percorso del cavo quindi segue, in trincea, questa strada sterrata fino ad incrociare un bivio sulla sinistra con un'altra sterrata nel punto di coordinate 41°50'28,1" N 15°05'51,3" E (Punto H) che viene seguita fino a raggiungere il bivio con la Strada Comunale Transure nel punto di coordinate 41°50'05,1" N 15°05'38,1" E (Punto I) dove il percorso volge a sinistra e prosegue poi sulla Strada Comunale per Chieuti in direzione di Ururi fino al punto di passaggio da cavo terrestre a linea aerea da situarsi in località Podere San Pietro nel punto di coordinate 41°49'42,6" N 15°04'32,1" E. In tale zona, attualmente adibita a coltivazione di cereali e della quale è riportato nell'Allegato H un report fotografico descrittivo, saranno realizzate le infrastrutture elettriche necessarie le quali verranno contenute in un'area

4 Quadro di riferimento progettuale

recintata delle dimensioni di 15 m x 20 m e di cui si riporta in Figura 4.17 lo schema di massima.

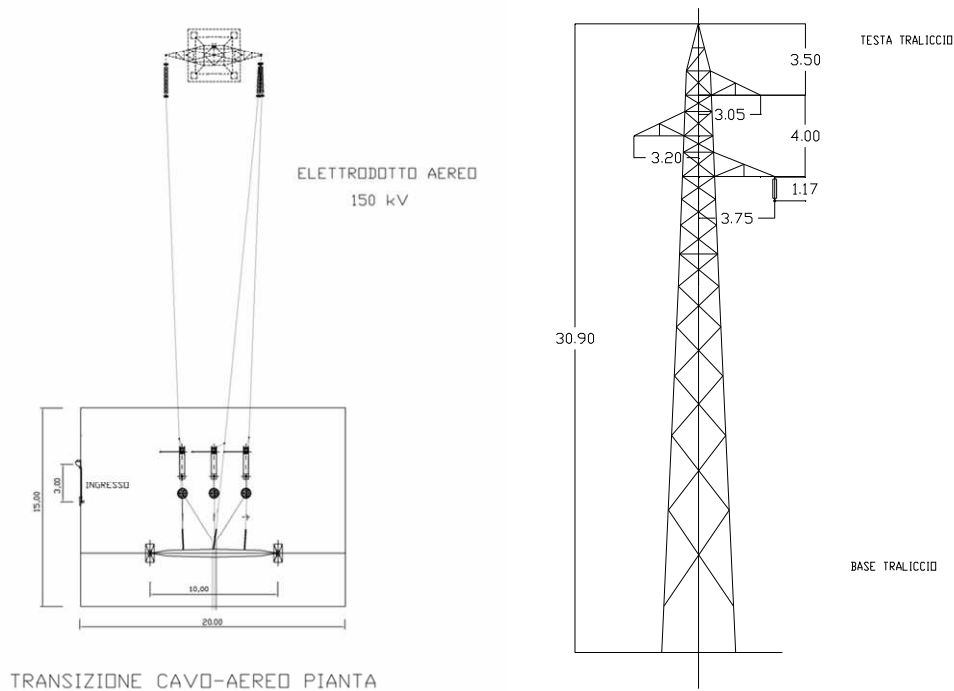


Figura 4.17 – Schema opere elettromeccaniche passaggio linea in cavo – linea area.

La linea elettrica prosegue quindi in linea area in terna singola a 150kV per un tratto pari a circa 9,4 km, con campate di lunghezza media tra i 400m ed i 450m, sino all'esistente stazione elettrica di trasformazione a terra 150/380kV di Larino, di proprietà della società TERNA S.p.A., ove, secondo quanto indicato dalla società Terna S.p.A. e riportato nell'Allegato I, sarà reso disponibile uno stallo per il collegamento alla rete elettrica nazionale.

4.1.7. Stazione di trasformazione elettrica a terra 150/380kV

La linea aerea da 150kV trasmetterà l'energia prodotta dalla centrale eolica *offshore* di Chieuti alla esistente cabina di trasformazione a 380kV nonché sottostazione di allacciamento alla rete elettrica di Larino, Secondo le indicazioni ricevute da Terna S.p.A., indicata nella Figura 4.18 in cui è riportato l'andamento della rete elettrica nazionale in prossimità dell'area di interesse del progetto.

4 Quadro di riferimento progettuale

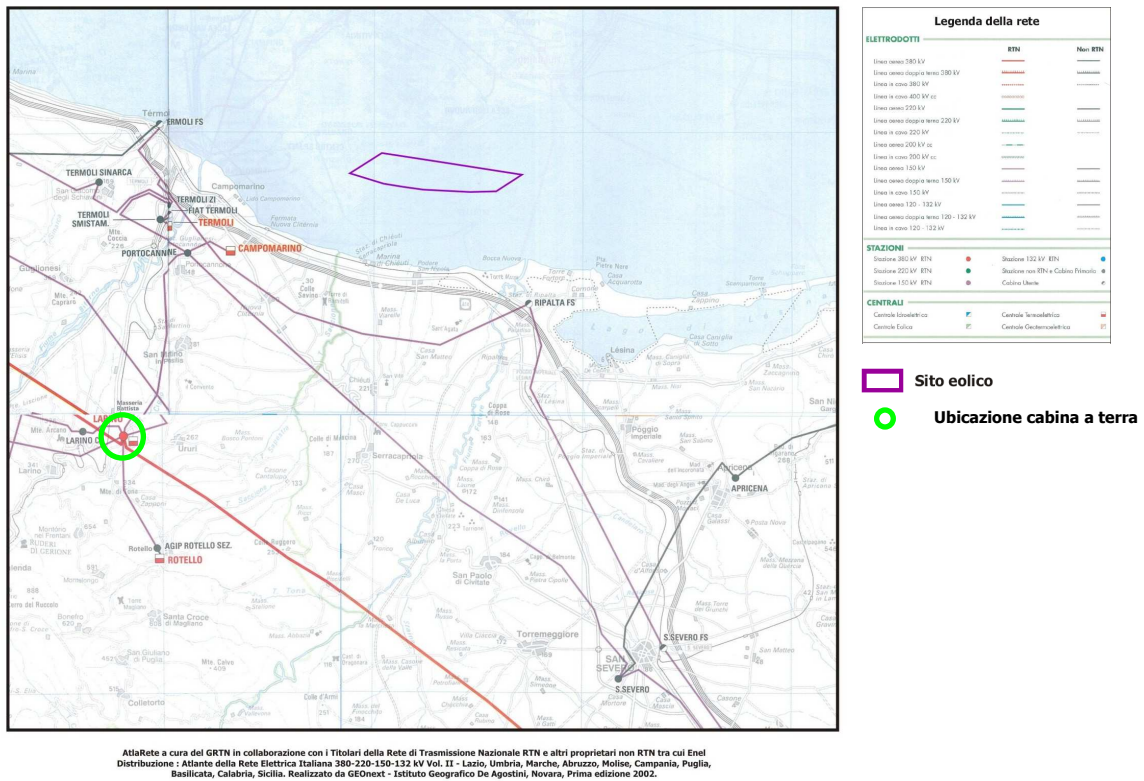


Figura 4.18 – Rete elettrica nazionale nell’area di interesse del progetto.

4.1.8. Sistema di protezione e controllo

Ogni aerogeneratore, così come la stessa sottostazione a mare e quella a terra, è dotato di un sistema di monitoraggio, gestione e controllo che permette di determinarne i differenti stati di funzionamento ed eventuale emergenza.

Il sistema di controllo e protezione della sottostazione, descritto nello specifico nell’Allegato H, installato all’interno della cabina elettrica di sottostazione, è necessario per il buon funzionamento degli organi di alta tensione e per la gestione dei dati di interfaccia con il Gestore di Rete, che dovrà agire anche sulla gestione delle macchine installate in mare. Sullo stesso pannello del sistema di controllo sarà implementato il sistema di gestione automatico dell’impianto per quanto non previsto dai sistemi di automazione degli aerogeneratori. Il sistema di controllo pertanto dovrà essere in grado di ricevere i dati dal gestore secondo quanto prescritto dalle regole di connessione d inviarli alle apparecchiature offshore in modo da gestire:

- Manovre dell’interruttore a 150kV
- Manovre degli interruttori a 30 kV
- Manovre degli interruttori a 1,0kV
- Regolazione di tensione e di frequenza degli aerogeneratori

4 Quadro di riferimento progettuale

Oltre al sistema di controllo a distanza ed alla gestione automatica locale il sistema prevede un pannello di alloggiamento delle protezioni elettriche di rete e dei trasformatori che agiranno sull'interruttore a 150 kV e su quelli immediatamente adiacenti da 30 kV così come su quelli di ogni aerogeneratore da 30 kV.

Il sistema di controllo e monitoraggio di ogni aerogeneratore è basato su di un multiprocessore consistente in differenti sottosistemi di controllo ognuno dei quali ha diverse mansioni e comunica attraverso una rete a fibre ottiche. La cabina di comando è ubicata alla base torre, all'interno della navicella ed all'interno del mozzo. Il sistema è dotato di batterie di *backup* ed asserva alle differenti funzioni descritte nello specifico nell'Allegato E.

In modo da prevenire danneggiamenti eventuali ai cavi ed alle apparecchiature sottomarine, l'intera area del parco sarà interdetta all'ancoraggio ed alla pesca a strascico.

Apparecchiature e strutture saranno dotate di opportuni sistemi di segnalazione luminosa e sonora da concordarsi con i responsabili per la navigazione marina ed aerea al fine di prevenire collisioni.

Il sistema di alimentazione del sistema di protezione e controllo dovrà essere alimentato da sorgente ininterrompibile, in modo da poter sempre permettere la messa in sicurezza dell'impianto in caso di fuori servizio dell'alimentazione principale.

A tale scopo nella piattaforma della sottostazione è previsto l'alloggiamento di un generatore diesel della potenza elettrica di 1 MW e dei relativi serbatoi, così come in ogni aerogeneratore è previsto l'alloggiamento di un sistema di batterie per garantire la funzionalità dei sistemi di segnalazione sonora e luminosa.

4.1.9. Strumenti di misura

Ai fini del controllo e della protezione della centrale eolica *offshore*, l'impianto sarà dotato di differenti sistemi di misura in grado di monitorare costantemente le principali grandezze nelle varie parti d'impianto riassumendole nel pannello di controllo per renderle disponibili al sistema di gestione dell'impianto ed al Gestore di rete con particolare attenzione a:

- intensità e direzione del vento nel sito di sviluppo dell'impianto;
- temperatura e umidità ambiente;
- potenza attiva generata;
- potenza reattiva generata;
- fattore di potenza attiva esportata;
- potenza attiva esportata;

4 Quadro di riferimento progettuale

- potenza reattiva esportata;
- fattore di potenza esportata;
- potenza assorbita dall'impianto;
- segnali provenienti da ciascun singolo aerogeneratore (Intensità e direzione del vento, stato di funzionamento/allarme, stato variabili di funzionamento, potenza generata, ecc, come descritto in dettaglio nell'Allegato E).

4.2. Descrizione delle opere di installazione delle turbine *offshore*

L'installazione di un parco eolico *offshore* è un processo complesso e richiede un'attenta pianificazione a partire dalle operazioni di trasporto dei componenti quali i monopali di fondazione, gli elementi di transizione, le navicelle, i rotori, le pale, ecc.

I componenti verranno stoccati in un'apposita area portuale cercando di ottimizzare le consegne in funzione delle capacità di installazione in modo da sfruttare al meglio lo spazio disponibile e massimizzare lo spazio a disposizione delle operazioni di pre-assemblaggio a terra di grandi componenti come per esempio i rotori.

L'area portuale, per lo stoccaggio e le operazioni di pre-assemblaggio, è da individuarsi tra quelle attrezzate o da attrezzarsi per l'approdo dei mezzi marini previsti e il carico e scarico dei componenti e dei pre-assemblati per una necessaria superficie utile di lavoro di complessivi 5.000 m².

Di seguito è riportata una breve descrizione delle operazioni relative alle differenti fasi del progetto secondo la pianificazione di massima indicata in Figura 4.19.

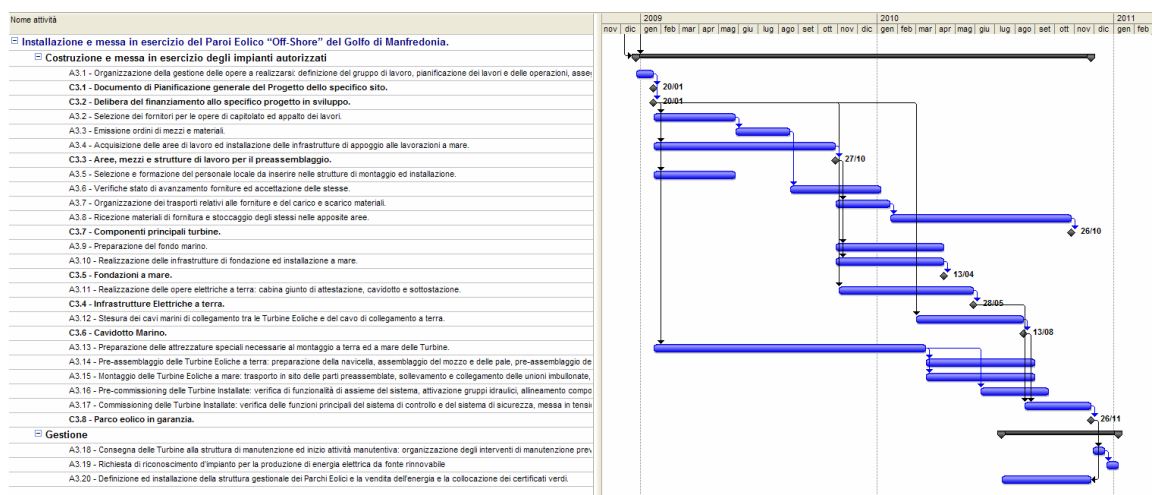


Figura 4.19 – Diagramma di Gantt delle fasi di installazione della centrale eolica *offshore* al largo di Marina di Chieuti.

4 Quadro di riferimento progettuale**4.2.1. Preparazione del fondo**

Il primo passo operativo da compiere per l'installazione delle fondazioni delle turbine e della sottostazione a mare, è la preparazione del fondale onde prevenire gli effetti dovuti ai vortici attorno ai pali, a causa dei quali si generano dei fenomeni erosivi che scalzano il materiale alla base delle fondazioni stesse.

Per prevenire la rimozione di materiale sabbioso occorre riversare sul fondo uno strato di ghiaia, la quale è costituita da particelle più grosse e più pesanti rispetto alla sabbia e quindi non viene trasportata via dai vortici (si veda la Figura 4.20).

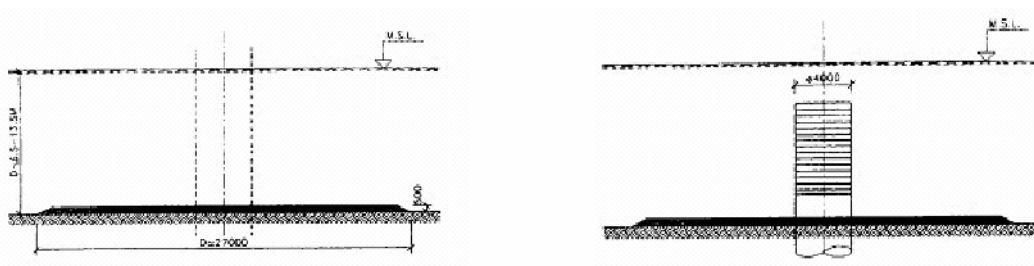


Figura 4.20 – Rappresentazione schematica del fondale ricoperto da uno strato di ghiaia per prevenire la rimozione di sedimenti durante e dopo l'installazione dei pali.

La messa in opera del materiale ghiaioso e pietrisco, viene effettuato direttamente in mare utilizzando opportune imbarcazioni che scaricano il materiale lateralmente come mostrato nella Figura 4.21.



Figura 4.21 – Imbarcazione utilizzata per la messa in opera a mare del materiale ghiaioso e pietrisco.

La tipologia e quantità di materiale necessaria per le fondazioni della centrale eolica *offshore* al largo di Marina di Chieuti, sarà valutata nelle fasi definitive del progetto; di certo le caratteristiche correntometriche dell'area presuppongono la necessità di una limitata

4 Quadro di riferimento progettuale

preparazione del fondale, come riportato nello schema progettuale delle fondazioni di Tavola VI.

4.2.2. Fondazioni

I pali di fondazione vengono installati in mare utilizzando un pontone di tipo self-elevating. Tale tipo di imbarcazione è in grado di caricare, nell'area portuale di servizio, più pali di fondazione allo stesso tempo e trasportarli ai siti designati nel *layout* d'impianto, come mostrato in Figura 4.22.



Figura 4.22 – Operazioni portuali di carico dei pali di fondazione sul pontone.

Una volta posizionato il pontone, i pali di fondazione vengono portati in posizione verticale con l'ausilio di una dima di inclinazione (*Tilting-Frame*) e posizionamento (*Hammering-Frame*), come mostrato in Figura 4.23, che permette l'esatta collocazione degli stessi con una tolleranza di 0,1° nella verticale.



Figura 4.23 – Dima di inclinazione e posizionamento installate sul pontone.

Allineato il palo sulla verticale della posizione di installazione, si iniziano le operazioni di infissione con un maglio idraulico del tipo riportato in Figura 4.24 costituito da un percussore ed un distributore della forza di percussione sulla testa del palo.

4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.24 – Fase di sollevamento del maglio e successivo posizionamento in corrispondenza del palo.

Per evitare di danneggiare l'udito di eventuali specie presenti nella zona durante le fasi di battitura del palo, viene preliminarmente immerso in acqua un emettitore di suoni in modo da allontanarle prima dell'inizio delle operazioni di lavoro.

Considerate le generiche caratteristiche geofisiche riscontrate nel sito di installazione della centrale eolico *offshore*, descritte nell'Allegato A, si determina, per le operazioni di infissione, un tempo necessario pari a circa un'ora e mezza, come riportato nei calcoli riferiti nell'Allegato F. Tale tempo, ovviamente, può variare a seconda delle specifiche caratteristiche del fondale di ogni fondazione che saranno determinate in fase di progetto esecutivo delle opere.

Una volta infisso il palo, sulla sua sommità viene posizionato un piccolo segnalatore luminoso temporaneo, come descritto in Figura 4.25, in modo da prevenire collisioni nelle fasi operative di lavoro.



Figura 4.25 – Faro di segnalazione temporaneo installato sul palo di fondazione appena installato.

4 Quadro di riferimento progettuale**4.2.3. Parte di transizione**

Successivamente all'infissione del monopalo di fondazione si procede con l'installazione della struttura di transizione. Dopo essere stata caricata sul pontone self-elevating nell'area portuale di servizio, una volta posizionato il pontone e sollevato in assetto stabile da lavoro nel punto di installazione, tale struttura viene sollevata con la gru presente sul pontone e alloggiata sulla fondazione come indicato in Figura 4.26.



Figura 4.26 – Faro di segnalazione temporaneo installato sul palo di fondazione appena installato.

Sigillate quindi le estremità, come indicato nell'Allegato F, l'intercapedine presente tra le due strutture, viene riempita con una malta cementizia ad espansione. terminate le operazioni di installazione viene attivato il sistema di segnalazione luminosa previsto sulla struttura stessa, alimentato per mezzo del sistema di batterie di *backup*.

4.2.4. Turbina eolica

Passato il periodo di consolidamento della malta cementizia è possibile quindi procedere con le operazioni di installazione delle turbine.

Anche per tali operazioni si procederà attraverso l'utilizzo di un pontone self-elevating sul quale vengono caricati i conci di torre preassemblati a terra e le navicelle e su cui è collocato anche il mezzo di sollevamento.

4 Quadro di riferimento progettuale

Una volta posizionato il pontone sul sito di installazione e stabilizzato lo stesso sulle gambe di appoggio, si procede con il sollevamento dei conchi di torre mediante la gru ed il loro assemblaggio delle unioni flangiate, come mostrato in Figura 4.27.



Figura 4.27 – Installazione della Turbina: montaggio dei conchi di torre.

Terminato il montaggio della torre si procede, sempre mediante la gru, al sollevamento della navicella e al collocamento della ralla di orientamento in corrispondenza della flangia di estremità della torre. Come mostrato nella Figura 4.28.

4 Quadro di riferimento progettuale



Figura 4.28 – Installazione della Turbina: sollevamento della navicella e del rotore.

Il rotore, a seconda della tipologia dei mezzi impiegati e della specifica turbina installata, può essere pre-assemblato in parte assieme alla navicella e con essa installato, come mostrato in Figura 4.28 oppure essere pre-assemblato completamente a terra nelle sue componenti (pale e mozzo) nell'area portuale. Nel primo caso l'installazione viene quindi completata con il sollevamento e fissaggio della pala mancante. Nel secondo caso, il rotore, viene caricato su di un pontone di servizio, in posizione orizzontale, e trasportato in sito in prossimità della piattaforma self-elevating come mostrato in Figura 4.29.



Figura 4.29 – Installazione della Turbina: trasporto del rotore pre-assemblato a terra.

4 Quadro di riferimento progettuale

Terminate le operazioni di fissaggio della navicella, si procede al sollevamento del rotore, alla sua inclinazione per mezzo dell'aiuto di una gru di servizio ed alla sua messa in opera sulla flangia di connessione dell'albero lento al mozzo, come mostrato nella sequenza fotografica di Figura 4.30.

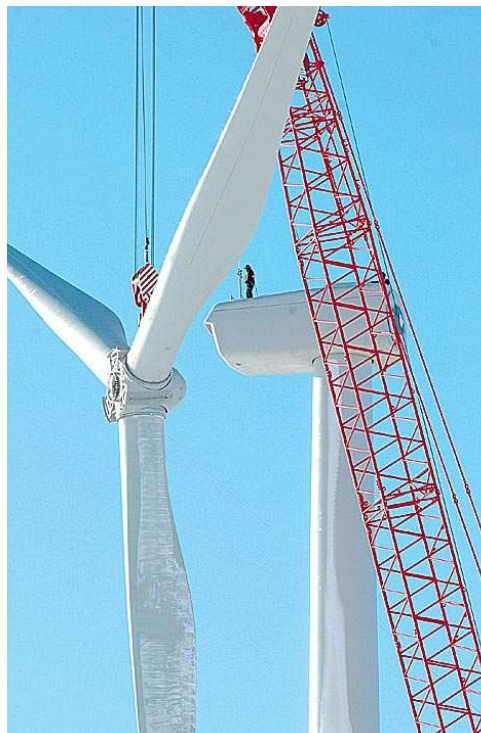


Figura 4.30 – Installazione della turbina: montaggio del rotore.

4.2.5. Stazione di trasformazione elettrica a mare

Le operazioni di installazione della stazione di trasformazione elettrica a mare sono simili a quelle descritte per l'installazione delle turbine. Una volta infisse le fondazioni, si procede al pre-assemblaggio, nell'area portuale di servizio, delle travature di sostegno, del piano di solaio, così come delle paratie di protezione laterali. Caricati quindi i vari componenti sul pontone di tipo self-elevating e sul pontone di trasporto, mediante le gru, giunti in corrispondenza del punto di installazione, il pontone viene ancorato e quindi stabilizzato in posizione elevata sulle gambe di appoggio. I vari componenti della struttura vengono quindi sollevati, mediante le gru presenti sul pontone, ed alloggiati nei sostegni di fondazione, come mostrato in Figura 4.31.

4 Quadro di riferimento progettuale



Figura 4.31 – Installazione della Stazione di trasformazione a mare: operazioni di sollevamento componenti.

Si procede quindi al montaggio del solaio, della componentistica elettromeccanica (trasformatori, armadio AT, armadio MT, ecc.) e di servizio, così come delle paratie di protezione laterali.

4.2.6. Posa dei Cavi.

I cavi sottomarini di collegamento delle turbine vengono posati ed interrati per circa 1 m sul fondale in modo da evitare eventuali danneggiamenti dovuti ad ancore o reti da pesca. Nell'area portuale, il cavo, viene caricato su di un pontone di servizio o su di un'apposita imbarcazione posacavi. Giunti in prossimità della turbina, il cavo viene srotolato verso il fondo e la sua estremità viene guidata all'interno del tubo a J, con l'ausilio di un sommozzatore, come mostrato nella Figura 4.32, e quindi inserita nella cassetta di terminazione, come descritto nel Paragrafo 4.1.3.

4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.32 – Posa dei cavi sottomarini: Inserimento del cavo nel tubo a J.

Terminata tale operazione, il cavo viene guidato nel tracciato stabilito ed interrato allo stesso tempo mediante l'utilizzo di potenti getti d'acqua (Jetting System).

A questo scopo si può utilizzare un veicolo robotizzato comandato a distanza (Remotely Operated Vehicle) che entra in azione dopo che il cavo è stato posato sul fondo del mare (ROV System); il veicolo, che si muove sul fondale marino su ruote oppure su cingoli speciali, è dotato di particolari bracci muniti di ugelli che possono essere opportunamente orientati al fine di smuovere il fondale marino sottostante il cavo in maniera da creare una trincea, della profondità desiderata, nella quale il cavo medesimo viene ad adagiarsi. Altrimenti si può utilizzare una macchina speciale che opera sul fondale marino ed è trainata dalla nave posacavi, come descritto nell'Allegato H.

Entrambe le soluzioni sono riportate nelle immagini di Figura 4.33.

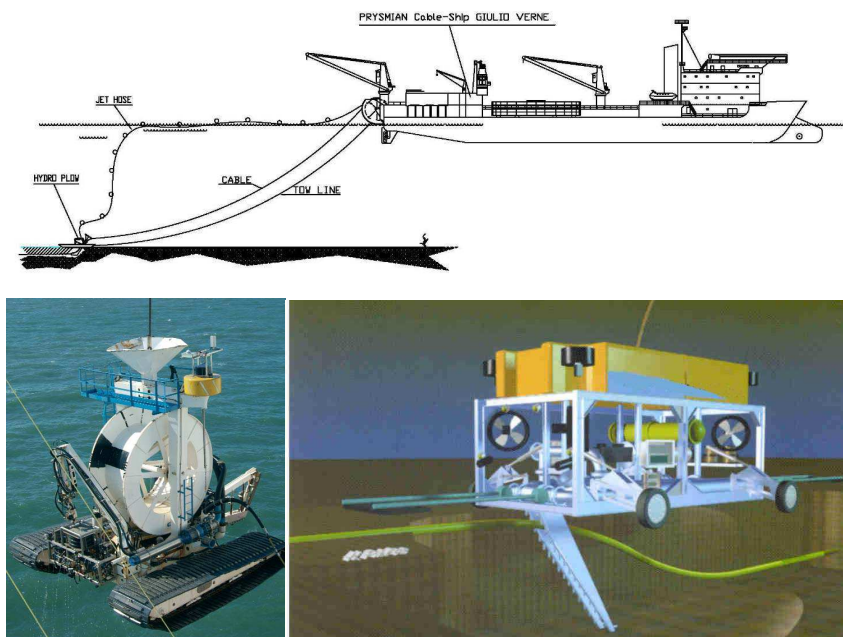


Figura 4.33 – Posa dei cavi sottomarini: mezzi sottomarini per l'interramento dei cavi.

4 Quadro di riferimento progettuale

Giunti in prossimità della turbina successiva, il terminale del cavo è quindi guidato, sempre con l'ausilio di un sommozzatore, all'interno del tubo a J per poi essere collegato alla relativa cassetta di terminazione.

Analoga operazione è condotta per i cavi in arrivo ed in partenza dalla sottostazione elettrica a mare. Il cavo di collegamento con la costa, una volta in prossimità della battigia e dell'estuario del torrente Saccione, sotto il cui letto il cavo sottomarino prosegue, viene interrato all'interno di un opportuno scavo e quindi unito al cavo terrestre mediante un opportuno giunto, una volta sigillato il quale, viene poi ricoperto.

Il cavo terrestre viene quindi installato, secondo il percorso prestabilito, descritto nel capitolo precedente, nello scavo di alloggiamento. Le opere di scavo sono eseguite mediante appositi mezzi per la movimentazione della terra, di piccola taglia date le dimensioni esigue dello scavo da eseguirsi; l'alloggiamento del cavo viene effettuato mediante l'ausilio di un camion gru sul quale è installata la bobina di avvolgimento del cavo stesso; lungo il percorso verranno collocati i vari pozzetti di giunto degli spezzoni del cavo. Una volta posato e protetto con copponi di resina con sovrastante apposito nastro di segnalazione il cavo verrà ricoperto con materiale di riporto e verranno quindi ripristinate le condizioni iniziali di superficie.

Il cavo terrestre viene quindi fatto fuoriuscire in corrispondenza del punto di transizione in linea aerea. In tale punto verranno realizzate le opere per la costruzione delle infrastrutture elettriche descritte nel capitolo precedente. Verranno quindi realizzate le opere di fondazione necessarie per i tralicci di sostegno lungo la linea aerea, i quali verranno poi installati mediante l'ausilio di mezzi di sollevamento, assieme alle linee elettriche.

Nell'area di ubicazione della sottostazione, si provvederà allo spianamento e bonifica della superficie d'impianto, alla realizzazione degli accessi previsti allo stesso ed alla costruzione dell'edificio di controllo. Quindi, mediante l'ausilio dei mezzi di sollevamento, si procederà al montaggio dei portali e dei tralicci, così come ai cablaggi previsti.

4.3. Intervento di protezione ed incremento della fauna alieutica.

Al fine di rafforzare la forte valenza ambientale del progetto, rivolto allo sviluppo di energia "pulita", abbiamo programmato interventi che prevedono una particolare attenzione alla salvaguardia ed all'incremento delle risorse alieutiche. In particolare, il presente intervento ha come obiettivo l'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con realizzazioni modulari, disposte all'interno dell'area, che permettano di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici espletando una serie di funzioni tra cui le principali sono sinteticamente riportate nel Paragrafo 5.2.3.

4 Quadro di riferimento progettuale

A livello ecologico lo sviluppo del manto vegetale può realizzare una serie di effetti articolati che portano a:

- aumento della produzione di ossigeno;
- captazione di sedimenti per organismi sestonofagi;
- creazione di nurseries e risorse alimentari per pesci fitofagi.

Infine le alghe, assieme agli invertebrati sessili che occupano direttamente il substrato, fungono da specie formanti nuovo habitat e provvedono ad uno spazio colonizzabile supplementare.

Tali effetti si possono tradurre in un incremento dei rendimenti di pesca ed in un aumento netto della biomassa animale.

Oltre alla realizzazione di barriere artificiali (BA) si prevede quindi l'installazione di alcuni filari per molluschicoltura e reti da posta, della lunghezza complessiva di circa 1.000 metri, da posizionarsi lungo gli assi del reticolo costituito dal *layout* d'impianto. Questi filari, costituiti da cinque campate indipendenti della lunghezza di 200 metri ciascuna, consentiranno di avviare esperienze di mitilicoltura e pesca artigianale, che potrebbero essere complementari alla raccolta di mitili derivanti dalla pulizia periodica delle fondazioni. Una rappresentazione schematica delle potenzialità dell'intervento proposto, nelle sue differenti componenti, è riportato in Figura 5.6.

4.3.1. Descrizione della tipologia delle barriere.

Per la realizzazione dell'intervento proposto si ritiene di avvalersi di strutture, costituite da moduli piramidali del tipo Tecnoreef, già adottate nell'ambito di interventi simili attuati in Italia ed all'Estero, sia a scopo di protezione della costa, sia per finalità legate all'incremento della fauna ittica. Tale scelta è supportata peraltro anche dalle esperienze condotte in questi ultimi anni dal CNR-ISMAR di Ancona, istituto scientifico di riferimento nazionale per le BA, che ha realizzato impianti con questa tipologia lungo la costa della regione Marche. Inoltre, numerose ricerche svolte in diverse parti del mondo hanno dimostrato che manufatti costruiti appositamente determinano un arricchimento ed una diversificazione dei popolamenti acquatici superiori rispetto a quelli che si rilevano presso substrati rocciosi naturali per effetto di una maggiore e mirata eterogeneità spaziale, evidenziando l'importanza di utilizzare, per la realizzazione di BA, strutture adeguatamente progettate sia per l'ambiente che per le risorse che si vogliono proteggere e incrementare.

4 Quadro di riferimento progettuale

Il modulo piramidale a piastre, specificamente descritto nel paragrafo seguente, è indicato quale struttura in grado di sviluppare al meglio le finalità tipiche di interventi a BA, in quanto l'ampia superficie disponibile, dotata di innumerevoli microcavità di diverse dimensioni e il flusso continuo di acqua all'interno del modulo favoriscono sia l'insediamento che il successivo sviluppo di larve di organismi sessili, tra cui mitili ed ostriche. Inoltre la presenza di cavità interne può offrire rifugio e protezione a numerose specie vagili attratte dai substrati duri come corvine, ombrine, sparidi, ecc., mentre gli organismi bentonici che si insediano sulle superfici, sia i vari invertebrati interstiziali (policheti, antipodi, piccoli decapodi, ecc...) che vivono tra il bisso dei mitili costituiscono cibo per molte specie di pesci carnivori, innescando così catene trofiche aggiuntive rispetto a quelle già presenti nell'ambiente. Oltre a ciò le superfici inclinate evitano l'accumulo di sedimento fine proveniente dall'apporto fluviale o messo in sospensione dalle mareggiate e favoriscono l'ancoraggio stabile e definitivo sul fondo.

4.3.2. Descrizione degli elementi modulari.

L'elemento di base è costituito da piastre di forma ottagonale, forate e svasate in modo particolare come riportato in Figura 4.34, che, una volta assemblate, concorrono a creare una struttura piramidale completamente forata come evidenziato in Figura 4.35.

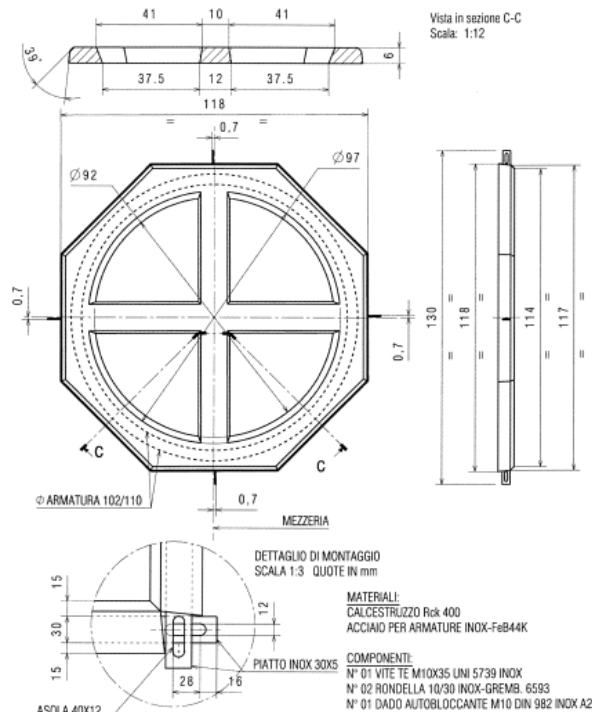


Figura 4.34 – Particolare elemento Tecnoreef mod. 120 aperto.

4 Quadro di riferimento progettuale

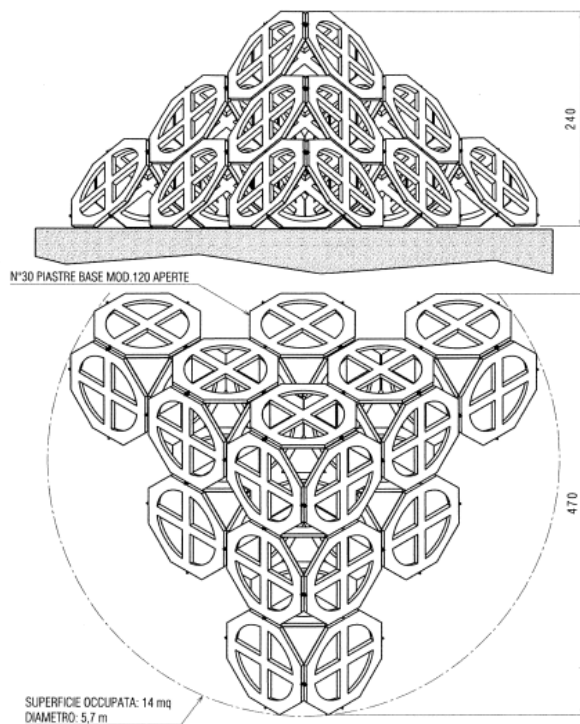


Figura 4.35 – Barriera “Tipo 1”; Struttura Tecnoreef da n°10 celle base, 30 piastre Tecnoreef, 120 aperte.

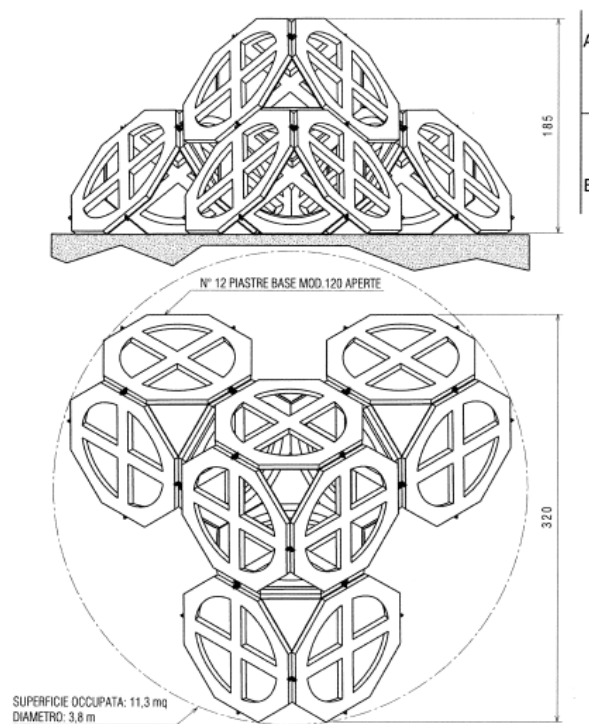


Figura 4.36 – Barriera “Tipo 2”; Struttura Tecnoreef da n°10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 120 aperte.

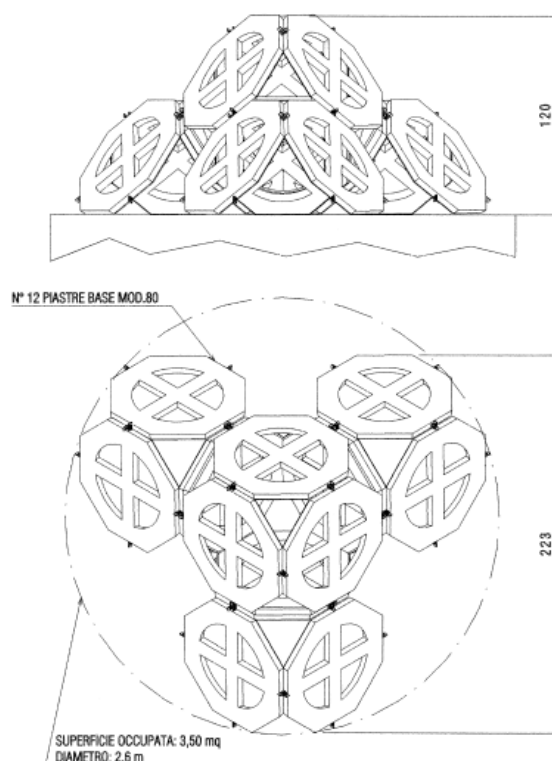
4 Quadro di riferimento progettuale

Figura 4.37 - Barriera "Tipo 3"; Struttura Tecnoreef da n°10 celle base, 12 piastre Tecnoreef Mod. 80 aperte.

Le piastre sono composte di una speciale miscela (categoria calcestruzzo 42,5, resistenza alla compressione [RCK] superiore a 500 kg/cm^2) non impattante di calcestruzzo di tipo *seafriendly*, ottenuto esclusivamente con elementi naturali (sabbia lavata, ghiaia spezzata) e senza composti di risulta, né addittivato né fluidificato con miglioratori chimici di resa e avente un pH, pari a 9, inferiore a quello tradizionale (12). Quest'ultimo aspetto, associato alle superfici microforate, favorisce un insediamento delle larve degli organismi sessili particolarmente rapido.

La struttura interna delle singole piastre, così come gli agganci e la minuteria meccanica di collegamento tra i vari elementi, è in acciaio inox AISI 304, ad alta resistenza alla corrosione.

I singoli dischi modulari Rck 40 Mpa sono di due tipi dimensionali: i primi aventi un diametro di 120 cm che possono essere di tipo aperto (Figura 4.35) oppure chiuso in relazione alla percentuale di foratura superficiale (in entrambi vi è un doppio tondino circolare concentrico FEB44 K diam. 8 mm all'interno), i secondi aventi un diametro di 80 cm che sono solamente di tipo aperto (con un semplice tondino circolare FEB44 K diam. 8 mm all'interno).

4 Quadro di riferimento progettuale**4.3.3. Descrizione dell'insieme delle strutture.**

Le barriere sommerse previste in progetto consistono in tre tipologie di strutture piramidali (ognuna costituita da un determinato numero di dischi modulari in c.a. ottagonali con schema distributivo simmetrico) a formare un "atollo", disposto nell'area a pianta quadra delle dimensioni di metri 100 x 100 circa, da ubicarsi secondo la disposizione di massima riportata in Figura 4.38 (da concordarsi comunque con i vari enti ed associazioni locali).

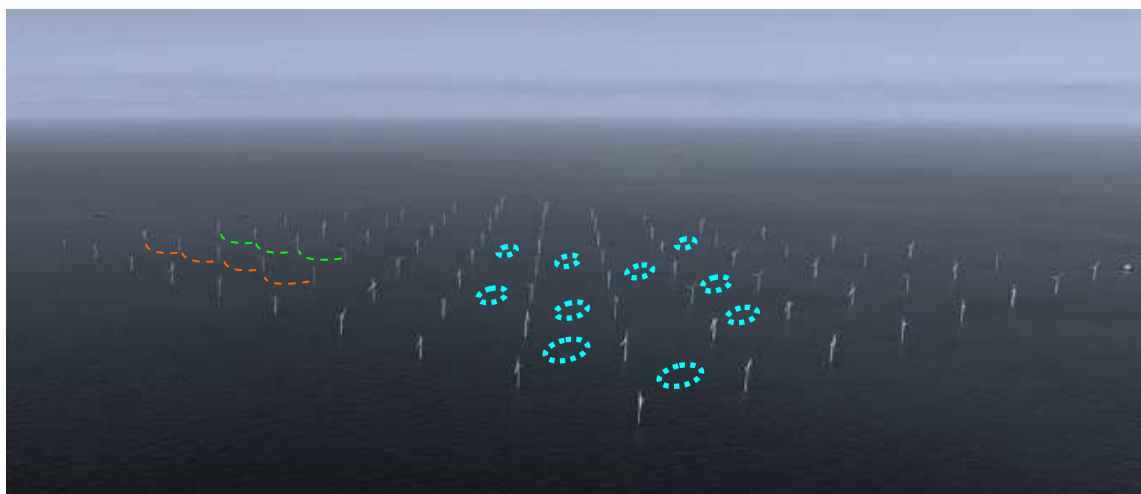


Figura 4.38 – Disposizione di massima dell'intervento all'interno del *layout* di progetto.

La prima tipologia di barriera (Tipo 1, Figura 4.35) sarà formata da 10 celle base (composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 2,4 m, occupante un'area di 14 m² ed un raggio di influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 25 m circa. Essa prevede in totale 30 moduli di cui 20 aperti e 10 chiusi da 120 cm ognuno di diametro.

La seconda tipologia di barriera (Tipo 2, Figura 4.36) sarà formata da 4 celle base (sempre composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 1,85 m, occupante un'area di 11,3 mq ed un raggio di influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 20 m circa. Essa prevede in totale 12 moduli di cui 8 aperti e 4 chiusi da 120 cm ognuno di diametro.

La terza tipologia di barriera (Tipo 3, Figura 4.37) sarà formata da 4 celle base (ancora composte nello spazio da gruppi di dischi) con altezza totale di 1,2 m, occupante un'area di 3,50 m² ed un raggio di influenza ai fini dello sviluppo delle risorse acquatiche di 10 m circa. Essa prevede in totale 12 moduli tutti aperti, da 80 cm ognuno.

4 Quadro di riferimento progettuale

Gli atolli saranno conformati secondo tre principali schemi:

- disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa;
- disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa, al cui centro trova collocazione un elemento di Tipo 1;
- disposizione di 10 elementi riconducibili alla seconda tipologia disposti lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 130 metri circa, disposizione di otto elementi di tipo 3 lungo il perimetro di un cerchio del diametro di 50 metri, posto all'interno del primo, al cui centro trova collocazione un elemento di Tipo 1.

Altri elementi di Tipo 2 potranno essere posizionati in prossimità di particolari punti sensibili, quali le connessioni dei cavi o raccordi, a scopo di protezione da azioni di pesca a strascico illegale.

4.3.4. Descrizione della tecnica di messa in opera.

I gruppi piramidali costituiti dalle piastre tipo Tecnoreef saranno assemblati a terra e quindi caricati su di un motopontone. Prima della posa sarà definito un campo boe georeferenziato tramite apposito DGPS, secondo lo schema stabilito, poi ogni piramide sarà posizionata in mare con l'utilizzo di una gru e con l'ausilio di personale subacqueo.

4.4. 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 4.1 e nella Relazione Tecnica Illustrativa di Progetto (Allegato N);
- opzione 2: ipotesi di utilizzo di turbine di taglia inferiore a quella scelta nell'ipotesi 1 di progetto.

4 Quadro di riferimento progettuale

Nei seguenti paragrafi 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.

4.4.1. 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 e in modo particolare sull'atmosfera e sul riscaldamento globale dovuto ai gas serra, prodotti dalle centrali termoelettriche. La produzione di energia ottenibile dall'impianto in progetto annualmente, considerando la curva di potenza illustrata nel Paragrafo 4.1.1 utilizzando 50 aerogeneratori, è di circa 381 GWh/annui.

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

- 700 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- 0,9 g/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- 0,6 g/kWh di No_x (ossidi di azoto);

che per 381 GWh si tradurrebbero, ogni anno, in:

- 266.700 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- 342,9 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- 228,6 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che in 25 anni di vita utile della centrale eolica di progetto, una centrale tradizionale produrrebbe:

- 6.667,5 migliaia di tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- 8,573 migliaia di tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- 5,715 migliaia di tonnellate di NO_x (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

4 Quadro di riferimento progettuale

produzione di anidride carbonica costerebbe circa 24 €/t, che per 25 anni di vita utile della centrale da noi considerata si traducono in circa 160 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 Institute¹¹, 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.

4.4.2. 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 150 MW. Nell'ipotesi di progetto si considera la disposizione di 50 turbine da 3,0 MW ciascuna. Il *layout* che riportiamo in Figura 4.3, già mostrato al Paragrafo 4.1 e nell'Allegato N, mostra una matrice di 8 file parallele di aerogeneratori, con orientamento tra i 50° Nord-Est ed i 60° Nord-Est, in cui la turbina più vicina alla terra ferma dista sempre almeno 5 km dalla costa. Ogni fila è costituita da 6-7 turbine.

La realizzazione di questa centrale eolica *offshore* 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 anemologiche del sito oggetto del SIA, hanno dimostrato che la produzione di energia di una centrale eolica da 150 MW, utilizzando 50 turbine da 3,0 MW, è di 343,917 GWh/annui.

¹¹ 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.

4 Quadro di riferimento progettuale

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 4.4.1 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. Ad oggi le tecnologie permettono di arrivare a una profondità di circa 30 metri, anche se la maggior parte degli impianti eolici già costruiti non va oltre i 20 - 25 m. Il parco eolico è stato quindi posizionato in maniera tale da avere il limite più esterno della maglia di aerogeneratori all'incirca sulla linea batimetrica dei 24 m.

Gli altri vincoli tecnici riguardano le caratteristiche del fondale, che sono state analizzate nel capitolo precedente.

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 4.3, 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 prossimo Capitolo 5.

4.4.3. Opzione 2: Sito 2 per l'impianto eolico

Per la scelta di un sito alternativo alla precedentemente descritta opzione 1, sono state fatte considerazioni sulla possibilità di posizionare l'impianto eolico più al largo (ad esempio a 20 km dalla linea di costa) in modo che la centrale non fosse del tutto visibile. Ma, dal momento che nel tratto di mare al largo di Marina di Chieuti l'acqua raggiunge una profondità superiore ai 30 m a circa 9 km dalla costa, questa scelta è stata 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 3,0 MW ad una turbina da 2,0 MW, considerata comunque ancora una turbina di grossa taglia.

Per produrre la stessa quantità di energia producibile scegliendo l'opzione 1, occorrerebbe utilizzare un numero di turbine molto maggiore. Infatti, per realizzare un parco eolico da 150 MW occorrono 75 turbine da 2,0 MW.

L'installazione di un numero maggiore di aerogeneratori provocherebbe un impatto maggiore sull'avifauna, sulla fauna ittica e sullo stato del fondale. Inoltre, scegliendo questa opzione, si verificherebbe sul territorio un impatto maggiore rispetto a quello valutato per

4 Quadro di riferimento progettuale

l'opzione 1; infatti, la porzione di territorio occupato sarebbe grosso modo la stessa, poiché la distanza tra le turbine è proporzionale al diametro, ma la densità di turbine sarebbe molto maggiore, determinando di conseguenza un più significativo impatto visivo.

La scelta di progetto che abbiamo considerato meno impattante è quella relativa all'opzione 1, mostrata in Figura 4.3. 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.

4.4.4. Alternative di percorso per i cavi sottomarini e per i cavi a terra

Sono state considerate differenti alternative di percorso per i cavi sottomarini al fine di portare la corrente elettrica alla stazione di trasformazione 380/150kV.

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

In fase esecutiva, si valuteranno quindi la lunghezza dei cavi e le eventuali limitazioni alla pesca e alla navigazione.

Nella seguente Figura 4.39 mostriamo la tavola in cui vengono indicate le alternative per il passaggio dei cavi elettrici sottomarini, interrati e in linea aerea che abbiamo preso in considerazione per questo studio (Tavola X).

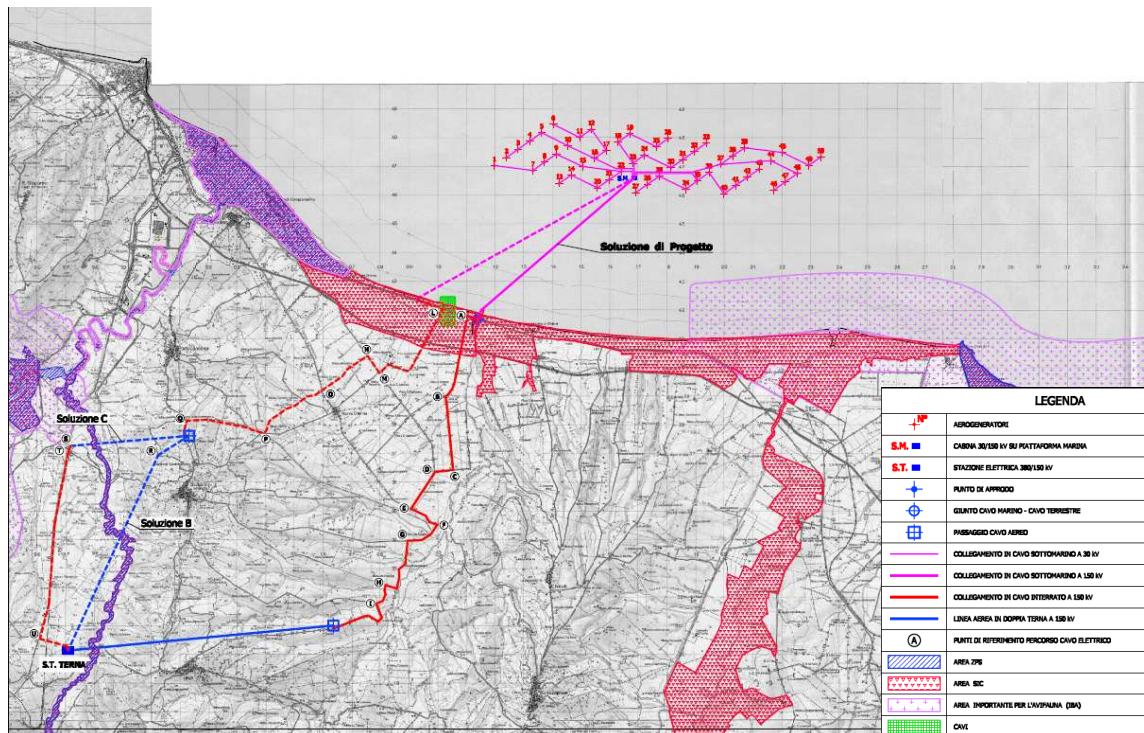


Figura 4.39 – Alternative per i percorsi dei cavi elettrici e vincoli territoriali.

4 Quadro di riferimento progettuale

Come mostrato nella precedente figura, sono stati individuati due possibili percorsi dei cavi sottomarini. Il primo percorso studiato è quello che porta i cavi ad emergere in un punto d'approdo situato alla foce del torrente Saccione. Il secondo punto d'approdo considerato si trova invece a circa 2 km a Nord rispetto al precedente punto di approdo.

A partire dal primo punto di approdo, si diparte un possibile percorso di cavi interrati e in linea aerea (Soluzione A in figura) fino ad arrivare al punto in cui è posizionata la stazione di allacciamento alla rete nazionale del GRTN S.p.A.

A partire dal secondo punto di approdo parte un'unica via di collegamento che si biforca poi in un unico tratto in linea aerea (Soluzione B in figura) e in un percorso composto da un tratto in cavo interrato e uno in linea aerea (Soluzione C in figura), entrambi fino alla stazione di trasformazione.

Analizzando in dettaglio i pro e i contro delle tre suddette soluzioni possibili, si è scelto di proporre per l'impianto in oggetto la Soluzione A.

5. 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 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. Per fare ciò, abbiamo svolto una analisi conoscitiva preliminare secondo la seguente prassi:

- 1) identificazione dei fattori di impatto collegati all'opera, sulla base dei dati contenuti nel Quadro di Riferimento Programmatico (Capitolo 2) e nel Quadro di Riferimento Progettuale (Capitolo 4);
- 2) selezione delle componenti ambientali sulle quali possono essere prodotte potenziali interferenze;
- 3) individuazione di un'area vasta preliminare, cioè un ambito territoriale di riferimento nel quale inquadrare tutte le potenziali influenze dell'opera, 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 su ciascuna componente ambientale attraverso un processo generalmente suddiviso in tre fasi:

- 1) caratterizzazione dello stato attuale;
- 2) stima degli impatti;
- 3) 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

5.1. Indagine conoscitiva preliminare

L'analisi conoscitiva preliminare è volta a identificare le interazioni significative potenziali tra le azioni di progetto e le componenti ambientali e 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.

5.1.1. Identificazione dei fattori di impatto

Sulla base dell'analisi del progetto eseguita nel Quadro di Riferimento Progettuale (Capitolo 4), sono stati identificati i fattori causali di impatto potenziale che necessitano di un'analisi dettagliata nelle fasi di:

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

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

5 Quadro di riferimento ambientale

Per quanto riguarda la stazione di trasformazione 380/150 kV a terra per l'allacciamento del parco eolico alla rete RTN è stata individuata quella già esistente e operante di Larino (CB), così come indicato dalla Società Terna S.p.A. Quest'ultima non ricade comunque all'interno di aree protette né di pSIC né di ZPS. Le altre opere a terra connesse al progetto, comunque di minore entità rispetto a una cabina di trasformazione, sono state progettate secondo la soluzione individuata a minimo impatto ambientale. Seppur in parte esse ricadano all'interno di aree pSIC è stato valutato che esse non generano impatti significativi sul sito stesso e di conseguenza non necessitano di Valutazione di Incidenza.

5.1.2. Identificazione delle componenti ambientali

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:

- flora e fauna marina e relativi ecosistemi;
- avifauna;
- ambiente marino (qualità dell'acqua, correnti, idrografia);
- paesaggio;
- rumore;
- campi elettromagnetici;
- rischio di incidenti e collisioni.

Ogni componente ambientale così individuata è stata analizzata mediante uno studio di dettaglio e, laddove non era possibile, mediante considerazioni scientifiche e sulla base dell'esperienza specifica. Pertanto, per ogni componente è stata sviluppata una opportuna sezione, a ciascuna delle quali è stato dedicato un paragrafo del presente Quadro di Riferimento Ambientale (Paragrafi dal 5.2 al 5.8).

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 alcun tipo di emissioni atmosferiche, che è la caratteristica principale dello sfruttamento dell'energia eolica.

La produzione di energia eolica, in particolar modo attraverso impianti *offshore*, rappresenta un'ottima soluzione per la riduzione a livello globale delle emissioni di CO₂ (in favore del rispetto del protocollo di Kyoto).

È infatti noto che l'energia eolica permette di evitare l'uso dei combustibili fossili con conseguente riduzione dell'inquinamento atmosferico a fronte di una significativa diminuzione di CO₂ ed una rilevante riduzione di altri inquinanti quali SO₂, NO_x, CO, metano

5 Quadro di riferimento ambientale

e particolari. Dall'analisi delle quantità di CO₂ 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.

Per l'analisi degli impatti generati su ciascuna componente ambientale abbiamo preso in considerazione i possibili impatti ambientali generati nell'arco dell'intero ciclo di vita, di una centrale eolica del tipo qui considerata, circa 20 – 25 anni, includendo le fasi di costruzione, esercizio ed eventuale dismissione dell'opera stessa.

5.1.3. 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, individuati nell'analisi preliminare. Tale criterio porta a 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:

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

5 Quadro di riferimento ambientale

La scelta dell'area vasta preliminare è stata effettuata partendo dall'individuazione del ricettore sensibile più lontano dal posizionamento del parco eolico *offshore*. Tale ricettore è risultato essere l'arcipelago delle Isole Tremiti, posizionate a circa 20 km di distanza. Poiché la distanza sul mare oltre la quale la curvatura terrestre nasconde alla vista la parte più alta degli aerogeneratori è approssimativamente di 35 km l'area considerata è un cerchio il cui centro è posizionato in corrispondenza della centrale eolica e il cui raggio misura circa 35 km, ovvero la distanza dalla suddetta località.

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

L'area vasta preliminare scelta è mostrata nella Figura 5.1.

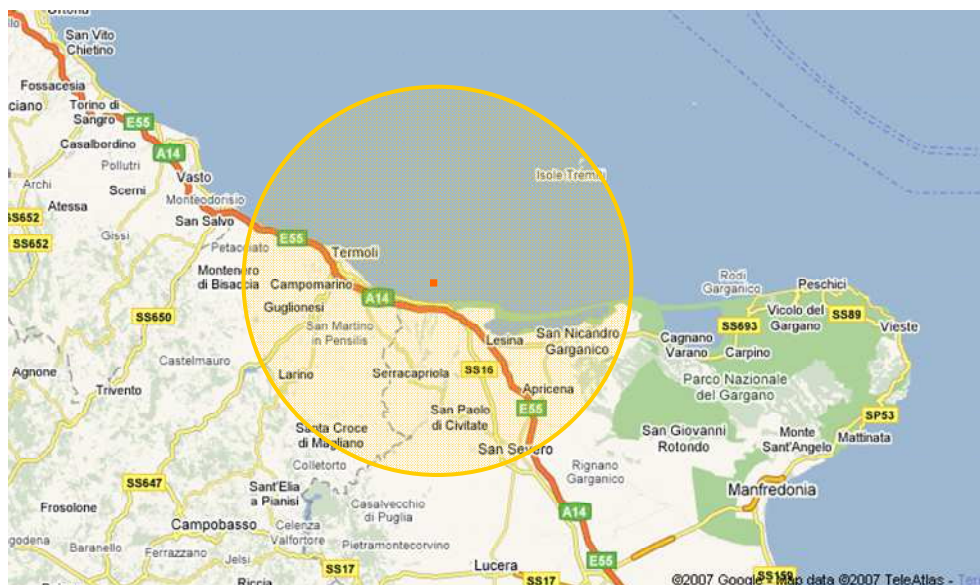


Figura 5.1 – Area vasta preliminare. Tale area è definita dal cerchio giallo il cui centro è posizionato in corrispondenza della centrale eolica e il raggio è di circa 35 km.

Come risulta evidente, tale area riguarda le Regioni Molise e Puglia. Nel seguito abbiamo deciso di soffermarci principalmente sulle caratteristiche ambientali della Regione Puglia in quanto più direttamente interessata dall'installazione dell'impianto eolico. Descriveremo anche gli impatti relativi alla Regione Molise laddove essi risultassero particolarmente incidenti sul territorio considerato.

5.2. Flora e fauna marina

5.2.1. 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 3.2.1; nei successivi paragrafi analizzeremo più a fondo quelle componenti che sono presenti in maggiore quantità.

La flora marina presente nell'area considerata è di scarsa entità e di scarso interesse naturalistico. Il fondale di tipo sabbioso o argilloso, tipico dei fondali al largo delle coste pugliesi, non è adatto per la formazione di specie protette quali la *poseidonia oceanica*.

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.

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 impianti *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 evidenti aspetti positivi per l'habitat marino e quindi per le diverse specie di pesci. L'interdizione ha generato spesso conflitti di interessi con l'industria della pesca, ma nel nostro caso specifico il tratto di mare considerato è già vietato alla pesca a strascico (si veda il Paragrafo 2.1.4) per cui la costruzione della centrale non aggiunge alcun veto che non sia già presente.

I maggiori disturbi generati dalla realizzazione di una centrale eolica *offshore* sul fondale marino e sugli organismi bentonici si osservano comunque 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 Tuno Knob) hanno dimostrato che le turbine eoliche non sono impattanti sui mammiferi. Nell'area in cui si avrà la centrale eolica di Chieuti, è segnalata la presenza di alcuni esemplari di mammiferi marini e di tartarughe marine.

5.2.2. Stato di fatto prima dell'intervento: specie presenti nell'area in esame

Questo paragrafo è diviso in due sezioni. Nella prima, relativa a pesci e organismi bentonici, analizziamo le specie ittiche maggiormente presenti nei pressi dell'area in esame e in particolare riportiamo il comportamento delle specie maggiormente pescate nell'area: triglie, naselli, moscardini, mostelle, potassoli, sugarelli, polpi, acciughe, gamberi e scampi. Oltre a queste specie sono presenti molti tipi di molluschi (telline, vongole, cozze, calamari, ecc.). Nella seconda, relativa a mammiferi e tartarughe marine, ci soffermiamo a descrivere le specie come delfini e tartarughe che sono state avvistate al largo del Mare Adriatico.

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 (ciottoli, ghiaia, detriti, fango) o duro (rocce, relitti, moli), rende ancora più diversi i vari ambienti sottomarini.

Ricordiamo che il tratto di nostro interesse occupa una porzione di mare compresa circa tra la batimetrica di 17 m e la batimetrica di 24 m.

1. Principali biocenosi e/o comunità bentoniche

Nell'area sono presenti diverse biocenosi. La biocenosi bentonica più frequente nell'area è quella delle Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC, sensu Pérès e Picard, 1964), con dominanza del mollusco bivalve *Chamelea gallina* (L.) e dell'anellide polichete *Owenia fusiformis* delle Chiaje (Vaccarella et al., 1997; Marano et al., 1998). Nella stessa comunità è possibile verificare la presenza di altre specie animali quali il crostaceo *Diogenes pugilator*, l'anellide polichete *Sigalion mathildae* ed altri molluschi bivalvi come *Telimya ferruginosa* e *Donax semistriatus* (Alcaro et al., 2002). Nei primi metri di profondità è inoltre presente una fascia in cui si riconosce la presenza della comunità delle Sabbie Fini Superficiali.

All'aumentare della componente pelitica possono instaurarsi, tra le altre, le comunità dei Fondi Mobili Instabili o dei Fanghi Terrigeni Costieri, caratterizzate dalla presenza di specie quali il bivalve *Corbula gibba*, i tanaidacei *Apseudes latreilli* e *Apseudes acutifrons*, insieme agli anellidi policheti *Ampelisca brevicornis* e *Sternapsis scutata* (Alcaro et al., 2002).

5 Quadro di riferimento ambientale

In particolare, la presenza di specie come *Diogenes pugilator*, *Apseudes acutifrons* e *Sternopsis scutata*, è indicatrice di substrati a prevalenza rispettivamente sabbiosa, pelitica o pelitica-mista (Alcaro et al., 2002).

Le comunità appena descritte si alternano sulla base del gradiente batimetrico, incontrandosi in successione le Sabbie Fini Superficiali, le Sabbie Fini Ben Calibrate (sino a 5-6 m di profondità), i Fondi Mobili Instabili ed i Fanghi Terrigeni Costieri (a partire dai 19-20 m circa).

Come facilmente intuibile da quanto già riportato, i fondali oggetto della descrizione sono essenzialmente “nudi”, cioè non interessati da copertura vegetale; fanno eccezione alcune aree coperte dalla fanerogama marina *Cymodocea nodosa*. Dette zone sono stabilite particolarmente in un fascia bene delimitata, tra 5 e 8 m di profondità. Comunque è importante ricordare che l'habitat particolare caratterizzato dalla presenza di questa zoosteracea è protetto nell'ambito della Convenzione di Barcellona.

2. Principali risorse ittiche

La particolare condizione talassografica dell'area descritta favorisce la presenza e lo sviluppo di alcune popolazioni animali, che rivestono un ruolo molto importante per le attività alieutiche. Tra queste popolazioni, i banchi di molluschi bivalvi rappresentano una componente importante, come riportato precedentemente. In particolare, la biomassa commerciale stimata per la specie di bivalve più importante, *Chamelea gallina* (vongola o lupino) risulta generalmente compresa tra 100 e 1000 kg/1000 m² nelle zone in cui è presente.

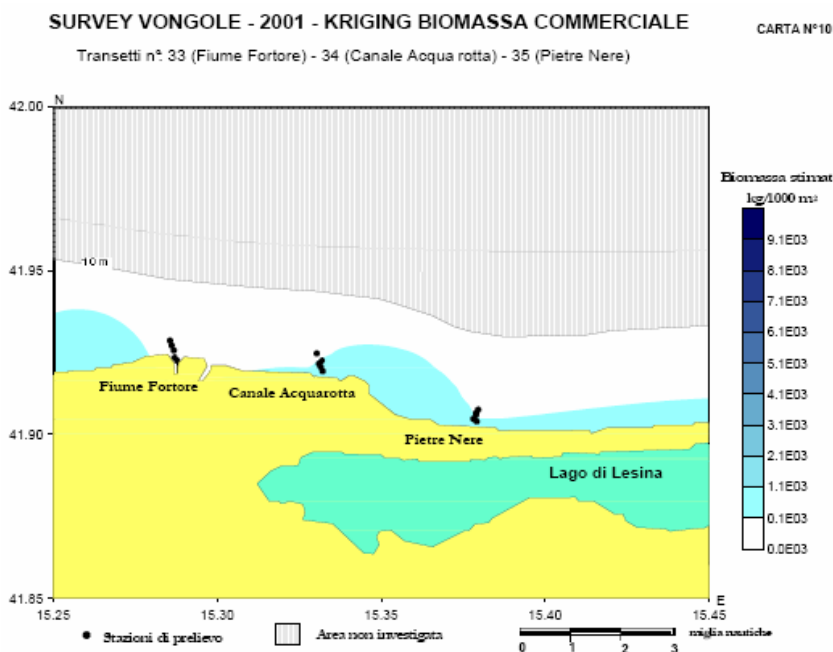


Figura 5.2 - Distribuzione delle biomasse commerciali di vongole nell'area descritta (da AA.VV., 2001).

5 Quadro di riferimento ambientale

Per quanto riguarda la fauna ittica propriamente detta, nell'area sono presenti molte specie, alcune delle quali (spigole, orate, cefali, ecc.) attratte anche dalle particolari caratteristiche della zona (influssi dei corsi d'acqua superficiali, della Laguna di Lesina, ecc.).

Le specie ittiche più comuni sono comunque quelle tipiche dei biotopi precedentemente descritti ed annoverano organismi ad habitus nectonico, necto-bentico e bentico quali boghe (*Boops boops*), menole (*Spicara spp.*), cefali (*Liza spp.*), saraghi (*Diplodus spp.*), mormore (*Lithognathus mormyrus*), calamari (*Loligo spp.*, *Allotheutis spp.*), triglie (*Mullus barbatus*, *Mullus surmuletus*), tracine (*Trachinus sp.*), sogliole (*Solea solea* e *Bothus podas*), gobidi (*Gobius spp.*), seppie (*Sepia officinalis*), canocchie (*Squilla mantis*). Ritroviamo anche specie appartenenti alla categoria del "pesce azzurro" (*Engraulis encrasicolus*, *Sardina pilchardus* e *Trachurus spp.*).

Queste specie si distribuiscono in base alle tipologie prevalenti di substrato; sui fondi sabbio-fangosi sono particolarmente abbondanti le triglie di fango, i saraghi sparaglione, le seppie, le canocchie e le mormore, mentre sui fondi misti la triglia di scoglio, i muggini, i saraghi fasciati. In taluni casi, soprattutto nei primissimi metri di profondità (da 1 a 3 m) ed a stretto contatto con la linea di costa, piccoli affioramenti rocciosi creano dei biotopi di particolare interesse con un notevole richiamo di specie ittiche pregiate (spigole e orate).

In prossimità degli erbari di *Cymodocea nodosa* si incontrano banchi di menole (*Spicara spp.*) e boghe (*Boops boops*).

Analizziamo ora brevemente alcune specie di alto valore commerciale pescate nei pressi dell'area in esame. Per effettuare tale valutazione abbiamo considerato uno studio effettuato tra il 1994 e il 1996 nell'area dell'Adriatico dal Golfo di Trieste al Gargano, indicata in Figura 5.3 dal colore scuro.



Figura 5.3 - Area di studio nella valutazione di specie ittiche presenti nel sito di interesse.

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

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

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 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.

Il nasello, di notevole interesse economico per la pesca, è risultata distribuita su tutto l'alto e medio Adriatico, ad esclusione della fascia settentrionale. È 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.

L'esiguo numero degli individui di polpo comune 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

La specie moscardino bianco è 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 è avuta oltre i 100 m. Il moscardino mangia essenzialmente bivalvi e crostacei.

Lo scampo riveste notevole importanza nella pesca adriatica. La maggiore consistenza delle catture si è raggiunta a profondità superiori ai 100 m, con indici di abbondanza superiori ai 50 kg/km².

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 è risultato che le quantità medie nel corso delle quattro campagne, sono variate da un minimo di 7,5 kg/km², novembre '95, ad un massimo di 10,9 kg/km², novembre '94. È 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.

Il sugarello è una specie molto comune in Mediterraneo, più diffuso nei mari meridionali.

Vive in banchi a profondità variabili da 50 a 500 m, si riproduce durante tutto l'anno ma in prevalenza nel periodo estivo vicino alla costa; in inverno si allontana dalla costa e scende oltre i 500 m di profondità.

È un vorace predatore che si ciba di crostacei e piccoli pesci che preda indistintamente senza particolari preferenze.

Si pesca con reti a strascico, reti da posta, o di notte a circuizione con l'ausilio di fonti luminose.

L'acciuga per buona parte dell'anno vive vicino alla costa soprattutto durante il periodo riproduttivo (aprile-settembre), mentre nelle stagioni fredde si sposta a profondità maggiori.

Si adatta bene a sbalzi di salinità dell'acqua e per questo spesso la si trova anche nelle lagune, negli stagni salmastri o negli estuari. La sua abbondanza è proporzionale alla quantità di cibo disponibile.

5 Quadro di riferimento ambientale

La pesca avviene tutto l'anno con sciabiche da terra, con reti da posta, ma soprattutto con reti da traino pelagiche dette "volanti" e con particolari reti a circuizione chiamate "ciancioli" e "lampare".

La pesca è molto abbondante soprattutto nel periodo della posa delle uova, che nel Mediterraneo avviene fra maggio e settembre.

La seppia vive sui fondali costieri sabbiosi o melmosi e sulle praterie di poseidonia. Compie delle migrazioni riproduttive: in primavera ed autunno si avvicina alle coste per riprodursi.

Diversi studi hanno dimostrato in Adriatico l'esistenza di due popolazioni una che si riproduce in primavera, l'altra in autunno. I primi ad arrivare nei pressi della costa sono i maschi poi le femmine che, avvenuto l'accoppiamento cercano un substrato per deporre le uova. La conoscenza delle modalità riproduttive viene sfruttata per la pesca di questi molluschi.

La seppia si può catturare in vari modi: nei mesi invernali si cattura generalmente al largo della costa con reti a strascico; in primavera ed autunno quando si riproduce viene catturata con nasse, cestini e reti da posta.

Il lanzardo è una specie pelagica che vive in banchi con individui della stessa taglia ed effettua grandi migrazioni stagionali; in estate si avvicina alla costa per la riproduzione. È presente in tutto il Mediterraneo. Il lanzardo non si spinge oltre i 300 m di profondità.

Il lanzardo si cattura soprattutto di notte con reti a circuizione e in presenza di una fonte luminosa (lampare o ciancioli).

Il lanzardo viene pescato anche con reti da posta, ma principalmente con reti da traino pelagico.

La boga è un pesce demersale, comunissimo nei nostri mari. Si riunisce in banchi in zone sabbiose, lungo la costa rocciosa e sulle praterie di fanerogame marine.

Durante la notte vive in prossimità della superficie, mentre di giorno resta più vicina al fondo. Non si spinge oltre i 250 m di profondità.

La boga viene pescata in mare aperto con le lampare (rete a circuizione), con reti a strascico, reti pelagiche, palamiti e spesso la si ritrova intrappolata nelle nasse; abbocca facilmente anche a lenze a mano.

3. Mammiferi e tartarughe marine

In Adriatico sono stati fatti avvistamenti di alcune specie di delfini e tartarughe marine, anche nei pressi di Lesina.

5 Quadro di riferimento ambientale

A livello regionale l'unico provvedimento che riguarda direttamente le tartarughe marine è il Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 58/88 che disciplina l'avvistamento degli spiaggiamenti di fauna marina sulle coste pugliesi. Tale decreto dispone che chiunque avvisti esemplari di fauna marina spiaggiati, vivi in difficoltà o morti, è tenuto a darne segnalazione alle autorità competenti per territorio (A.U.S.L., Capitanerie di Porto, autorità di pubblica sicurezza, ecc.), tali enti hanno l'obbligo di comunicare l'evento al Settore Ecologia della Regione Puglia.

Il Settore Ecologia dell'Assessorato all'Ecologia regionale ha potuto così elaborare un data-base relativo al fenomeno degli spiaggiamenti della fauna marina lungo le coste pugliesi. Da un'analisi dei dati si evince che la provincia di Foggia (136) è al terzo posto per numero di spiaggiamenti dopo le province di Lecce (155) e Taranto (231), nel periodo che va dal 1 marzo 1996 e il 30 settembre 2006. Nella provincia di Foggia il numero di spiaggiamenti maggiore si è registrato sulle coste dei comuni di Vieste (33) e Rodi Garganico (26). A Lesina sono invece stati registrati 15 spiaggiamenti.

Dalla valutazione degli spiaggiamenti per le diverse specie di tartaruga marina nelle province pugliesi è risultato che nella provincia di Foggia dei 136 spiaggiamenti, 135 sono di *Caretta caretta*, la più comune nel Mediterraneo, e solo uno di *Chelonia mydas* (tartaruga verde), ritrovata sulle coste di Vieste.

In questo documento della Regione è stata messa in evidenza la possibile relazione fra la presenza di tartarughe marine nei mari pugliesi e il grado di protezione delle coste e delle zone ad esse prospicienti (si veda la Figura 5.4).

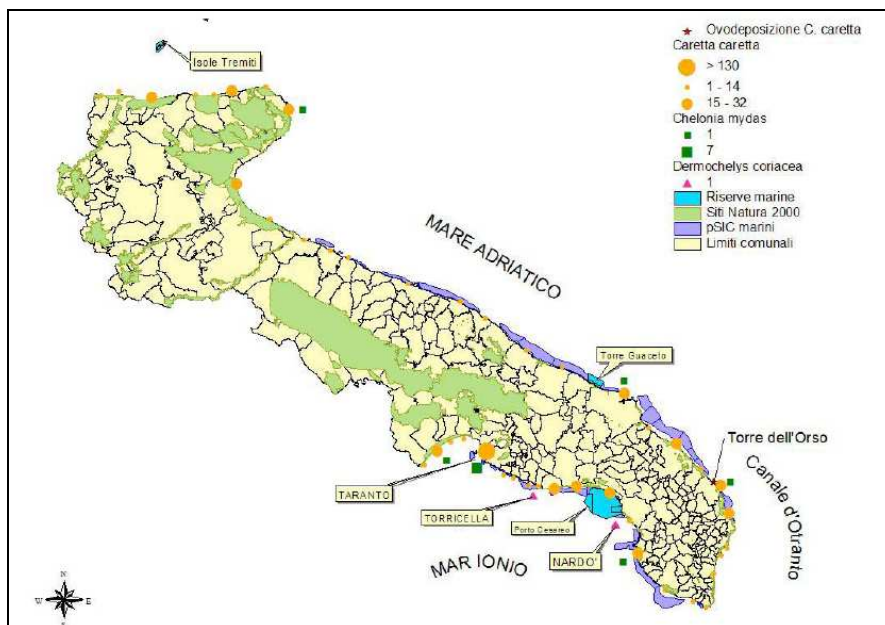


Figura 5.4 - Relazione tra coste protette e spiaggiamenti di tartarughe marine (periodo 01.03.1996-30.09.2006).

5 Quadro di riferimento ambientale

Il maggior numero di *Chelonia mydas* si è riscontrato lungo le coste meridionali della regione, dove è localizzata la maggiore presenza di pSIC marini, coincidenti con le praterie di *Poseidonia oceanica*.

All'inizio del 2007 è sorto il Centro specialistico per il recupero di tartarughe marine dell'Oasi di Lago Salso, gestito da Legambiente, proprio alle porte della città di Manfredonia. L'iniziativa rientra nel progetto Life: "TARTANET – Un network per la conservazione delle tartarughe marine in Italia". Tale Progetto si propone di attuare un'efficace strategia di conservazione di questi rettili, su scala nazionale e a lungo termine.

Grazie al suddetto DPGR n. 58/88 si hanno dati anche per quanto riguarda i cetacei (si veda la Figura 5.5). Le specie rinvenute con maggiore frequenza sono *Tursiops truncatus* e *Stenella striata*, a cui seguono *Delphinus delphis* e *Grampus griseus*, quest'ultimo non più avvistato dal 2002.

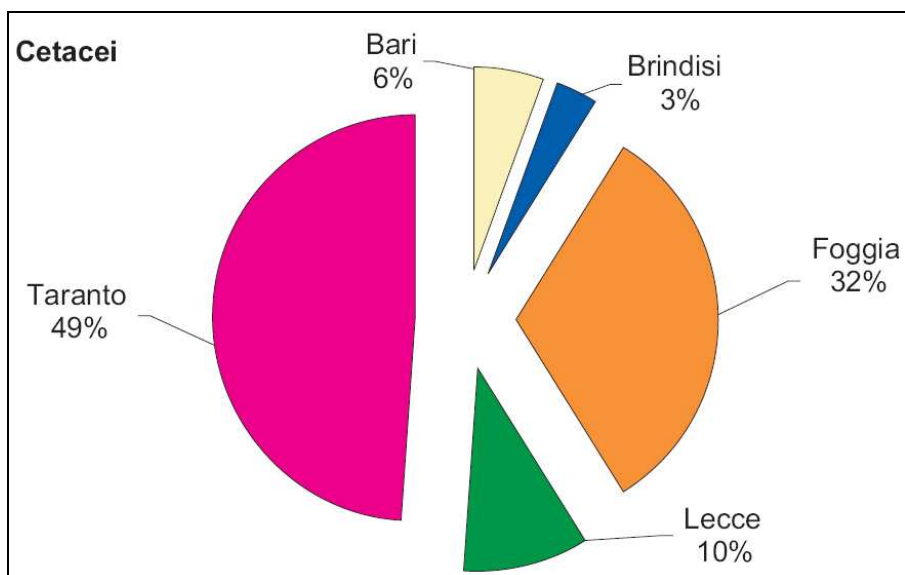


Figura 5.5 - Spiaggiamenti di cetacei per provincia (anni 1996-2004). Fonte: Regione Puglia, Assessorato all'Ecologia.

La provincia di Foggia è la seconda provincia dopo Taranto per numero di spiaggiamenti.

Vediamo nel seguito le principali caratteristiche delle specie interessate dagli avvistamenti.

La tartaruga marina della specie *Caretta caretta*, la più diffusa nei nostri mari, è l'unica che ancora depone le uova sulle spiagge italiane. Ha la testa molto grossa e il carapace (la parte superiore della corazza) cuoriforme, di colore marrone-rossiccio, con cinque paia di scudi costali; può raggiungere la lunghezza di 110 cm. e il peso di 180 kg.

È onnivora e si nutre di molluschi e crostacei non disdegnando pesce. Depone le uova da maggio ad agosto, a notte fonda, sulla spiaggia oltre la linea di marea. Il nido è una buca

5 Quadro di riferimento ambientale

profonda e larga 20-30 cm.; qui vengono deposte da 80 a 120 uova. La schiusa avviene dopo 2 mesi e i piccoli, dopo aver scavato fino alla superficie si avviano verso il mare.

In Italia le nidificazioni di tartarughe marine appartenenti alla specie *Caretta caretta* sono un evento raro e ancora più rari sono i siti regolari di nidificazione. Per la Sicilia singole deposizioni occasionali vengono segnalate da anni lungo la costa meridionale dell'isola.

La *Chelonia mydas* o Tartaruga Franca o Tartaruga Verde, chiamata anche Mida, si distingue per l'involucro corneo della mascella superiore, che non si piega né si protrae, e ha i margini affilati e dentellati. È una tartaruga grande con guscio ovale, di solito verde brucicco, marmoreggiato di giallognolo, e con le piastre della corazza dorsale sono una accanto all'altra senza sovrapporsi. Il guscio degli adulti arriva alla lunghezza di 140 cm. Le squame del capo hanno bordi chiari.

Si trattiene spesso in vicinanza delle coste, presso le foci dei fiumi o dei torrenti maggiori. Preferisce acque poco profonde e calde, ricche di alghe. Dove non viene molestata si lascia avvicinare anche dai natanti. Nei luoghi dove non viene perseguitata, vive in banchi numerosi, che ne denotano l'indole socievole. Questa specie si nutre preferibilmente di piante marine ed alghe, sovente rivela la sua presenza con i rimasugli vegetali che, spezzati dall'animale, risalgono a galla. È una specie capace di compiere lunghe migrazioni transoceaniche.

La lunghezza media negli esemplari adulti di *Tursiops truncatus* è di circa 3 m, il peso mediamente di 320 kg. Il piccolo, alla nascita, misura circa un metro. Si nutre prevalentemente di pesce (cefali, acciughe, sardine, sgombri, ecc.), completando la sua dieta con molluschi cefalopodi (calamari, seppie e polpi) e all'occorrenza crostacei. Vive in piccoli branchi (di 5–10 individui) caratterizzati da forti legami sociali.

Segnali della sua presenza possono essere la comparsa in superficie della pinna dorsale e del dorso, nel momento in cui l'animale emerge per respirare, o gli spruzzi provocati dal suo movimento nell'acqua (salti e nuoto veloce).

Un singolo individuo di tursiope dal comportamento solitario, probabilmente allontanatosi dal proprio gruppo di appartenenza per condurre una vita isolata, risiedeva stabilmente nell'area del Porto Manfredonia dal 1997. Per il suo studio è nato un progetto, condotto in natura da settembre 2003 ad agosto 2004, anno in cui il delfino è deceduto per cause non naturali.

La *Stenella striata*, appartenente alla stessa famiglia dei delfini, presenta una colorazione di base bianca sul ventre, grigio chiaro sui fianchi e grigio bluastro sul dorso. Caratteristici sono una linea scura che parte dall'occhio e giunge sino all'ano e una falce che si estende dalla zona grigio chiaro dei fianchi verso l'alto sino alla pinna dorsale. La lunghezza varia tra i 225 e i 260 cm.

5 Quadro di riferimento ambientale

La Stenella vive nelle vastità oceaniche, anche se talvolta è possibile osservarla vicino alle coste, laddove le acque sono temperate e calde.

I gruppi di Stenella striata variano da poche decine a parecchie migliaia, anche se la maggior parte varia da 100 a 500 soggetti.

Questa specie si nutre principalmente di pesci pelagici e di calamari, lunghi meno di 30 cm, e di gamberetti. In realtà le conoscenze a riguardo sono piuttosto limitate: dagli animali rinvenuti sembra che sotto costa la predazione avvenga a profondità di circa 200 metri; per quanto riguarda l'alimentazione in pieno oceano le informazioni sono scarsissime.

Il *Delphinus delphis* o delfino comune ha dimensioni e morfologia simili a quelle della Stenella striata eccetto che per il rostro, leggermente più sottile e allungato. Alla nascita misura 80-90 cm, mentre gli adulti hanno una lunghezza attorno ai 2 metri ed un peso di circa 90 kg.

Il dorso è grigio scuro, il ventre di colore bianco. Sui fianchi è presente un peculiare disegno a clessidra, la cui parte anteriore è di color crema.

Anche il delfino comune, come la Stenella striata, basa la sua dieta su pesci, cefalopodi e crostacei.

È un cetaceo altamente gregario, che può occasionalmente riunirsi in branchi di centinaia di esemplari. È facile vederlo nuotare in compagnia di stenelle o tursiopi.

5.2.3. Valutazione degli impatti

Dal precedente paragrafo è emerso che le componenti ambientali più sensibili all'installazione del parco eolico in studio sono due:

- pesci e specie bentoniche;
- mammiferi e tartarughe marine.

Nel seguito andiamo ad analizzare i possibili impatti sulle componenti ambientali come sopra definite, separando però la categoria pesci dalla categoria specie bentoniche, cui aggiungiamo lo studio del fondale marino. Quindi sviluppiamo di seguito i seguenti tre punti:

- pesci;
- fondale marino e organismi bentonici;
- mammiferi e tartarughe marine.

5 Quadro di riferimento ambientale

Pesci

Come spiegato all'inizio del Paragrafo 5.2.1, indicheremo qui con il termine "pesci" i pesci marini, i molluschi e i crostacei. Quindi, gli effetti prodotti da una centrale eolica *offshore* sui pesci possono essere:

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

Sviluppiamo di seguito 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 (a breve termine) e impatti permanenti (a 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, se propriamente progettate, possono fornire l'habitat per una varietà di fauna e flora marina, dando cibo e rifugio alle diverse specie di pesci e generalmente possono contribuire alla biodiversità nell'area. Va detto che esistono casi di

5 Quadro di riferimento ambientale

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 di studio si è cercato di valutare, anche se solo a livello teorico data l'assenza di dati empirici, l'impatto generato dall'introduzione di una scogliera artificiale (fondazioni).

Nel caso della centrale eolica *offshore* di Marina di Chieuti, la realizzazione delle fondazioni del parco eolico è piuttosto semplice essendo costituita da 50 monopali (nel caso in cui le turbine siano turbine da 3,0 MW) disposti in maniera equidistante l'uno dall'altro secondo una struttura a maglia, descritta nel Quadro di Riferimento Progettuale (Capitolo 4).

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 ad esempio 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

La diversità di specie e la possibile produttività aumenta con l'aumentare della complessità della scogliera (Wickens e Barker, 1996). Lo strato 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.

È stato ampiamente documentato che le scogliere artificiali hanno la capacità di attrarre i pesci. I pesci presentano differenti affinità con il substrato del fondale marino e con i profili delle strutture; inoltre si può anche ipotizzare che questa affinità vari durante i diversi stadi di vita dei pesci. 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):

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

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, è stato dimostrato che la scogliera artificiale più che aumentare la biomassa tende a ridistribuirla 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 bentoniche.

5 Quadro di riferimento ambientale

È inoltre previsto un intervento teso alla protezione e all'incremento della fauna alieutica. L'intervento proposto consisterebbe nell'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con interventi modulari del tipo a barriere artificiali (BA), cui si aggiungono, a titolo puramente sperimentale, strutture per la molluschicoltura del tipo a *long line*. La finalità sarebbe appunto quella di rafforzare la forte valenza ambientale di un progetto rivolto allo sviluppo di energia "pulita", tramite interventi che prevedono una particolare attenzione alla salvaguardia e all'incremento delle risorse alieutiche.

È ormai da tempo riconosciuto che le BA permettono di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici espletando una serie di funzioni tra cui le principali sono qui di seguito sinteticamente riportate.

Per la fauna:

- creazione di tane e rifugi per specie stanziali, con conseguente riduzione della mortalità di uova e stadi giovanili;
- aumento della diversità ecologica, legata alla disponibilità di nuovi substrati per l'adesione di specie bentoniche e l'attrazione e concentrazione di specie pelagiche;
- riciclo energetico con produzione di biomassa sessile;
- protezione di biocenosi naturali.

Tali effetti si possono tradurre in un incremento dei rendimenti di pesca ed in un aumento netto della biomassa animale.

Per la componente vegetale:

- difesa di areali pregiati, ad es. a Fanerogame marine;
- aumento della produttività primaria.

Le BA costituiscono un mezzo efficace per aumentare, tramite nuovo substrato, l'area di interfaccia di un ambiente rendendo disponibile ulteriori superfici per l'adesione degli organismi che, almeno in una fase del loro ciclo vitale, richiedono un substrato. Il processo di colonizzazione vegetale di una struttura artificiale sommersa si manifesta come sviluppo di una comunità *fouling* (*periphyton*), sottoposta a diversi condizionamenti biotici e abiotici, che possono influire sulla presenza-assenza delle specie fitali (ad esempio sulla loro capacità di adesione al substrato, sulla rigogliosità e sulle caratteristiche riproduttive).

L'azione combinata di questi fattori produce una diversità biotica più o meno marcata.

A livello ecologico lo sviluppo del manto vegetale può realizzare una serie di effetti articolati che portano a:

- aumento della produzione di ossigeno;
- captazione di sedimenti per organismi sestonofagi;

5 Quadro di riferimento ambientale

- creazione di *nurseries* e risorse alimentari per pesci fitofagi.

L'azione combinata di questi ultimi due effetti può enfatizzare il fenomeno tigmotropico (attrazione) esercitato da una barriera sull'ittiofauna.

Infine le alghe, assieme agli invertebrati sessili che occupano direttamente il substrato, fungono da specie formanti nuovo habitat e provvedono ad uno spazio colonizzabile supplementare.

Con tali presupposti la realizzazione di moduli a barriere artificiali, da posizionarsi in relazione alla disposizione del reticolo costituito dai generatori eolici, costituisce quindi un ambiente di protezione e rifugio per le specie ittiche necto-bentoniche, potenziando e stabilizzando l'effetto tigmotropico prodotto dalle palificazioni di sostegno ai generatori, rivolto soprattutto alle specie ad abitudine più pelagica.

L'incremento delle risorse alieutiche, determinato dalla presenza di BA, può portare a un ulteriore sviluppo di attività di pesca basata sull'utilizzo di attrezzi selettivi, quali trappole o reti da posta, rientranti all'interno della piccola pesca artigianale. Tale mestiere di pesca, a sua volta, si presta meglio di altri a forme di pescaturismo, in associazione o meno con lo sviluppo di attività subacquee.

Oltre alla realizzazione di barriere artificiali si prevede installazione di alcuni filari per molluschicoltura della lunghezza complessiva di circa 1.000 metri, da posizionarsi lungo gli assi del reticolo costituito dalla palificazione eolica. Questi filari, costituiti da cinque campate indipendenti della lunghezza di 200 metri ciascuna, consentiranno di avviare esperienze di mitilicoltura che potrebbe essere complementare alla raccolta di mitili derivante dalla pulizia periodica delle palificazioni. Nel corso di quest'ultima operazione, in ambiente con un livello trofico adeguato, si ricavano infatti ingenti quantitativi di mitili, al pari di quanto appare su banchi naturali, costituiti anche da una frazione di taglia non commerciale, che generalmente viene rigettata in mare. La disponibilità di strutture adeguate, quali i filari, consente il recupero della porzione sottotaglia ed il suo successivo riparco in allevamento, fino al raggiungimento della misura commerciale, diminuendo sensibilmente la componente di scarto e, di conseguenza, l'impatto sull'ambiente.

Una rappresentazione schematica delle potenzialità dell'intervento proposto, nelle sue differenti componenti, è riportato in Figura 5.6.

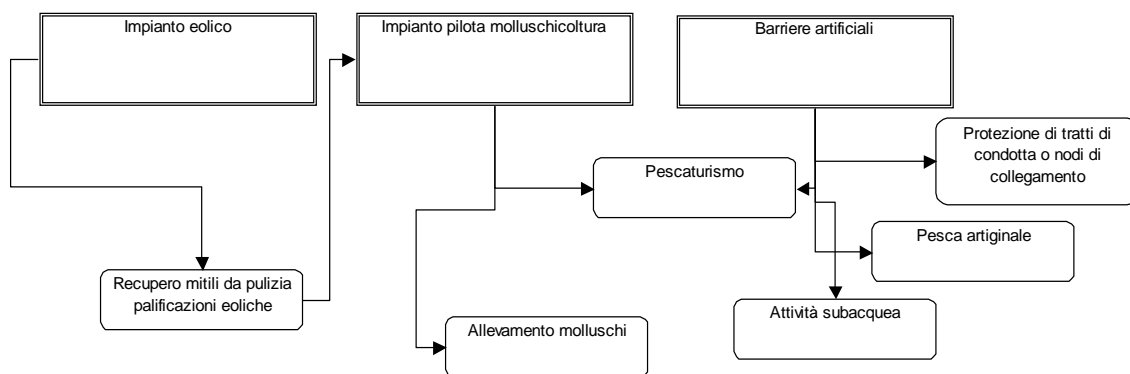
5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.6 - Rappresentazione delle attività attuabili nell'ambito del progetto.

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 dalle 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.

È 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 sott'acqua.

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

È 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. È 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 estenda 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 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

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, ecc. 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

5 Quadro di riferimento ambientale

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 Eltra¹² nel 2000 per la centrale di Horns Rev, un campo magnetico significativo, dell'ordine di 30 – 50 μT , 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 del campo è anche di 3 – 4 ordini di grandezza più grande 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 μT .

I pesci cartilaginei (es. gli squali) sono dotati di elettrorecettori, 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

¹² Società che gestisce il sistema elettrico nella Danimarca Occidentale.

5 Quadro di riferimento ambientale

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

Fondale marino e specie bentoniche

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

- 1) potenziali impatti temporanei connessi alla fase di costruzione;
- 2) potenziali impatti permanenti connessi alle fase di esercizio.

Allo stato attuale è stato programmato che le fondazioni da utilizzare per le turbine siano di tipo a monopali. 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.

1. Fase di costruzione

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

- a) impatti sulla fauna bentonica come risultato della dispersione dei sedimenti;
- b) completa o parziale distruzione della fauna bentonica dovuta alla costruzione delle fondazioni;
- c) completa o parziale distruzione della fauna bentonica dovuta alla posa dei cavi.

Sviluppiamo i punti elencati qui sopra.

- a) 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

5 Quadro di riferimento ambientale

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. È 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.

- b) Durante la fase di costruzione le specie mobili come i crostacei saranno meno impattate rispetto alle specie stazionarie come i molluschi bivalve.
- c) 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.

2. Fase di esercizio

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

- a) impatti permanenti dovuti alla sottrazione di fondale marino e relativa fauna;
- b) impatti permanenti su correnti, sedimenti, scambi d'acqua e sulle condizioni delle onde nell'area;
- c) diffusione di inquinanti;
- d) creazione di nuovi biotopi.

Sviluppiamo nel seguito i punti suddetti.

- a) Gli impatti dovuti alla sottrazione di fondale marino sono del tutto trascurabili poiché l'area effettivamente sottratta è molto limitata.
- b) 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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

- c) L'aumento della concentrazione di rame può indurre una contaminazione, durante la fase di produzione, di quelle specie bentoniche 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. È possibile che la dispersione di rame possa avere un impatto sulle comunità microalgali che potrebbero essere inibite nella loro crescita.
- d) 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. È 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'etoregineità (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.

5 Quadro di riferimento ambientale

- e) 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.

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

Mammiferi e tartarughe marine

Nell'area interessata dal progetto non sono segnalate significative presenze di mammiferi marini. Poiché nell'Adriatico sono stati avvistati alcuni delfini (soprattutto al largo e verso la Croazia), riportiamo 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) reazioni alla presenza fisica delle turbine;
- 2) reazioni al traffico di elicottero e navi;
- 3) perdita di habitat.

Sviluppiamo di seguito i punti sopraelencati.

1. Reazioni alla presenza fisica delle turbine

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. Reazioni al traffico di elicottero e navi

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

5 Quadro di riferimento ambientale

impattata in questa fase è piuttosto piccola. Il personale può essere però trasportato alle turbine tramite navi veloci che indubbiamente disturbano gli animali.

3. Perdita di habitat

Le conoscenze attuali, comunque, suggeriscono che gli impatti dovuti a perdita di habitat 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. È anche probabile, comunque, che gli animali si abituino alle condizioni presenti durante la fase di esercizio. La rilevanza e la dimensione dell'impatto su questi animali dipenderà sicuramente dalle dimensioni del sito occupato dalle turbine eoliche.

5.2.4. 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 35,3 km², tra le batimetriche di 18 e 24 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 significativi avvistamenti di tali animali.

5.2.5. Misure di mitigazione

Gli impatti generati sulle componenti ambientali descritte nel precedente paragrafo possono essere mitigati con gli opportuni seguenti accorgimenti in fase progettuale.

- 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

5 Quadro di riferimento ambientale

particolari specie di pesci, di mammiferi marini o di fauna e flora marina soggetta a tutele.

- 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.
- Poiché la frequenza e 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.
- I cavi sottomarini dovranno essere opportunamente posati o schermati in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.

5.3. Avifauna

Nel Paragrafo 3.2.2 abbiamo accennato alla presenza di diverse specie di volatili. In particolare abbiamo fatto riferimento al formulario relativo alla zona pSIC IT9110015, poiché la più prossima all'area di progetto.

5.3.1. 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 su tali effetti hanno dimostrato che sia il tasso di mortalità che gli impatti contro la struttura da parte degli uccelli sono bassi se paragonati a quelli generati da altre strutture costruite dall'uomo, come si vede in Tabella 5.1. 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

CAUSA DI COLLISIONE	N. UCCELLI MORTI (stime)	PERCENTUALI (probabili)
VEICOLI	60-80 milioni	15-30%
PALAZZI E FINESTRE	98-980 milioni	50-60%
LINEE ELETTRICHE	Decine di migliaia-174 milioni	15-20%
TORRI DI COMUNICAZIONE	4-50 milioni	2-5%
IMPIANTI EOLICI	10.000-40.000	0,01-0,02%

Tabella 5.1 – Effetti sull'avifauna di diverse strutture a confronto. Fonte: ANEV.

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 almeno 1 km dalle turbine.

5.3.2. 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 IT9110015 – Duna e Lago di Lesina – Foce del Fortore. 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, elencate nell'Allegato I della direttiva 79/409/CEE, sono trentatré, e sono tutte di uccelli migratori (si veda l'elenco in Tabella 3.23, Paragrafo 3.2.2).

Descriviamo di seguito alcune caratteristiche di queste specie, indicate dalla direttiva uccelli come specie che richiedono misure di protezione.

La legenda relativa alle figure che seguiranno, la cui fonte è il sito web <http://www.birdguides.com/species/default.asp>, concernenti la distribuzione delle specie descritte, è mostrata nella Tabella 5.2.

Anche in questo caso abbiamo rivolto la nostra attenzione al territorio pugliese interessato dall'installazione eolica di progetto. Non ci aspettiamo comunque sostanziali differenze per quel che concerne l'area molisana marginalmente coinvolta.

5 Quadro di riferimento ambientale

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

Tabella 5.2 – Legenda per le mappe di distribuzione degli uccelli.

Il *Phalacrocorax pygmeus* o Marangone minore è un uccello acquatico con piumaggio scuro e zampe palmate. È una recente acquisizione dell'avifauna nidificante italiana (prima nidificazione nel 1981) e costruisce il nido su alberi o cespugli. Si riproduce regolarmente solo dal 1994. È una specie distribuita nell'Europa sud-orientale e Asia occidentale che sosta nelle aree umide dell'alto e basso adriatico, soprattutto tra ottobre e maggio. Non raramente si ferma a svernare, di recente anche in alcuni bacini lacustri dell'interno, soprattutto in funzione della disponibilità di pesce, di cui si nutre.

Come si vede dalla mappa in Figura 5.7 il Marangone minore non è presente in Puglia, per cui la sua segnalazione negli elenchi dei pSIC considerati sarà probabilmente legata ad avvistamenti sporadici.



Figura 5.7 – Distribuzione del Marangone minore in Europa.

Il *Botaurus stellaris* o Tarabuso è un uccello solitario e riservato molto raro in Italia, dove è presente, durante tutto l'anno, nelle zone umide costiere della Puglia (si veda la Figura 5.8). La sua lunghezza è di quasi 80 cm, con piumaggio prevalentemente ruggine e giallo-marroncino, macchiettato e striato. Si nutre prevalentemente di anfibi, coleotteri acquatici, crostacei e molluschi.

5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.8 – Distribuzione del Tarabuso in Europa

La specie *Egretta alba* o Airone bianco maggiore ha zampe e collo molto lunghi e gli adulti durante la nidificazione sviluppano delle vaporose penne sul dorso e sul petto. Si può incontrare nei pressi di acque dolci, calme, in genere poco profonde e nelle paludi costiere pugliesi. Nidifica preferibilmente nei canneti, e si alimenta, di solito, lunghe le rive o nelle acque basse ma lo si può vedere cacciare anche sul terreno; la dieta di questo grande Airone è infatti molto varia e può comprendere invertebrati acquatici, anfibi e pesci alla stregua di rettili, piccoli mammiferi e uccelli.

La sua colonizzazione è recente: risale infatti al 1990.

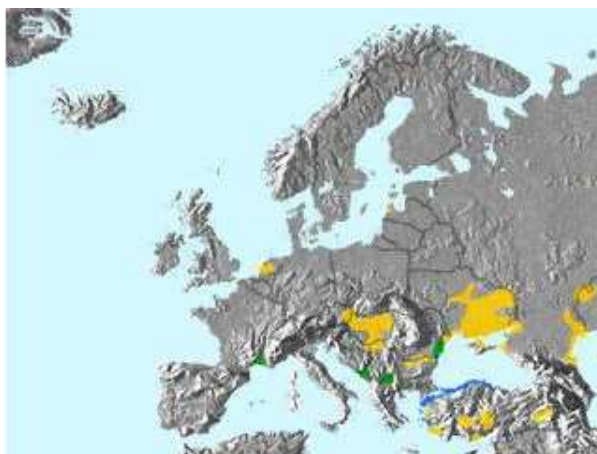


Figura 5.9 – Distribuzione dell'Airone bianco maggiore in Europa.

Possiamo concludere che l'Airone bianco maggiore è presente in Puglia durante tutto l'anno; vive nelle zone umide.

L'*Ardea purpurea* o Airone rosso è un uccello migratore notturno di lungo raggio ed è caratterizzato dalla colorazione fulvo-castana del lungo collo marrone a forma di S con una striatura longitudinale nera. È presente dalla prima metà di marzo alla fine di agosto

5 Quadro di riferimento ambientale

(presenze tardive in ottobre e novembre). La sua dieta è composta da animali acquatici che cattura camminando nelle acque basse.

È a basso rischio di estinzione, minacciato dalla bonifica delle zone umide e dal bracconaggio.

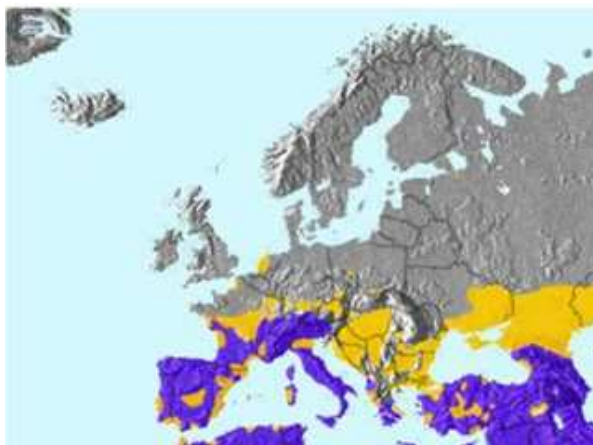


Figura 5.10 – Distribuzione dell'Airone rosso in Europa.

Ha una distribuzione frammentata, in colonie concentrate maggiormente nella Pianura Padana; in Puglia è presente come visitatore di passaggio.

La *Ciconia nigra* o Cicogna nera possiede un piumaggio nero brillante, con riflessi metallici verdi e purpurei con becco e zampe rossi. Frequenta zone palustri isolate e praterie tra i boschi. Nidifica molto in alto sugli alberi e si ciba prevalentemente di crostacei, molluschi, anfibi e rettili.

È di recente colonizzazione; sensibile al disturbo umano ai siti di riproduzione, comunque non presenti in Puglia.

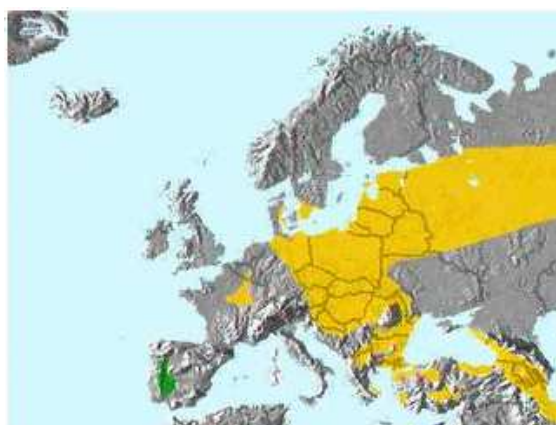


Figura 5.11 – Distribuzione della Cicogna nera in Europa.

La *Ciconia ciconia* o Cicogna bianca è caratterizzata dalle sue grandi dimensioni, il piumaggio bianco e nero ed il becco lungo e appuntito che, come le lunghe zampe, ha una

5 Quadro di riferimento ambientale

colorazione rosso-arancio. In piedi ha un'altezza superiore al metro ed un'apertura alare che supera il metro e mezzo ed è più grande della Cicogna nera vista precedentemente.



Figura 5.12 – Distribuzione della Cicogna bianca in Europa.

La sua prima nidificazione risale al 1959, con nidificazioni regolari dalla metà degli anni '80. la sua espansione è favorita da reintroduzioni. Il suo ultimo avvistamento in Puglia è avvenuto il 9 marzo 2007 nell'Oasi Lago Salso (FG), ma di un solo individuo, per cui non risulta una sua presenza stabile in Puglia (si veda la figura seguente).

Il *Pandion haliaetus* o Falco pescatore è caratterizzato da un piumaggio che offre un grande contrasto. Infatti l'addome è chiarissimo, quasi bianco, la testa candida, mentre le ali sono scure. Si nutre prevalentemente di pesci e nidifica sugli alberi, ma non disdegna i pali del telegrafo e nidi ben costruiti in terreni aperti.

Come nidificatore risulta estinto in Italia: le ultime nidificazioni accertate concernono la Sdegna e la Sicilia, intorno al 1968.



Figura 5.13 – Distribuzione del Falco pescatore in Europa.

Possiamo concludere che in Puglia è una presenza solo di passaggio.

5 Quadro di riferimento ambientale

Il *Falco columbarius* o Smeriglio maschio è il più piccolo rapace europeo mentre la femmina può superare le dimensioni di altri falchi. Vola con grande velocità e agilità. Nidifica nelle isole Britanniche e nella Regione Palearctica Orientale.



Figura 5.14 – Distribuzione dello Smeriglio in Europa.

Frequenta le zone aperte con macchia bassa. Si nutre principalmente di piccoli uccelli come passeri, fringuelli, piccoli limicoli e pulcini. Occasionalmente si ciba di piccoli mammiferi, soprattutto roditori ed insettivori, e di insetti; raramente preda anche anfibi e rettili.

In Puglia è presente in inverno.

Il *Pluvialis apricaria* o Piviere dorato è un limicolo, di media taglia con sagoma compatta, becco corto e fine, dorso bruno.

In Italia è presente tra settembre e aprile, con picchi della migrazione di ritorno nella seconda metà di febbraio e in marzo, soprattutto nelle zone pianeggianti dell'Italia settentrionale, della Puglia e della costa tirrenica toscana e laziale.

È presente in Emilia-Romagna come svernante e soprattutto come migratore con gruppi di alcune centinaia di individui.



Figura 5.15 – Distribuzione del Piviere dorato in Europa.

5 Quadro di riferimento ambientale

Possiamo concludere che in Puglia è presente solo di passaggio.

La specie *Numenius tenuirostris* o Chiurlottello ha il maggior numero di osservazioni in Puglia e la specie era certamente regolare nella regione, in particolare nel complesso di zone umide del Golfo di Manfredonia. Il Chiurlottello è fortemente fedele ai siti di svernamento e migrazione, e anche i dati pugliesi sembrerebbero confermarlo

La popolazione europea di *Sterna sandvicensis* o Beccapesci è distribuita, con circa 125.000 coppie, prevalentemente lungo le coste del Mar Nero e quelle del Mar Baltico e dell'Atlantico settentrionale; solo alcune migliaia di coppie nidificano nei Paesi affacciati al Mediterraneo occidentale in Spagna, Francia ed Italia. Durante il periodo riproduttivo (maggio, giugno) lo si rinviene lungo le zone costiere costituite da isole sabbiose o ciottoloso-ghiaiose, spiagge e sponde ciottolose con radi fili d'erba; è più raro su coste rocciose o laghi costieri. Si nutre prevalentemente di invertebrati (molluschi, crostacei ed anellidi) e piccoli pesci; eccezionalmente altri nidiacei di specie diversi di uccelli.

In Italia è di recente colonizzazione, con prime nidificazioni nel 1979 al Delta del Po. In Puglia è segnalata come presenza invernale.



Figura 5.16 – Distribuzione del Beccapesci in Europa..

La *Sterna albifrons* o Fraticello è la specie più piccola del genere Sterna. Si nutre di piccoli pesci, insetti, crostacei. Il suo habitat sono aree aperte, spiagge sabbiose costiere o continentali.

Nidifica alle medie e basse latitudini in Nord America, Eurasia, Australia, ma anche nelle zone tropicali e subtropicali dei Caraibi, Sud Africa, India meridionale, Sri Lanka, Asia sud occidentale.

Le sterne che nidificano in Europa migrano verso le coste occidentali dell'Africa durante il periodo invernale e probabilmente svernano nel Golfo di Guinea, zona ricca di piccoli pesci.

5 Quadro di riferimento ambientale

L'Italia ospita il 30% della popolazione del Paleartico occidentale. Il Fraticello ha areale ristretto all'Italia settentrionale, alla Sardegna e alla Sicilia. Le colonie sono sensibili al disturbo umano.

La *Alcedo atthis* o Martin pescatore specie vive in tutta l'Europa centrale e meridionale, nell'Asia centro-meridionale e in gran parte dell'Africa. Vive sempre vicino ai corsi d'acqua dolce, fiumi, laghi e stagni e dimostra predilezione per i boschetti e per i cespugli che fiancheggiano i corsi d'acqua limpida.

In Italia è stazionario e di passo e ha una distribuzione più o meno continua in tutta Italia, ad eccezione del meridione, Sicilia e Sardegna dove sembra discontinua. È comunque presente durante tutto l'anno in Puglia e in Italia.



Figura 5.17 – Distribuzione del Martin pescatore in Europa.

La *Coracias garrulus* o Ghiandaia marina è un uccello migratore classificato nella stessa famiglia del Martin pescatore. Ogni anno, nel mese di settembre, parte dalle regioni dell'Europa e dell'Asia occidentale in cui vive per intraprendere un lungo viaggio alla volta del Kenya, della Tanzania o della Namibia, dove trascorre l'inverno.

Si nutre prevalentemente di insetti, che si procura facendo la posta da posatoi elevati. La si può osservare nei suoi voli spettacolari soprattutto al crepuscolo nelle caldi notti estive.

In Puglia è presente nel periodo estivo, come si vede in Figura 5.18.

5 Quadro di riferimento ambientale



Figura 5.18 – Distribuzione della Ghiandaia marina in Europa.

Il *Acrocephalus melanopogon* o Forapaglie è un passeriforme di piccole dimensioni, predilige gli insetti, abbondanti in ambito palustre, ma non disdegna talvolta bacche e gemme floreali.

In Italia il Forapaglie nidifica in un areale discontinuo, con due nuclei principali nella porzione orientale della Pianura Padana e nel Centro. È in pericolo critico di estinzione.

Piuttosto raro e localizzato in Puglia, come si vede dalla Figura 5.19).



Figura 5.19 – Distribuzione del Forapaglie in Europa.

Il *Circus pygargus* o Albanella minore ha corpo molto snello e affusolato, testa piccola, coda molto stretta e lunga e ali strette. Ha un volo leggero ed elegante, molto oscillante ed erratico, quasi da sterna o da Gabbiano corallino.

È un uccello migratore: prima della fine dell'estate si sposta verso il sud del Sahara per trascorrere l'inverno. Il suo habitat sono brughiere, canneti, campi coltivabili. Ha un areale discontinuo: presente in Italia centro-settentrionale e localizzato in Sardegna.

È una specie vulnerabile, minacciata dagli incendi, dai tagli dei boschi e dal bracconaggio.

5 Quadro di riferimento ambientale

In Puglia è una presenza di passaggio e sul Gargano, anche area di nidificazione, la si può avvistare nel periodo estivo.

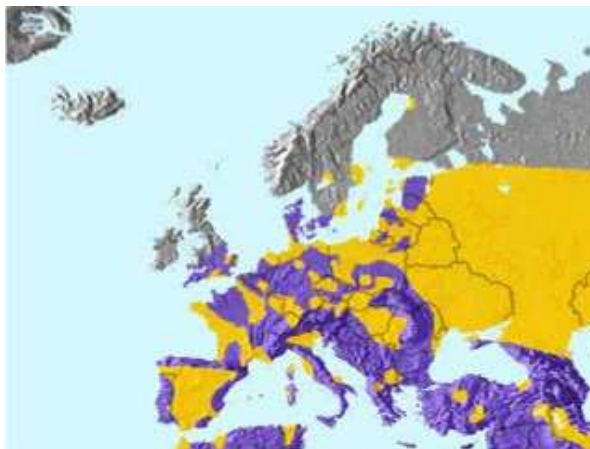


Figura 5.20 - Distribuzione dell'Albanella minore in Europa.

Il *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.

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.

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. Ha un areale discontinuo e ristretto in Italia continentale, peninsulare e Sardegna. È minacciato dalla bonifica delle zone umide e dal bracconaggio.

È una specie sedentaria o migratrice di breve distanza.

In Figura 5.21 è mostrata la presenza del Falco di palude in Europa.

5 Quadro di riferimento ambientale

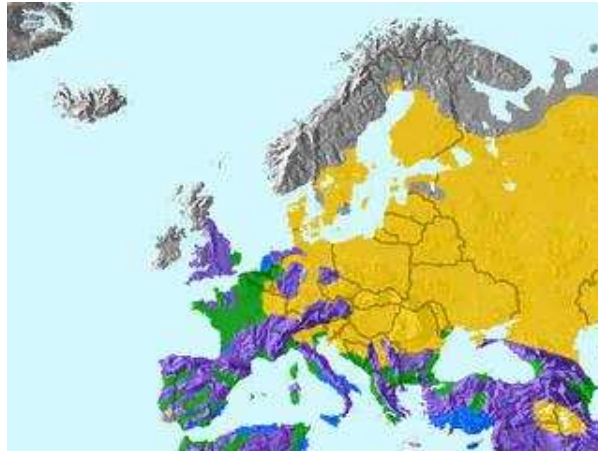


Figura 5.21 - Distribuzione del Falco di palude in Europa.

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

Il *Circus cyaneus* o 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.

La presenza dell'Albanella reale è mostrata in Figura 5.22.



Figura 5.22 - Distribuzione dell'Albanella Reale in Europa.

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

La specie *Himantopus himantopus* o Cavaliere d'Italia è un 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. La maggior parte

5 Quadro di riferimento ambientale

degli individui migra agli inizi di settembre. Alcuni individui ritardano la migrazione fino all'inizio di ottobre. Ha distribuzione localizzata sia nella penisola italiana che nelle sue due isole maggiori. È minacciato da modificazioni e trasformazioni dell'habitat.

In Figura 5.23 è mostrata la mappa di distribuzione di tale specie.

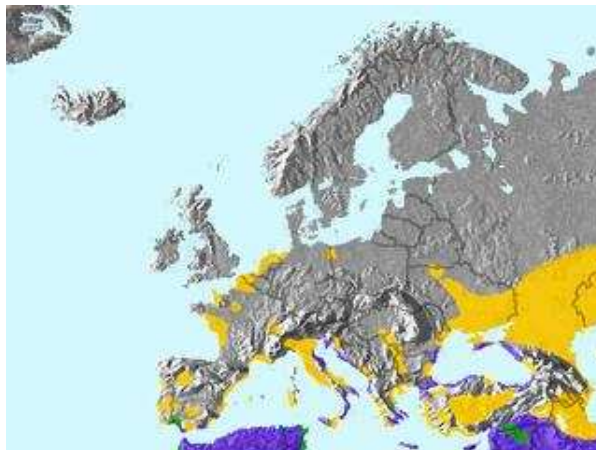


Figura 5.23 - Distribuzione del Cavaliere d'Italia in Europa.

Possiamo concludere che questa specie è in Puglia solo una presenza di passaggio; vive in ambienti paludosi o alluvionati.

Il *Burhinus oedicnemus* o 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'areale è frammentato in tutta la penisola e le isole maggiori italiane. 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.

È minacciato dalla scomparsa delle zone umide e dal cambiamento delle attività agricole e pastorizia e dall'attività di pesca.

In Figura 5.24 è mostrata la mappa di distribuzione di tale specie.

5 Quadro di riferimento ambientale



Figura 5.24 - Distribuzione dell'occhione in Europa.

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

Il *Chlidonias niger* o Mignattino comune nidifica in colonie presso corso d'acqua, paludi, acquitrini e laghi dell'entroterra, localizzato nell'Italia settentrionale; 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.

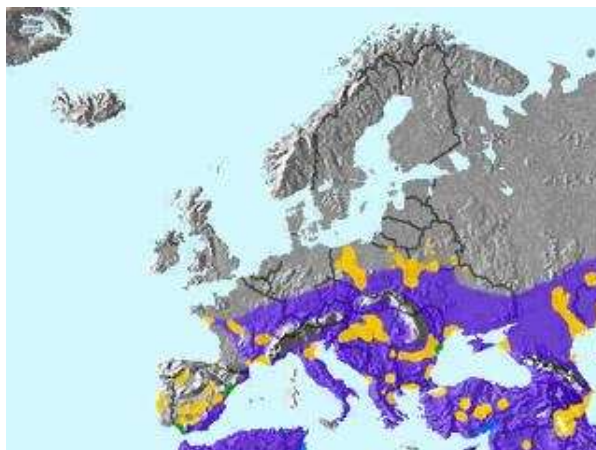
Nella mappa di Figura 5.25 si osserva che in Puglia, il Mignattino è solo di passaggio.



Figura 5.25 - Distribuzione del Mignattino in Europa.

Il *Chlidonias hybridus* o Mignattino piombato è piuttosto comune, nidifica nelle paludi, nei laghi e acquitrini; d'inverno si trova anche nei litorali. Ha una distribuzione localizzata nell'area padana e delta del Po.

Dalla mappa di Figura 5.26 osserviamo che è presente in Puglia solo di passaggio o raramente d'inverno.

5 Quadro di riferimento ambientale**Figura 5.26** - Distribuzione del Mignattino piombato in Europa.

L'*Ixobrycus minutus* o Tarabusino è 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. Ha un areale relativamente discontinuo e se ne segnalano decrementi locali, ma è comunque una specie a basso rischio. È presente soprattutto in estate (si veda la Figura 5.27).

**Figura 5.27** - Distribuzione del Tarabusino in Europa.

La specie *Nycticorax nycticorax* o Nitticora è 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. Nella mappa seguente si osserva che è presente in alcune zone del Sud Italia. Tali aree indicate in giallo indicano aree di nidificazione e presenza estiva.

5 Quadro di riferimento ambientale**Figura 5.28** - Distribuzione della Nitticora in Europa.

La specie *Ardeola ralloides* o Squacco, detta 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. Ha distribuzione frammentata, in colonie concentrate maggiormente in Pianura padana. È una specie vulnerabile, minacciata dalla bonifica delle zone umide e da azioni di bracconaggio. È presente in Puglia soprattutto nel periodo invernale (si veda la Figura 5.29).

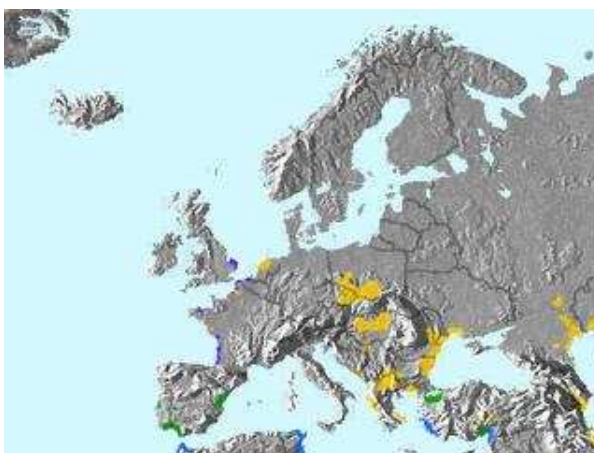
**Figura 5.29** - Distribuzione dello Squacco in Europa.

L'*Egretta garzetta* o Garzetta è 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. La Garzetta si ciba di piccoli pesci, larve e crostacei che trova nelle acque basse e aperte.

Nella mappa di Figura 5.30 vediamo che è genericamente presente in Puglia come visitatore anche se nel Gargano è presente e nidifica nella stagione estiva.

5 Quadro di riferimento ambientale**Figura 5.30** - Distribuzione della Garzetta in Europa.

La Platalea leucorodia o Spatola è 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 5.31 non risulta che frequenti la penisola italiana, pertanto è possibile che sia stato fatto solo qualche avvistamento.

**Figura 5.31** - Distribuzione della Spatola in Europa.

L'Aythya nyroca o Moretta tabaccata è 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. È caratterizzata da estrema localizzazione dei siti di riproduzione. È minacciato da azioni antropiche dirette come il bracconaggio e ha un altissimo rischio di estinzione come nidificante.

Nella mappa di Figura 5.32 si osserva che è presente nel Gargano e in Puglia soprattutto nel periodo invernale.

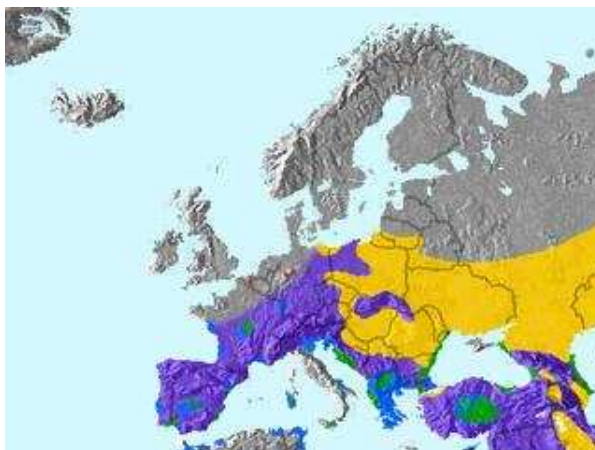
5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.32 - Distribuzione del Moretta tabaccata in Europa.

La *Recurvirostra avocetta* o *Avocetta* è 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. Come si vede dalla Figura 5.33 la sua presenza in Puglia è legata al periodo estivo anche come area di nidificazione. È una specie a basso rischio, comunque minacciata dall'influenza antropica indiretta legata alla bonifica delle zone umide, caratterizzata dall'avere siti riproduttivi molto localizzati.



Figura 5.33 - Distribuzione dell'Avocetta in Europa.

Il *Caprimulgus europaeus* o *Succiacapre* è un uccello di medie dimensioni (circa 30 cm). Nidifica in Europa, a est sino all'Asia centrale e a nord sino alla Scandinavia meridionale (si veda la Figura 5.34). All'avvicinarsi dell'inverno, lascia il continente europeo per svernare in Africa.

5 Quadro di riferimento ambientale

Durante il giorno, questo instancabile predatore notturno, riposa appollaiato su qualche ramo sfruttando la sua incredibile capacità di confondersi con l'ambiente circostante. Il succiacapre europeo predilige i boschi (da poco abbattuti), le brughiere e gli arbusteti.

In tutta Italia ha una distribuzione più o meno continua nel periodo estivo; nel meridione e in Sicilia sembra maggiormente discontinua. È minacciata dal taglio dei boschi e dal cambiamento delle attività agricole e di pesca.



Figura 5.34 - Distribuzione del Succiacapre in Europa.

Il *Plegadis falcinellus* o Pignattaio frequenta paludi e stagni ove si ciba di larve di insetti, molluschi e piccoli pesci. Il nome è riferito all'opinione infondata che si nutra di mignatte (sanguisughe).

Ha siti di nidificazione localizzati e non occupati regolarmente. Tale specie è minacciata dalla bonifica delle zone umide e dal bracconaggio. La mappa di Figura 5.35 non mostra la sua presenza in Puglia; di conseguenza il suo inserimento nell'elenco del pSIC IT 9110015 è dovuta ad avvistamenti casuali.



Figura 5.35 - Distribuzione del Pignattaio in Europa.

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

È localizzata in poche località della Pianura padana.

In Puglia è comunque presente soprattutto come visitatore, come si vede nella figura seguente.



Figura 5.36 - Distribuzione della Porzana parva in Europa.

La Porzana porzana o Voltolino è 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 alla scoperta. 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. Si osserva nella mappa che in generale si trova nella penisola italiana solo di passaggio, in particolare nella stagione estiva nidifica nell'Italia centrale; ha infatti poche località di nidificazione in Italia settentrionale e centro-meridionale.



Figura 5.37 - Distribuzione del Voltolino in Europa.

5 Quadro di riferimento ambientale

Quelle presentate in questo paragrafo sono quasi tutte specie che non sono presenti nel sito di interesse per tutto l'anno. La mappatura delle specie mostra che spesso esse sono di passaggio e talvolta alcune non sono neppure segnalate nella regione Puglia. 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 nella Figura 5.38.



Figura 5.38 - Rotte migratorie nell'area di interesse.

Tra gli uccelli di grande dimensioni particolare attenzione è data ai rapaci. Tra le specie segnalate sono presenti cinque rapaci: Falco di palude, Albanella reale, Albanella minore, Smeriglio, Falco pescatore.

Dall'immagine si distinguono una rotta parallela alla linea di costa e due linee che attraversano l'area trasversalmente alla linea di costa.

5.3.3. Valutazione degli impatti

Gli impatti sugli uccelli relativi agli effetti di disturbo dell'impianto eolico sono attesi sia durante la fase di costruzione sia durante quella 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. È 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 particolare tipo di impatto abbiamo posto particolare attenzione.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 risorse di cibo per gli uccelli (zoobenthos) sarà di entità trascurabile.

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

- 1) cambiamento dell'habitat: gli uccelli possono risentire negativamente del cambiamento fisico dell'habitat causato dalla presenza delle turbine e delle relative fondazioni;
- 2) 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 in corrispondenza delle rotte migratorie o ancora possono indurre gli uccelli ad abbandonare l'area (perdita di habitat);
- 3) rischio di collisione: collisione contro i rotori delle turbine degli uccelli migratori e/o di specie che cacciano in volo.

Cambiamento dell'habitat

L'installazione dei 50 aerogeneratori oggetto di questo studio produce un cambiamento fisico dell'area in esame. L'impatto conseguente riguarda l'avifauna in diversi modi e in diverse misure.

In primo luogo la presenza 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 comunque sempre limitati.

È 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 da un passo di circa 900 m lungo la direzione parallela alla costa e di circa 700 m perpendicolarmente alla costa; per tale motivo la riduzione di fauna sul fondale marino è da ritenersi minima e, di conseguenza, la perdita di habitat per gli uccelli è trascurabile.

5 Quadro di riferimento ambientale

Il risultato comune agli studi finora compiuti è stato che la presenza di avifauna è strettamente correlata alla disponibilità di cibo ad essa adatto, ma non è stato rilevato alcun impatto significativo della centrale sul comportamento degli uccelli. Al contrario, le fondazioni possono diventare 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 e i cormorani che tendono ad usare le piattaforme delle turbine come luogo per appollaiarsi. Per quanto riguarda le specie migratorie la struttura delle turbine può essere usata 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 così 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, ma la flora e la fauna sono comunque di solito 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 ad hoc 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 la presenza delle turbine agisca sugli 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 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

Per quanto concerne il rumore e i campi elettromagnetici generati dalle turbine esso non arreca alcun fastidio agli uccelli, poiché entrambi gli eventuali disturbi sono limitati all'area occupata dalle turbine stesse.

Rischio di collisione

La collisione tra gli uccelli e le turbine è stata documentata in studi riguardanti centrali eoliche *onshore*. 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 e 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 demografica 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.

Un approfondito documento commissionato a BirdLife International dal Consiglio d'Europa per il 22° Meeting sulla Convenzione di Berna (Langston e Pullan, 2002), sottolinea la significatività del numero di morti per collisione nelle aree con grande concentrazione di uccelli e per alcuni gruppi faunistici, quali i migratori, i rapaci e tutte quelle popolazioni di uccelli con bassa produttività annuale e una maturità sessuale raggiunta dopo il primo anno.

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;
- effetto di attrazione della centrale eolica per gli uccelli.

L'altezza di volo degli uccelli varia significativamente da specie a specie. Alcune specie volano a bassa altitudine, altre più in alto. 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 invece a volare molto basse con scarsa probabilità di collidere con i rotori.

Le specie maggiormente sensibili al rischio di impatto sono quelle acquatiche e quelle che operano ampi voli territoriali (migratori, rapaci, ecc.).

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 dei parchi eolici *offshore*.

5.3.4. Conclusioni

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica *offshore* localizzata in corrispondenza delle coste pugliesi oggetto del presente studio ad una distanza dal litorale non inferiore ai 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 *offshore* danesi e per le centrali *onshore* nazionali.

In particolare gli impatti durante la fase di costruzione possono ritenersi trascurabili, mentre, durante la fase di esercizio, l'unico impatto che potrà avere una qualche rilevanza è il rischio di collisione.

Va inoltre sottolineato il fatto che la maggior parte delle specie di uccelli abitano le zone ricche di vegetazione della zona costiera, in prossimità delle foci dei fiumi, per cui saranno meno portate a spingersi al largo, verso il parco eolico.

La densità di popolazione delle specie più a rischio non è rilevante e, se consideriamo che l'area occupata dalla *windfarm* è di circa 35,3 km² di cui solo una minima percentuale

5 Quadro di riferimento ambientale

occupato dalle turbine, per una lunghezza nella direzione parallela alla costa di circa 10 km, l'impatto si può considerare in definitiva di scarsa entità.

5.3.5. Misure di mitigazione

Per minimizzare o annullare gli impatti sopradescritti, saranno applicati i seguenti opportuni accorgimenti in fase progettuale.

- 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 Puglia, hanno un impatto minore rispetto alle fondazioni a gravità.
- 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* sarebbero senza dubbio maggiori rispetto a quelli prodotti da una centrale *offshore*. La distanza minima della centrale al largo della costa della Puglia è di 5 km e, in generale, si può dire che il numero di uccelli migratori diminuisce man mano che ci si allontana dalla costa. È anche vero, però, che non ci sono grosse informazioni sulla migrazione degli uccelli a distanze elevate dalla costa.
- 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 in corrispondenza a fondali compresi tra 18 e 24 m di profondità.
- Una volta decisa la potenza nominale dell'impianto da installare, si è scelto di utilizzare un numero di turbine relativamente minore ma di maggiore taglia poiché si ritiene che aumentando la dimensione delle turbine il rischio di collisione con gli uccelli migratori diminuisca grazie ad una maggior visibilità delle turbine stesse.
- È prevista 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.
- Le turbine saranno di colore bianco, che le rende maggiormente visibili rispetto a colori sul grigio-blu; tale accorgimento riduce il rischio di collisione. Inoltre esse saranno segnalate con opportune luci per evitare collisioni con il traffico aereo e navale, anche se alcune specie potrebbero essere comunque attratte dalle luci stesse.

5 Quadro di riferimento ambientale

5.4. Ambiente marino

In questo paragrafo analizziamo gli impatti dovuti alla realizzazione della centrale eolica al largo delle coste della Puglia, sia in fase di esercizio che in fase di costruzione, sull'ambiente marino. Non abbiamo considerato le acque del Molise poiché non sono interessate dall'installazione del parco eolico *offshore*.

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

5.4.1. 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 potrebbe quindi influenzare 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.

5.4.2. Stato di fatto prima dell'intervento

Nel Paragrafo 3.1 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.

5 Quadro di riferimento ambientaleSalinità dell'acqua

La salinità dell'acqua mediata sulle misure, effettuate nei punti di stazionamento L32, L35 e L38 (si veda la Tabella 5.3), a diverse profondità che variano da 0 a circa 17 m, come specificato nell'Allegato B, è:

Campionamenti	Salinità [psu]
L32	37,4
L35	38,0
L38	38,0

Tabella 5.3 - Salinità campionamenti, Giugno 2007.

Si ricorda che le analisi sono state effettuate nel mese di giugno 2007.

Dalla banca dati del Si.Di.Mar è stato estrapolato il seguente valore di salinità, misurato nei pressi del fiume Biferno, poco più a nord di Campomarino:

Campionamento Si.Di.Mar.	Salinità [psu]
S	35,6

Tabella 5.4 - Salinità banca dati Si.Di.Mar.; il campionamento è stato effettuato la prima settimana di gennaio del corrente anno, a 3 km di distanza dalla costa.

Temperatura media dell'acqua

La temperatura dell'acqua nei punti L32, L35 e L38, mediata sulle misure, effettuate a diverse profondità che variano da 0 a circa 17 m è:

Campionamenti	Temperatura [°C]
L32	22,7
L35	23,0
L38	22,0

Tabella 5.5 - Temperatura dell'acqua nei punti campionati, Giugno 2007.

Non avendo a disposizione serie di dati di almeno un anno per poter effettuare una valutazione della temperatura media annua nella località di Chieuti, abbiamo ricavato una stima della temperatura superficiale dell'acqua dai dati APAT della stazione mareografica di Ortona.

Le coordinate della stazione sono: Latitudine: 42°2'120" - Longitudine: 14°24'56".

L'andamento della temperatura superficiale nella stazione di Ortona, registrata dal 1 Gennaio 2006 al 31 Dicembre 2006, è mostrato in Figura 5.39.

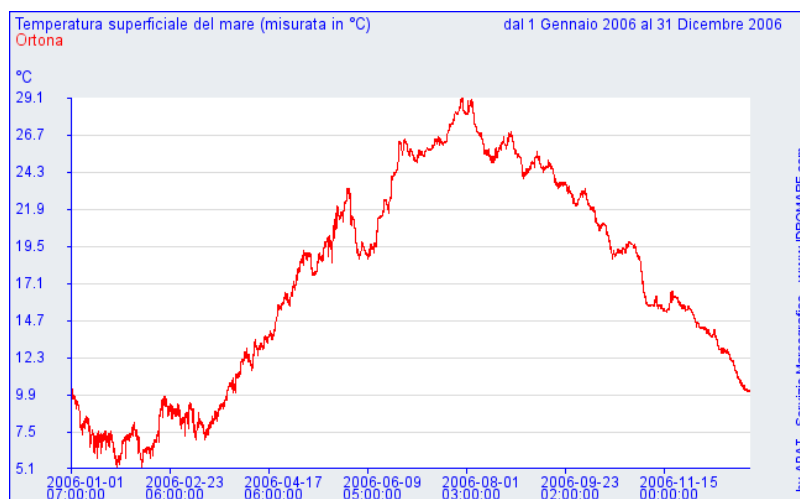
5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.39 - Andamento della temperatura superficiale del mare ad Ortona.

La temperatura media annua si attesta sui 17,2 °C circa, con minimo sui 5,1°C nel mese di gennaio, e massimo sui 29,1 °C nel mese di luglio. Nel mese di giugno il valore medio di temperatura è stato 21,9 °C, mentre il valore massimo è stato 26,4°C. Rispetto ai risultati delle nostre analisi i valori registrati nella stazione di Ortona risultano mediamente più bassi. Le condizioni di campionamento sono comunque differenti: ad Ortona il monitoraggio viene infatti effettuato all'interno del porto.

Analisi chimiche

Anche in questo caso ci siamo avvalsi dei risultati dei campionamenti, riportati nella Tabella 3.2. 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.

Nei punti di campionamento la qualità delle acque è medio - bassa.

Granulometria e tipologia dei sedimenti

In vicinanza della costa si ha la presenza di depositi olocenici di fondale, teneri/sciolti, con spessori che possono ragionevolmente raggiungere la decina di metri, di natura sabbiosa e limoso-argillosa (Figura 5.40). Andando verso il largo i depositi diventano prevalentemente argillosi da consistenti a molto consistenti.

5 Quadro di riferimento ambientale

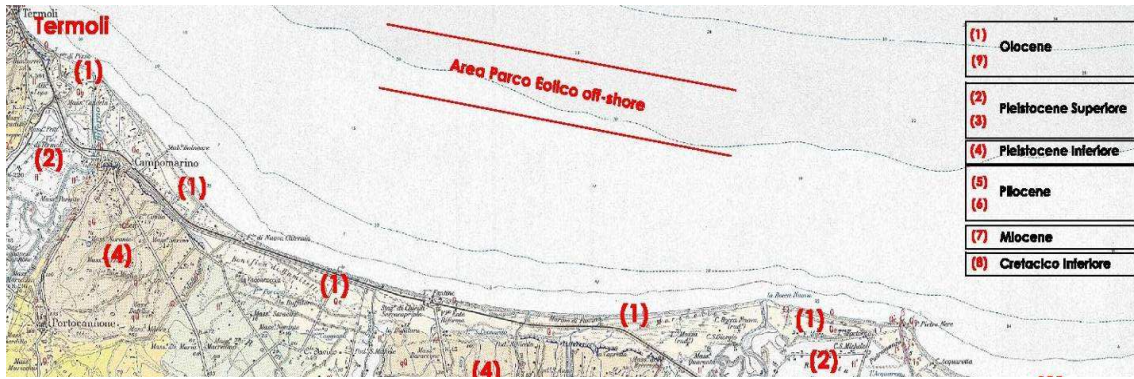


Figura 5.40 - Dettaglio della Carta Geologica d'Italia, fogli n.164 e 165 per la zona in oggetto.

Morfologia costiera

Il tipo di costa è sabbio - fangoso lungo tutto il tratto considerato, anche se è possibile incontrare sottocosta limitati affioramenti e tavolati roccioso-calcarei (Figura 5.41).

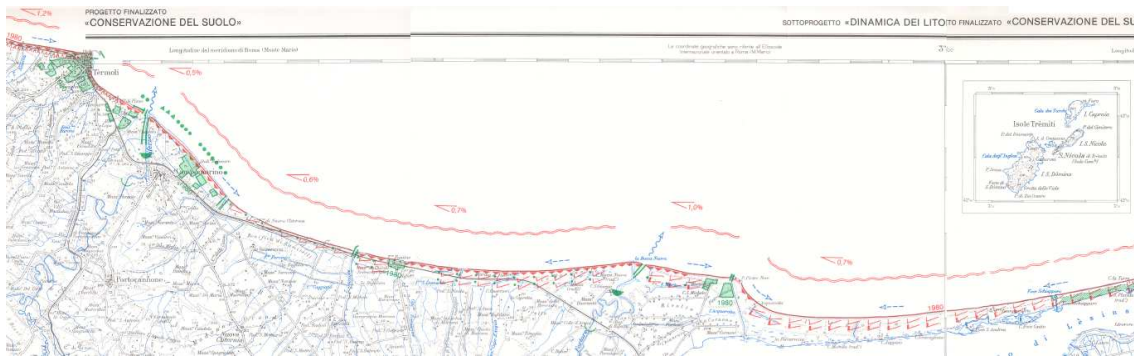


Figura 5.41 - Caratteristiche dell'area costiera intorno a Chieuti (particolare dell'Atlante delle Spiagge Italiane).

Infine, il litorale sabbioso ha generale tendenza all'arretramento (Figura 5.42).



Figura 5.42 - Tendenza evolutiva della spiagge intorno a Chieuti (particolare dell'Atlante delle Spiagge Italiane).

5.4.3. Valutazione degli impatti

Sono state considerate due classi di impatti:

- 1) potenziali impatti temporanei connessi alla fase di costruzione;
- 2) potenziali impatti permanenti connessi alla fase di esercizio.

Sviluppiamo i punti elencati.

1. Fase di costruzione

Gli impatti potenziali diretti o indiretti sulla qualità dell'acqua dovuti alla fase di costruzione sono legati alla qualità dell'acqua stessa, al plankton e alla produzione primaria, come risultati della dispersione dei sedimenti.

L'uso delle fondazioni monopali per le turbine causa una leggera, e 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. Non è sbagliato quindi pensare che la fuoriuscita e la diffusione dei sedimenti a causa della costruzione di fondazioni non generi 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. Fase di esercizio

Gli impatti potenziali diretti o indiretti sulla qualità dell'acqua dovuti alla fase di esercizio sono:

- a) alterazione del regime ondoso;
- b) alterazione delle correnti;
- c) alterazione del fondale e della morfologia costiera;
- d) trasporto di sedimenti nell'area;
- e) diffusione di inquinanti.

Sviluppiamo i punti qui sopra elencati.

- a. L'influenza che il parco eolico può avere sul regime del moto ondoso è ridotta all'area nelle immediate vicinanze degli aerogeneratori. A rigore, ogni singolo palo riduce il flusso di energia delle onde incidenti e di conseguenza si riduce l'altezza delle onde stesse. Questa incidenza sui piani d'onda va relazionata con le caratteristiche delle fondazioni; ciascun palo è infatti largo 5 m e dista dal palo più vicino non meno di 700 m. Per questo motivo è possibile ritenere il reticolato

5 Quadro di riferimento ambientale

formato dagli aerogeneratori trasparente ai fini della propagazione del moto ondoso. Questa assunzione non sarebbe stata lecita nel caso di utilizzo di fondazioni a cassoni o a tripode.

- b. 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 forza 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 quindi sul trasporto dei sedimenti al di fuori dell'area di impianto delle turbine. Si può pertanto concludere che l'influenza dei pali sulle correnti è insignificante. La riduzione del flusso di corrente, infatti, è solo un fenomeno localizzato nelle immediate vicinanze delle fondazioni e non ha alcun impatto su scala regionale.
- c. 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. 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, strettamente legato ad esse, 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.
- d. La localizzazione del parco eolico a profondità comprese tra i 18 e i 24 m ci permette di affermare che l'influenza sul trasporto dei sedimenti sarà trascurabile. A tali profondità infatti la risospensione dei sedimenti dovuti al moto ondoso e il loro conseguente trasporto è minima.
- e. La dispersione di polveri di rame e carbonio può essere causata dall'abrasione dei cuscinetti delle turbine eoliche. L'aumento della concentrazione di rame può indurre una inibizione temporanea di plankton. L'impatto derivante è comunque di entità limitata in quanto l'aumento di concentrazione di rame rispetto alle normali condizioni è inferiore a 1 µg/l. La letteratura suggerisce che il grado di sensibilità varia da specie a specie: alcune specie di plankton sono più sensibili di altre al

5 Quadro di riferimento ambientale

rame. 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. È 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.

5.4.4. Conclusioni

Gli impatti sulle condizioni delle correnti e dei sedimenti nell'area ove verrà realizzato il parco eolico sono presumibilmente locali e di scarsa entità sia nella fase di costruzione che di esercizio.

È atteso che si abbia un limitato aumento della concentrazione di rame durante l'attività di esercizio derivante dal lavoro dei 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.

È inoltre atteso un impatto temporaneo dovuto alle attività di manutenzione (durante la fase di esercizio) di torri e fondazioni, attività che richiedono sabbiatura e pittura. È importante che vengano effettuate indagini sulla tossicità della pittura utilizzata e che si abbia cura di ridurre il più possibile i residui derivanti da tali attività di manutenzione. Per quanto riguarda la sabbiatura si ritiene comunque che la dispersione di sabbia non abbia effetti evidenti sulla qualità dell'acqua.

5.4.5. Misure di mitigazione

Gli impatti appena citati possono essere mitigati con gli opportuni seguenti accorgimenti in fase progettuale.

- Evitare la localizzazione del parco eolico in aree instabili morfologicamente: il *layout* di progetto è stato posizionato in una zona morfologicamente stabile.
- 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.
- Ottimizzare i metodi costruttivi al fine di non alterare il regime ondoso e non favorire il degrado della morfologia costiera.
- Per le attività di manutenzione e 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 e quindi un rendimento identici 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 in mare.
- La dispersione di rame, derivante dall'usura dei cuscinetti delle turbine, deve essere limitata tramite l'uso delle BAT, le migliori tecnologie attualmente disponibili.

5.5. Impatto visivo e paesaggistico

Per la valutazione dell'impatto visivo indotto dal parco eolico *offshore* è stato necessario effettuare un'analisi di intervisibilità, in modo da valutare i punti di maggiore esposizione visiva.

Scopo di una mappa di intervisibilità è quello di determinare da quali punti del territorio l'oggetto o gli oggetti in esame risultano visibili. Un'analisi di intervisibilità non contempla la presenza di elementi naturali o artificiali del territorio (filari di alberi, boschi, muri, palizzate, agglomerati urbani, ecc.), che esistono e anzi spesso contribuiscono a mascherare la vista degli oggetti di progetto. Inoltre anche dove, ad esempio, interi centri abitati risultassero potenzialmente esposti alla visibilità, nella realtà solo da qualche edificio particolarmente elevato sarà possibile osservare gli oggetti di progetto. Discorso analogo per le arterie stradali le quali normalmente contengono ai margini elementi che interdicono la visibilità del territorio circostante. L'elemento significativo e certo, invece, di una mappa di intervisibilità è la segnalazione dei punti

5 Quadro di riferimento ambientale

(o delle aree) del territorio dai quali è certa la non visibilità degli oggetti di progetto e sui quali è giustificato a priori il mancato sopralluogo.

La Tavola di intervisibilità (si vedano la Figura 5.43 e la Tavola VIII allegata) si ottiene dall'intersezione della mappa di visibilità, che identifica le celle del territorio che presentano elementi di visibilità positivi, con delle fasce di distanza dall'impianto pari a 10, 20, 30, 40 e 50 km.

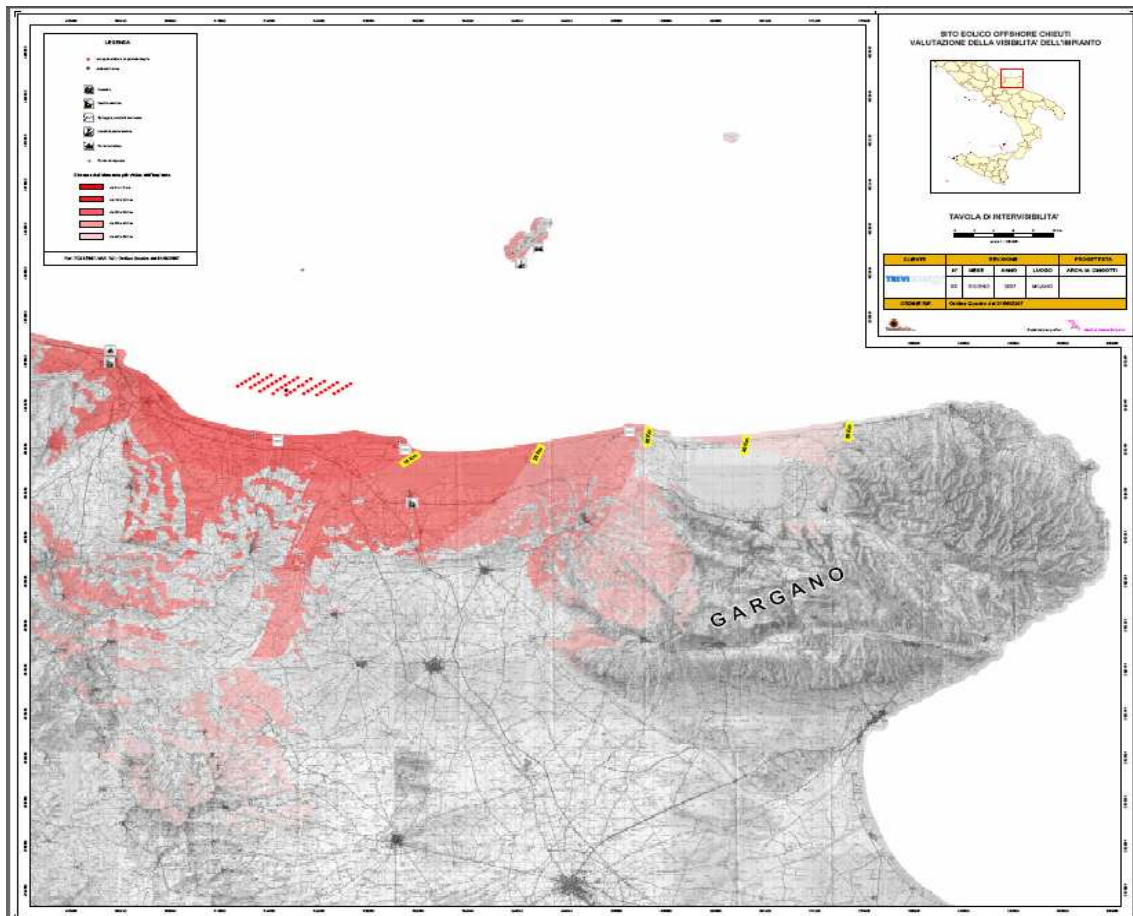


Figura 5.43 – Tavola di intervisibilità.

È stato poi utilizzato lo strumento della foto modellazione realistica per valutare l'interazione dell'intervento progettuale sul paesaggio.

La foto modellazione tiene conto delle caratteristiche progettuali dell'opera, dello stato dei luoghi prima dell'intervento e rappresenta nel modo più realistico possibile lo stato dei luoghi dopo l'intervento.

L'Allegato J allo Studio di Impatto Ambientale descrive nel dettaglio l'indagine effettuata per la valutazione della visibilità dell'impianto.

Di seguito si riportano i risultati principali dell'analisi.

5.5.1. 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.

Essendo l'impatto visivo un aspetto che dipende fortemente dal gusto dell'osservatore, c'è da aspettarsi resistenza da parte dell'opinione pubblica alla realizzazione di centrali eoliche soprattutto per quei progetti abbastanza vicini alla costa. Resistenze da parte dell'opinione pubblica sono presenti su progetti *offshore* anche per la visibilità da recettori mobili quali navi, traghetti ecc.

Tuttavia il sostegno pubblico nei confronti delle forme di energia rinnovabile e in particolare dell'energia eolica è generalmente maggiore quando una giusta informazione permette la condivisione di scelte, interrogativi e perplessità su un nuovo progetto di parco eolico.

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 anche minore in presenza di condizioni climatiche e atmosferiche che riducano la visibilità.

Un fattore di grande importanza sulla visibilità di un impianto è il movimento delle macchine eoliche. Infatti qualsiasi oggetto in movimento all'interno di un paesaggio statico attrae l'attenzione dell'osservatore, ma la velocità e il ritmo del movimento dipendono dal tipo di macchina e in particolare dal numero di pale e dalla loro altezza. Le macchine a tre pale e di grossa taglia, come utilizzate nel nostro progetto, producono un movimento più lento e piacevole.

Il colore delle macchine di un impianto eolico è soggetto a specifica normativa di sicurezza aeronautica al fine di incrementarne la visibilità. Da ciò deriva ad esempio l'uso di strisce di colore rosso per le estremità dei piloni, che può anche essere sostituito da

5 Quadro di riferimento ambientale

emissioni luminose al vertice dei piloni. La visibilità del parco eolico dalla spiaggia dipende appunto anche dalla presenza di luci segnalatrici o delle pale dei rotori opportunamente colorate; queste sono però 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 aumenta l'impatto visivo delle turbine.

L'ICAO (International Civil Aviation Organization) rende obbligatorio in Francia il colore chiaro per il rotore e le pale della macchina, permettendo alcune variazioni del tono del bianco. Una leggera variazione di tono può ridurre la brillantezza e lo scintillio causato dalla rotazione delle pale nonché l'effetto amplificato del bianco nel paesaggio, armonizzando meglio le macchine con il contesto in cui si inseriscono. Sono anche possibili variazioni di colore rispetto al bianco: le indicazioni belghe suggeriscono, ad esempio, per impianti collocati in aree agricole, di adottare una colorazione che vira al verde verso la base della macchina eolica al fine di garantire continuità con la linea di orizzonte.

Sono inoltre utili le sperimentazioni condotte sulle diverse tonalità di colore dal grigio al bianco per una migliore integrazione con lo sfondo del cielo nei casi in cui si prevedono installazioni in zone in cui gli impianti risultano particolarmente visibili, applicando gli stessi principi di mimetizzazione usati per le colorazioni degli aerei della aeronautica militare.

Le linee guida francesi (Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens, 2004) fanno notare come il posizionamento dell'osservatore in un punto dominante rende ampia la visuale perché gli elementi in primo piano non delimitano l'orizzonte. La vista dall'alto riduce gli oggetti a un'altezza inferiore a quella del punto di osservazione. Inversamente, ogni paesaggio osservato dal basso appare imponente, impressionante. Quindi per l'impianto *offshore* gli impatti visivi dovrebbero essere più limitati.

5.5.2. Normativa in materia di paesaggio

Lo studio di impatto visivo e paesaggistico è condotto al fine di verificare la compatibilità dell'opera con i provvedimenti legislativi che regolano la materia, di cui i principali sono:

- Codice dei beni culturali e del paesaggio: D.Lgs n. 42/2004;
- DPCM 12/12/2005;
- Convenzione europea per il paesaggio (2000), ratificata dall'Italia a maggio 2006;
- Linee guida per il progetto di paesaggio degli impianti eolici (2006).

5 Quadro di riferimento ambientale

D.LGS 22 Gennaio 2004 N.42

Secondo l'art. 146 comma 2, "i proprietari, possessori o detentori a qualsiasi titolo di immobili o aree oggetto degli atti e dei provvedimenti elencati all'art. 157 o sottoposti a tutela dalle disposizioni del piano paesaggistico hanno l'obbligo di sottoporre alla Regione o all'ente locale delegato i progetti delle opere che intendono eseguire, corredati dalla documentazione prevista, al fine di ottenere la preventiva autorizzazione". Di seguito vengono elencati gli atti ed i provvedimenti inclusi nell'art. 157:

- a. le notifiche di importante interesse pubblico delle bellezze naturali o panoramiche, eseguite in base alla legge 11 giugno 1922, n. 776;
- b. gli elenchi compilati ai sensi della legge 29 giugno 1939, n. 1497;
- c. i provvedimenti di dichiarazione di notevole interesse pubblico emessi ai sensi della legge 29 giugno 1939, n. 1497;
- d. i provvedimenti di riconoscimento della zone di interesse archeologico emessi ai sensi dell'articolo 82, quinto comma, del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616, aggiunto dall'articolo 1 del decreto legge 27 giugno 1985, n. 312, convertito con modificazioni nella legge 8 agosto 1985, n. 431;
- e. i provvedimenti di dichiarazione di notevole interesse pubblico emessi ai sensi del decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 490;
- f. i provvedimenti di riconoscimento della zone di interesse archeologico emessi ai sensi del decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 490.

D.P.C.M. 12 Dicembre 2005

In Italia è stato emanato il D.P.C.M. 12 Dicembre 2005; tale decreto segue di pochi anni il D.Lgs 22 Gennaio 2004, "Codice dei beni Culturali e del Paesaggio", conosciuto anche come "Codice Urbani". Il D.P.C.M. 12.12.2005 stabilisce che l'amministrazione competente al rilascio delle autorizzazioni per le opere in progetto dovrà utilizzare la relazione paesaggistica come base di riferimento essenziale per le valutazioni previste in materia di autorizzazione. Per questo motivo nell'allegato del Decreto sono definite le modalità, i criteri di redazione e i contenuti della relazione paesaggistica che correda l'istanza di autorizzazione paesaggistica.

Un aspetto molto importante di questo decreto è l'introduzione all'art. 1 della relazione paesaggistica ai sensi dell'art. 146 comma 2 del Codice dei beni culturali e del paesaggio; qui sono definite le finalità, i criteri di relazione ed i contenuti della relazione paesaggistica che correda l'istanza di autorizzazione paesaggistica. I contenuti della relazione paesaggistica costituiscono la base di riferimento per l'Amministrazione competente per la verifica della compatibilità paesaggistica dell'opera. La relazione paesaggistica, mediante opportuna documentazione, dovrà dar conto sia dello stato dei luoghi (contesto paesaggistico e area di intervento) prima dell'esecuzione delle opere previste, sia delle

5 Quadro di riferimento ambientale

caratteristiche progettuali dell'intervento, nonché rappresentare nel modo più chiaro ed esaustivo possibile lo stato dei luoghi dopo l'intervento (art. 2).

Per quanto riguarda gli impianti eolici (art. 4), andrà curata, in particolare: la carta dell'area di influenza visiva degli impianti proposti; la conoscenza dei caratteri paesaggistici dei luoghi secondo le indicazioni dell'art. 2. Il progetto dovrà mostrare le localizzazioni proposte all'interno della cartografia conoscitiva e simulare l'effetto paesistico, sia dei singoli impianti che dell'insieme formato da gruppi di essi, attraverso la fotografia e lo strumento del *rendering*, curando in particolare la rappresentazione dei luoghi più sensibili e la rappresentazione delle infrastrutture accessorie all'impianto.

L. n. 14/2006

A livello Europeo risale al 9 Gennaio 2006 la Legge n. 14 di ratifica ed esecuzione della Convenzione Europea del paesaggio, svoltasi a Firenze il 20 Ottobre 2000. Tale Convenzione stabilisce fra l'altro che "il paesaggio svolge importanti funzioni di interesse generale, sul piano culturale, ecologico, ambientale e sociale e costituisce una risorsa favorevole all'attività economica e che se salvaguardato, gestito e pianificato in modo adeguato può contribuire alla formazione di posti di lavoro". Inoltre all'Art 2 della Convenzione si può leggere, nel Campo di Applicazione, che essa comprende i paesaggi terrestri, le acque interne e marine.

Linee guida per il progetto di paesaggio degli impianti eolici (2006)

In seguito a questo provvedimento nel 2006 il Ministero per i Beni e le Attività Culturali promuove le "Linee guida per il progetto di paesaggio degli impianti eolici" con lo scopo di perseguire gli obiettivi fissati dalla Convenzione Europea del Paesaggio e di facilitare l'applicazione dell'Allegato Tecnico al D.P.C.M. 12.12.2005. All'interno del documento sono pochi i punti in cui viene fatto specifico riferimento agli impianti eolici *offshore*. Viene suggerito, per evitare l'impatto visivo sulle coste turistiche e naturali, di collocare l'impianto ad una distanza notevole o in corrispondenza di coste industrializzate.

A livello regionale le "Linee guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia", del gennaio 2004, per quanto concerne l'impatto visivo, forniscono specifiche indicazioni:

- la struttura a palo viene preferita rispetto a traliccio;
- si consiglia l'utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione delle pale nonché di accorgimenti per rendere visibili le macchine (es. pala nera);
- si suggerisce di evitare l'installazione sui crinali e l'effetto selva e di rispettare delle distanze minime tra aerogeneratori;
- si fa riferimento all'utilizzo preferibile di linee di trasmissione interrate.

5 Quadro di riferimento ambientale

Non esistono al momento Linee Guida per l'inserimento degli impianti eolici nel territorio della Regione Molise.

5.5.3. 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, compreso tra il Comune di Serracapriola e il Comune di Chieuti.

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 molto soggettiva.

Prima di determinare i punti sensibili del territorio per verificarne, con apposito sopralluogo, la reale consistenza, è stata stabilita una soglia di distanza oltre la quale la visibilità dell'impianto si considera ininfluenza, basandosi su uno studio di visibilità astratto e virtuale. Dalle due immagini in Figura 5.44 è possibile vedere che oltre i 20 km di distanza la visibilità dell'impianto è assolutamente trascurabile; di conseguenza, la ricerca dei punti sensibili, fatte le dovute eccezioni, deve essere limitata in tale *range*.

5 Quadro di riferimento ambientale

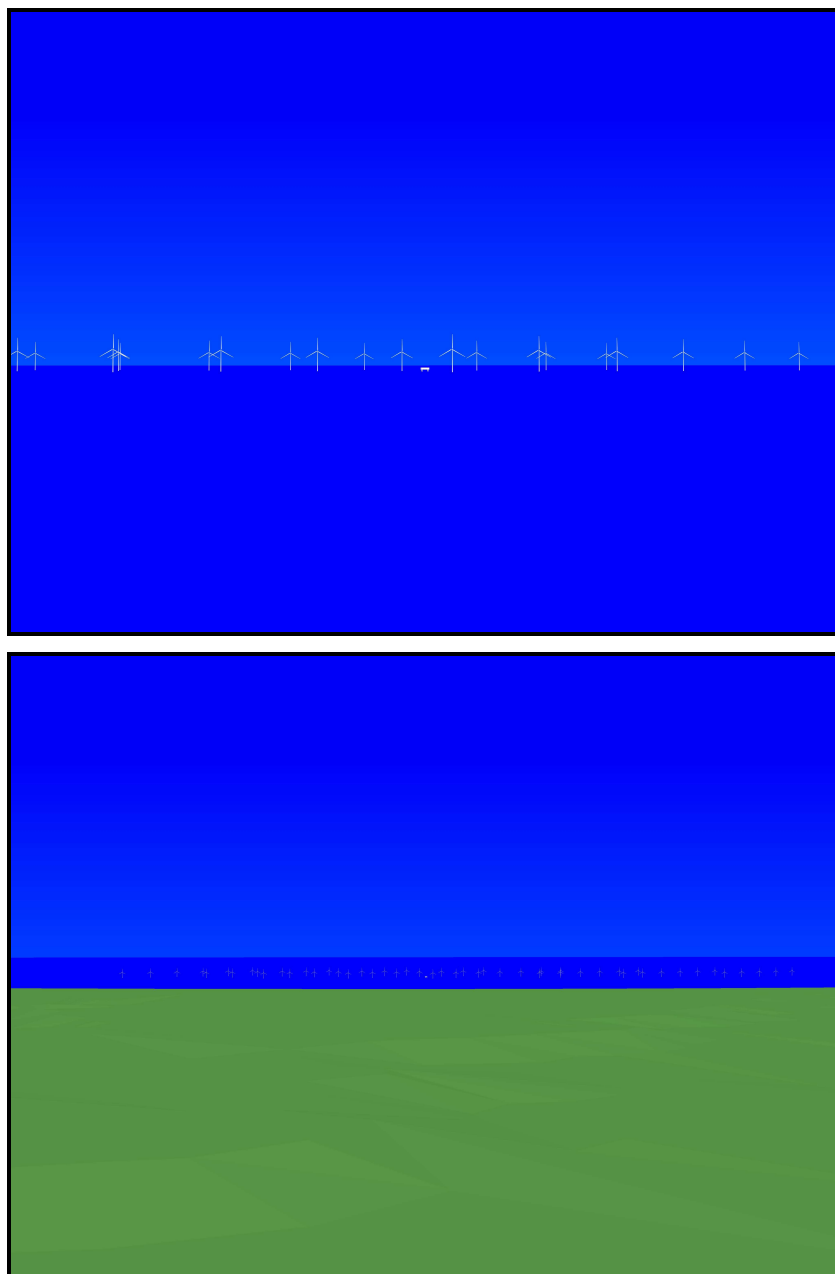


Figura 5.44 – Visibilità teorica dell'impianto da 5 e da 20 km di distanza dall'impianto stesso (in alto e in basso rispettivamente). Il *rendering* è stato realizzato in condizioni di massima visibilità.

Sono state dunque individuate sulla carta le tipologie di emergenze ambientali, storico-culturali e turistiche del territorio compreso nella fascia di 20 km dall'impianto.

A seguito di tale *screening* preliminare sono stati individuati, con apposito sopralluogo, i punti di vista (o le scene) privilegiati da cui effettuare una foto simulazione della visibilità dell'impianto. Tali punti sono elencati nella Tabella 5.6.

5 Quadro di riferimento ambientale

Riprese fotografiche del sito eolico <i>offshore</i> Chieuti (FG)						
Riprese del:		07/06/2007- 08/06/2007				
Modello camera:		Nikon D40				
Diaframma:		35 mm				
Numero ripresa	Punti di ripresa				Ora legale	Località di ripresa
	Coord. UTM ED50 Fuso 33		Angolo (gradi)			
	X	Y	Mira	Amp.		
1	551.567	4.642.181	188	67	08:45	Torre Mileto
2	529.250	4.635.244	144	65	09:30	Lungolago di Lesina
3	528.163	4.640.724	148	66	09:45	Punta Pietre Nere (Marina di Lesina)
4	499.876	4.650.383	339	56	12:30	Centro Storico di Termoli
5	513.528	4.641.402	74	148	10:15	Marina di Chieuti
6	531.000	4.661.000	270	38	10:30	Rotta aliscafo Termoli/Tremeti
7	539.660	4.662.108	237	112	08:00	Tremeti (sopra il Faro dell'Isola di San Domino)

Tabella 5.6 - Punti di ripresa per effettuare la foto simulazione di visibilità dell'impianto.

Tali punti di vista, nell'insieme, sono stati rappresentati sulla Tavola riprese fotografiche, rappresentata nella seguente Figura 5.45 e in allegato con la Tavola IX.

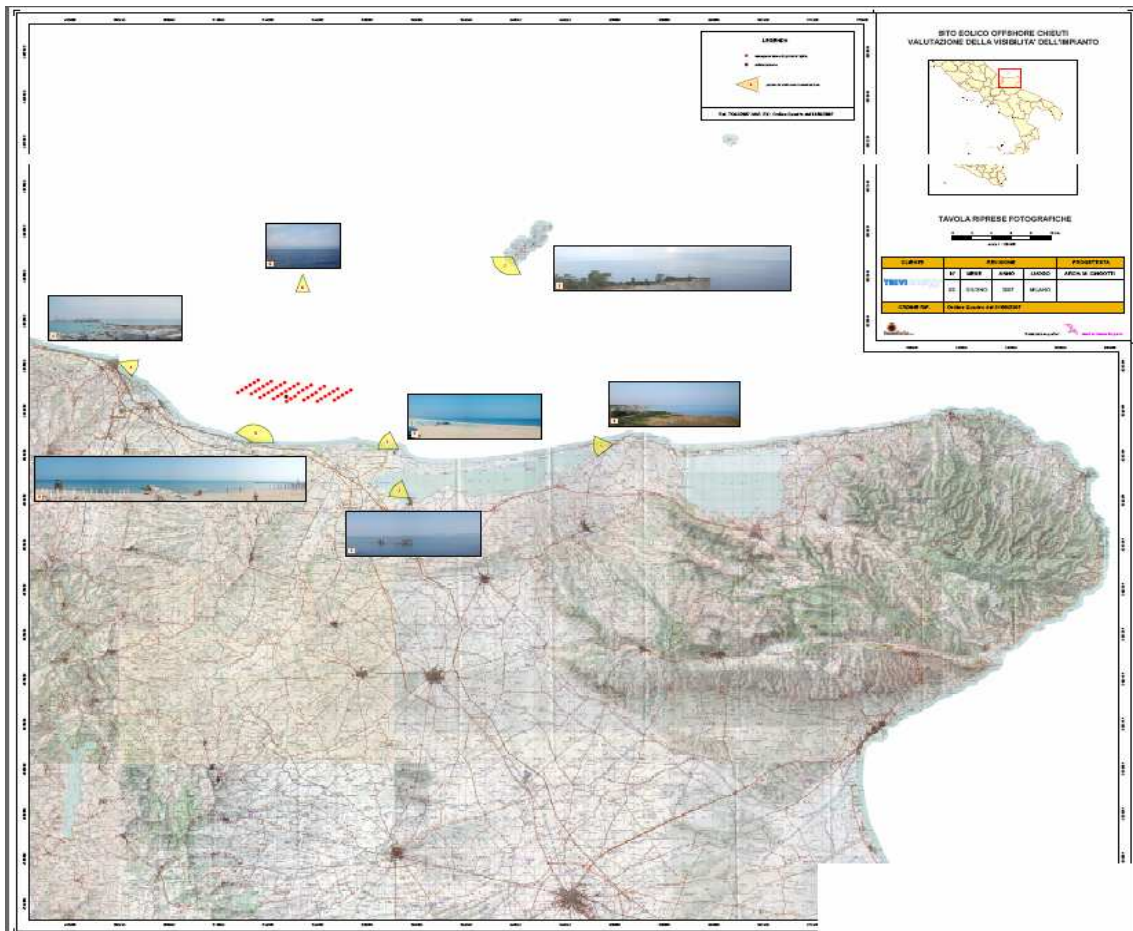


Figura 5.45 - Tavola riprese fotografiche.

5 Quadro di riferimento ambientale

Tra le località di ripresa vi è un solo agglomerato urbano:

- Termoli (centro storico).

Altre località che si affacciano sulla costa sono:

- Torre Mileto;
- Punta Pietre Nere (Marina di Lesina);
- Marina di Chieuti.

Altri importanti punti sensibili considerati sia lungo la costa che in mare aperto sono:

- Lungo lago di Lesina;
- Rotta Aliscafo Termoli/Tremiiti;
- Tremiiti (sopra il faro dell'isola di San Domino).

5.5.4. Valutazione degli impatti sul paesaggio

La valutazione dei possibili impatti sul paesaggio è stata effettuata, come detto, utilizzando la tecnica della foto simulazione realistica. Nel seguito descriviamo brevemente le caratteristiche dei luoghi da cui sono state fatte le riprese, scelti in quanto punti di maggiore visibilità, per arrivare a valutare l'impatto visivo dell'impianto. Tali riprese portano il numero progressivo mostrato in Tabella 5.6.

Termoli

Termoli è un importante comune di 31.608 abitanti della provincia di Campobasso in Molise che si affaccia sul Mare Adriatico ad un'altezza sul livello del mare che va dai 0 ai 178 m. Geograficamente si colloca fra il fiume Biferno (a Sud) e il torrente Sinarca (a Nord) entrambi a carattere torrentizio. Si caratterizza per la presenza di un promontorio sul quale sorge l'antico borgo marinaro, delimitato da un muraglione che cade a picco sul mare. La città si estende oggi sulla costa molisana e verso l'interno, ma il suo centro propulsore è il piccolo promontorio sul Mare Adriatico, sede del borgo antico, topograficamente diviso dal resto della città dalle mura di contenimento e dal Castello.

Lo sviluppo della città è dovuto alla costruzione di grossi impianti industriali e il nucleo industriale di Termoli è tuttora il fulcro dell'economia della zona. Il porto di Termoli, unico nel Molise, non è solo una struttura turistica, ma anche un porto peschereccio, passeggeri, industriale e commerciale.

5 Quadro di riferimento ambientale

Il centro storico è uno dei punti di ripresa considerati per l'analisi di visibilità (si veda il punto di ripresa 4 in Figura 5.43); la foto è stata realizzata dal centro storico in direzione Est. Da questa foto simulazione l'impianto eolico è praticamente invisibile. Per accorgersi della presenza delle turbine occorre osservare con molta attenzione l'immagine, fino a localizzarle leggermente a sinistra rispetto al centro della foto.

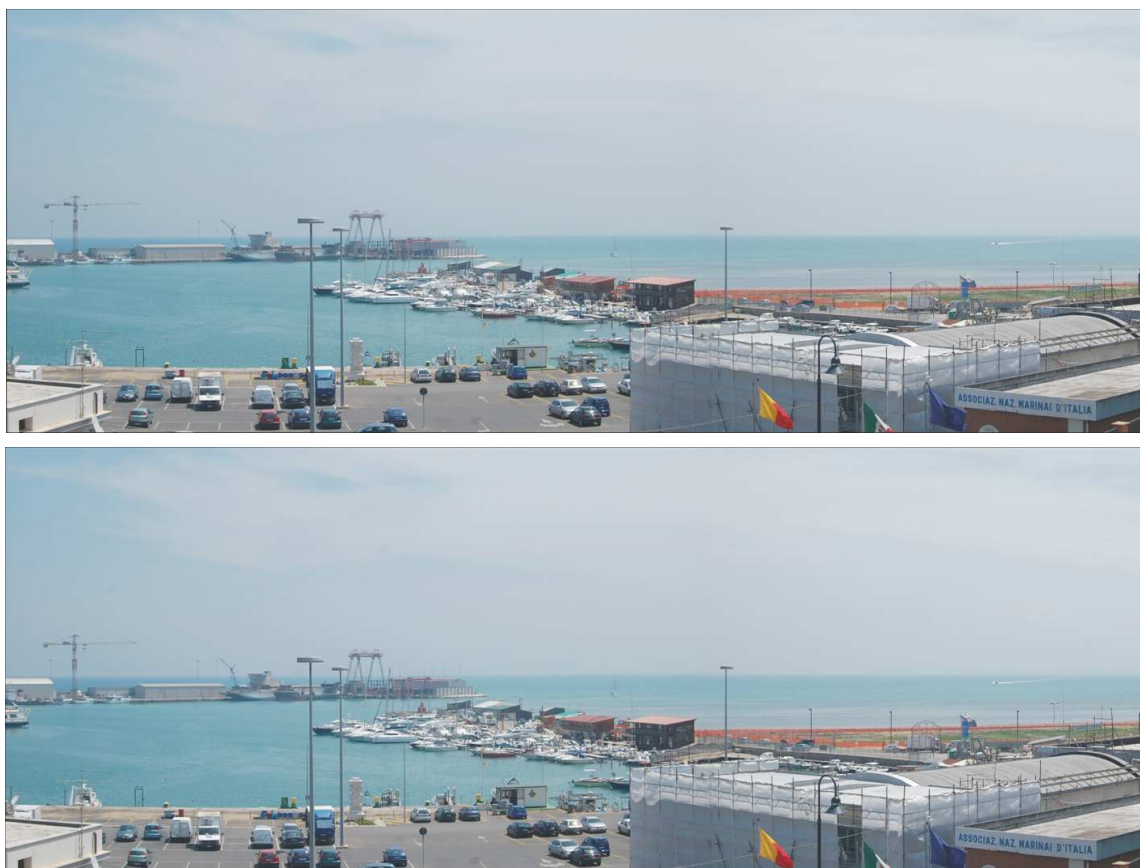


Figura 5.46 – Punto di ripresa n. 4 – Centro storico di Termoli: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

Marina di Chieuti

Il Comune di Chieuti sorge su uno sprone prospiciente il Mare Adriatico, tra il torrente Saccione e il fiume Fortore a 221 m s.l.m. La collinetta, che degrada lievemente verso la costa adriatica, guarda dall'alto il litorale lungo il quale si estendono le spiagge. Percorrendo la SS 16 che da Termoli porta a Foggia, si raggiunge Campomarino e, dopo circa 12 km si arriva a Marina di Chieuti, una lingua di sabbia sul confine tra la provincia di Foggia e quella di Campobasso. Su queste spiagge è stata realizzata la ripresa numero 5 che troviamo in Figura 5.44; in questa foto simulazione si possono scorgere gli aerogeneratori all'orizzonte, ma essi non sembrano recare eccessivo disturbo alla visuale.

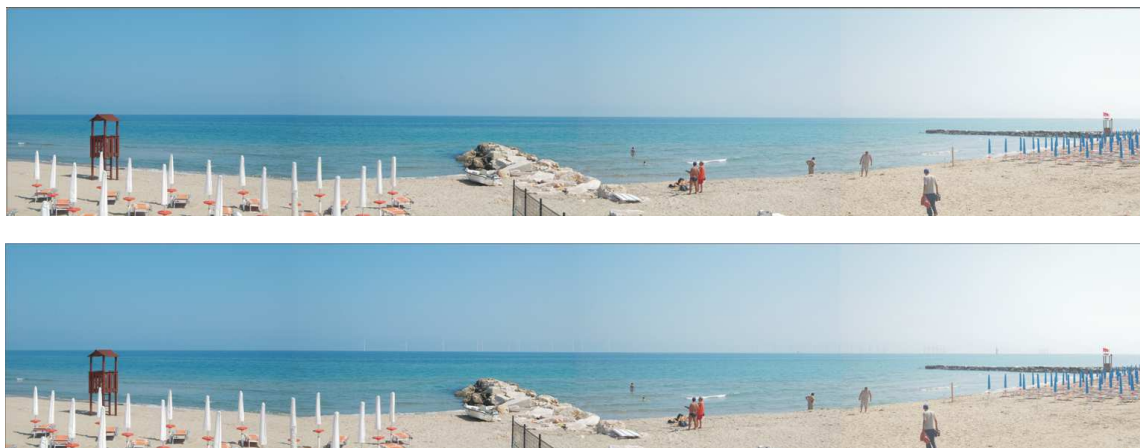
5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.47 – Punto di ripresa n. 5 – Marina di Chieuti: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

Lungo lago di Lesina

Il Lago di Lesina è in realtà una laguna, creata dalla presenza di due canali di comunicazione con il mare: il canale Acquarotta, antico letto del fiume Fortore, e il canale dello Schiapparo. Questi canali sono posti rispettivamente a ponente ed a levante del tombolo, duna costiera che divide la laguna di Lesina dal Mare. Lungo le sponde di questo lago è stata realizzata la ripresa numero 2 in direzione Nord-Ovest; questa foto costituisce il punto più interno alla costa fra tutte le riprese realizzate per il presente studio. Nella foto simulazione della Figura 5.45, l'impianto eolico è di dimensioni estremamente ridotte ed inoltre la sua visuale è protetta dalla presenza della duna.



Figura 5.48 – Punto di ripresa n. 2 – Lungo lago di Lesina: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

5 Quadro di riferimento ambientale

Punta Pietre Nere (Marina di Lesina)

Dirigendoci verso il mare si giunge alla Punta Pietre Nere: un'ampia spiaggia, sulla duna che separa il lago dal mare, costeggiata da una fitta boscaglia; dalla foto simulazione realizzata in questo punto, in direzione Nord-Ovest (si veda la Figura 5.506), si possono intravedere all'orizzonte gli aerogeneratori.



Figura 5.49 – Punto di ripresa n. 3 – Punta Pietre Nere (Marina di Lesina), – Stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

Torre Mileto

Percorrendo la linea di terra che separa il lago dal mare, si arriva in un'altra località balneare: Torre Mileto. L'economia di questo paese è basata soprattutto sul turismo estivo e sulla pesca. La ripresa in questo caso è stata realizzata in posizione più interna rispetto alla linea di costa, in direzione Ovest (si veda la Figura 5.47); gli aerogeneratori, nella foto simulazione, appaiono di dimensioni molto ridotte sulla linea dell'orizzonte a destra e non arrecano alcun disturbo alla visuale.

5 Quadro di riferimento ambientale

Figura 5.50 – Punto di ripresa n. 1 – Torre Mileto – Stato di fatto in alto e foto simulazione in basso.

Oltre alle località suddette, sono state effettuate riprese fotografiche da altri due punti significativi, ma non situati sulle coste molisane e pugliesi. Abbiamo considerato infatti le Isole Tremiti, con tutto il loro carico naturalistico-ambientale, e la rotta dell'aliscafo Termoli/Isole Tremiti.

Isole Tremiti

Le Isole Tremiti sono composte dall'isola di San Domino, dall'isola di Capraia e dall'isola di San Nicola. Le isole fanno parte del parco del Gargano e sono Area Marina Protetta. 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 ad est, mentre la zona più occidentale non è abitata e le strade sono immerse nella vegetazione. Caprara invece è un'isola disabitata, entro la quale non è consentito edificare; pertanto non è possibile considerarlo un ricettore fisso sensibile. L'isola che maggiormente potrebbe risentire della presenza dell'impianto eolico è quindi San Domino. La ripresa è stata realizzata dal faro dell'isola in direzione Sud-Ovest, il punto più panoramico direttamente proiettato sull'impianto (si veda la Figura 5.51). Da questa foto simulazione per accorgersi della presenza delle turbine occorre osservare con molta attenzione l'immagine, fino a localizzarle in alto a destra.

5 Quadro di riferimento ambientale



Figura 5.51 - Punto di ripresa n. 7 – Isole Tremiti (faro dell'isola di San Domino): stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

Rotta aliscafo Termoli - Isole Tremiti

La linea che collega Termoli alle Isole Tremiti è molto frequentata dai turisti, che la percorrono su aliscafi e altre imbarcazioni. Durante la stagione estiva ci sono molte compagnie che percorrono tale tratta, mentre da circa metà settembre, i collegamenti diminuiscono.

Come si vede dalla ripresa mostrata in Figura 5.52, realizzata da un aliscafo in direzione Sud verso la teorica localizzazione dell'impianto, anche in questo caso per accorgersi della presenza delle turbine occorre osservare con molta attenzione l'immagine: esse risultano infatti di dimensioni estremamente ridotte e non recano perciò alcun disturbo alla visuale.



Figura 5.52 - Punto di ripresa n. 6 – Rotta aliscafo Termoli - Isole Tremiti: stato attuale in alto e foto simulazione in basso.

5 Quadro di riferimento ambientale

5.5.5. Conclusioni

Nei precedenti paragrafi abbiamo mostrato i possibili effetti che la costruzione della centrale eolica avrebbe sul paesaggio. Dall'analisi delle immagini di foto simulazione si può constatare come l'effetto visivo complessivo dell'opera del progetto sia quasi inesistente e non deturpi il paesaggio.

Tale risultato è da mettere in relazione anche con la distanza dell'impianto dalla costa e con la vastità del contesto territoriale coinvolto.

Anche gli elementi cromatici e di forma che caratterizzano gli aerogeneratori che verranno utilizzati per il parco eolico *offshore* contribuiscono a tale risultato.

5.5.6. Misure di mitigazione

Gli impatti appena citati possono essere mitigati con opportuni accorgimenti.

- 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;
- Maggior distanza possibile dalla linea di costa in modo da minimizzare la visibilità;
- Disposizione delle turbine in modo da minimizzare l'impatto visivo: le turbine sono state disposte a maglia, con il lato maggiore di essa parallelo alla costa.

È evidente che tutte queste attività di mitigazione devono essere effettuate nei limiti delle misure che garantiscono la sicurezza. Ad esempio l'assenza di luci segnaletiche potrebbe diminuire l'impatto visivo, ma rappresenterebbe un pericolo nei confronti del rischio di collisione di navi o aerei. È infatti necessario effettuare analisi al fine di individuare un giusto equilibrio tra l'aspetto riguardante la sicurezza e l'aspetto riguardante l'impatto visivo.

5.6. Rumore

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

5 Quadro di riferimento ambientale

L'Allegato K allo Studio di Impatto Ambientale riporta lo studio effettuato per la valutazione preliminare di impatto acustico.

Di seguito si riportano i risultati principali dell'analisi.

5.6.1. Premessa e caratteristiche generali

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

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

Gli effetti che il rumore può causare dipendono da diversi fattori:

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

In generale, se il suono si propaga senza ostacoli da una sorgente, il livello di pressione sonora diminuisce con la distanza con una particolare legge logaritmica. Per arrivare a tracciare una mappa del rumore immesso che, a partire dalle sorgenti (gli aerogeneratori), si propaga nell'intorno dell'impianto, è stato utilizzato il modello conservativo della IEA (International Energy Agency, 1994). Per ulteriori specifiche si veda l'Allegato K.

La mappa territoriale tridimensionale di lavoro è rappresentata nella figura seguente.

5 Quadro di riferimento ambientale

La mappa illustrata in Figura 5.53 è stata derivata dalla cartografia di base IGM in scala 1:25.000; per la medesima area è stata digitalizzata la rugosità del terreno assumendo come classe di rugosità 0,00 le superfici d'acqua, come classe 0,03 i prati senza ostacoli, 0,10 la macchia boschiva, 0,40 i boschi fitti e i centri abitati.

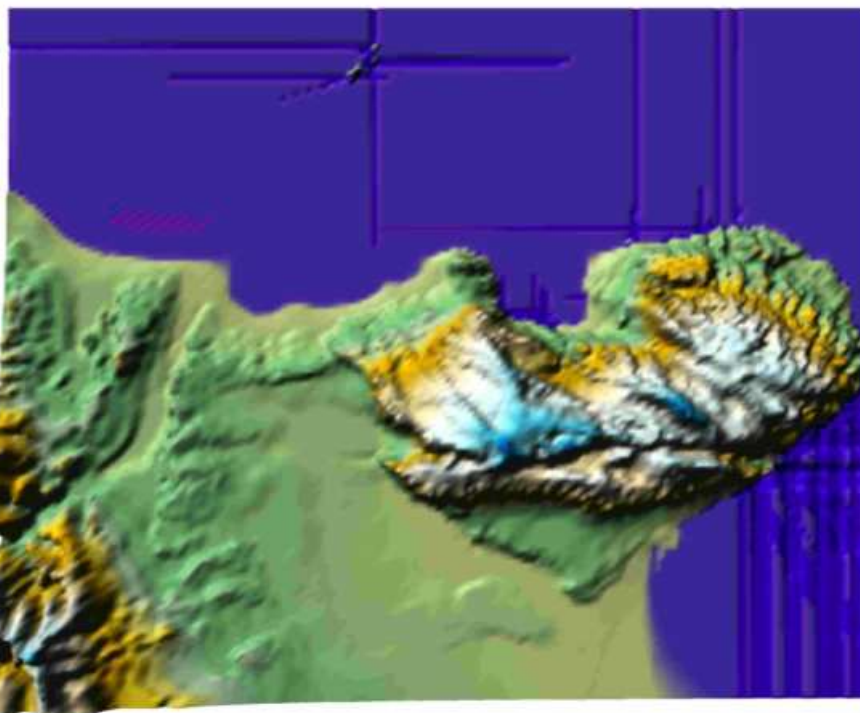


Figura 5.53 - Rappresentazione tridimensionale dell'area di applicazione del modello con indicata l'ubicazione del *layout* d'impianto fornito.

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 siamo a conoscenza di studi che possano accertare che ciò avvenga. Esso comunque riguarda solo l'area circostante la zona 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*.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 rotorii stessi e della 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 ad 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.

5.6.2. Normativa nazionale in materia di rumore

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 D.P.C.M. 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 D.P.C.M. 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 D.P.C.M. 14 novembre 1997 "*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*" integra le indicazioni normative in tema di disturbo da rumore espresse dal D.P.C.M. 1 marzo 1991 e dalla successiva Legge Quadro n. 447 del 26 ottobre 1995 e introduce il concetto dei valori limite di emissioni.

Ne vediamo nel seguito i principali contenuti.

D.P.C.M. 1 marzo 1991

Il D.P.C.M. 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

5 Quadro di riferimento ambientale

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 D.P.C.M. 14.11.1997 hanno di fatto ridefinito i contenuti del D.P.C.M. 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 D.P.C.M. (si veda la Tabella 5.7), 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: è 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.

La seguente Tabella 5.7 mostra la definizione delle classi di zonizzazione acustica del territorio.

5 Quadro di riferimento ambientale

<p>CLASSE I - 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 - 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 - 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 - 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 - Aree prevalentemente industriali</p> <p>Rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.</p>
<p>CLASSE VI - Aree esclusivamente industriali</p> <p>Rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi</p>

Tabella 5.7 - Definizione delle classi di zonizzazione acustica del territorio.

Criterio assoluto: è 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 5.8, Tabella 5.9, Tabella 5.10), 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.

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 5.8 - Limiti assoluti in dB(A) per Comuni con Piano Regolatore.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 5.9 - 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 5.10 - Limiti assoluti in dB(A) per Comuni che adottano una zonizzazione acustica del territorio.

Le problematiche relative alla zonizzazione acustica introdotte dal D.P.C.M. 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 fondiari. 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.

Legge Quadro n. 447, 26 Ottobre 1995

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, dei valori di attenzione e dei valori di qualità. I comuni “procedono alla classificazione del proprio territorio nelle zone previste dalle vigenti disposizioni per l'applicazione dei valori di qualità” (Art. 4); “i valori 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 data di entrata in vigore della legge stessa, debbano 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 ed è altresì il momento che presuppone la tempestiva attivazione delle diverse funzioni previste dalla Legge Quadro stessa:

- pianificatorie;
- programmatiche;
- regolamentatorie;
- autorizzatorie, ordinarie, sanzionatorie;
- di controllo.

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.

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.

5 Quadro di riferimento ambientale

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.

D.P.C.M. 14 novembre 1997

Il D.P.C.M. 14 novembre 1997 "*Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*" integra le indicazioni normative in tema di disturbo da rumore espresse dal D.P.C.M. 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, riferendoli alle classi di destinazione d'uso del territorio:

- i valori limite di emissione;
- i valori limite di immissione;

5 Quadro di riferimento ambientale

- i valori limite differenziale di immissione;
- i valori di attenzione;
- i valori di qualità.

I valori limite di emissione (si veda la Tabella 5.11), 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 indicati nella medesima tabella si applicano anche a tutte le aree del territorio a esse circostanti.

Si osserva che, confrontando i valori della Tabella 5.11 con i valori della Tabella 5.10, in cui si hanno i valori di emissione relativi al D.P.C.M. 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 5.9 diminuiti di 5dB(A), ovvero 65 dB(A) di giorno, 55 dB(A) di notte.

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 D.P.C.M. 1 marzo 1991 (si veda la Tabella 5.11).

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.

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.

5 Quadro di riferimento ambientale

I valori di attenzione sono espressi come livelli continui equivalenti di pressione sonora ponderata A. Se riferiti ad un'ora i valori di attenzione sono i valori di immissione 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 coincidono con quelli di immissione.

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 e aeroportuali.

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 (si veda la Tabella 5.11).

DESTINAZIONE D'USO TERRITORIALE	VALORI DI EMISSIONE		VALORI DI IMMISSIONE		VALORI DI QUALITA'	
	Diurno 6:00+22:00	Notturno 22:00+6:00	Diurno 6:00+22:00	Notturno 22:00+6:00	Diurno 6:00+22:00	Notturno 22:00+6:00
I Aree particolarmente protette	45	35	50	40	47	37
II Aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45	52	42
III Aree di tipo misto	55	45	60	50	57	47
IV Aree di intensa attività umana	60	50	65	55	62	52
V Aree prevalentemente industriali	65	55	70	60	67	57
VI Aree esclusivamente industriali	65	65	70	70	70	70

Tabella 5.11 - Valori limite di emissione, immissione e qualità - Leq in dB(A), TABELLE A, B e C del D.P.C.M. 14.11.1997.

Decreto 16 Marzo 1998

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente 16 marzo 1998 "*Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico*" 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).

5.6.3. 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 e sull'autostrada A14 che collega Foggia a Bari e ai convogli ferroviari che percorrono la linea ferroviaria che collega Foggia e Barletta. L'aeroporto di Foggia si trova invece a circa 60 km.

5.6.4. Valutazione degli impatti

Consideriamo la valutazione dell'impatto sonoro nelle due fasi:

- 1) potenziali impatti temporanei connessi alla fase di costruzione;
- 2) potenziali impatti permanenti connessi alla fase di esercizio.

1. Fase di costruzione

Durante la fase di costruzione il rumore sarà dovuto innanzi tutto alla realizzazione delle fondazioni.

Il 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 maglio idraulico ha una durata di circa 90 minuti.

Tutte le fasi di realizzazione e trasporto provocheranno un maggior traffico navale rispetto all'ordinario, dovuto ai mezzi che si occuperanno dell'installazione delle turbine. Anch'esso sarà comunque limitato nel tempo.

Inoltre l'area si trova ad almeno 5 km dalla costa e ad una distanza ancora maggiore dai centri abitati.

2. Fase di esercizio

Ai fini della valutazione preliminare di impatto acustico dell'impianto eolico *offshore* è stato preso in esame il modello di aerogeneratore indicato dal progetto, ovvero il Vestas V90 da 3 MW, la cui emissione acustica nominale alla velocità di riferimento di 8 m/s risulterebbe essere 109,4 db(A).

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

Essendo un impianto ubicato in mare, a minimo 5 km dalla costa, non sono stati considerati corpi ricettori sensibili prossimi all'impianto.

5 Quadro di riferimento ambientale

Per l'impianto eolico *offshore* in esame la mappa di propagazione acustica del rumore prodotto, illustrata in Figura 5.54, mostra che le isofoniche al limite di 50 db(A), generalmente considerate sensibili, si trovano soltanto in prossimità delle turbine, mentre quelle a 30 db(A) non raggiungono la terraferma.

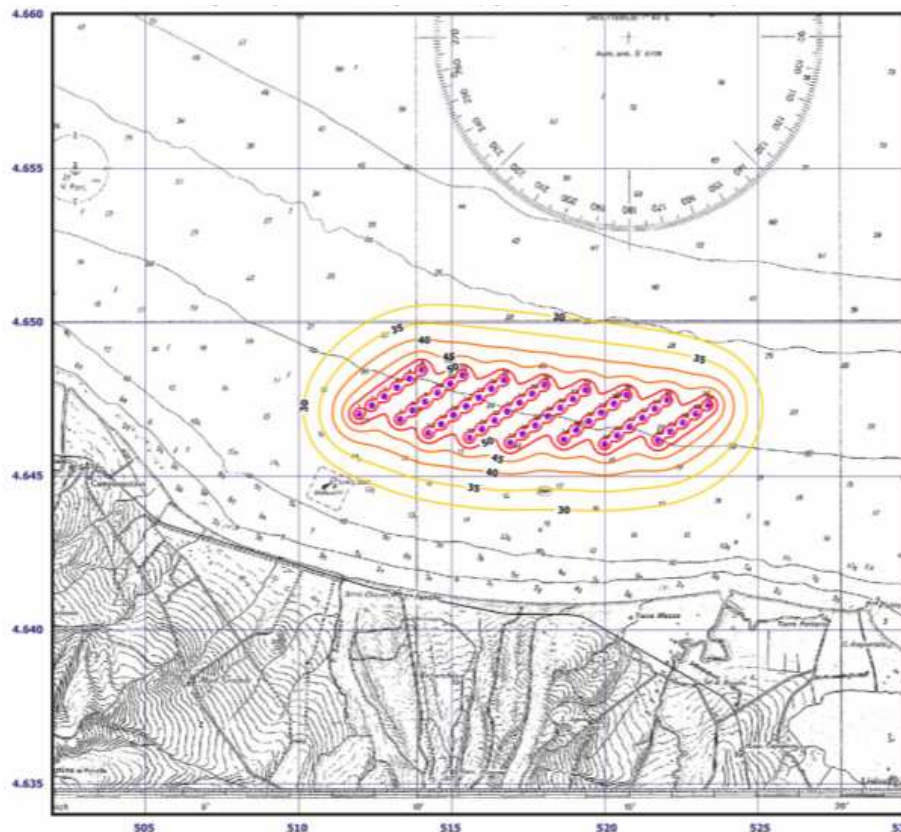


Figura 5.54 - Mappa di propagazione acustica del rumore prodotto dall'impianto eolico *offshore* composto da 50 aerogeneratori da 3,0 MW ciascuno.

Per poter avere un'idea di quale sia la percezione sonora del rumore generato dalle turbine, confrontiamo il valore di circa 50 dB, che è il valore riscontrato in prossimità delle turbine, con altri tipi di rumori noti. Dagli studi effettuati dal BWEA¹³, abbiamo ricavato la Tabella 5.12, che inserisce il rumore generato da una *windfarm* posta ad una distanza di 350 m, distanza comunque molto inferiore rispetto a quella a cui effettivamente si troverà l'impianto, tra il rumore di fondo notturno e il rumore di un'automobile che procede a 60 km/h, alla distanza di 100 m dal ricettore.

¹³ *British Wind Energy Association (BWEA)* è l'associazione che gestisce l'industria del vento nel Regno Unito. Nata nel 1978, è formata da 310 membri ed è la più grande associazione inglese sulle energie rinnovabili.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 a 250 m	105
Soglia del dolore	140

Tabella 5.12 - Livelli di rumore causati da diverse sorgenti.

5.6.5. 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.

Dall'analisi dei risultati illustrati nei paragrafi precedenti e nell'Allegato K al presente studio, possiamo concludere che il rumore generato è da considerarsi irrilevante poiché esso è confinato al sito in cui sono collocate le turbine, che si trovano a una distanza dalla costa di circa 5 km, per cui l'impatto del rumore a terra è trascurabile.

Poiché, nell'ipotesi di utilizzare una determinata turbina, l'impatto sonoro non coinvolge la costa, l'impatto sul turismo è irrilevante, così come lo è sui ricettori mobili, come le auto che transitano sulla statale n°16 o sull'autostrada adriatica A14.

Per quanto riguarda l'impatto sonoro sulle altre componenti ambientali, rimandiamo ai singoli paragrafi sulla fauna marina (Paragrafo 5.2) e sulla avifauna (Paragrafo 5.3).

5 Quadro di riferimento ambientale

5.6.6. Misure di mitigazione

La valutazione preliminare di impatto acustico effettuata ha 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.

5.7. Campi elettromagnetici (CEM)

In questo paragrafo analizziamo l'impatto potenziale della centrale eolica dovuto alla generazione di campi elettro-magnetici da parte dei cavi elettrici.

5.7.1. 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 un Progetto Preliminare delle Infrastrutture elettriche (si veda l'Allegato H) il quale contiene altresì una relazione specialistica di campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra del sistema di cavi a 150 kV nell'area in corrispondenza della battigia.

Nel nostro caso l'impianto sarà collegato ad una cabina primaria 30/150 kV su piattaforma marina compresa tra le opere connesse alla realizzazione della centrale; tale stazione sarà collegata a sua volta alla stazione già operativa 380/150 kV di Larino, di proprietà della Società Terna S.p.A. In questo modo la potenza prodotta dal parco eolico sarà immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

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.

Non possiamo dare una valutazione precisa sul progetto in esame, ma secondo la valutazione condotta da Eltra¹⁴ nel 2000 per la centrale di Horns Rev, un campo magnetico

¹⁴ Società che gestisce il sistema elettrico nella Danimarca Occidentale.

5 Quadro di riferimento ambientale

significativo, dell'ordine di 30 – 50 μT , 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 μT .

5.7.2. Normativa vigente a livello nazionale e regionale

La normativa nazionale che regola attualmente la materia è rappresentata da:

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 aprile 1992;
- Legge Quadro n. 36, 22 febbraio 2001;
- D.P.C.M. 8 luglio 2003.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 23 Aprile 1992

Il D.P.C.M. 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”, abrogato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, stabiliva i seguenti limiti per l'esposizione del pubblico ai campi elettrici e magnetici:

- 5 kV/m e 100 μT , 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 μT , 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 D.P.C.M. imponeva anche che tra i “fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporti tempi di permanenza prolungata” e qualunque conduttore delle linee elettriche venissero 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.

Legge Quadro n. 36, 22 Febbraio 2001

Questa “Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” regola l'intera materia dei campi elettromagnetici coprendo tutta la gamma delle frequenze, da 0 Hz a 300 GHz, ponendosi in particolare l'obiettivo di definire

5 Quadro di riferimento ambientale

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, 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 altri due limiti di riferimento: il valore di attenzione e l'obiettivo di qualità. Ad essi è attribuito il seguente significato (dalle definizioni riportate nella legge):

- il 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 [...]”;
- gli 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 decreti¹⁵. 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 µT 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.

¹⁵ “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.”

5 Quadro di riferimento ambientale

D.P.C.M. 8 Luglio 2003

A due anni dall'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:

- D.P.C.M. 8 luglio 2003 - RF (*Radio Frequency*): 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;
- D.P.C.M. 8 luglio 2003 – ELF (*Extra Low Frequency*): 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. Dei due decreti quello di nostro interesse è il secondo, che tratta appunto i limiti relativi ai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (ELF), mentre il primo di riferisce ai campi RF, ovvero i campi generati da impianti di ricetrasmisione radio e TV.

Questo secondo decreto contiene disposizioni che fissano limiti di esposizione e valori di attenzione per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici, connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti, alla frequenza di rete (50 Hz). Nel medesimo ambito, tale decreto stabilisce anche un obiettivo di qualità per il campo magnetico, ai fini della progressiva minimizzazione delle esposizioni.

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 μ T per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci. Questi valori erano già stati introdotti dal D.P.C.M. 23.4.1992.

A titolo di misura cautelativa per la protezione da possibili effetti a lungo termine nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μ T, da intendersi come mediana dei valori nell'arco di 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

5 Quadro di riferimento ambientale

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 dispone 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.

Per quanto riguarda le norme vigenti a livello regionale consideriamo la Regione Molise poiché, come spiegato nel Capitolo 4, il passaggio dei cavi a terra avverrà sul suo territorio. Facciamo in primis riferimento alla Legge Regionale 29 settembre 1999, n. 34 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 all'Art. 76, la Regione esercita in materia di inquinamento acustico, atmosferico ed elettromagnetico le seguenti funzioni che attengono a esigenze di carattere unitario a livello regionale:

- a) programmazione, pianificazione e indirizzi generali;
- b) criteri generali per i finanziamenti;
- c) mappatura elettromagnetica regionale;
- d) coordinamento, mediante concertazione con gli Enti locali, delle funzioni e dei compiti a essi conferiti ai sensi degli Artt. 77 e 78 di questa stessa legge.

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.

Con la Legge regionale 10 agosto 2006, n. 20 vengono poi disciplinate le *"Norme per la tutela della popolazione da inquinamento elettromagnetico generato da impianti di telecomunicazione e radiotelevisivi"*. Le disposizioni di tale legge si applicano agli impianti ed alle apparecchiature in grado di produrre campi elettromagnetici di frequenza tra 100 kHz e 300 GHz, impiegati quali sistemi fissi per le telecomunicazioni e radiotelevisivi.

La Regione Molise con tale legge:

- a) disciplina l'installazione dei nuovi impianti di telecomunicazione e radiotelevisivi;
- b) detta norme per la modifica e l'adeguamento degli impianti esistenti.

Spetta al Comune il rilascio dell'autorizzazione per l'installazione di nuovi impianti fissi di telecomunicazioni e radiotelevisivi, previa acquisizione del parere dell'Agenzia Regionale per la Prevenzione Ambientale del Molise (ARPAM).

5 Quadro di riferimento ambientale

Viene inoltre istituito, all'Art. 7, il catasto regionale delle sorgenti fisse di inquinamento elettromagnetico; il catasto è gestito dall'ARPAM che, sulla base dei dati raccolti, provvede alla sua tenuta e aggiornamento.

Il Comune predispone il regolamento che disciplina la localizzazione degli impianti disciplinati dalla presente legge suddividendo il territorio comunale secondo i criteri previsti dalla legge medesima.

Non ci sono altre normative locali riguardo il cosiddetto elettrosmog, per il quale vigono le normative nazionali.

5.7.3. Stato di fatto prima dell'intervento

La stazione di trasformazione e smistamento, come abbiamo già detto nel Paragrafo 5.1.1, è già esistente ed è quella di Larino (CB).

Le altre opere a terra connesse al progetto prevedono:

- un giunto terra-mare;
- un tratto in cavo interrato;
- un passaggio da cavo interrato a linea aerea;
- un tratto in linea aerea;
- uno stallo 150 kV nella stazione di trasformazione 380/150 kV di Larino di proprietà della Società Terna S.p.A.

L'area prescelta per la localizzazione di queste opere è un'area a bassa densità abitativa; 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.

Al fine di proporre un'ubicazione più precisa delle opere è stato fatto un sopralluogo della zona interessata di cui riportiamo alcune immagini in Figura 5.55 e Figura 5.56.

5 Quadro di riferimento ambientale



Figura 5.55 - Immagine dell'area di possibile localizzazione del giunto terra mare.



Figura 5.56 - Immagine dell'area di possibile localizzazione del punto di passaggio da cavo terrestre a linea aerea.

Il giunto terra-mare così come brevi tratti della line interrata ricadono in area pSIC per meno di 4 km, mentre la parte di cavi in linea aerea attraversa una zona pSIC per soli

5 Quadro di riferimento ambientale

500 m c.a. Viste le caratteristiche dei pSIC interessati, analizzate nel Paragrafo 2.5, e la superficie esigua coinvolta, abbiamo valutato non significative le incidenze di tali opere sui siti ai fini della conservazione soddisfacente delle specie e degli habitat presenti nei siti stessi.

5.7.4. Valutazione degli impatti

La fase di esercizio e di costruzione non sono state qui suddivise. Durante la realizzazione delle diverse componenti dell'impianto non ci sarà infatti una generazione di campi elettromagnetici poiché 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 μ T, per l'induzione magnetica.

La valutazione degli impatti 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.

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 (μ 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 elettrica in un dato punto dipende in prima istanza dal livello di corrente e dalla distanza della linea dal punto, e in seconda istanza

5 Quadro di riferimento ambientale

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; di conseguenza non è costante ma varia di momento in momento al variare della potenza assorbita (i consumi). Pertanto il campo magnetico creato da una linea elettrica deve essere analizzato in termini statistici.

Il calcolo dei campi magnetici è stato fatto per:

- l'area presso l'approdo a terra;
- i collegamenti sottomarini;
- i collegamenti terrestri.

Il campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra del sistema di cavi a 150 kV nell'area in corrispondenza della battigia è stato stimato nonostante la legislazione vigente non contenga alcuna disposizione per quanto riguarda l'entità dei campi elettromagnetici per le linee in cavo. Il risultato raggiunto è di un campo magnetico che non supera in alcuna sezione i 3 μT , rimanendo pertanto al di sotto del valore obiettivo imposto dal D.P.C.M. 8 Luglio 2003 per le nuove linee elettriche aeree, per le quali si impone un valore limite di esposizione pari a 10 μT .

Le stesse considerazioni valgono per i collegamenti sottomarini a 150 kV; in questo caso all'altezza di 1 m dal fondo del mare il valore di campo magnetico non supera i 3 μT . Per quanto concerne il campo magnetico prodotto dai cavi sottomarini della rete interna a 30 kV il massimo valore di campo, all'altezza di 1 m del fondo del mare, è inferiore a 4,5 μT . È da notare che questa intensità del campo magnetico è di gran lunga minore rispetto a quella media del campo magnetico terrestre in Italia, che varia tra 40 e 50 μT , sebbene quest'ultimo sia stazionario. In linea con le valutazioni formulate negli studi compiuti su impianti analoghi (parchi eolici di Horns Rev e di Nysted, in Danimarca), si ritiene che tale campo magnetico non debba influenzare la fauna e la flora marina.

Sono stati infine valutati l'andamento del campo magnetico e l'ampiezza dell'area di rispetto per i collegamenti terrestri a 150 kV. Per i cavi interrati, alla profondità di 1 m, il campo magnetico ad una distanza di 2 m è di 3 μT . Invece per i cavi in linea aerea, nella sezione di franco minimo, il campo magnetico è inferiore a 3 μT a una distanza dall'asse della linea superiore di 16-18 m.

5 Quadro di riferimento ambientale

Gli elettrodotti aerei che partono dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Larino percorrono un primo tratto in cavo aereo per 9,4 km per collegarsi al punto di raccordo in località Podere San Pietro, nel punto di coordinate 41°49'45"N 15°04'31.60"E; proseguendo poi con un secondo tratto in cavo terrestre per 15,9 km.

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.

5.7.5. Conclusioni

Possiamo concludere che il campo elettromagnetico generato dai collegamenti sottomarini e terrestri avrà un impatto trascurabile sull'uomo. Occorre però mantenere opportune distanze di sicurezza, individuate a seconda della tipologia e della tensione dei cavi.

Per quanto riguarda le altre componenti ambientali abbiamo analizzato gli impatti nei singoli paragrafi ad esse dedicati.

5.8. Rischio di incidenti e collisioni

Nel tratto di mare occupato dal *layout* di progetto non sono state rilevate rotte di navigazione (si veda la Figura 3.27). Il rischio di incidenti e collisioni delle componenti della centrale con le imbarcazioni che seguono la tratta Termoli – Isole Tremiti e Rodi Garganico – Isole Tremiti è quindi da considerarsi nullo. La presenza delle turbine sarà comunque segnalate attraverso sistemi luminosi e pittorici, accogliendo le indicazioni che verranno espresse da parte degli enti preposti alla navigazione navale ed aerea.

5.9. 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 poter valutare sulla base delle osservazioni effettuate, gli eventuali impatti che ad oggi risultano poco definiti.

5 Quadro di riferimento ambientale

Gli impatti sul paesaggio e l'impatto sonoro sono stati opportunamente simulati con appositi *software* di calcolo. La valutazione di tali impatti durante la fase di esercizio, è utile per confermare i risultati delle simulazioni.

Sulla base di queste considerazioni sarà data la disponibilità a contribuire a monitoraggi e studi sull'analisi dell'ecosistema nell'area interessata dagli impianti eolici e, in particolare, allo studio degli effetti sull'avifauna.

5.10. Conclusioni

Nel presente capitolo abbiamo analizzato le componenti ambientali che potrebbero essere soggette a un eventuale impatto a causa della centrale eolica *offshore*. Dopo una descrizione delle caratteristiche di ognuna di queste componenti abbiamo valutato gli impatti su di esse, dovuti alla realizzazione e all'esercizio della centrale eolica *offshore*.

Riassumiamo di seguito le conclusioni raggiunte da ogni singola valutazione.

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica *offshore* localizzata in corrispondenza delle coste pugliesi prospicienti la località di Marina di Chieuti 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.

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 35,3 km², compresa tra le batimetriche dei 18 e 24 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. Un tale fondale, inoltre, non è adatto per la formazione di specie protette quali la poseidonia oceanica. Dai singoli approfondimenti è emerso 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 rispetto al moto ondoso. 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.

5 Quadro di riferimento ambientale

È inoltre atteso un impatto temporaneo dovuto alle attività di manutenzione (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 metodo della Foto simulazione. Dall'analisi dei diversi punti di vista considerati, possiamo affermare che l'impatto visivo può essere considerato di scarsa entità. In particolare nelle località di Termoli e Torre Mileto, sul Lago di Lesina, sulle Isole Tremiti e sulla rotta dell'aliscafo Termoli/Isole Tremiti l'impatto è trascurabile. Dalle località di mare di Punta Pietre Nere e Marina di Chieuti l'impatto risulta maggiore, ma comunque è soggettivo ritenere che tale impatto sia negativo.

L'impatto acustico prodotto da un aerogeneratore è da imputare a fattori di tipo meccanico e 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 del parco eolico dalla costa è di circa 5 km, il rumore generato dagli aerogeneratori è da considerarsi irrilevante; infatti il rumore percepito può ritenersi trascurabile a una distanza di alcune centinaia di metri.

Per quanto concerne l'effetto dei campi elettromagnetici, abbiamo concluso che il campo elettromagnetico generato dai cavi sottomarini, a terra e aerei avrà un impatto trascurabile sull'uomo, mantenendo comunque opportune distanze di sicurezza. 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 che seguono le tratte Termoli – Isole Tremiti e Rodi Garganico – Isole Tremiti è da considerarsi nullo poiché entro la batimetrica di 24 m, e ad una distanza dalla costa di 5 km, non sono state rilevate rotte di navigazione

6. SINTESI DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE

Nel presente capitolo illustriamo sinteticamente i risultati delle analisi e delle valutazioni effettuate all'interno dell'intero Studio di Impatto Ambientale.

In particolare, il primo paragrafo è dedicato alla valutazione degli impatti.

Il secondo paragrafo contiene un accenno agli aspetti socio-economici legati al luogo in cui l'opera sarà realizzata.

Il terzo paragrafo consiste in una sintesi delle misure proposte per mitigare gli impatti potenziali.

Infine, il quarto paragrafo propone le attività per il recupero e il ripristino dell'area di interesse.

6.1. Valutazione degli impatti

In questo paragrafo riportiamo brevemente i risultati ottenuti dallo studio dei diversi impatti sulle diverse componenti ambientali.

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:

- flora e fauna marina e relativi ecosistemi;
- avifauna;
- ambiente marino (qualità dell'acqua, correnti, idrografia);
- paesaggio;
- rumore;
- campi elettromagnetici;
- rischio di incidenti e collisioni.

Ogni componente ambientale così individuata è stata analizzata mediante uno studio di dettaglio e, laddove non era possibile, mediante considerazioni scientifiche e sulla base dell'esperienza specifica.

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 alcun tipo di emissioni atmosferiche, che è la caratteristica principale dello sfruttamento dell'energia eolica.

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

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 altre centrali eoliche europee, 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 35,3 km², tra le batimetriche di 18 e 24 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 e le tartarughe marine, l'impatto è quasi nullo in quanto nell'area in esame non sono state registrate significative presenze di tali specie.

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica *offshore* localizzata al largo di Marina di Chieuti 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 *offshore* danesi e per le centrali *onshore* nazionali.

In particolare gli impatti durante la fase di costruzione possono ritenersi trascurabili, mentre, durante la fase di esercizio, l'unico aspetto che potrà avere una qualche rilevanza è il rischio di collisione. Va inoltre sottolineato il fatto che la maggior parte delle specie di uccelli abitano le zone ricche di vegetazione della zona costiera, in prossimità delle foci dei fiumi, per cui saranno meno portate a spingersi al largo, verso il parco eolico.

La densità di popolazione delle specie più a rischio non è rilevante e, se consideriamo che l'area occupata dalla *windfarm* è di circa 35,3 km² di cui solo una minima percentuale occupato dalle turbine, per una lunghezza nella direzione parallela alla costa di circa 10 km, l'impatto si può considerare in definitiva di scarsa entità.

Gli impatti sulle condizioni delle correnti e dei sedimenti nell'area ove verrà realizzato il parco eolico sono presumibilmente locali e di scarsa entità, sia nella fase di costruzione che in quella di esercizio.

È atteso che si abbia un limitato aumento della concentrazione di rame durante l'attività di esercizio derivante dal lavoro dei 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.

È inoltre atteso un impatto temporaneo dovuto alle attività di manutenzione (durante la fase di esercizio) di torri e fondazioni, attività che richiedono sabbatura e pittura. È importante che vengano effettuate indagini sulla tossicità della pittura utilizzata e che si abbia cura di ridurre il più possibile i residui derivanti da tali attività di manutenzione. Per quanto riguarda la sabbatura si ritiene comunque che la dispersione di sabbia non abbia effetti evidenti sulla qualità dell'acqua.

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

La valutazione del paesaggio è una questione molto soggettiva e pertanto non è facile valutare se la presenza delle turbine arrechi o meno disturbi significativi. Nelle fotosimulazioni realizzate l'impianto è quasi sempre visibile, ma non crea mai un disturbo tale da essere considerato insopportabile. Da questa analisi si può quindi constatare come l'impianto eolico deturpi il paesaggio, per cui l'effetto visivo complessivo dell'opera in progetto risulta pressoché inesistente.

Tale risultato è da mettere in relazione anche con l'ampia spaziatura prevista fra una turbina e l'altra e la loro disposizione a maglia.

Anche gli elementi cromatici e di forma che caratterizzano gli aerogeneratori che verranno utilizzati per il parco eolico offshore contribuiscono a tale risultato.

Il rumore dei macchinari è particolarmente contenuto negli ultimi modelli di aerogeneratori e perciò trascurabile rispetto al rumore aerodinamico delle pale in movimento. Quest'ultimo rumore, del tipo banda larga, è provocato principalmente dallo strato limite del flusso d'aria 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.

Dall'analisi dei risultati illustrati nel presente studio, possiamo concludere che il rumore generato dalla *windfarm* è da considerarsi irrilevante poiché esso è confinato al sito in cui sono collocate le turbine. Per questo stesso motivo è possibile ritenere che il rumore non arrechi alcun disturbo alla flora e alla fauna locali.

Il campo elettromagnetico generato dai collegamenti sottomarini e terrestri avrà un impatto trascurabile sull'uomo. Occorre però mantenere opportune distanze di sicurezza, individuate a seconda della tipologia e della tensione dei cavi.

Per quanto riguarda le altre componenti ambientali abbiamo analizzato gli impatti e, come per il rumore, è possibile ritenere che i campi elettromagnetici non arrechino alcun disturbo alla flora e alla fauna locali.

Nel tratto di mare occupato dal parco eolico non sono state rilevate rotte di navigazione. Il rischio di incidenti e collisioni contro le componenti della centrale da parte delle imbarcazioni che seguono le tratte: Termoli – Isole Tremiti e Rodi Garganico – Isole Tremiti è quindi da considerarsi nullo. La presenza delle turbine sarà comunque segnalata attraverso sistemi luminosi e pittorici, accogliendo le indicazioni che verranno espresse da parte degli enti preposti alla navigazione navale ed aerea.

In fase di realizzazione non sono attesi impatti significativi, se non limitati nel tempo, sulle componenti avifauna, paesaggio, rumore, campi elettromagnetici e rischio di collisione.

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

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.

Per entrambe le attività l'impatto sul fondale marino è comunque di scarsa entità se paragonato ai fenomeni naturali di movimentazione marina del fondale. Anche le vibrazioni dovute alla fase di battitura dei pali sono comunque limitate nel tempo, per cui l'effetto di tali vibrazioni sui pesci può ritenersi trascurabile.

Durante le fasi di installazione e manutenzione della centrale eolica *offshore* aumentano il numero di trasporti effettuati da navi che possono causare un incremento dell'inquinamento atmosferico dovuto a CO₂ ed NO_x.

Infine, non sussiste il rischio connesso alla fuoriuscita di materiale usato come isolante nei cavi, poiché essi non contengono oli o sostanze oleose.

6.2. Impatto socio-economico

La realizzazione della centrale eolica *offshore* potrebbe avere un impatto, 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 Puglia è basata sull'agricoltura e l'allevamento nelle zone più interne, mentre nelle zone costiere prevalgono le attività del settore terziario.

L'industria molisana è in gran parte affidata ad 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.

Le attività del settore primario non risentono in alcun modo della presenza del parco eolico.

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.

Durante la fase di esercizio non dovrebbero generarsi impatti particolari sulle attività di pesca e sugli allevamenti situati nelle vicinanze della centrale eolica.

La costruzione dell'impianto eolico non avrà alcuna rilevanza per l'attività di pesca a strascico poiché nell'area occupata dal parco eolico, la pesca a strascico è già vietata.

È inoltre previsto un intervento teso alla protezione e all'incremento della fauna alieutica. L'intervento proposto consiste nell'integrazione delle strutture per la produzione di energia eolica con interventi modulari del tipo a barriere artificiali, cui si aggiungono strutture per la

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

molluschicoltura del tipo a *long line*. La finalità è quindi quella di rafforzare la forte valenza ambientale di un progetto rivolto allo sviluppo di energia pulita, tramite interventi che prevedono una particolare attenzione alla salvaguardia e all'incremento delle risorse alieutiche.

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 impianti eolici *offshore*, 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 a un impianto eolico tradizionale risiede oltre che nelle caratteristiche anemologiche più favorevoli, anche nel fatto che la porzione di territorio occupata è sufficientemente distante dai centri abitati da non arrecare alcun disturbo.

Infatti l'unico impatto significativo che potrebbe essere percepito è quello sul paesaggio. Esistono però diversi modi di interpretare la presenza della centrale *offshore*: taluni pensano che essendo l'impianto eolico una costruzione realizzata dall'uomo, essa alteri lo scenario naturale della costa, mentre altri, essendo questa una delle prime centrali di questo tipo realizzate, ritengono che possa divenire un'attrazione turistica.

Nel nostro caso particolare, la costa di Chieti, presenta alcune località balneari frequentate soprattutto nel periodo estivo come Marina di Chieti, Marina di Lesina (Punta Pietre Nere) e Torre Mileto. Il litorale è quindi caratterizzato da zone edificate discontinue con edifici multipiano (alberghi e strutture turistiche) o case soprattutto per i villeggianti.

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), è circa 80 volte superiore a quella necessaria alla sua costruzione, manutenzione, esercizio, dismissione. 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.

La realizzazione della centrale eolica *offshore* oggetto del presente studio potrebbe avere un'importante impatto positivo anche sull'occupazione. A tal proposito, 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.

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

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*, favorirebbe quindi l'aumento di posti di lavoro a livello locale, senza interferire con le altre attività tipiche delle regioni Puglia e Molise.

6.3. 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.

Gli impatti su flora e fauna marini possono essere mitigati con i seguenti opportuni accorgimenti in fase progettuale.

- 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.
- 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.
- Poiché la frequenza e 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.
- I cavi sottomarini dovranno essere opportunamente posati o schermati in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.

Per minimizzare o annullare gli impatti sull'avifauna, saranno applicati i seguenti opportuni accorgimenti in fase progettuale.

- 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

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

durante i periodi di riproduzione e di permanenza in tali aree. I monopali scelti per il progetto della centrale eolica in Puglia, hanno un impatto minore rispetto alle fondazioni a gravità.

- 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* sarebbero senza dubbio maggiori rispetto a quelli prodotti da una centrale *offshore*. La distanza minima della centrale al largo della costa della Puglia è di 5 km e, in generale, si può dire che il numero di uccelli migratori diminuisce man mano che ci si allontana dalla costa. È anche vero, però, che non ci sono grosse informazioni sulla migrazione degli uccelli a distanze elevate dalla costa.
- 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 in corrispondenza a fondali compresi tra 18 e 24 m di profondità.
- Una volta decisa la potenza nominale dell'impianto da installare, si è scelto di utilizzare un numero di turbine relativamente minore ma di maggiore taglia poiché si ritiene che aumentando la dimensione delle turbine il rischio di collisione con gli uccelli migratori diminuisca grazie ad una maggior visibilità delle turbine stesse.
- È prevista 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.
- Le turbine saranno di colore bianco, che le rende maggiormente visibili rispetto a colori sul grigio-blu; tale accorgimento riduce il rischio di collisione. Inoltre esse saranno segnalate con opportune luci per evitare collisioni con il traffico aereo e navale, anche se alcune specie potrebbero essere comunque attratte dalle luci stesse.

Gli impatti sull'ambiente marino possono essere mitigati con opportuni accorgimenti in fase progettuale.

- Evitare la localizzazione del parco eolico in aree instabili morfologicamente: il *layout* di progetto è stato posizionato in una zona morfologicamente stabile.
- 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.
- Ottimizzare i metodi costruttivi al fine di non alterare il regime ondoso e non favorire il degrado della morfologia costiera.
- Per le attività di manutenzione e 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 e quindi un rendimento

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

identici 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 in mare.

- La dispersione di rame, derivante dall'usura dei cuscinetti delle turbine, deve essere limitata tramite l'uso delle BAT, le migliori tecnologie attualmente disponibili.

Gli impatti visivi, benché la valutazione sia soggettiva, possono essere mitigati con i seguenti opportuni accorgimenti.

- 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;
- Maggior distanza possibile dalla linea di costa in modo da minimizzare la visibilità;
- Disposizione delle turbine in modo da minimizzare l'impatto visivo: le turbine sono state disposte a maglia, con il lato maggiore di essa parallelo alla costa.

È evidente che tutte queste attività di mitigazione devono essere effettuate nei limiti delle misure che garantiscono la sicurezza. Ad esempio l'assenza di luci segnaletiche potrebbe diminuire l'impatto visivo, ma rappresenterebbe un pericolo nei confronti del rischio di collisione di navi o aerei. È infatti necessario effettuare analisi al fine di individuare un giusto equilibrio tra l'aspetto riguardante la sicurezza e l'aspetto riguardante l'impatto visivo.

La valutazione preliminare di impatto acustico effettuata ha 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.

6.4. 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.

Infatti, 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

6 Sintesi degli impatti e misure di mitigazione

delle fondazioni esistenti, si potrebbe procedere allo smantellamento, ad esempio, delle sole torri eoliche, preservandone le fondazioni che verrebbero utilizzate per nuove turbine.

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, ecc.); 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 rimossi e conferiti agli impianti di recupero e trattamento adatti.

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.

7. BIBLIOGRAFIA

7.1. Principali riferimenti bibliografici

Protocollo di Kyoto per la convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, Dicembre 1997

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

Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, redatto nell'Aprile 1999, approvato dal CIPE nella riunione del 6 Agosto 1999

ADRICOSM Final Scientific Report, INGV, 2003

Wind Force 12, Greenpeace in collaborazione con il Global Wind Energy Council (GWEC), Giugno 2005

Offshore Wind Implementing, a New power House for Europe elaborato dalla "Deutsche WindGuard GmbH", pubblicato da Greenpeace International, Marzo 2005

QualEnergia, bimestrale di Legambiente, annoV – numero 2 – marzo-aprile 2007

Global Wind 2006 Report, Global Wind Energy Council (GWEC)

Wind Energy Barometer, EurObserv'er, febbraio 2007

Rapporto di Sostenibilità Ambientale, 2004, ARPA Puglia

Il Mare in Puglia, 3/03, ARPA Puglia

PEAR – Piano Energetico Ambientale Regionale, Regione Puglia, Dicembre 2006

7 Bibliografia

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

Profilo Climatico dell'Italia, di Petrarca S., Spinelli F., Cogliani E., Mancini M., produzione ENEA, vol. 5, Aprile 1999

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

Club for Reconversion Energy System: <http://www.energoclub.it/a%20eolico.htm>

WWF, Mediterranean Marine Gap Analysis, di S. Cirlaco e C. Franzosini

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

Ecologia e protezione dell'Ambiente marino e costiero, di N. Della Croce, R. Cattaneo Vietti, R. Danovaro, 1997

Formulario Standard della rete Natura 2000 relativo al pSIC IT9110015 – Duna e Lago di Lesina – Foce del Fortore:

La migrazione degli uccelli, di A. Toschi, Bologna 1939.

Gli uccelli nei loro ambienti, di J. Dejonghe, collana Ecoguide, 1991

Uccelli d'Europa, di Bertel Bruun, 1979

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

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

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

Valutazione delle risorse demersali nell'Adriatico meridionale dal Promontorio del Gargano al Capo d'Otranto. G. Marano, 1994 - 1996

Impacts of artificial reefs on fishery production in Shimamaki, Japan. J.J. Polovina, I. Sakai (1989). Bulletin of Marine Science 44 (2)

Fish behaviour to infrasound , Enger et al. (1993)

Il ruolo delle associazioni nello sviluppo delle energie rinnovabili di Simone Togni, Segretario Generale ANEV - Rimini, 9 novembre 2005

Resoconto Ornitologico Italiano – Anno 2004, a cura di Ugo Mellone, Maurizio Sighele, Emiliano Arcamone, <http://www.ebnitalia.it/files/ROI2004.pdf>

Energia eolica: tra passato e futuro un'alternativa attuale, di A. Mercanti, R. Granatella, A. La Manna, Alinea Editrice, 2002

Nuova Lista Rossa degli uccelli nidificanti in Italia, Lipu-WWF, a cura di E. Calvario, M. Gustin, S. Sarrocco, U. Gallo-Orsi, F. Bulgarini, F. Fraticelli, con la collaborazione di A. Gariboldi, P. Bricchetti, F. Petretti, B. Massa

Ministero per i Beni e le Attività Culturali (MiBAC), Linee Guida per l'inserimento paesaggistico degli interventi di trasformazione territoriale, "Gli impianti eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica", dicembre 2006

Checklist degli uccelli in Puglia, Moschetti, Sigismondi, Scebba, 1996

Linee guida per la valutazione dell'impatto ambientale degli impianti eolici, Regione Toscana, febbraio 2004

Windfarms and birds: an analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assesment criteria and site selection issues, Langston R.H.W., Pullan J.D., 2002 (ined.), BirdLife report

Spiaggiamenti di tartarughe marine lungo le coste pugliesi - Analisi dei dati dal 1996 al 2006, Regione Puglia – Assessorato Ecologia, dicembre 2006

7 Bibliografia

7.2. Siti internet

<http://atlanteeolico.cesiricerca.it>
www.foadriamed.org
www.sibm.it (Società Italiana di Biologia Marina)
www.repubblica.it/2007/05/sezioni/ambiente/kyoto-italia/kyoto-italia/kyoto-italia.html
<http://www.mclink.it/n/tevere/riserva/circus.htm>
http://www.legambientearcipelagoscano.it/biodiversita/uccelli/rapacidiurni/schede/albanella_areale.htm
<http://www.riservavico.it/rapaci.html#albanella>
<http://www.istitutoveneto.it/veneziana/divulgazione/valli/index.php?id=98>
<http://www.regione.emiliaromagna.it/agricoltura/faunistico/carta/book/cvf/cap6/alzu/comba.htm>
<http://www.ebnitalia.it/QB/QB002/corallino.htm>
Sito del Ministero dell' Ambiente, informazioni sulla biodiversità in Italia, sez. Fauna:
http://www.minambiente.it/Sito/settori_azione/scn/CHM/fauna.htm
Sito di APAT Idromare: <http://www.idromare.com/dati.php>
Sito per informazioni sulle specie ittiche: <http://www.mareinitaly.it/pesci.php>
Sito dell'ARPAT per la valutazione di campi elettromagnetici generati dagli elettrodotti:
http://www.arpat.toscana.it/radiazioni/ra_nir_elettrodotti.html
Sito della British Wind Energy Association, riguardo ad uno studio effettuato sull'impatto sonoro: <http://www.bwea.com/pdf/noise.pdf>
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.ittiofauna.org/provinciarezzo/fauna_ittica/Schede/schedespecie/alborellappenninica.htm
<http://www.irepa.org/irepa/sistan/dr2005.html>
<http://www.birdguides.com/species/>
<http://www.istitutoveneto.it/veneziana/divulgazione/valli/index.php?id=102>
<http://www.galkroton.it/ambiente/uccelli.html>
<http://www.ebnitalia.it/QB/QB009/falaropi.htm>
<http://parco.ogliosud.it/ogliosud/fauna.jsp?idarea=2&idsarea=16&idssarea=25>
http://www.regione.emiliaromagna.it/agricoltura/faunistico/carta/book/cvf/cap6/aler/gabbros_.htm
<http://www.animalinelmondo.com/animali/vedi.php?NewsId=748>
www.lifenatura.it
www.wwf.it
www.lipu.it
www.ittiofauna.org
www.terredelmediteaneo.org
<http://www.sardegnaforeste.it/j/v/159?s=40562&v=2&c=1583&t=1>
www.ebnitalia.it

7 Bibliografia

<http://www.politicheagricole.it/PescaAcquacoltura/default.htm>
http://www.mediterraneo.coop/old_site/pesca_resp/demersali/testo9.htm
Sito sulle informazioni sulle specie ittiche: <http://www.mareinitaly.it/pesci>
<http://www.whale-watch.org/whales.nsf/pages/tursiope>
<http://www.oceanomare.info/progetto3.htm>
http://www.ittiofauna.org/webmuseum/reptili/chelonia_mydas01.htm
<http://www.animalieanimali.it/enciclopedia/stenella.pdf>
<http://www.whale-watch.org/whales.nsf/pages/delfino>
http://www2.minambiente.it/sito/settori_azione/scn/rete_natura2000/elenco_cartografie/sic.asp
<http://www.comune.termoli.cb.it/default.htm>
<http://www.folclore.it/Viandante/SchedaComune.asp?IdComune=2059>
http://www.comunelesina.it/ambiente_territorio.asp
<http://wwwbioitaly.casaccia.enea.it/wwwbioitaly/>
<http://siar.molise.it/siar/siar.nsf>
<http://www.inea.it/ops/prograob1/por/molise/pormolise2005/cap1.pdf>