



**CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI
PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI -
SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO**

PROGETTO DEFINITIVO

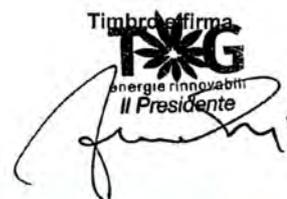
<p>ELABORATO</p> <p>PRO-REL-01</p>	<p>TITOLO</p> <p>RELAZIONE TECNICA GENERALE</p>	<p>SCALA</p> <p align="center">-</p>
---	--	--------------------------------------

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



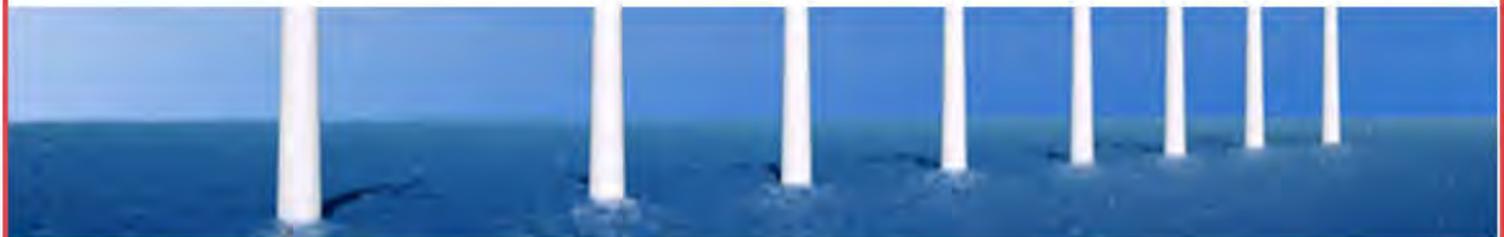
TG Energie rinnovabili S.r.l.
Ravenna via Zuccherificio n.10
P.IVA 02260730391



Gruppo di progettazione

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

Ing. Franco Cesari



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	06-03-2013	Data edizione	

Il presente documento è proprietà riservata di TG S.r.l. Ai sensi dell'art. 2575 C.C. è vietata la riproduzione, la pubblicazione e l'utilizzo senza espressa autorizzazione.

REVI-SIONE	DATA	STATO ATTUALE E MODIFICHE	AUTORE	APPRO-VATO
00	Marzo 2013	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem Nuovo layout campo a mare Impianto elettrico a terra/mare Potenziale eolico & producibilità Caratterizzazione geomorfologica del sito & Geotecnica Previsione del rischio archeologico a mare Impatto archeologico su cavidotto Valutazione dell'incidenza ambientale flora e fauna Idrologia & idraulica, Studio dei processi erosivi Studio meteomarinario del paraggio di Cerano Area di ripopolamento</i>	<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli Grasso Fiandaca Gardini Calò, Taurino Colucci, Auriemma Caprino Arzemi, Marzano Piccinni, Angarano Piccinni, Angarano Scordella</i>	<i>Cesari</i>
01	Aprile 2013	<i>Inserimento Capp. 5, 9, 10 & 11 Modifiche a Tabb. 3.1.1/3.6.1;Capp. 3, 8 & 9</i>	<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli</i>	<i>Cesari</i>
02	Maggio 2013	<i>Modifiche Cap. 9</i>		<i>Cesari</i>

INDICE

CAP. 1	9
ACCETTABILITA'	9
1.1 FINALITA' DELL'INIZIATIVA.....	11
1.2 ..E SUE PROPRIETA'	12
CAP.2	13
INSEDIAMENTI EOLICI OFFSHORE.....	13
2.1 INIZIATIVE INTERNAZIONALI	15
2.2 INIZIATIVE NAZIONALI.....	19
CAP. 3.....	21
L'IMPIANTO EOLICO OFFSHORE	21
ED IL SUO FUNZIONAMENTO	21
3.1 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO	23
3.2 AEROGENERATORE E RELATIVE CARATTERISTICHE.....	33
3.2.1 Descrizione dell'aerogeneratore.....	33
3.2.2 Sistemi componenti dell'aerogeneratore.....	36
3.2.2.1 Rotore e navicella	36
3.2.2.2 Pale.....	37
3.2.2.3 Sistema di controllo	38
3.2.2.4 Regolazione del passo, d'imbardata e di freno	39
3.2.2.5 Moltiplicatore di giri e generatore elettrico	40
3.2.2.6 Trasformatore.....	41
3.2.2.7 Sistema di raffreddamento e di condizionamento.....	42
3.2.2.8 Sensori di controllo e di sicurezza	42
3.2.3 Dati tecnici dell'aerogeneratore	45
3.2.3.1 Specifiche tecniche dell'aerogeneratore	45
3.2.3.2 Tipologie di aerogeneratori.....	49
3.2.3.3 Assetto verticale della turbina.....	54
3.3 FORMA, DIMENSIONI, MATERIALI E SPECIFICHE TECNICHE DELLA STRUTTURA PORTANTE.....	55
3.3.1 Forma e componenti.....	55
3.3.2 Sottostruttura (jacket) e sovrastruttura (deck).....	58
3.3.3 Palo di fondazione	62
3.3.4 Struttura per l'attracco di naviglio (Boat Landing).....	64
3.3.5 J-Tube.....	65
3.3.6 Scale e passerelle.....	66
3.3.7 Zoccolo di base (Mud Mat).....	67
3.3.8 Protezione superficiale e catodica	67
3.3.9 Specifiche Tecniche della fondazione.....	69

3.4	SITO A MARE	75
3.4.1	Topografia del campo eolico.....	76
3.4.2	Area occupata e vincolata	77
3.5	OPERE ELETTRICHE A MARE ED A TERRA.....	80
3.5.1	Opere elettromeccaniche a mare	80
3.5.1.1	Componenti a mare	80
3.5.1.2	Disposizione del cavo sottomarino	83
3.5.1.3	Trasporto dell'energia prodotta tra le diverse unità a mare	85
3.5.2	Trasporto a terra dell'energia prodotta.....	87
3.5.3	Specifiche tecniche.....	90
CAP. 4	91
	OPERAZIONI PER L'AVVIO, IL FUNZIONAMENTO,	91
	LA MANUTENZIONE E LA DISMISSIONE	91
	A FINE VITA DELL'IMPIANTO	91
4.1	ESERCIZIO DELLA CENTRALE.....	93
4.1.1	Gestione e monitoraggio dell'impianto.....	93
4.1.2	Avviamento	94
4.1.3	Assicurazioni e qualifiche	94
4.2	MANUTENZIONE	95
4.2.1	Manutenzione preventiva	95
4.2.2	Manutenzione straordinaria.....	97
4.2.3	Mezzi per la manutenzione	98
4.3	DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO.....	99
4.3.1	Aspetti procedurali, formali ed esecutivi della dismissione e dello smantellamento delle opere a mare	100
4.3.2	Dismissione e smantellamento delle opere a terra	102
CAP.5	103
	INSERIMENTO AMBIENTALE E PAESAGGISTICO	103
5.1	COMPATIBILITÀ AMBIENTALE.....	105
5.1.1	Impatto visivo.....	107
5.1.2	Impatto acustico	110
5.1.2.1	Considerazioni normative	110
5.1.2.2	Azioni effettive da parte delle turbine eoliche	111
5.1.3	Impatto elettromagnetico.....	113
5.1.3.1	Generalità ed influenza sulle telecomunicazioni da parte delle turbine eoliche a mare.....	113
5.1.3.2	Salute ed aspetti normativi.....	114
5.1.3.3	Influenze da parte delle opere elettriche della centrale eolica	115
5.1.4	Impatto sull'ambiente biotico (animale) marino	118
5.1.4.1	Comportamento dei grandi mammiferi.....	118
5.1.4.2	Relitti e sedimenti	118
5.1.4.3	Biodiversità e campi elettromagnetici	120
5.1.5	Impatto sull'ambiente biotico (botanico) marino.....	120
5.1.6	Impatto sull'ambiente abiotico marino	121
5.1.7	Interazione con l'avifauna.....	122
5.1.7.1	Ipotesi di lavoro	122
5.1.7.2	Considerazioni orientative sul sito a mare	124
5.1.7.3	Considerazioni orientative sul cavidotto a terra.....	125
5.1.8	Vincoli archeologici, paesaggistici e genericamente impliciti nelle caratteristiche dell'insediamento eolico	127

5.1.9	Salvaguardia dell'ambiente	128
5.1.10	Interferenze positive generali	130
5.2	IMPATTO SULL'AMBIENTE BIOTICO DEL FONDALE MARINO	133
5.2.1	Criteri informativi	133
5.2.2	Scopi e risultati della ricerca	134
5.2.3	Impatti derivanti dalla imposizione del campo eolico e possibili mitigazioni.	140
5.2.4	Batimetrie delle unità del campo eolico	141
5.3	FATTIBILITÀ DI AREA DI RIPOPOLAMENTO NEL CAMPO EOLICO.	143
5.3.1	Barriere artificiali	143
5.3.2	Oasi di ripopolamento artificiali in Italia	146
5.3.3	Scopi ed obiettivi dell'area di ripopolamento nel sito di Cerano.....	148
5.4	STUDIO IDROLOGICO ED IDRAULICO MARINO	151
5.4.1	Inquadramento geografico e morfologico del paraggio di Cerano	151
5.4.1.1	Altimetria, corsi d'acqua e centri abitativi.....	151
5.4.1.2	Regime pluviometrico.....	152
5.4.1.3	Litorale prospiciente il sito eolico.....	154
5.4.2	Moto ondoso e relativo dimensionamento strutturale	157
5.4.2.1	Dati sul moto ondoso	157
5.4.2.2	Dati assunti nel P.D.....	159
5.4.3	Correnti longitudinali e di circolazione.....	160
5.4.3.1	Correnti longitudinali.....	160
5.4.3.2	Evoluzione del litorale	161
5.4.3.3	Caratteristiche delle acque e delle correnti mediterranee	164
5.4.3.4	Correnti di circolazione.....	168
5.4.3.5	Dati per il progetto	172
5.5	STUDIO GEOLOGICO E GEOTECNICO	173
5.5.1	Studi generali.....	173
5.5.2	Caratterizzazione lito-stratigrafica dei terreni di fondazione.....	174
5.5.2.1	Limi sabbioso-argillosi sommitali.....	175
5.5.2.2	Argille grigio-azzurre di base.....	176
5.6	CORRELAZIONI EOLICHE.....	177
5.6.1	Considerazioni sul regime eolico	177
5.6.2	Rilevazioni dalla stazione anemometrica di Brindisi.....	180
5.6.3	Stime di potenziale eolico per il P.D. di Cerano	181
5.6.4	Caratteristiche delle misure dirette.....	185
5.7	STUDIO SISMICO.....	189
5.8	PREVISIONE DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO	191
5.8.1	Premesse e zona d'indagine	191
5.8.2	Cenni storici	193
5.8.3	Evidenze e rinvenimenti.....	193
CAP.6	195
CRONOGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE	195
DEL CAMPO EOLICO	195
6.1	FASI DEL PROGRAMMA.....	197
6.2	TEMPI DEL PROGRAMMA.....	199
CAP. 7	201
MEZZI ED ACCESSIBILITÀ PER LA REALIZZAZIONE,	201
L'UTILIZZO, LA MANUTENZIONE E LA DISMISSIONE	201
DELL'INSEDIAMENTO EOLICO	201
7.1	DATI GENERALI SULLE INFRASTRUTTURE E SUI TRASPORTI.....	203

7.1.1	Descrizione dello stato attuale delle infrastrutture locali	203
7.1.2	Descrizione dello stato attuale delle strade	205
7.1.2.1	Autostrade	205
7.1.2.2	Strade nazionali e provinciali.....	205
7.1.3	Collegamenti ferroviari	207
7.1.3.1	Rete ferroviaria.....	207
7.1.3.2	Stazione ferroviaria	208
7.1.4	Trasporti aerei	209
7.1.4.1	Aeroporto di Brindisi	209
7.1.4.2	Dati tecnici dell' Aeroporto di Brindisi	210
7.1.5	Portualità	212
7.1.5.1	Il porto di Brindisi.....	212
7.1.5.2	Scheda tecnica del porto di Brindisi	214
7.1.6	Localizzazione ed area del cantiere.....	217
7.1.6.1	Localizzazione del cantiere.....	217
7.1.6.2	Superficie del cantiere.....	219
7.2	ACCESSIBILITÀ AL SITO E MANUTENZIONE	221
7.2.1	Criteri di accessibilità al sito	221
7.2.2	Accessibilità alle unità a mare.....	222
7.2.2.1	.. via mare.....	222
7.2.2.2	..via aerea	222
7.2.3	Interventi durante il funzionamento della centrale.....	223
7.2.4	Manutenzione di sistemi a mare.....	224
7.3	ACCESSO AI COMPONENTI PER I TRASPORTI E PER I LAVORI A MARE	225
7.3.1	Criteri per i montaggi a mare	225
7.3.1.1	Periodi di lavoro a mare	225
7.3.1.2	Distanze di sicurezza durante le operazioni a mare	226
7.3.1.3	Accesso dal mare alla fondazione ed alla torre.....	226
7.3.2	Trasporti a mare dei componenti dell'insediamento eolico	229
7.3.2.1	Aspetti procedurali.....	229
7.3.2.2	Mezzi navali e programma di lavoro	230
7.3.2.3	Pontone autosollevante o jack-up	233
7.3.3	Installazione della fondazione e dell'aerogeneratore nel sito a mare.....	235
7.3.3.1	Installazione della fondazione trasportata in posizione verticale	235
7.3.3.2	Installazione a mare in successione dei componenti dell'aerogeneratore	237
7.4	INTERRO DEI CAVI SOTTOMARINI	243
7.4.1	Criteri generali.....	243
7.4.2	Attraversamento del "posidonieto" e conseguenti mitigazioni	246
7.4.2.1	Caratteristiche del tracciato.....	246
7.4.2.2	Indicazioni generali sulle condizioni del tracciato.....	251
CAP.8	257
PRIMA CARATTERIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	257
8.1	PARAMETRI DELLA CENTRALE	259
8.2	ENERGIA PRODOTTA	261
8.2.1	Energia generata annualmente	261
8.2.2	Numero famiglie alimentabili dalla centrale eolica	261
CAP. 9	263
STIMA DEI COSTI E DEI RICAVI	263
9.1	COSTI CAPITALE	265

9.2	COSTI VARIABILI	267
9.3	VALUTAZIONE DEL PIANO ECONOMICO AL PRIMO ANNO	271
CAP. 10	273
INSERIMENTO SOCIO-ECONOMICO		273
10.1	IMPIANTO EOLICO ED ATTIVITÀ LOCALI	275
10.2	CENNI DEMOGRAFICI.....	276
CAP. 11	281
INQUADRAMENTO LEGISLATIVO,		281
PROCEDURE PER AUTORIZZAZIONI		281
E NORMATIVE		281
11.1	QUADRO LEGISLATIVO E PREMESSA STORICA.....	283
11.1.1	Premessa storica	283
11.1.2	Autorizzazione degli impianti offshore.....	284
11.1.2.1	Procedure di autorizzazione.....	285
11.1.2.2	Procedure di VIA	287
11.2	QUADRO NORMATIVO ATTUALE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI	288
11.3	ITER AUTORIZZATIVO ED AUTORIZZAZIONE UNICA	295
11.4	PROCEDURA PER L'OTTENIMENTO DELLA CONCESSIONE.....	297
11.5	CONSIDERAZIONI SULL'ITER AUTORIZZATIVO	299



CAP. 1
INSEDIAMENTO EOLICO E CRITERI DI
ACCETTABILITA'

1.1 FINALITA' DELL'INIZIATIVA

I motivi fondamentali della localizzazione di un insediamento eolico nel bacino di mare indicato nel progetto sono diversi ed oltremodo validi per confermare l'accettabilità di una simile iniziativa.

Bisogna tener presente *alcuni* fattori, che possono indirizzare in modo pertinente la scelta del progetto

- *l'interesse*, espresso dalle Amministrazioni locali e regionali, per una *installazione eolica di potenza* in grado di offrire un contributo sostanziale di energia pulita alla comunità locale con ritorno economico dall'esercizio del parco;
- la disponibilità di rilevazioni anemometriche anche non locali, utili almeno dal punto di vista storico ed orientativo, per formulare alcune *valutazioni sulla producibilità*, che dovranno essere confermate da misure dirette (in mancanza di queste potrebbero permettere di tentare le valutazioni di primo dimensionamento);
- l'assenza di *emissioni inquinanti* (anidride carbonica, residui da combustione, etc.) e *minime influenze* sull'ambiente e sulla percezione da parte della popolazione dell'insediamento a mare;
- la *valorizzazione dell'area* già investita da infrastrutture industriali e contemporaneamente dedita ad intensa vocazione agricola e turistico-ambientale;
- il *favore abbastanza netto* delle organizzazioni pubbliche e della comunità locale nei confronti di un siffatto investimento e della conseguente realizzazione a mare del parco eolico;
- le *caratteristiche del sito eolico* (distanza dalla costa, etc.) e *della centrale* (sistemazione delle turbine, dimensioni dei convertitori, accorgimenti per ridurre la sensibilità visiva, etc.);
- *committente TG. S.r.l., V. Zuccherificio, 10, Mezzano (RA).*

1.2 ..E SUE PROPRIETA'

Oltre al presupposto del significativo potenziale eolico -su cui occorre predisporre rilevazioni, calcoli e valutazioni statistiche in merito, partendo da rilevazioni storiche, a conferma dell'orientamento verso la costituzione dell'impianto eolico- sono da valutare tra gli altri la *valorizzazione dell'iniziativa può avere sul territorio* in relazione ai suoi contenuti tecnico-scientifici ed alle specificità di tale zona, la creazione di posti di lavoro, l'utilizzazione e la qualificazione di attività industriali esistenti o nascenti nel settore delle energie alternative, la ricaduta sull'immagine ecologica dell'utilizzo di energia pulita presso la comunità, l'eventuale contributo a sostegno dei servizi locali (illuminazione pubblica, etc.) e via dicendo.

Tra le fonti energetiche rinnovabili, l'eolica è attualmente quella che presenta un maggior *grado di competitività*, vantando le migliori caratteristiche in termini di minor costo del kWh prodotto, di quantità di energia generata per unità di superficie utilizzata, ovvero di minor occupazione del suolo, di impatto complessivo più che accettabile sull'ambiente, oltre alla disponibilità della rete elettrica nella regione e nella zona di costa fronteggiante il sito a mare in modo da compensare adeguatamente i quantitativi di energia ivi prodotti nel confronto di bilanci energetici provinciali e regionali.



Fig. 1-1. Campo eolico con mare grosso

CAP.2 INSEDIAMENTI EOLICI OFFSHORE

Tra le fonti di energie nuove e rinnovabili, *l'energia eolica* è attualmente quella che presenta, come si è osservato nel paragrafo precedente, un maggior grado di competitività, tenuto anche conto il prezzo del barile petrolifero per una economia, legata alle forniture estere, come è quella italiana. Anche se è in evidente ritardo, l'Italia negli ultimi anni ha cominciato ad allinearsi con i tassi di crescita del mercato internazionale, facendo aumentare significativamente dalla fine del 1999 ad oggi, la potenza installata.

Il prossimo grande mercato per l'industria eolica sarà sicuramente costituito dagli *impianti offshore*. È opinione ormai consolidata che siti adatti per gli impianti eolici soprattutto di grandi dimensioni comincino a scarseggiare nelle aree densamente popolate di molti paesi Europei. Pertanto, l'unico modo di affrontare gli obiettivi comunitari di penetrazione dell'eolico consiste nell'impiego di aree marine prospicienti le coste.

La disponibilità di risorse eoliche con caratteristiche favorevoli (sul mare il vento ha minori ostacoli naturali che sui parchi a terra) e vasti spazi in acque poco profonde non lontane dalla costa (almeno sin tanto che non si impongano strutture semisommerse del tipo floating per le turbine da collocare anche in alto mare) costituiscono due aspetti di rilevanza essenziale per un futuro con largo sviluppo dell'*offshore* in molti stati europei, specialmente affacciati sul Mar del Nord e sul Mar Baltico. Il potenziale per questa tecnologia è altissimo, ma può richiedere supporti di ricerca e di sviluppo (anche notevoli).

2.1 INIZIATIVE INTERNAZIONALI

I primi esempi di *impianti offshore* sono stati realizzati nei paesi del Nord Europa, che sono caratterizzati da un forte impegno ambientale, come la Danimarca, la Germania, l'Olanda e la Svezia, e che hanno iniziato, sia realizzando centrali *semi-offshore*, vale a dire utilizzando infrastrutture già esistenti in zone costiere, come pennelli a mare, dighe foranee e banchine di porti (situazioni, quindi, di minimo impatto e costi di realizzazione contenuti), sia direttamente a mare.

A livello europeo molti paesi, come Spagna, nazioni del Nord Europa, Germania, hanno già avviato *programmi eolici* molto ambiziosi. Basti pensare ai progetti delle autorità tedesche, che prevedono di installare circa 12.000 turbine eoliche a mare nei prossimi 10-15 anni per una potenza complessiva installata di circa 50/60 GW.

Per una doverosa documentazione degli impianti esistenti si riproduce l'elenco della Tab. 2.1.1, che è stato redatto da una rivista tecnica (*Absolute Astronomy*) al pari degli insiemi proposti e costituenti le altre tabelle, inserite nel paragrafo (Tabb. 2.1.2/3).

La potenza installata a tutto il Settembre 2010 risulta essere di 2.746 MW. L'impianto di maggior potenza è quello detto di Thanet (Thanet Offshore Wind

Project, 300 MW), seguito dal campo danese di Horns Rev II (209 MW) di poco più potente dell'altro sito danese di Rødsand II (207 MW).

Tab. 2.1.1. Venticinque impianti eolici offshore tra quelli realizzati nel mondo

Campo eolico	Potenza Installata (MW)	Nazione		Inizio funzionamento
Thanet	300	United Kingdom	100 ×	2010
Horns Rev II	209	Denmark	91 × 2.3-93	2009
Rødsand II	207	Denmark	90 × 2.3-93	2010
Lynn and Inner Dowsing	194	United Kingdom	54 × Siemens 3.6-107	2008
Robin Rigg (Solway Firth)	180	United Kingdom	60 × Vestas V90-3MW	2010
Gunfleet Sands	172	United Kingdom	48 × Siemens 3.6-107	2010
Nysted (Rødsand I)	166	Denmark	72 × Siemens 2.3	2003
Horns Rev I	160	Denmark	80 × Vestas V80-2MW	2002
Princess Amalia	120	Netherlands	60 × Vestas V80-2MW	2008
Lillgrund	110	Sweden	48 × Siemens 2.3	2007
Egmond aan Zee	108	Netherlands	36 x Vestas V90-3MW	2006
Donghai Bridge	102	China	34 × Sinovel SL3000/90	2010
Barrow	90	United Kingdom	30 × Vestas V90-3MW	2006

Burbo Bank	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2007
Kentish Flats	90	United Kingdom	30 × Vestas V90-3MW	2005
Rhyl Flats	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2009
Alpha Ventus	60	Germany	6 × REpower 5M, e 6 × Areva Wind M5000-5M	2009
North Hoyle	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2MW	2003
Scroby Sands	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2MW	2004
Middelgrunden	40	Denmark	20 × Bonus 2MW	2001
Kemi Ajos I + II	30	Finland	10 × WinWinD WWD-3-100	2008
Thornton Bank I	30	Belgium	6 × REpower 5 MW	2008
Vänern	30	Sweden	10 × WinWinD WWD-3-100	2010
Arklow Bank	25	Ireland	GE	2004
Samsø	23	Denmark	10 × Siemens 2.3	2003

Ben 1.326 MW in dieci impianti sono disponibili in Gran Bretagna, mentre negli altri paesi si connotano 805 MW in 6 centrali danesi, 228 MW in due campi olandesi, 140 MW in due siti svedesi, 102 MW in un'unica realizzazione cinese, 60 MW in una sola impresa tedesca e rispettivamente 30 MW, 25 MW e 30 MW per una singola iniziativa in Belgio, in Irlanda ed in Finlandia.

Ad un completo censimento mancano poche altre installazioni, costruite agli inizi dei programmi eolici a mare e negli anni '90 del secolo passato -che, per altro, è trascorso da poco- come Vindeby, Beatrice, Lely.

Tab. 2.1.2. Impianti in fase progettuale od autorizzativa

<i>Dogger Bank</i>	<i>9.000 (Great Britain)</i>
<i>Norfolk Bank</i>	<i>7.200 (Great Britain)</i>
<i>Irish Sea</i>	<i>4.200 (Great Britain)</i>
<i>Hornsea</i>	<i>4.000 (Great Britain)</i>
<i>Firth of Forth</i>	<i>3.500 (Great Britain)</i>
<i>Bristol Channel</i>	<i>1.500 (Great Britain)</i>
<i>Moray Firth</i>	<i>1.300 (Great Britain)</i>
<i>Triton Knoll</i>	<i>1.200 (Great Britain)</i>
<i>Codling</i>	<i>1.100 (Ireland)</i>

Si potrebbero citare anche i progetti, che si stanno appena impostando o si vanno sviluppando. Si dà per dovere di cronaca qualche ragguaglio con la lista, che è contenuta nella Tab. 2.1.2.

Si dovrebbero aggiungere anche le attività per una iniziativa, che sembra trovarsi in uno stadio ben più avanzato di quello di un semplice studio e che riguardano il cosiddetto London Array per una potenza installata di ben 1.000 MW.

Prima di abbandonare l'argomento è opportuno aggiungere un'ultima lista (Tab. 2.1.3). E' quella degli impianti, che si trovano non nella fase dell'impostazione più o meno preliminare, ma che invece stanno affrontando a diverso stadio di sviluppo la fase realizzativa.

Almeno una correzione sembra essere opportuna, non per eliminare un errore quanto, piuttosto, per introdurre un aggiornamento dovuto.

Ci si riferisce al campo pugliese di Tricase, che potrebbe essere equipaggiato con 24 turbine da 5 MW (di probabile fornitura spagnola) in luogo delle quantità riportate in tabella. La discrepanza deriva da orientamenti del gruppo di progetto, che vanno consolidandosi gradualmente.

Tab. 2.1.3. Impianti in costruzione

Wind farm	Potenza installata (MW)	Nazione	Dati sul campo eolico
Greater Gabbard	504	United Kingdom	140 × Siemens 3.6-107
Bard 1	400	Germany	80 × BARD 5.0
Sheringham Shoal	315	United Kingdom	88 × Siemens 3.6-107
Walney Phase 1	183,6	United Kingdom	51 x Siemens 3.6
Bligh Bank (Belwind)	165	Belgique	55 × Vestas V90-3MW
Ormonde	150	United Kingdom	30 × REpower 5M
Tricase	90	Italia	38 × 2.4 MW
Baltic 1	48	Germany	21 × Siemens 2.3-93

2.2 INIZIATIVE NAZIONALI

In Italia non si è ancora fatto molto a fronte di reali disponibilità di siti di buona producibilità energetica. Alcuni studi preliminari sono stati eseguiti, ma nessuno studio di fattibilità ha avuto ancora qualche coronamento realizzativo. Da citare sono gli studi, condotti dalla Soc. EDENS in Sardegna, l'analisi di fattibilità da parte della Provincia di Ragusa circa la potenzialità eolica di una zona di mare prospiciente la costa di Pozzallo, altre proposte lungo le coste marchigiane-abruzzesi e della Sicilia meridionale (lidi di Gela e dell'agrigentino) in tempi più recenti, ma nessuna proposta, neanche a livello di prototipo, è stata coronata dalle autorizzazioni necessarie ed avviata a cantiere. Forse l'unica che vi si sta indirizzando è il campo per 10 unità nella zona portuale di Taranto. Unica eccezione è il campo eolico molisano della Effeventi, già approvato dal Min. dell'Ambiente, che ha avuto una declaratoria negativa da parte del TAR e recentemente anche dal Consiglio di Stato.

Questo fa sì che l'azione della TRE S.p.A. si ritrovi ad essere uno dei pochi soggetti privati che si incarichi di intraprendere un programma di insediamenti eolici a mare su fondazioni fisse.

C'è soltanto una realizzazione, in cui è stato previsto di installare un unico esemplare di turbina eolica a potenza ridotta (80 kW), sistemato su un *corpo sommerso*. E' stato ancorato al fondale ad una decina di chilometri dalla costa salentina meridionale (Tricase su fondale di un centinaio di metri) per qualche tempo, prima di essere dirottato in Albania in carenza di rinnovo della Concessione. L'energia, che potrebbe esser prodotta, non è trasportata a terra.

Il progetto di costruire una centrale eolica offshore nel nostro Paese rappresenta, pertanto, una evidente innovazione. Causa principe -fra le altre di non minor rilievo- del ritardo accumulato, può indubbiamente essere l'assenza di una normativa adeguata. Di conseguenza, la documentazione allegata alla presente istanza di concessione potrà non essere esaustiva. Si tenterà di rispettare i dettami di regolamentazioni marittime esistenti, che sono relative ad *altre tipologie di costruzioni a mare*.

In particolare -e nei limiti del possibile e del sostenibile- si sono seguiti i seguenti documenti

d.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207 "Nuovo regolamento attuativo del codice dei contratti pubblici" aggiornato alle modifiche apportate dal d.l. 13 maggio 2011, n. 70, così come convertito, con modificazioni, con l. 12 luglio 2011, n. 106

e le linee guida del *DM 14 aprile 1998* (in Gazzetta Ufficiale 29 aprile 1998, n. 98) relativo alla "Approvazione dei requisiti per la redazione dei progetti da allegare ad istanze di concessione demaniale marittima per la realizzazione di strutture dedicate alla nautica da diporto".

Ovviamente, si sono applicati i principi metodologici e gli aspetti procedurali di quel provvedimento (adattandoli al caso degli insediamenti eolici, che hanno minori -o quasi inesistenti- impatti per quel che riguarda l'occupazione del suolo), come pure gli aspetti realizzativi e le influenze ambientali. Si sono corrispondentemente affrontati i molteplici temi, che condizionano e sostanziano la realizzazione in modo da consentire un esame rigoroso, sereno, attento e calibrato, potendo avvalersi di molte informazioni tecniche ed ambientali.

CAP. 3
L'IMPIANTO EOLICO OFFSHORE
ED IL SUO FUNZIONAMENTO

3.1 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

Componenti principali di un impianto eolico sono gli *aerogeneratori* (Fig. 3-1a.1), che sovente sono richiamati con altri sinonimi, come *convertitori d'energia eolica*, *turbine eoliche* o semplicemente *macchine eoliche*. La loro funzione è la trasformazione in energia elettrica dell'energia cinetica posseduta dal vento, catturata dalle pale e trasmessa come energia meccanica al generatore elettrico.

Per avere un'idea orientativa dell'impianto nella Tab. 3.1.1 sono raccolte le quantità più rappresentative (riportate preferibilmente con i rispettivi valori numerici) insieme con i riferimenti ai vari paragrafi della *Relazione Tecnica* o ad analoghi passi di altra *Relazione Specialistica*, in cui trovano ampia trattazione gli argomenti qui soltanto richiamati.

Tab. 3.1.1. Specifiche Tecniche Generali dell'Impianto Eolico

Quantità	Dato	Riferimenti a parag. di Rel. Tec. o di altra Rel. Spec.
<u>Accessibilità al sito</u>		
Criteri	Fasi di intervento . . .	8.2.2.1
Accessibilità di servizio	per via mare . . .	8.2.2.2
	per via aerea . . .	8.2.2.3
Interventi normali	Fase di funzionamento della centrale . . .	8.2.2.4
Impostazione, esempi realizzativi e documentazione tecnica	PRO-REL-02 . . .	Cap.10
<u>Aerogeneratore</u>		
Tipologia	tripala ad asse orizzontale	.3.2.2 e ss.
Diametro rotorico	112 m . . .	id.
Potenza	3.000 kW . . .	id.
Orientamento rotore	sopravvento . . .	id.
Area spazzata	9.852 mq . . .	id.
Altezza asse rotorico	84/119 m . . .	id.
Direzione di rotazione	rotazione lancette orologio (vista frontale) . . .	id.
Velocità di rotazione	4,4-17,7 rpm . . .	id.
Altezza verticale max. ammissibile		

<i>punta pala</i>	140 m s.l.m.	.	.	.	Fig. 3-1q
<i>Torre</i>	tubolare conica rastremata in altezza	id.			
<i>Diametro torre in cima</i>	2,3 m	.	.	.	id.
<i>Diametro torre alla base</i>	4,15 m	.	.	.	id.
<i>Peso torre e navicella</i>	251 (~340) ton	.	.	.	id.
<i>Peso totale su fondazione</i>	251 (~590) ton.	.	.	.	id.
<i>Tipologia della macchina</i>	per i diversi costruttori,				
	Tab. 3.2.2	.	.	.	3.2.3.2
	nei diversi campi eolici				
	Tab. 2.1.1/3.	.	.	.	2.1
<i>Tensione elettrica di macchina</i>	650 V.	.	.	.	3.2.2
<i>Tensione nella distribuzione elettrica nel campo</i>	24/36 kV	.	.	.	3.2.3
<i>Dati di progetto</i>	S. T. Tab. 3.2.1	.	.	.	3.2.3
<u>Cantiere</u>					
<i>Localizzazione</i>	Porto di Brindisi	.	.	.	7.1.6.1
<i>Banchina portuale</i>	Costa Morena	.	.	.	7.1.6.2
<i>Superficie</i>	50.000 mq	.	.	.	7.1.6.2
<i>Altezza massima ingombro verticale</i>	53 m	.	.	.	7.1.6.2
<i>Caratteristiche & attività</i>	Criteri & applicazioni	.	.	.	PRO-REL-04
<u>Capitolo economico</u>					
<i>Costi e ricavi</i>	Considerazioni generali	.	.	.	Cap. 9
a) Costo capitale					
<i>costo capitale generale stimato</i>	310.000 k€ circa	.	.	.	Computo Metrico
<i>costo capitale generale assunto</i>	320.400 k€	.	.	.	9.1
<i>costo per unità di potenza</i>	2.970 k€/MW installato	.	.	.	9.1
<i>costo della macchina eolica</i>	4.150 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo della struttura fondaria</i>	1.750 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo del montaggio di turbina e fondazione</i>	750 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo del cavo sottomarino</i>	800 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo sottostazione e collegamento a rete elettrica locale</i>	450 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo avviamento/imprevisti</i>	750 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo opere di mitigazione</i>	250 k€/unità	.	.	.	9.1
<i>costo totale di una unità</i>	8.900 k€/unità	.	.	.	9.1
b) Costi variabili					
<i>costo manutenzione (2% del costo capitale)</i>	6.408 k€/anno	.	.	.	9.2
<i>costo personale</i>	500 k€/anno	.	.	.	9.2
<i>costo dell'assicurazione (5‰ del costo capitale)</i>	1.602 k€/anno	.	.	.	9.2
c) Business Plan					
<i>conto economico</i>	al primo anno, Tab. 9.3.1.	.	.	.	9.3

<i>Impostazione, esempi realizzativi e documentazione tecnica</i>	<i>Rel. Spec. PRO-REL-10</i>	<i>Cap. 2</i>
<u><i>Cavo sottomarino</i></u>		
<i>Tipologia</i>	<i>tripolare schermato.</i>	<i>3.5.1</i>
<i>Area conduttori possibili</i>	<i>3x95, 3x240, 3x500 mmq</i>	<i>id.</i>
<i>Tensione cavo sottomarino</i>	<i>30 kV</i>	<i>id.</i>
<i>Lunghezze tratte a mare</i>		
<i>cavo RG7H10JFJ 3x95 mmq</i>	<i>18,42 km</i>	<i>Fig. 3-5c</i>
<i>cavo RG7H10JFJ 3x240 mmq</i>	<i>6,27 km</i>	<i>Fig. 3-5c</i>
<i>cavo RG7H10JFJ 3x500 mmq</i>	<i>40,04 km</i>	<i>Fig. 3-5c</i>
<i>Interramento cavo sottomarino fuori "Posidonieto"</i>	<i>1-3 m</i>	<i>3.5.1</i>
<i>Posa cavo sottomarino</i>	<i>Metodologie e tecnologie</i>	<i>7.4.1</i>
	<i>Criteri/soluzioni</i>	<i>PRO-REL-03</i>
<i>Posa senza scavo</i>	<i>Criteri/soluzioni</i>	<i>7.4.2.1</i>
<i>Posa in "Posidonieto"</i>	<i>Criteri/soluzioni</i>	<i>7.4.2.1/2</i>
<i>Operazioni di interro</i>	<i>Scavo contemporaneo a posa</i>	<i>7.4.1</i>
<i>Tecnologia di scavo</i>	<i>Aratro a traino di nave</i>	<i>id.</i>
	<i>Dispositivo a getto</i>	<i>PRO-REL-03</i>
 <i>Impostazione, esempi realizzativi e documentazione tecnica</i>	 <i>Rel. Spec. PRO-REL-03</i>	 <i>Capp. 7 & 8</i>
<u><i>Committenza</i></u>		
<i>Committente</i>	<i>T.G. S.r.l.</i>	<i>1.1</i>
<i>No. aerogeneratori</i>	<i>36</i>	<i>3.2.3</i>
<i>Località sito a mare</i>	<i>Cerano</i>	<i>id.</i>
<i>Comune di appartenenza</i>	<i>Brindisi & S. Pietro Vernotico</i>	<i>id.</i>
<u><i>Costi e ricavi</i></u>	<i>cfr. Capitolo economico</i>	
<u><i>Criteri ambientali e di compatibilità territoriale</i></u>		
<i>Salvaguardia dell'ambiente</i>	<i>Generalità</i>	<i>5.1</i>
<i>Impatto visivo</i>	<i>Effetti e mitigazioni</i>	<i>5.1.1</i>
<i>Impatto acustico</i>	<i>Nessuno</i>	<i>5.1.2</i>
<i>Intensità rumore max.</i>	<i>106,5 dB(A).</i>	<i>Tab. 3.2.1</i>
<i>Impatto elettromagnetico</i>	<i>Considerazioni generali</i>	<i>5.1.3.1</i>
<i>Intubazione cavi elettrici</i>	<i>Attraversamento lido</i>	<i>5.1.3.3</i>
<i>Impatto su ambiente biotico</i>	<i>Animale marino</i>	<i>5.1.4</i>
<i>Impatto biotico marino</i>	<i>Biocenosi fondale</i>	<i>5.2</i>
<i>Generalità</i>	<i>cfr. "Indagine biocenotica di dettaglio"</i>	
<i>Interventi possibili</i>	<i>Mitigazione</i>	<i>5.2.3</i>
<i>Impatto su ambiente abiotico</i>	<i>Considerazioni acqua marina</i>	<i>5.1.6</i>
<i>Interazione con avifauna</i>	<i>Interventi ed effetti</i>	<i>"Relazione faunistica"</i>
 <i>Vincoli</i>	 <i>Condizioni generali.</i>	 <i>5.1.8</i>
<i>Vincolo archeologia marina</i>	<i>Rischio archeologico</i>	<i>5.8</i>
<i>Rinvenimenti</i>	<i>Fig. 5-8a</i>	<i>5.8.3</i>

<i>Salvaguardie ambientali</i>	<i>Generalità</i>	5.1.9
<i>Interferenze generali positive</i>	<i>Generalità</i>	5.1.10
<i>Valori</i>		<i>cfr. Emissioni risparmiate</i>	
<i>Ripopolamento ittico</i>	<i>Intervento su campo eolico</i>	5.3
			<i>ELAB-SIA-17</i>
<u><i>Criteri per la sicurezza</i></u>			
<i>Politiche per la sicurezza</i>	<i>Linee per una politica</i>	<i>PRO-REL-14</i>
	<i>Impostazione di tali linee</i>		<i>PRO-REL-14</i>
<i>Interventi di impostazione</i>	<i>Analisi incidentali</i>	<i>PRO-REL-14</i>
<u><i>Criteri per la Concessione</i></u>	<i>cfr. Richiesta di Concessione ed Inquadramento Legislativo</i>		
<u><i>Cronogramma delle attività</i></u>			
<i>Fasi del programma</i>	<i>Tempistica</i>	6.1
<i>Durata complessiva</i>	<i>5 anni</i>	<i>Fig. 6-1</i>
<i>P.P. e P.E.</i>	<i>18 mesi</i>	6.1
<i>Completamento attività</i>	<i>Fase costruttiva ed esercizio</i>	<i>id.</i>
<i>Considerazioni generali</i>	<i>Cronogramma suggerito</i>	<i>id.</i>
			<i>PRO-REL-09</i>
<u><i>Dati aerogeneratore/centrale</i></u>			
<i>Potenza unitaria</i>	<i>3,0 MW</i>	<i>.Tab. 3.2.1</i>
<i>Numero aerogeneratori</i>	<i>36</i>	<i>id.</i>
<i>Potenza nominale installata</i>	<i>108 MW</i>	<i>id.</i>
<i>Fattore disponibilità impianto</i>	<i>97 %</i>	<i>id.</i>
<i>Fattore di carico</i>	<i>0,27-0,34</i>	<i>id.</i>
<i>Efficienza aerodinamica</i>	<i>>93 %</i>	<i>id.</i>
<i>Rendimento di trasmissione</i>	<i>96 %</i>	<i>id.</i>
<i>Rendimento globale</i>	<i>~86 %</i>	<i>parag. 8.1 & id.</i>
<i>Generazione/trasporto energia</i>	<i>Energia elettrica prodotta</i>	8.2
<i>Stazione elettrica 30/150 kV</i>	<i>Dati tecnici</i>	<i>PRO-REL-15</i>
<i>Impianto elettrico</i>	<i>Disciplinare tecnico</i>	<i>PRO-REL-16</i>
<i>Superficie specchio acqueo relativo ad aerogeneratori</i>	<i>363.428,36 mq</i>	<i>.Tab. 3.4.1</i>
<i>Superficie specchio acqueo cavi (export cables)</i>	<i>175.710,66 mq</i>	<i>.Tab. 3.4.1</i>
<i>Superficie specchio acqueo complessivo del sito</i>	<i>539.139,02 mq</i>	<i>.Tab. 3.4.1</i>
<i>Producibilità</i>			<i>cfr. Rilevazioni e regimi eolici</i>
<u><i>Dismissione e smantellamento dell'impianto</i></u>			
<i>Aspetti procedurali e formali</i>	<i>verso Autorità Competenti.</i>	4.3.1
<i>Procedure di dismissione e smantellamento a mare</i>	<i>Fasi lavorative</i>	4.3.1
<i>Smantellamento a terra</i>	<i>a fine vita operativa</i>	4.3.2

<i>Attività tecniche</i>	<i>Modalità di lavoro</i>	
	<i>Rel. Spec. PRO-REL-05</i>	<i>Capp. 5 & 6</i>
<u><i>Emissioni risparmiate</i></u>		
<i>Criteri e quantità</i>	<i>tonnellate all'anno</i>	<i>5.1.10</i>
<i>Anidride carbonica</i>	<i>269.350 ton/anno</i>	<i>id.</i>
<i>Ossidi d'Azoto</i>	<i>512 ton/anno</i>	<i>id.</i>
<i>Anidride solforica</i>	<i>377 ton /anno</i>	<i>id.</i>
<i>PM10</i>	<i>< 7 ton/anno</i>	<i>id.</i>
<u><i>Elementi socio-economici</i></u>		
<i>Demografia sociale</i>	<i>Popolazione & attività locali</i>	<i>10.1</i>
<i>Cenni demografici</i>	<i>Popolazione residente, Tab. 10.2.1</i>	<i>10.2</i>
	<i>Classi d'età, Fig. 10-2b</i>	<i>10.2</i>
	<i>Industrie & addetti, Tab. 10.2.2.</i>	<i>10.2</i>
<u><i>Energia elettrica</i></u>		
<i>Potenza elettrica in regione e provincia di BR</i>		<i>8.2</i>
<i>Energia generata annualmente nel sito (previsione teorica)</i>	<i>269,35 GWh/anno</i>	<i>8.2.1/9.2</i>
<i>Energia generata annualmente (potenziale P50%)</i>	<i>280,6 GWh/anno</i>	<i>id.</i>
<i>Energia generata annualmente (potenziale P75%)</i>	<i>252,035 GWh/anno</i>	<i>id.</i>
<i>Famiglie alimentabili con en. del campo eolico (previsione media)</i>	<i>59/67.000 fam./anno</i>	<i>8.2.2</i>
<i>Impostazione, esempi realizzativi e documentazione tecnica</i>	<i>Rel. Spec. PRO-REL-10</i>	<i>Cap. 1</i>
<u><i>Fondazione</i></u>		
<i>Funzioni</i>	<i>Generalità</i>	<i>3.3</i>
<i>Tipologia</i>	<i>jacket/deck a 4 montanti</i>	<i>3.3.1</i>
<i>Profondità fondale</i>	<i>-20/-35 m</i>	<i>3.3.1</i>
<i>Altezza fuori acqua teste pile</i>	<i>+7,5 m</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Quota prima piazzola servizio</i>	<i>+6,0 m</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Quota saldatura parete tamburo e basamento per flangia torre</i>	<i>+17,8 m</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Percorso attracco-prima piazzola</i>	<i>scale a pioli</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Percorso piazzola-radice torre</i>	<i>scale con pianerottoli disposte lungo i fianchi</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Quota flangia torre</i>	<i>+17,8 m + spessore flangia+spessore basamento</i>	<i>3.3.2</i>
<i>Componenti</i>	<i>Funzioni</i>	<i>3.3.1</i>
<i>Palo fondario</i>	<i>Dimensioni/costruzione</i>	<i>3.3.3</i>
<i>Struttura d'attracco</i>	<i>Forma/dimensioni</i>	<i>3.3.4</i>
<i>J-Tube</i>	<i>Dimensioni/costruzione</i>	<i>3.3.5</i>
<i>Scale e passerelle</i>	<i>Funzione/dimensioni</i>	<i>3.3.6</i>

Zoccolo di base (mud mat)	Funzione/dimensioni . . .	3.3.7
Protezione catodica	Sistemazione/dimensioni . . .	3.3.8
Materiale strutturale	Acciaio	3.3.9
Peso proprio complessivo	600 ton	3.3.9
Normativa di riferimento	API	3.3.9
Specifica Tecnica	Tab. 3.3.1	3.3.9
Tecnologia fondazioni	Analisi soluzioni diverse . . .	PRO-REL-08
Progettazione fondazione	Analisi strutturale fondaz. turbina 3 MW . . .	PRO-REL-07
 <u>Geomorfologia</u>		
Studio geotecnico	Elementi	ELAB-STA-05
Geologia locale	Generalità	5.5.1
Condizioni lito-stratigrafiche	Sabbie costiere e depositi alluvionali	5.5.2
 <u>Idraulica marina</u>		
Moto ondoso	Generalità	PRO-REL-22
	Eventi estremi	Tabb.5.4.2/3
	Dati di riferimento progetto . . .	5.4.2
Altezza d'onda (dati progetto)	10,3 m condizioni normali . . .	5.4.2.2
	12,6 m condizioni storm	5.4.2.2
Periodo dell'onda (id.)	9,7 s condizioni normali	5.4.2.2
	10,8 s condizioni storm	5.4.2.2
Correnti longitudinali	Evoluzione litorale	5.4.3.2
Correnti di circolazione	Mar Mediterraneo	5.4.3.3
Correnti locali	Simulazioni	5.4.3.4
Corrente a 0 m (dati progetto)	0,86 m/s condizioni normali . . .	5.4.2.2
	0,99 m/s condizioni storm	5.4.2.2
Profondità fondale	Rilevazioni batimetriche postazioni turbine	5.2.4
 <u>Idrogeologia</u>		
Studio idrologico	Generalità	PRO-REL-22
Inquadramento geografico	Altimetria, centri abitati	5.4.1.1
Corsi d'acqua principali	Elenco	5.4.1.1
Pluviometria	Tab. 5.4.1	5.4.1.2
Stato litorale	Costa prospiciente sito	5.4.1.3
<u>Impatti ambientali</u>	cfr. Criteri ambientali e di compatibilità territoriale	
<u>Impianto elettrico</u>	cfr. Cavo sottomarino, Stazioni elettriche	
<u>Infrastrutture locali</u>	cfr. Stato attuale delle infrastrutture	
<u>Manutenzione all'impianto eolico</u>		
Criteri	Manutenzione componenti	

	<i>a mare</i>	4.2.1
	<i>PRO-REL-11</i>	Cap. 3
<i>Manutenzione preventiva</i>	4.2.1
<i>Manutenzione eccezionale</i>	4.2.2
<i>Operatività</i>	<i>Mezzi navali per la</i>		
	<i>manutenzione</i>	4.2.3

Montaggi

cfr. Trasporti a mare e montaggi

Portualità

<i>Porto di riferimento</i>	<i>Brindisi</i>	7.1.1.1
<i>Bacini del porto</i>	<i>Porto esterno, medio, interno</i>	7.1.1.1
<i>Porto cantiere (dati tecnici)</i>	<i>Brindisi</i>	7.1.1.2
<i>Attività connesse con cantiere</i>	<i>Criteri & funzioni</i>	PRO-REL-04
<i>Altra portualità</i>	<i>Criteri</i>	7.1.1.1

Posa cavo sottomarino

cfr. Cavo sottomarino

Richiesta di Concessione ed Inquadramento legislativo

<i>Quadro legislativo</i>	<i>Premessa storica</i>	11.1
<i>Quadro normativo</i>	<i>Normative per energia rinnovabile</i>		
	<i>L., D.L., D.M., Delibere CIPE,</i>		
	<i>Leggi Regionali, etc.</i>	11.2
<i>Iter autorizzativo</i>	<i>Fasi per l'ottenimento</i>		
	<i>della Concessione</i>	11.3
<i>Procedure per la Concessione</i>	<i>Impostazione iter</i>	11.4
	<i>Considerazioni specifiche</i>	11.5
	<i>Schema permessi per centrale</i>		
	<i>e impianto elettrico, Tab. 11.2</i>	11.5

Rilevazioni e regimi eolici

<i>Correlazioni eoliche</i>	<i>Generalità</i>	PRO-REL-24
<i>Atlanti del vento</i>	<i>Figg. 5-6a/b</i>	5.6.1
<i>Durate orarie vento</i>	<i>Ore equivalenti a piena potenza.</i>		5.6.3
	<i>PRO-REL-10</i>	2.2.2.2
<i>Misure dirette</i>	<i>Convenienza e opportunità</i>	5.6.4
	<i>2 torri a terra, 1 a mare</i>	5.6.4
<i>Potenzialità del sito</i>	<i>Producibilità stimata e statistica.</i>		5.6.3
<i>Valori velocità</i>	<i>Dati POWERED</i>	5.6.3
<i>Generazione en. elettrica</i>	<i>Produzione annua netta</i>	5.6.3
<i>Perdite di energia</i>	<i>10%</i>	5.6.3
<i>Perdite aerodinamiche</i>	<i>8,2%</i>	5.6.3
<i>Energia elettrica generata</i>			cfr. Energia elettrica
<i>Elaborazioni per BR</i>	<i>Rilevazioni dati aeroporto.</i>	5.6.2
	<i>PRO-REL-22</i>	Cap. 4

Sismicità

Attività sismica	regionale/provinciale	.	.	5.7
Accelerazione massima	0,1 g	.	.	5.7

Sito a mare

Configurazione geometrica	tendenzialmente rettangolare	.	.	3.4
Planimetria	Fig. 3-1b/4a	.	.	3.1/3.4
Posizione delle macchine	Coordinate geografiche e Gauss-Boaga	.	.	3.4.1
Superficie specchi acquei	cfr. Dati aerogeneratore/centrale	.	.	
Superficie sito in concessione	539.139,02 mq	.	.	Tab. 3.6.1
Durata concessione	30 anni	.	.	3.4.2

Stato attuale delle infrastrutture

Stato infrastrutturale	Descrizione	.	.	7.1.1
Collegamenti aerei	Aeroporto di Brindisi	.	.	7.1.4.1
	Dati tecnici aeroporto.	.	.	7.1.4.2
Collegamenti ferroviari	Scalo di Brindisi	.	.	7.1.3.1
	Stazione ferroviaria	.	.	7.1.3.2
Collegamenti stradali	Autostrade (A 14/16)	.	.	7.1.2.1
	Strade nazionali/provinciali	.	.	7.1.2.2
Collegamenti con cantiere	cfr. Cantiere, Portualità	.	.	

Stazioni elettriche

Stazione di approdo	collegamento tra cavi	.	.	
a ridosso area demaniale	sottomarini e terrestri	.	.	3.5.1.1
Stazione di trasformazione	30/150 kV	.	.	3.5.2
	Progettazione e costruzione	PRO-REL-15	.	
Stazione di smistamento a rete	150 kV	.	.	3.5.2
Trasporto dell'energia prodotta	cfr. Cavo sottomarino	.	.	

Struttura di sostegno turbina

cfr. Fondazione

Superficie Concessione

cfr. Sito a mare

Trasporti a mare e montaggi

a) Criteri di orientamento dei trasporti a mare

	Generalità	.	.	7.3.2
	Criteri & applicazioni	.	.	PRO-REL-02
Attività a mare	Periodo di lavoro, Tab. 7.3.1	.	.	7.3.1.1
	Distanze di sicurezza	.	.	7.3.1.2
	Accesso alla turbina	.	.	7.3.1.3
Caratteristiche dei trasporti	Classi di natanti	.	.	7.3.2.2
Mezzi navali	Tab. 7.3.2	.	.	7.3.2.2
Pontoni autosollevanti	Caratteristiche	.	.	7.3.2.3
Tempi/fasi di lavoro	Tab. 7.3.1	.	.	7.3.2.1
Trasporto della fondazione	in posizione verticale	.	.	7.3.2.1

	<i>in posizione orizzontale</i>	.	.	7.3.2.1
<i>b) Criteri per i montaggi a mare</i>	<i>Fattori condizionanti</i>	.	.	7.3.1.1
	<i>Periodi di lavoro e Tab. 7.3.1</i>	.	.	7.3.1.1
	<i>Distanze di sicurezza</i>	.	.	7.3.1.2
<i>Installazione fondazione</i>	<i>Criteri e sequenze</i>	.	.	7.3.3.1
<i>Installazione turbina</i>	<i>a componenti</i>	.	.	7.3.3.2
	<i>in un sol pezzo</i>	.	.	7.3.3.2
	<i>No. operazioni, Tab. 7.3.3</i>	.	.	7.3.3.2
<i>Mezzi di sollevamento</i>	<i>a mare</i>	.	.	7.3.2.3



1)



2)

Fig. 3-1a. Componenti classici di un aerogeneratore (1) e localizzazione del sito di Cerano sulla costa pugliese (2)

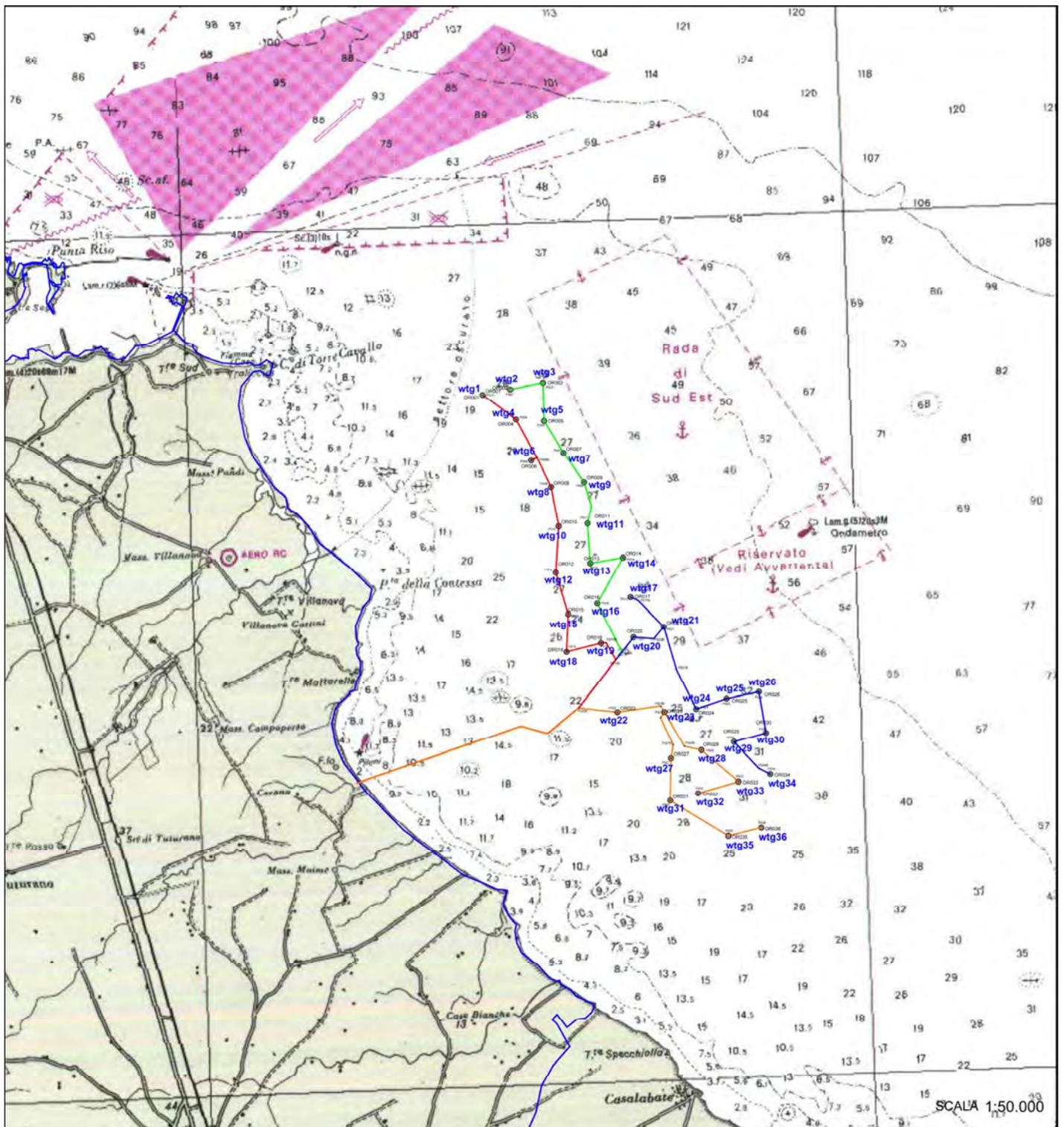


Fig. 3-1b. Planimetria di riferimento del sito eolico e dei sottocampi elettrici

3.2 AEROGENERATORE E RELATIVE CARATTERISTICHE

La funzione degli aerogeneratori è la trasformazione in energia elettrica dell'energia cinetica posseduta dal vento, che, catturata dalle pale, è trasformata in meccanica e trasmessa al generatore elettrico.

L'unità principia dal rotore, che è montato sulla navicella tramite mozzo, albero lento/veloce e successivi componenti (generatore elettrico, freni, sistemi ausiliari, etc.) ospitati nella navicella, e procede verso il basso nella torre di sostegno della navicella sino al basamento, ove si incastra nella struttura di sostegno o fondazione, che è permanentemente immersa in acqua. Tutto lo sviluppo verticale è in permanenza fuori dal contatto diretto con le onde marine.

3.2.1 Descrizione dell'aerogeneratore

Componenti principali di un impianto eolico sono gli *aerogeneratori* (Figg. 3-2), che sovente sono richiamati con altri sinonimi o con sigle come *WTG* (*Wind Turbine Generator*) od *OTW* (*Offshore Turbine Generator*).

Gli *aerogeneratori* sono collegati con linee elettriche di potenza mediante cavi sottomarini –sovente o generalmente- interrati.

Per i collegamenti a mare si ricorre a linee protette e sottratte a possibile contatto esterno per evitare inestetismi ambientali e, soprattutto, inconvenienti per accidentale contatto con i cavi aerei, che, data la tensione di linea, possono provocare danni significativi specialmente all'uomo ed agli animali. Anche nei percorsi a terra tutti i cavi di potenza vano protetti.

L'aerogeneratore (Figg. 3-1/2a), che dell'impianto eolico è la principale rappresentazione e che esercita la funzione centrale di trasformazione dell'energia eolica in elettrica, è costituito da un certo insieme di parti più o meno rilevanti

I *sistemi ed i componenti principali* della macchina eolica (Fig. 3-2a), da porre in postazioni a mare, sono gli stessi di quelli per analoghe macchine, destinate a funzionare a terra, e cioè

- il *rotore con le pale*, completo di mozzo d'attacco all'albero principale e dell'albero stesso (Figg. 3.2c/e/f/h/i);
- i dispositivi di blocco o di *freno*;
- i *sistemi ausiliari* (idraulico, antincendio, misura delle condizioni anemometriche, etc.);
- i *sistemi di controllo*, regolazione, allarme e relativa strumentazione;

- *l'impianto elettrico* (di generazione dell'energia elettrica, di elevazione del voltaggio, di protezione, etc.);
- *le parti strutturali* (Figg. 3-2b/c/d/g), come torre, navicella e, soprattutto, fondazione, di cui qualche precisazione ulteriore è rintracciabile nel parag. 3.3 e ss.

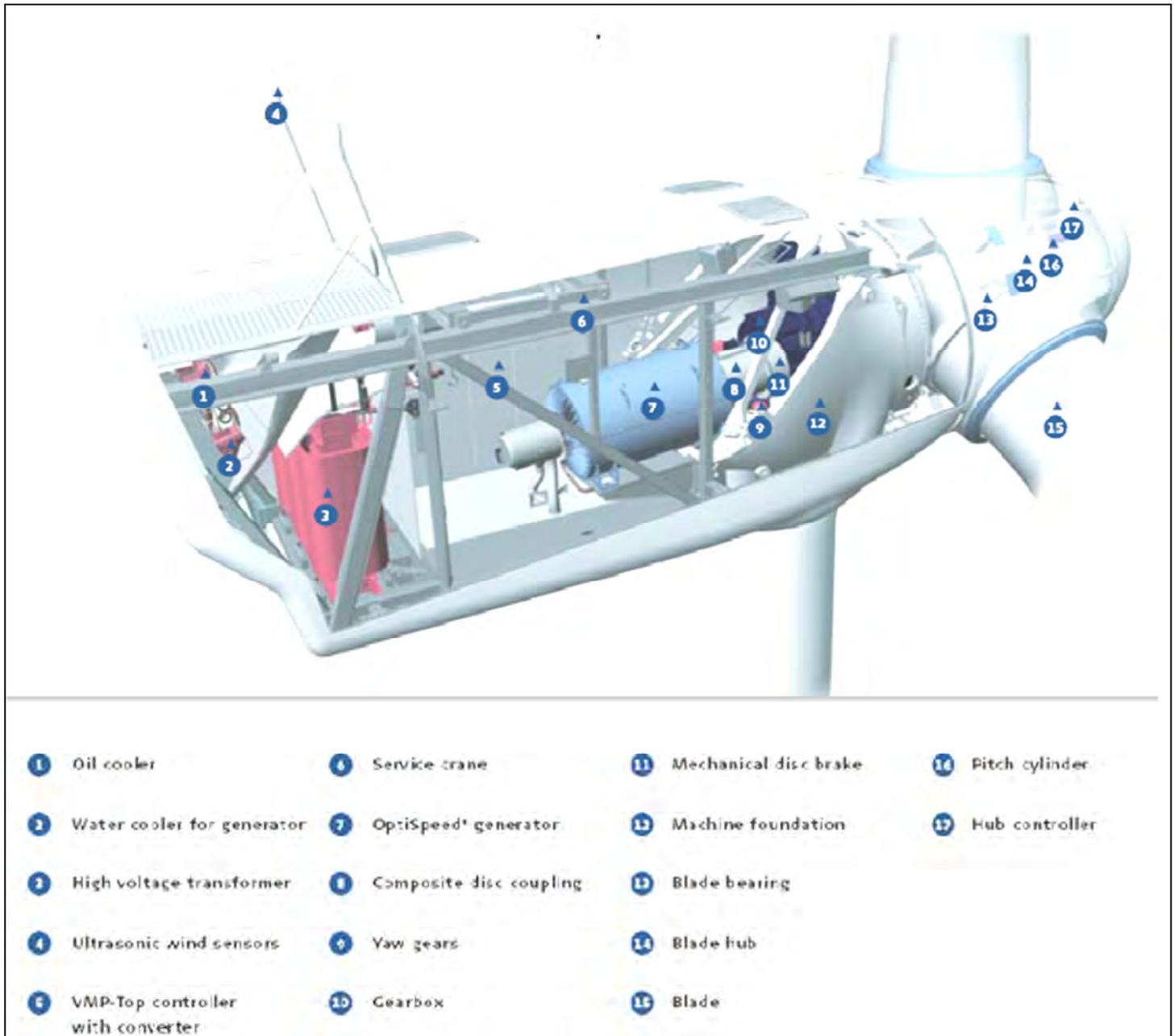


Fig. 3-2a. Organizzazione all'interno della navicella di turbina eolica V112

Vanno pure considerate le soluzioni date, sia *all'accoppiamento tra rotore e generatore elettrico*, sia ai *collegamenti con la struttura fondaria*, sulla quale l'unità deve essere assicurata e deve scaricare tutte le azioni prodotte dal vento e dal funzionamento dei sistemi ospitati e costituenti l'aerogeneratore. Proprio per la rilevanza delle funzioni, assegnate alla fondazione, è necessario intervenire con molteplici verifiche.

Quello che dal punto di vista strutturale consente di espletare le competenze statiche essenziali è la *torre*, che è l'elemento di collegamento tra la struttura di sostegno e la navicella, essendo alla base fissata alla fondazione ed in cima conformata per portare e lasciar ruotare la navicella.

A quest'ultima fa capo il *rotore* con il complesso delle tre *pale*, le quali hanno il compito di ricevere l'energia meccanica del vento e di trasmetterla (direttamente od eventualmente tramite un moltiplicatore di giri) al generatore elettrico per la produzione d'energia elettrica.

3.2.2 Sistemi componenti dell'aerogeneratore

A chiarimento delle prerogative e delle funzioni, che sono demandate ad ognuno dei sistemi componenti, è opportuno dedicare qualche considerazione -seppur sommaria- per determinare il rispettivo campo di azione ed il ruolo spettante ad ognuno di essi. Si farà riferimento ad una unità della potenza di 3 MW (corrispondente nella fattispecie al mod. V112 della Vestas con documentazione fotografica anche appoggiata alla macchina di ugual potenza V90), cioè ad una macchina con regolazione del passo controvento, imbardata attiva e rotore a tre pale (Fig. 3-2i).

3.2.2.1 Rotore e navicella

La maggior parte dei componenti è ospitata *all'interno della navicella* (Fig. 3-2b). In una turbina eolica tripala ad asse orizzontale (Fig. 3-1a/2a) questa è collocata alla sommità della torre (Fig. 3-2g), la quale ha il compito di portare il rotore alla quota voluta dal regime aerodinamico stabilito.

Nell'interno dell'abitacolo (Fig. 3-2m) è alloggiato il *cosiddetto treno motore*, cui fanno parte l'albero di trasmissione lento collegato con il rotore, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico. Si devono, poi, aggiungere il sistema di controllo ed i dispositivi ausiliari (circuiti di raffreddamento, attuatori idraulici, inverter di potenza, trasformatore elettrico, quadro elettrico, etc.).



Fig. 3-2b. Navicella durante il posizionamento (Vestas V90)

All'esterno della navicella e coassiale con l'estremità dell'albero lento, è fissato il *Rotore*, costituito da un mozzo in acciaio (Fig. 3-2c), sul quale sono inserite le 3 pale in materiale composito. Queste hanno il compito di trasformare l'energia

cinetica del vento in spinta aerodinamica e, conseguentemente, in energia meccanica di rotazione.

Il *pavimento della navicella* è particolarmente rigido, dovendo sostenere l'insieme dei pezzi, di cui si è detto, come pure tutto il guscio di contenimento, contro le condizioni meteorologiche anche avverse e contro la continua azione della salinità marina.

Un'apertura nel fondo della navicella mette in comunicazione il volume interno con la torre, consentendo da parte del personale l'accesso alla navicella. Solitamente ciò avviene dalla torre (salvo casi particolari).

La *calotta della navicella* può essere realizzata in fibra di vetro. Vi deve essere conferita particolare resistenza, se vi sono praticati aperture o vi si possa accedere dall'esterno (Fig. 3-2h).

Nel primo caso è sufficiente un passaggio per permettere l'accesso da parte di personale e la supervisione dei sensori anemometrici, posti sopra il cielo della navicella. Nella seconda alternativa può diventare il piano di appoggio per personale o per carichi, da movimentare con un elicottero.



Fig. 3-2c. Componenti del mozzo durante il trasporto a terra (Vestas)

3.2.2.2 Pale

Le pale sono costruite in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fibre di carbonio (Fig. 3-2e/f/i). Ogni pala è formata da due gusci, che circondano un'anima portante. Sono progettate per offrire caratteristiche ottimali in termini di potenza di uscita, di minima rumorosità e di scarsa riflessione della luce. Altrettanta attenzione è posta nel ridurre i carichi meccanici, che tramite il mozzo vanno applicati all'aerogeneratore.

Per contrastare gli effetti della fulminazione diretta (a causa del ben noto potere delle punte) in ogni pala sono inseriti alla propria estremità appositi ricettori collegati a conduttori in rame disposti su tutta la lunghezza del corpo pala.



Fig. 3-2d. Parti strutturali (Vestas)

3.2.2.3 Sistema di controllo

Per ottimizzare l'energia da generare in rapporto con la velocità e con la direzione del vento, sia alla navicella, che ad ogni singola pala è consentito di ruotare attorno, o all'asse verticale per la prima, o al proprio asse per la seconda. In tal modo, la macchina manterrà il proprio orientamento sempre parallelo alla direzione del vento e, parimenti, l'angolo di calettamento alla radice delle pale varierà con la velocità del vento.

Entrambe le funzioni sono regolate dal *sistema di controllo della turbina*, che soprassiede a tutti i suoi regimi di funzionamento.



Fig. 3-2e. Pala in fase di trasporto (Vestas)

L'aerogeneratore utilizza due particolari sistemi definiti *OptiPit* e *OptiSpeed*. Consentono di mantenere la potenza nominale anche in caso di alte velocità del vento, indipendentemente dalla temperatura e dalla densità dell'aria. In caso di bassa velocità del vento provvedono ad ottimizzare l'erogazione della potenza, selezionando il numero di giri e l'angolo di passo corrispettivo. Si persegue l'effetto -non secondario- di ridurre al minimo la rumorosità.



Fig. 3-2f. Movimentazione di pala durante il caricamento su nave (Vestas)

3.2.2.4 Regolazione del passo, d'imbardata e di freno

Il sistema di *controllo del passo* è operato tramite un microprocessore. In base alle condizioni del vento, le pale sono continuamente posizionate nell'angolo di passo ottimale. Il meccanismo di azionamento del passo è collocato nel mozzo rotorico.

Le variazioni dell'angolo sono attuate da cilindri idraulici, che possono far ruotare la pala di 95°. Pertanto, ogni pala è corredata di un proprio cilindro idraulico per effettuare tale operazione.

Per l'*intervento sull'imbardata*, che consiste in una rotazione della navicella attorno al suo asse verticale ovvero all'asse della torre, è previsto un complesso di cuscinetti a strisciamento con attrito incorporato. Al movimento soprassiede un apparato costituito da motori e dispositivi frenanti, che operano in modo da trasmettere le minori azioni sulla torre e da attuare movimenti e fermate con la necessaria gradualità e sicurezza.

Per mantenere la *macchina in blocco* si provvede a mettere in bandiera le pale del rotore. I singoli cilindrici di attuazione del passo garantiscono la tripla sicurezza in frenata.

Per le altre due azioni si interviene su sistemi a disco effettivi. Il più importante è l'intervento di un sistema idraulico, che fornisce pressione a un freno a disco posto sull'albero veloce del moltiplicatore principale. Il sistema è dotato di 3 pinze di frenata.



Fig. 3-2g. Trasporto di sezione di torre (Vestas)

3.2.2.5 Moltiplicatore di giri e generatore elettrico

Il *moltiplicatore principale* trasmette la coppia dal rotore al generatore. L'unità è costituita da un moltiplicatore epicicloidale a 2 stadi e da un moltiplicatore elicoidale a 1 stadio.

Le modalità di funzionamento si basano sul principio, che la potenza ricevuta dal rotore tramite l'albero lento sia deviata su satelliti per trasmettere l'elevata densità di potenza. Sulla ruota dentata cilindrica la potenza viene, poi, riunificata. La scatola di trasmissione è fissata alla fondazione con l'eventuale intermissione di isolatori dinamici. L'albero lento in ingresso è fissato con bulloni direttamente al mozzo, senza l'impiego di un albero tradizionale.

Il *generatore elettrico* è asincrono a 4 poli con rotore avvolto. Il sistema consente di variare la velocità del rotore entro una determinata gamma, diminuendo così le fluttuazioni della tensione di rete e riducendo al minimo i carichi sui componenti principali dell'aerogeneratore. Inoltre, il sistema ottimizza la produzione di energia, in particolare nel caso di ridotte velocità del vento.

La tecnologia dell'aerogeneratore consente di controllare il fattore di potenza reattiva dell'aerogeneratore. Il raffreddamento dell'unità è dotato di circuito ad acqua.



Fig. 3-2h. Macchine eoliche in montaggio

3.2.2.6 Trasformatore

Il trasformatore, che è collocato nella navicella in un vano separato nel retro della stessa, è del tipo a secco trifase in resina fusa progettato appositamente per aerogeneratori.

Gli avvolgimenti sono collegati a triangolo sul lato a media tensione (primario), mentre lo sono a stella quelli sul lato bassa tensione (1.000 V e 400 V). I sistemi a 1.000 V e 400 V nella navicella sono sistemi TN, con centro stella collegato a terra.

I dispositivi di protezione contro le sovratensioni sono montati sul primario del trasformatore. Le tensioni di uscita disponibili sono incrementati di 0,5 kV da 10 a 33 kV con 36 kV(Um) come massima tensione di picco delle apparecchiature. La sala trasformatori è dotata di rilevatori di arco.

3.2.2.7 Sistema di raffreddamento e di condizionamento

Quando la temperatura dell'aria interna della navicella superi un determinato livello, delle valvole mettono in comunicazione l'ambiente con l'esterno. Un ventilatore aspira aria, raffreddando l'abitacolo. L'olio di lubrificazione del moltiplicatore, l'acqua di raffreddamento del generatore e le diverse unità vengono raffreddati da un circuito ad aria separato, che utilizza dei sistemi di raffreddamento aria/acqua specifici.

I sistemi di raffreddamento dell'acqua sono termoisolati dalle altre parti della navicella. Un ventilatore separato provvede al raffreddamento del trasformatore. Lo scambiatore di calore è montato in un proprio vano, ricavato nel volume interno della navicella.

3.2.2.8 Sensori di controllo e di sicurezza

I dati necessari al controllo dell'aerogeneratore ed alla produzione di energia sono ottenuti da una serie di sensori per monitorare

- condizioni meteorologiche (direzione/velocità del vento, temperatura esterna, etc.);
- condizioni macchina (temperature, livello e pressione olio, livello acqua di raffreddamento, vibrazioni, etc.);
- funzionalità del rotore (velocità e posizionamento del passo, etc.);
- effetti su parti strutturali (vibrazioni, rilevatori antifulmine, etc.);
- collegamento alla rete (potenza attiva, potenza reattiva, tensione, corrente frequenza, $\cos \varphi$).

La navicella è equipaggiata in ridondanza con due sensori del vento ultrasonici allo scopo di incrementare l'affidabilità e la precisione delle misurazioni della direzione e della velocità. Il sensore è autotestante; se il segnale del sensore è difettoso la turbina verrà portata in una condizione di sicurezza.

Per mantenere il segnale anche con temperature molto basse e pericolo di formazione di ghiaccio, i sensori sono dotati di elementi riscaldanti. I sensori sono posizionati sul cielo della navicella e sono protetti contro le fulminazioni.

La torre e la navicella sono dotati di sensori ottici di fumo. Nel momento in cui venga rilevata la presenza del fumo, un segnale di allarme è inviato tramite un controllo del sistema remoto e viene attivato un interruttore principale.

I rilevatori di fulmini sono sistemati in ogni pala del rotore.



Fig. 3-2k. Vista d'insieme di navicella con rotore di turbina eolica V112 (Vestas)

Nella navicella sono montati due accelerometri per il monitoraggio delle oscillazioni longitudinali e trasversali. In determinate circostanze è possibile che tali oscillazioni si inneschino. Quando la frequenza di rotazione del rotore è prossima alla frequenza naturale (oscillazione di risonanza) della torre o quando la velocità del vento cresca in misura notevole unitamente ad una forte turbolenza, si possono provocare oscillazioni della torre.

Se le oscillazioni superano un determinato valore limite, il sistema riporta l'aerogeneratore alle condizioni di funzionamento normale. Per evitare che la turbina si arresti, le oscillazioni della torre vengono smorzate modificando la frequenza di rotazione del rotore e ponendo le pale a 90° rispetto al piano orizzontale.



Fig. 3-2l. Altra vista di turbina V112 (Vestas)

Per smorzare le oscillazioni longitudinali, le pale sono poste tutte nella posizione ottimale. Per smorzare le oscillazioni trasversali le pale vengono regolate singolarmente. La turbina si arresta, qualora lo smorzamento attivo non si inserisca correttamente.

3.2.3 Dati tecnici dell'aerogeneratore

3.2.3.1 Specifiche tecniche dell'aerogeneratore

E' opportuno esporre le caratteristiche funzionali e strutturali (cfr. le Tab. 3.1.1/3.2.1) dei diversi componenti, che costituiscono l'aerogeneratore, riservandosi di fornire in seguito (cfr. il parag. 3.3.5) i dati tecnici del sistema fondario.

Tab. 3.2.1. Caratteristiche dell'aerogeneratore e dei suoi componenti principali ad esclusione del sistema fondario

<i>Quantità</i>	<i>Valore numerico</i>
<i><u>Rotore</u></i>	
<i>Modello</i>	<i>V112 tipo offshore o similare;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3.000 kW;</i>
<i>Diametro rotorico</i>	<i>112 m. in relazione a tipologia della macchina, alla tecnologia realizzativa, alle condizioni anemologiche locali, etc.</i>
<i>Velocità di rotazione operativa</i>	<i>4,4-17,7 rpm;</i>
<i>Velocità nominale</i>	<i>12 (14) rpm;</i>
<i>Area spazzata</i>	<i>9.852,03 mq;</i>
<i>Orientazione</i>	<i>sopravvento;</i>
<i>Altezza all'asse del mozzo</i>	<i>≈90 m;</i>
<i>Velocità di avvio (cut-in speed)</i>	<i>3 m/s;</i>
<i>Velocità d'arresto (cut-out speed)</i>	<i>25 m/s;</i>
<i>Intervallo temperatura di progetto</i>	<i>-20 °C ÷ +40°C;</i>
<i>Peso rotore</i>	<i>55 ton.</i>
<i><u>Navicella e componenti</u></i>	
<i>Lunghezza (compreso mozzo)</i>	<i>14 m;</i>
<i>Larghezza</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Altezza</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro;</i>
<i>Moltiplicatore di giri</i>	<i>4 stadi a planetari ed uno elicoidale;</i>
<i>Rapporto</i>	<i>1:105 (50 Hz);</i>
<i>Lunghezza moltiplicatore</i>	<i>2,1 m;</i>
<i>Larghezza moltiplicatore</i>	<i>2,6 m;</i>
<i>Peso complessivo (navicella + rotore completo di pale)</i>	<i>91 ton;</i>

Pale

Numero pale

3

Materiale

fibra di vetro rinforzata con resina epossidica

Lunghezza

54,6 m;

Peso di una pala

7.000 dN;

Livello di rumore in funzionamento

7 m/s

100 dB(A);

8 m/s

102,8 dB(A);

10 m/s

106,5 dB(A);

al 95% della potenza nominale

106,5 dB(A);



Fig. 3-2m. Montaggio di navicella (Vestas V90) su torre del campo di Egmond aan Zee (NoordzeeWind)

Torre

Forma

tubolare conica rastremata verso la cima, di solito composta da 3 sezioni;

Diametro in cima

2,3 m;

Diametro alla base

4,15 m;

Altezza

84/94/119 m;

Distanza piano flangia superiore

torre da asse mozzo
Materiale
Peso

1,95 m;
acciaio verniciato con protezione
anticorrosione;
160 ton;



Fig. 3-2n. Complessivo di turbina V112 (Vestas)

Generatore elettrico
Tipo

sincrono a magneti permanenti e
raffreddamento a liquido;

Potenza
Tensione elettrica
Frequenza
Velocità di rotazione
Lunghezza
Diametro max.
Converter
Peso

3 MW;
650 V;
50 Hz;
1.680 rpm;
2,8 m;
1,1 m;
su tutta la scala;
8.600 dN;

Trasformatore di macchina

<i>Tipo</i>	<i>a resine fuse;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3140 kVA;</i>
<i>Tensioni</i>	<i>10/33 kV;</i>
<i>Frequenza</i>	<i>50 Hz;</i>
<i>Lunghezza trasformatore</i>	<i>2,34 m;</i>
<i>Larghezza trasformatore</i>	<i>1,09 m;</i>
<i>Altezza trasformatore</i>	<i>2,15 m;</i>
<i>Peso</i>	<i>8.000 dN;</i>

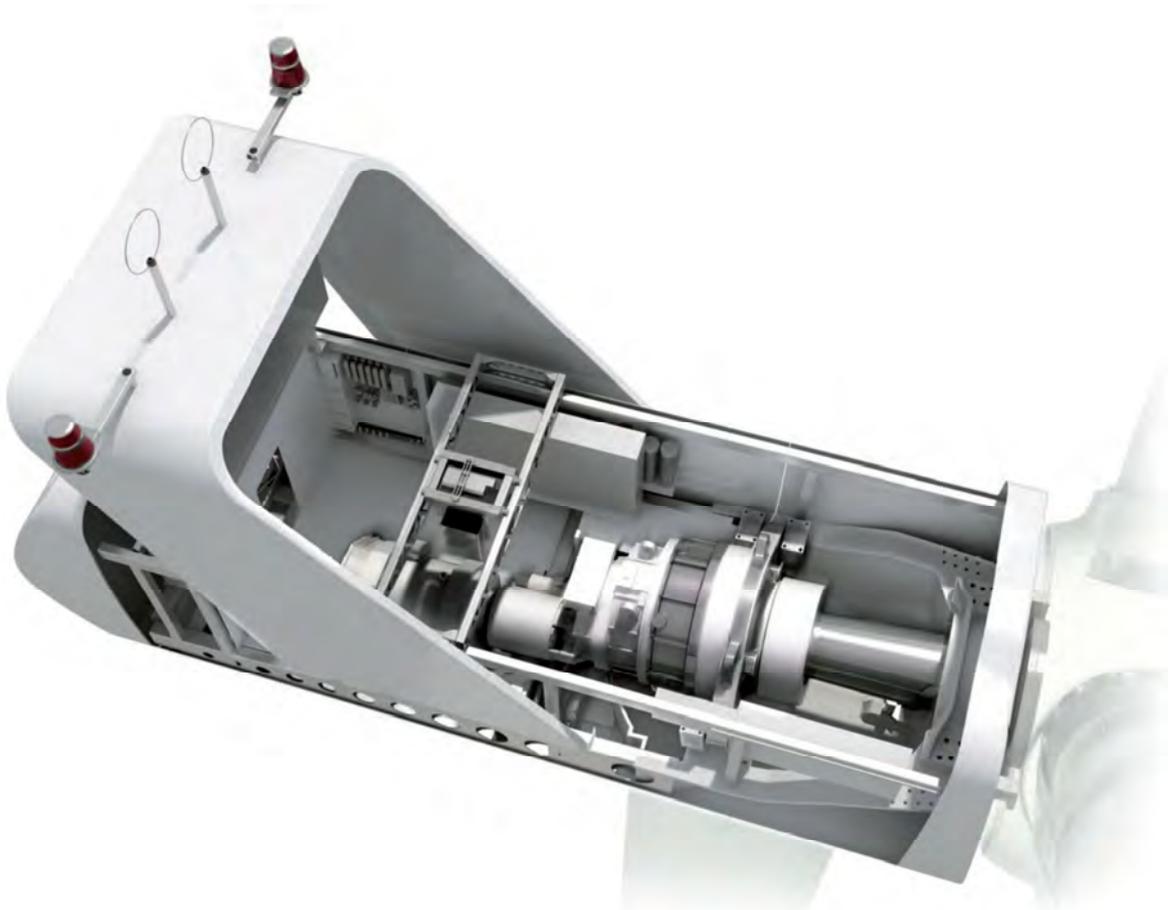


Fig. 3-2o. Vista dell'interno della navicella della turbina V112 (Vestas)

Controller

Il controller VMP (Vestas Multi Processor) copre alcune funzioni, quali

- *monitoraggio e supervisione sul funzionamento;*
- *sincronizzazione del generatore elettrico con la rete durante le operazioni di parallelo;*
- *controllo della turbina in eventi eccezionali;*
- *controllo automatico di imbardata (automatic yawing) per orientamento della navicella in accordo con la direzione del vento;*
- *controllo di passo (OptiTip® - blade pitch);*

- *controllo della capacità reattiva e del regime di velocità variabile (OptiSpeed™ - reactive power control);*
- *controllo delle emissioni sonore;*
- *monitoraggio delle condizioni ambientali (variabili eoliche, temperatura, etc.);*
- *monitoraggio della rete;*
- *monitoraggio delle fulminazioni;*
- *supervisione dei sistemi di rivelazione di fumo;*
- *riduzione del livello di potenza in caso di condizioni di alta temperatura.*

N.B. I dati numerici di molte quantità (ad es., pesi) non sono definitivi

Per le opportune considerazioni su alcune delle quantità, qui inserite, è doveroso considerare anche i dati della Tab. 3.2.2.

Per corrispondere alle indicazioni, che sono state presentate e che devono tendere a ridurre la *frequenza della manutenzione preventiva* a non più di un intervento all'anno anche per ragioni economiche, devono essere presi tutti i provvedimenti, che servono allo scopo.

Tra questi, che sono per altro assai conosciuti e ben usati nelle analisi di affidabilità degli impianti, si deve far ricorso a componenti di ottima qualità, a sistemi ridondanti, ad operazioni di supervisione automatica e non sorvegliata dal personale, a strumentazione addizionale, alla filosofia del due su tre, a impianti ad alimentazione alternativa (idraulici, elettrici, pneumatici, etc.), alla riserva, etc.

3.2.3.2 Tipologie di aerogeneratori

Le macchine, che saranno installate nel parco eolico, sono aerogeneratori dotati di *rotore tripala montato su navicella*, che è in grado di spostarsi azimutalmente sulla torre di sostegno. Alla base, la torre si collega con la fondazione.

Poiché in Italia non ci sono più costruttori nazionali di aerogeneratori (ma soltanto stabilimenti di costruttori esteri sul suolo italiano), il Committente si deve rivolgere per l'acquisizione delle unità al mercato internazionale europeo, che è dominato dai costruttori Nordeuropei (da Germania, Danimarca, Finlandia, etc.), pur se anche dai paesi del Mediterraneo (la GAMESA spagnola) qualche contributo può essere avanzato.

La selezione deve seguire le regole di gara Europea aperta a tutte le industrie del settore e la scelta cadrà sul fornitore in grado di offrire le migliori garanzie tecniche ed economiche.

Per un'immediata informazione sulle tipologie di macchine marinizzate ed i relativi fornitori nella Tab. 3.2.2 sono riportati i principali modelli utilizzabili nelle realizzazioni offshore (e di qualcuno anche on shore) con i relativi costruttori.



Fig. 3-2p. Vista di unità SWT-3,6-120

Si è già detto delle ragioni economiche. che fanno preferire l'installazione offshore a quelle on-shore (seppur gravate dall'esecuzione di una struttura fondaria di maggiore complessità), per il fatto di sfruttare migliori potenziali eolici e, soprattutto, per l'utilizzo di zone di scarsa rilevanza socio-ambientale (abitativa, ecologica, turistica, etc.).

In linea di *difficoltà progettuali e costruttive crescenti* le fondazioni semi-offshore (per turbine installate su costa o su lido, su dighe foranee, su pennelli a mare, etc. anche parzialmente a contatto con l'acqua marina) vengono generalmente dopo quelle in-land -a meno di casi molto fortunati- e sono ovviamente seguite da quelle off-shore in bassi fondali e, poi, da quelle per medie/grandi profondità. Non sempre macchine in collocazione semi-offshore richiedono grandi lavori.

Tab. 3.2.2. Dati relativi a turbine eoliche

Modello	Potenza (MW)	Quota mozzo (m)	Diametro rotore (m)
Enron Wind 1.5s1	1,5	60-80	77
NEG Micon NM1500/72	1,5	64-80	72
Enercon E66-1500	1,5	67-98	66
Enercon E70-1800	1,8	67-98	70
NEG Micon NM2000/72	2,0	64-80	72
Vestas V80/2.0	2,0	60-100	80
Vestas V90	3,0	80-105	90
Vestas V112	3,0	84-119	112
Ecotécnica 100	3,5	90-100	100
Siemens Wind Power SWT/3.6/107	3,6	>90	107
Siemens Wind Power SWT/3.6/120	3,6	86,5	120
General Electric Ge 4.1-113	4,0	80-110	113
Gamesa G10X (on shore)	4,5	120	128
Vestas V120	4,5	90	120
Multibrid M5000 (on-shore)	5,0	≈90	90
REpower 5M	5,0	100	126
Bard VM	5,0	90	122
Enercon 112/126 (on shore)	6,0	100	122
REpower 6M	6,15	100/117	126
Vestas V164-7 MW	7,0	105	164

Se le condizioni del terreno lo consentono, le fondazioni anche per macchine semi-offshore non sono sostanzialmente diverse da quelle classiche in c.a. per macchine in-land. Si dovranno, invece, attuare rinforzi o soluzioni più acconce, laddove le caratteristiche meccaniche dei suoli non siano adeguate, e soprattutto dove la fondazione, o sia esposta all'azione diretta dell'acqua marina, o debba essere parzialmente inserita in essa.

E' evidente che il *costo del sistema fondario* tende a crescere, passando da quello per macchina in-land a quello per aerogeneratore semi-offshore, a meno di condizioni tanto difficoltose da dover ricorrere ad una struttura fondaria riconducibile ad una del tipo offshore, che è naturalmente quella a costi più alti.

Dalla lista della Tab. 3.2.2 balzano in evidenza due casi, in cui i costruttori hanno messo a catalogo macchine con diverso diametro rotorico per siti con producibilità alta o medio-bassa. Sono rispettivamente le unità da 3,6 MW della Siemens (SWT-3,6-107 ed SWT-3,6-120, cfr. Fig. 3-2p) e quelle da 3 MW della Vestas (V90 e V112). La scelta per il campo di Cerano è caduta sul mod. V112.

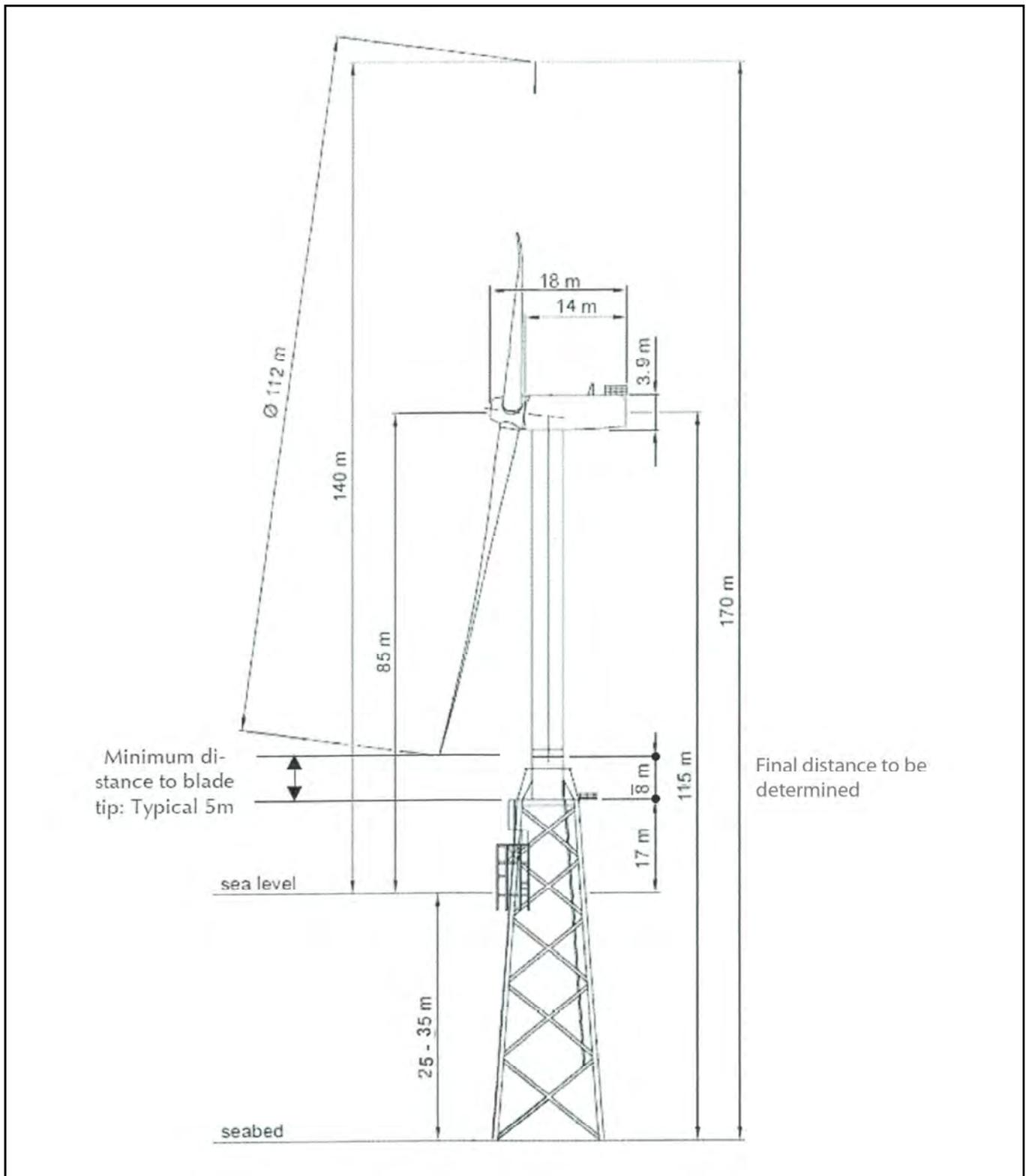


Fig. 3-2q. Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica



Fig. 3-2r. Vista di aerogeneratore con mare grosso

E' evidente che, se si volesse ricorrere al mod. SWT-3,6-120 della Siemens, pur mantenendo costante il livello globale della potenza installata, il numero delle unità a mare calerebbe dalle 36 turbine attuali alle 30 con una riduzione di circa il 6%.

3.2.3.3 Assetto verticale della turbina

La Fig. 3-2q chiarisce alcune scelte, che sono state prese nella fase progettuale e che sono state attribuite all'insieme macchina eolica e sua struttura portante.

L'aerogeneratore (cfr. i dati della Tab. 3.1.1), che dell'impianto eolico è la principale sezione esercitando la funzione centrale di trasformazione dell'energia eolica in elettrica, è costituito da un certo *insieme di componenti* (cfr. la Fig. 3-2p). Partendo dalla base e dall'apparato di collegamento con la struttura portante (flangia di base o codolo da inserire in corrispondenza di tasca cilindrica posta al centro della fondazione o TP come nelle fondazioni a monopila, etc.) segue la torre, alla cui cima è alloggiata la corona dentata per l'imbardata della navicella, con la navicella e con il rotore. Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati.

La distribuzione delle altezze risponde ad alcuni criteri. In primis la *quota dell'asse rotorico* influenza la producibilità. L'aumento in altezza fa intercettare flussi di vento maggiori; promuovere in certa misura la quota dell'asse è favorevole, pur non trascurando che l'andamento in funzione dell'altezza del valore della velocità del vento tende ad essere meno significativo con l'accentuare l'altezza. Con il crescere di questa quota dovrà progressivamente irrobustirsi anche la torre.

La quota limite, che deriva dalle imposizioni per il funzionamento sicuro dell'aeroporto e degli aerei, è fissata dall'ENAC in 140 m s.l.m. Ciò significa che la punta della pala nella sua posizione verticale estrema non possa superare tale valore.

Altro dato importante è la *quota dell'ingresso alla torre*. Sarebbe opportuno tenerlo al di fuori degli spruzzi e del frangersi delle onde (Fig. 3-2r). Si è posta tale quota 25 m al di sopra del mare medio, pur tenendo presente che la somma della semionda centenaria (6-8 m) e dell'alta marea la fermerebbero ad un valor inferiore.

Ridurre tale valore è possibile e porta ad *abbassare la parte di jacket* che sovrappassa il mare medio. Nell'attuale configurazione tale quantità vale ben 17 m, per cui non vi è alcuna difficoltà né funzionale (disporre volumi/spazi per piattaforme o altro dispositivo di lavoro, etc.), né geometrica nell'applicare siffatta riduzione.

In tale direzione potrebbe indirizzarsi anche un'eventuale richiesta di far intercettare da un osservatore da terra una minor elevazione della massa del jacket. Seppur sia composta da tubi, che lasciano molto vuoto tra essi, dalla costa la si intravede chiaramente.

L'attuale soluzione propende ad utilizzare il jacket in favore di un analogo tratto di torre per conferire una maggior consistenza e rigidità all'insieme.

3.3 FORMA, DIMENSIONI, MATERIALI E SPECIFICHE TECNICHE DELLA STRUTTURA PORTANTE

La struttura portante o fondaria ha la funzione di sostenere la turbina eolica, di reggere i carichi derivanti dal funzionamento della turbina eolica e dalle azioni meteo-marine locali anche di carattere eccezionale, di avere rigidezza tale da non interferire con il comportamento dinamico della turbina, di occupare la minima superficie di fondale marino, di tenere la base della torre (e anche l'apertura d'ingresso nella stessa) sempre fuori dal contatto diretto con le onde e di essere sostanzialmente esente da manutenzione durante la vita, oltre che a reggere le azioni derivanti da sismi.

Il corpo fondario si compone di una sovrastruttura o deck e di una sottostruttura o jacket, che sono intimamente connesse tra loro e talora non facilmente identificabili. La struttura portante complessiva si estende dalla base della torre verso il basso, immergendosi nell'acqua (di mare o altro) sino al fondale, ove può appoggiarsi od inserirsi, sia direttamente, sia tramite i pali di fondazione, per una quota sufficiente a contrastare il ribaltamento, imposto dalle azioni meteo-marine su rotore e parti strutturali.



Fig. 3-3a. Struttura portante a castello per turbina eolica offshore 5M montata a Moray Firth (REpower)

3.3.1 Forma e componenti

Il corpo fondario (Fig. 3-3a/b), cui sarà dedicato uno spazio ampio rispetto a quanto destinato alla turbina a motivo della complessità della struttura, del

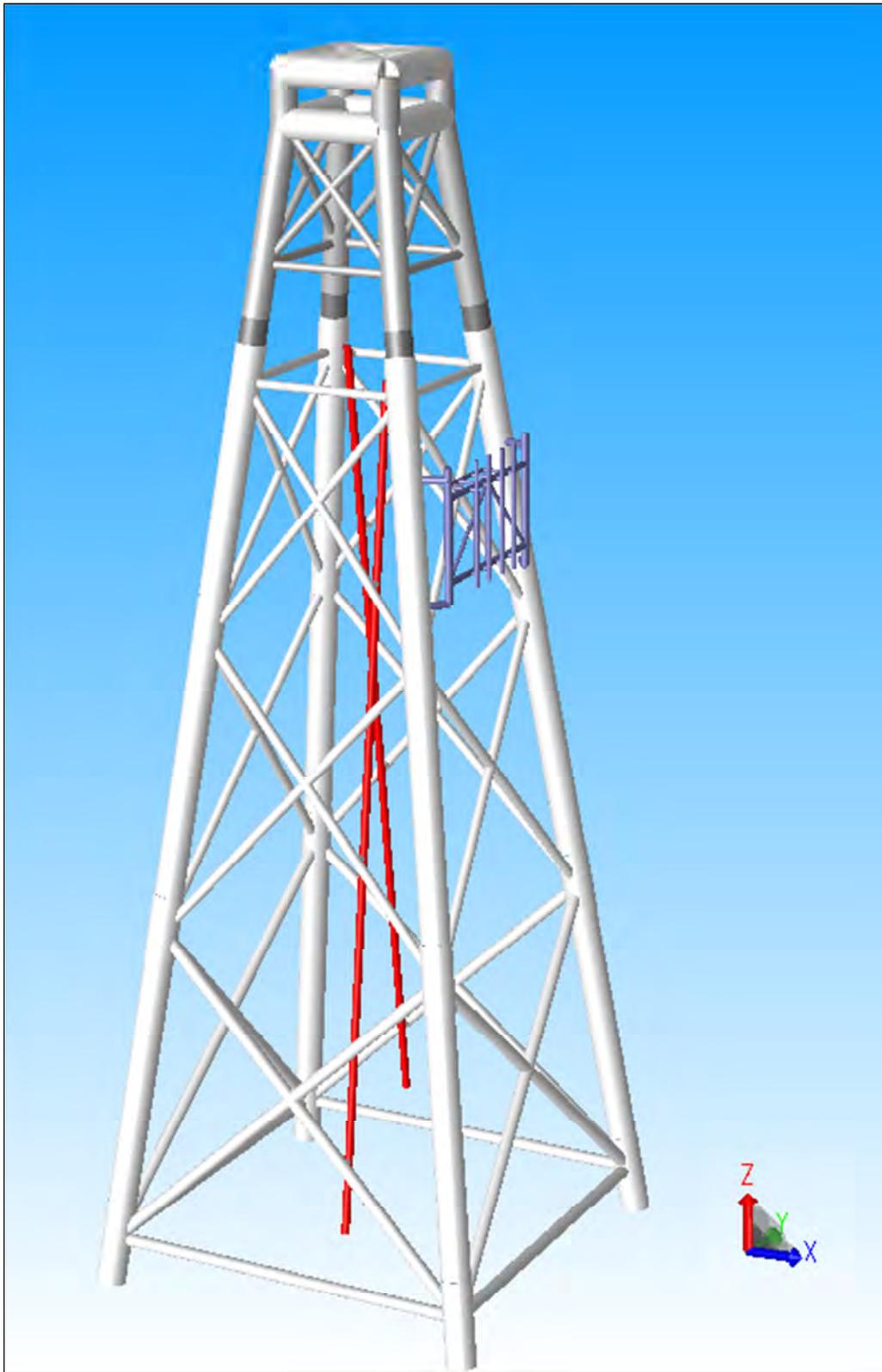


Fig. 3-3b. Vista d'assieme della fondazione (in bianco il jacket, in rosso i due J-tube, in grigio il deck, in blu la struttura del boat landing)

numero dei suoi componenti e della trattazione sviluppata nella *Rel. Spec. PRO-REL-08 "Corpi fondari per turbine eoliche a mare"* (ove sono espone le diverse tipologie e le loro specifiche caratteristiche per meglio comprendere le scelte progettuali), è costituito da due parti principali,

- una sottostruttura (Fig. 3-3e), detta *jacket*;
- una sovrastruttura (Fig. 3-3d), detta *deck*,

la quale di fatto nei sistemi fondari eolici offshore fa da basamento per la radice della torre.

Il secondo componente, il *deck*, nelle piattaforme petrolifere ha uno sviluppo rilevante -soprattutto in altezza- e dipende dalle funzioni, cui è destinata la sua realizzazione. Nel caso della fondazione per convertitore eolico si riduce soltanto al collegamento tra la fondazione e l'aerogeneratore, tanto che spesso con la voce *jacket* si intende la struttura portante nel suo complesso.

E' questo anche il termine, che è stato coniato dal settore petrolifero, ove la struttura ha trovato ampia applicazione, grazie alla sua adattabilità ai molteplici casi richiesti dalle esigenze di trivellazione e di sfruttamento dei giacimenti petroliferi a mare.

3.3.2 Sottostruttura (jacket) e sovrastruttura (deck)

Rispetto alla soluzione a tre montanti, che è molto simile al tipo a tripode, la soluzione a quattro montanti (Fig. 3-3c) è, invece, quella che può essere adottata per fondazioni in medio-alti (o anche alti) fondali (oltre i 25-30 m di profondità del fondo marino).

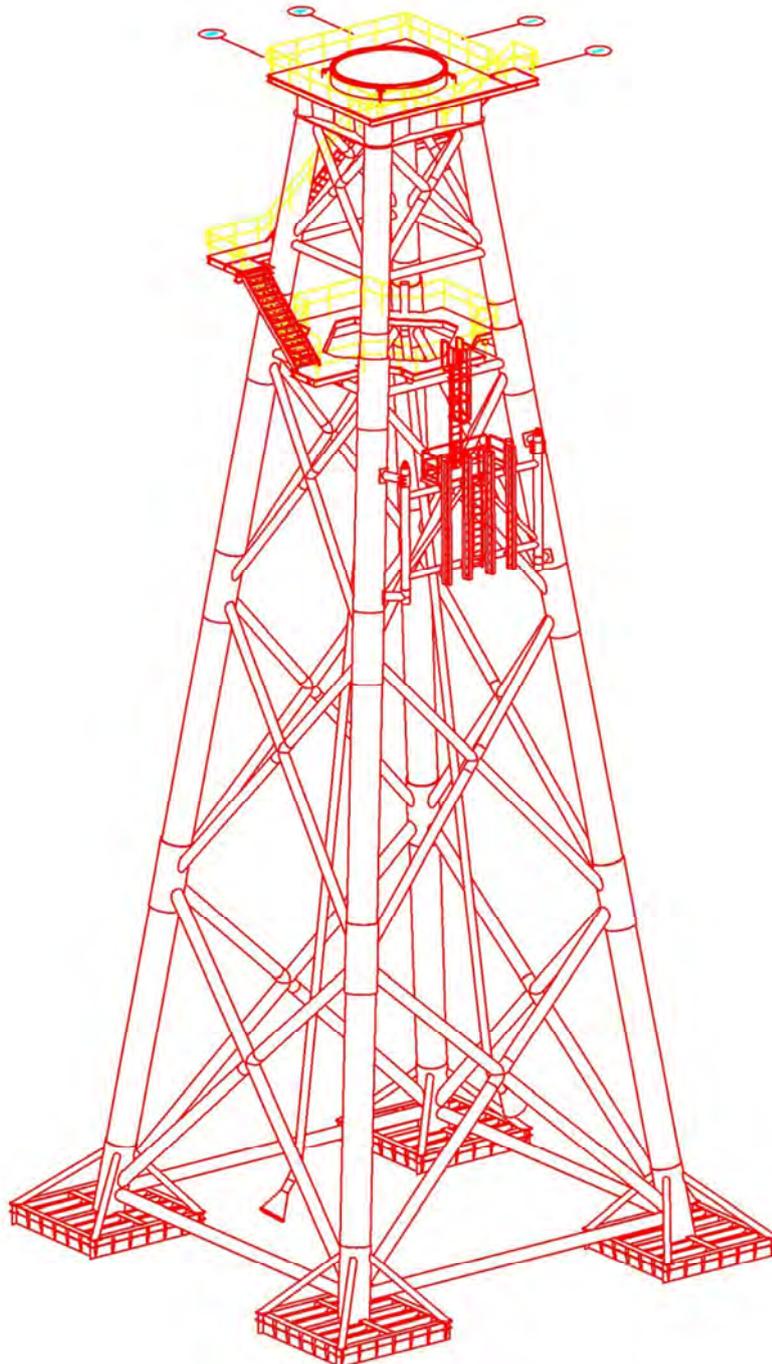


Fig. 3-3c. Schema installativo della fondazione con illustrazione di tutti i componenti ad eccezione del palo di ancoraggio

La struttura è costruita con tubi di opportuno diametro/spessore in relazione alla rispettiva funzione. I punti, in cui si formano collegamenti tra tratte verticali, orizzontali od inclinate, sono detti nodi e sono progettati con forme e dimensioni adatte a sopportare le azioni mutue degli spezzoni concorrenti. I quattro tubi periferici a sviluppo -sostanzialmente inclinato- dal basso verso l'alto e messi d'angolo, che sono anche chiamati in gergo tecnico *montanti* o *gambe*, possono essere rinforzati da uno o più corsi di tubi orizzontali, che sono tra loro irrobustiti da diagonali semplici o incrociati, colleganti i tubi orizzontali tra loro e con i montanti.

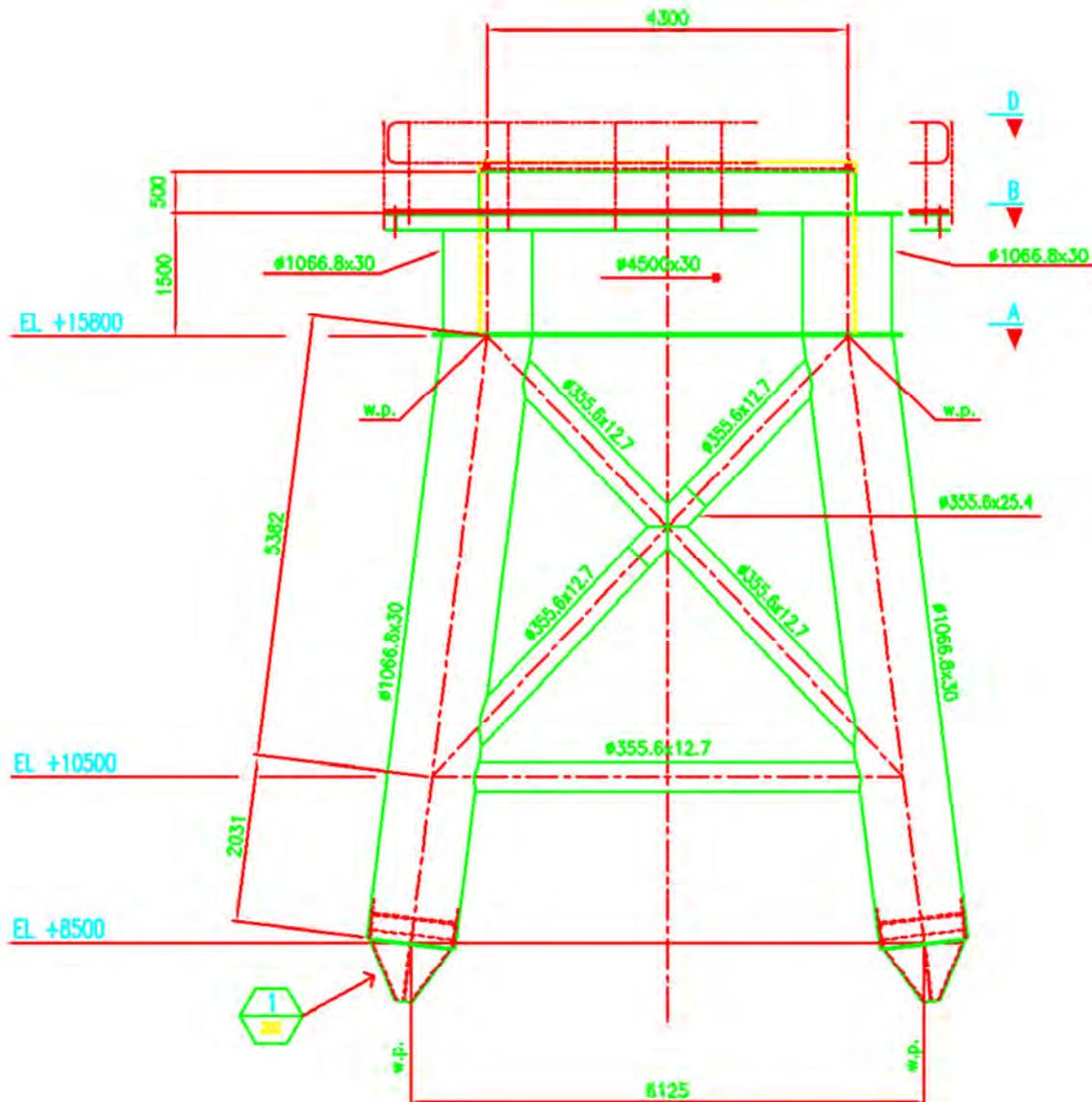


Fig. 3-3d. Disegno quotato della sovrastruttura

Ogni montante è composto da tre spezzoni di differente lunghezza. I due più lunghi sono quelli più bassi e sono di diametro 1.170 mm e spessore 15 mm.

L'ultimo, che funge da terminale superiore, ha diametro leggermente più grande ed è più spesso (1.180 mm x 20 mm).

Nelle figure precedenti si notano tre corsi di diagonali incrociati e due soli piani di travi orizzontali, uno al piede ed un'altro al coronamento, nel *corpo della sottostruttura*.

Si rilevano, invece, un solo corso di diagonali di rinforzo e due piani orizzontali nel *corpo della sovrastruttura* (Figg. 3-3b/c e disegno 1086-ST-DIS-201), nella quale va, poi, inserito mediante opportuna conformazione il collegamento con la base della torre. Questa porzione del progetto è soltanto schematizzata ed idealizzata.

Non disponendo delle Specifiche Tecniche e dei costruttivi relativi, che sono di responsabilità del fornitore della turbina, è sufficiente fermarsi alla predisposizione di un componente, che qui appare semplicemente suggerito. Il dimensionamento del deck è, comunque, stato condotto in modo da rendere tale sovrastruttura capace di sostenere e di trasmettere i carichi di progetto con esclusione di quelli spettanti a tale collegamento.

Il deck è alto (15.800 – 8.500) mm = 7.300 mm, cui vanno aggiunti due altri metri per il tamburo di sostegno del basamento della torre (Fig. 3-3e), avente spessore di 30 mm ed altezza di 2.000 mm – 80 mm = 1.920 mm, se lo spessore della piastra di completamento e di base per la radice della torre è di 80 mm (la sez. B del disegno 1086-ST-DIS-201 forse sarebbe più consona, se venisse diretta verso l'alto). La piastra di testa è in realtà un semplice anello.

Il tamburo è attrezzato con grandi orecchie, che avvolgono ognuno dei quattro tubi, creando un insieme solido e rigido, che si innesta tramite una piastra con il coronamento rastremato della sovrastruttura.

Quanto è stato descritto dal disegno, che è stato citato, rappresenta una notevole semplificazione del collegamento torre-deck, che dovrà essere studiato soltanto a partire dai disegni costruttivi della torre.

Per maggiori ragguagli sulla dimensione radiale del deck si cfr. la Tab. 3.3. La pendenza, che è stata assegnata alle gambe, sia del jacket, sia del deck almeno per la porzione sottostante al tamburo di collegamento con la base della torre è di 1:8 circa (Fig. 3-3e).

Un aspetto, che forse è restato un po' in ombra, è la *connessione tra palo e montante*. La connessione è saldata, realizzando un perfetto incastro tra gamba e palo di fondazione. E' l'unica sezione, in cui si ha un simile collegamento lungo ogni montante.

3.3.3 Palo di fondazione

Atro componente fondamentale, che non compare evidentemente nelle figure d'assieme (Figg. 3-3a/c), è il *palo di fondazione* (Fig. 3-3f). Della funzione operativamente essenziale e staticamente insostituibile, che compete ai pali di ancoraggio, si faranno alcuni riferimenti nel prosieguo del paragrafo, pur se in termini molto sintetici. Qualche parola in più vale la pena di spenderla qui.

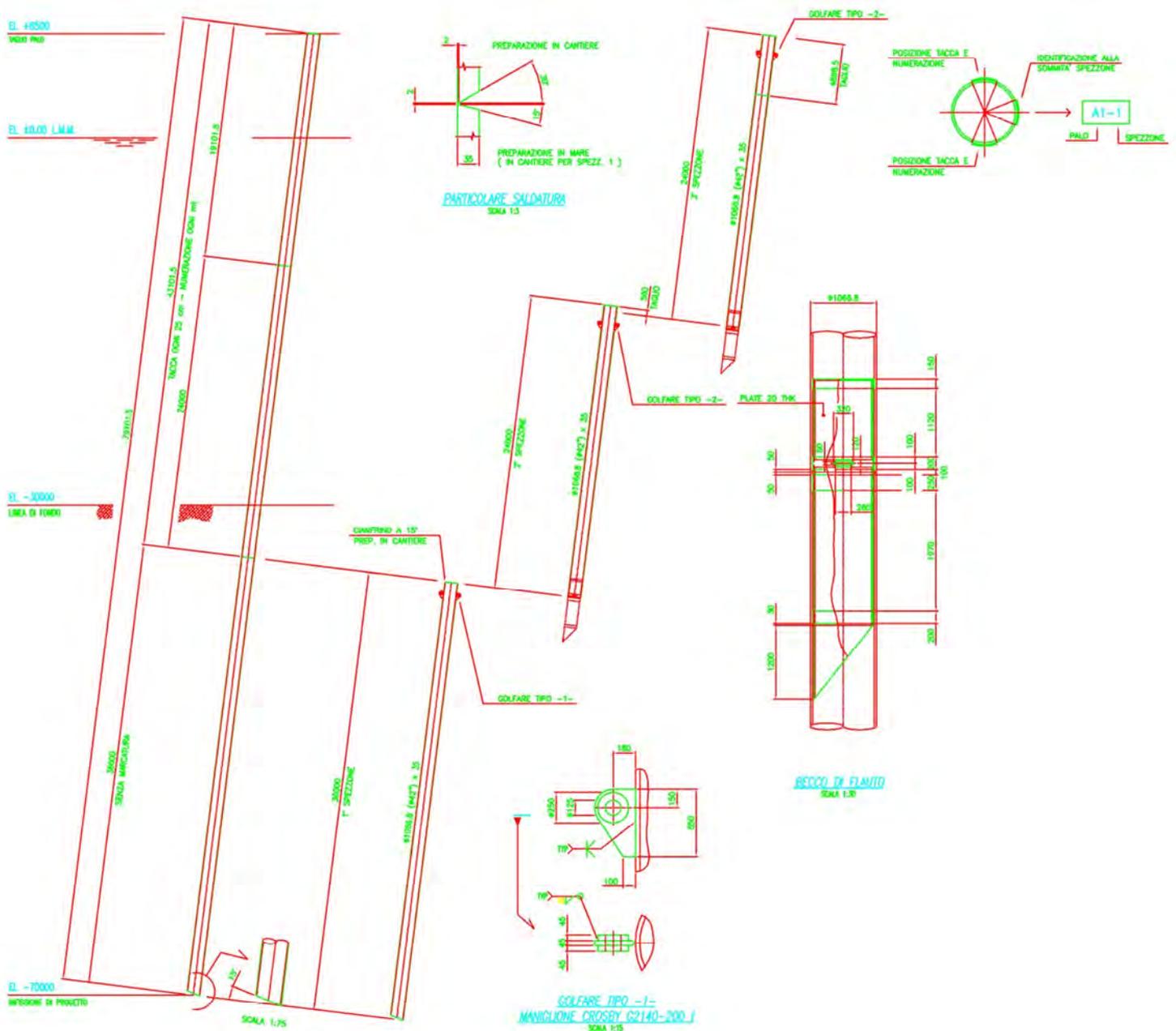


Fig. 3-3f. Palo di fondazione

Il palo è destinato ad essere inserito per una larga porzione della sua estensione nel terreno del fondale marino, mentre la parte ad esso esterna continua verso l'alto restando sempre all'interno di ogni montante ed immerso in acqua sino al livello, che coincide all'incirca con il pelo libero del mare medio. Alla quota della sezione terminale del jacket è fissato al montante. Procedendo ancora verso l'alto si collega, poi, con la base del deck, diventando così veramente l'*elemento strutturale di tutto l'apparato fondario*.

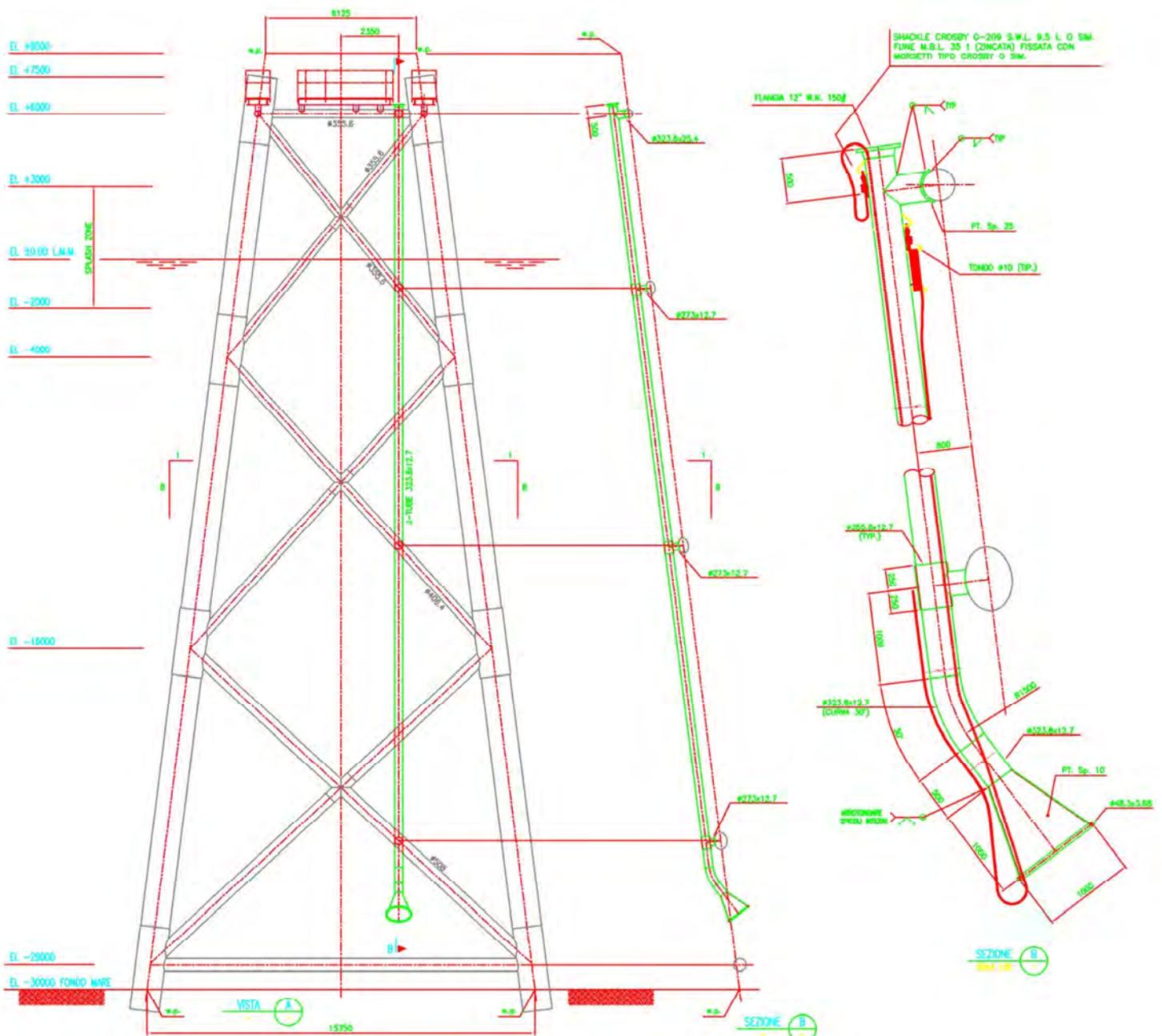


Fig. 3-3g. Sistemazione ed attrezzature per J-tube

E' costituito da un tubo (cavo) di acciaio della lunghezza complessiva di 79.101,5 mm (cfr. il disegno 1086-STR-DIS-102), fornito in tre spool di lunghezza diversa (rispettivamente a partire dal basso 36.000 mm, 24.000 mm e 24.000 mm) del diametro costante ed uniforme da 42" (1.066 mm e spessore 35 mm). Essendo ospitato all'interno della gamba, la lunghezza effettiva della sistemazione nel fondale è previsto che sia all'incirca di una quarantina di metri. L'inserimento di uno spezzone nell'altro è favorito da una appendice tubolare, portata dallo spezzone superiore e conformata a becco di flauto. Il collegamento tra gli spool è realizzato mediante saldatura a piena penetrazione.

E' tenuto nella posizione centrale da appositi centratori, che sono inseriti in corrispondenza dei nodi dei montanti. Una volta infilato a forza nel suolo marino mediante battipalo o vibro-inseritore sino alla sua quota finale, il palo può essere fissato in corrispondenza del piano di coronamento del jacket, che nella Fig. 3-3b corrisponde all'incirca alla quota del piano orizzontale superiore. In tale posizione si effettua anche l'inserimento dei montanti del deck nel palo d'ancoraggio.

3.3.4 Struttura per l'attracco di naviglio (Boat Landing)

Per permettere l'attracco sicuro di mezzi navali all'incirca alla quota del mare medio è predisposta una struttura verticale (detta *Boat Landing*). Fa da sbarramento e da assorbitore di eventuali urti dei natanti contro la fondazione. Il dimensionamento corrisponde ad azioni molto limitate e prodotte da naviglio operativo di tonnellaggio ridottissimo (per una visione di insieme cfr. la Fig. 3-3c e per una più precisa documentazione il disegno 1086-ST-DIS-107).

Non si presume che si abbiano collisioni importanti con urto da parte di navi di grandi dimensioni e dotate di rilevanti quantità di moto. Questa eventualità di carattere incidentale fa parte di uno studio specifico (*risk analysis*). E' una fase diversa da quella progettuale e serve per valutare gli effetti di incidenti, che non sono attribuibili al progetto vero e proprio ed alla conseguente realizzazione impiantistica.

Sono occasioni di impatti e di urti ascrivibili ad indagini, che prevedono la deformazione (elastico-plastica) di elementi strutturali o dissesti strutturali significativi, sempre ipotetici ed infrequenti, ancorché credibili e, si ripete, estranei alle competenze progettuali, che coprono occasioni di urto sempre assorbibili dalla struttura attuale senza sostanziale (o ridottissima) locale deformazione.

3.3.5 J-Tube

Non ultimo è il *condotto verticale, detto J-tube* e segnato in rosso nella Fig. 3-3b, che serve per contenere, guidare e difendere i cavi sottomarini, quando emergono dal fondale e vengono avviati verso i collegamenti elettrici dell'unità, o verso un altro aerogeneratore, o verso terra.

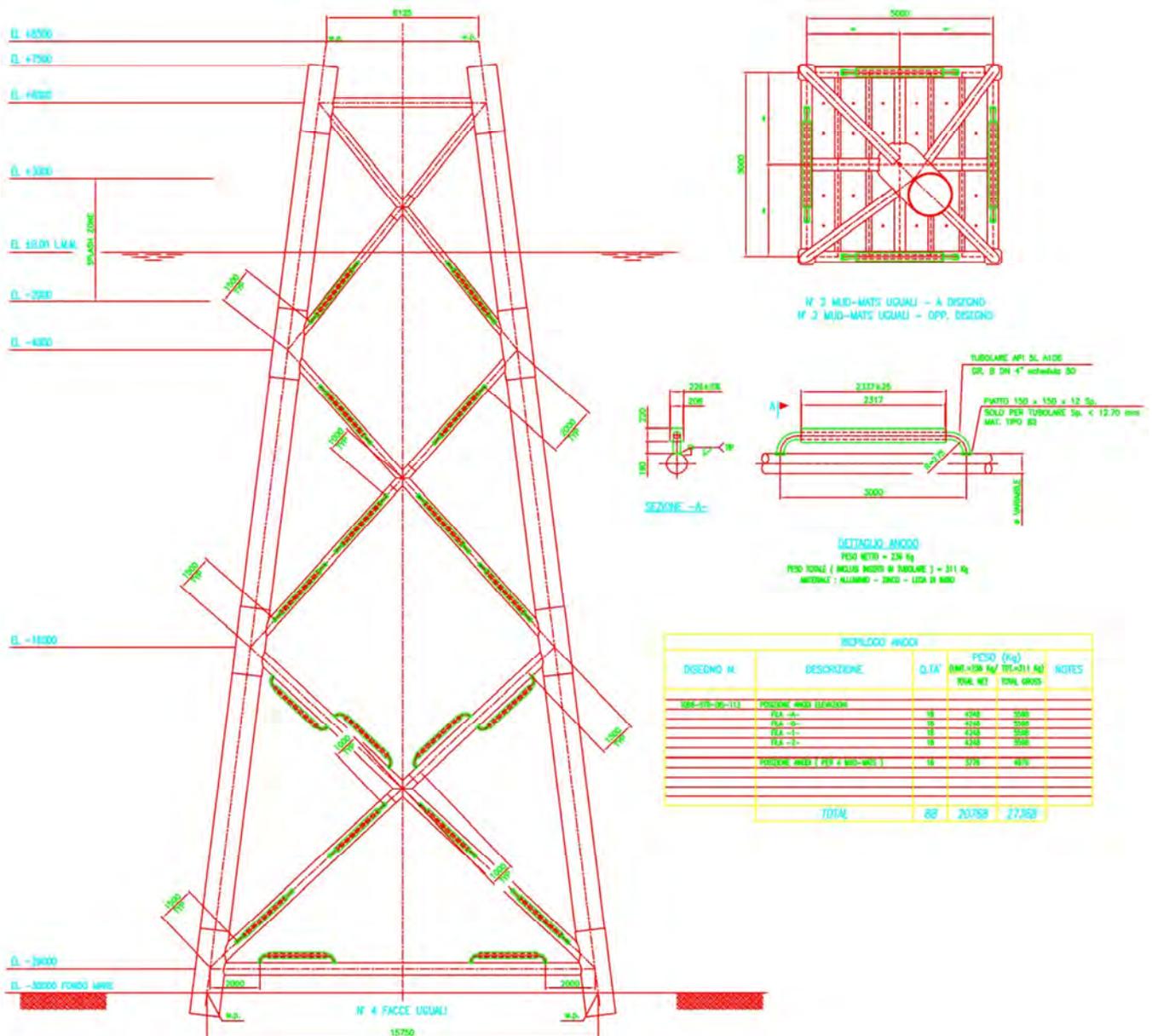


Fig. 3-3h. Sistemazione dei pani anodali

Sono in numero di due, uno per il collegamento con l'unità eolica precedente e l'altro per quello con la successiva o per collegarsi con il punto d'approdo. Nelle postazioni di testa di ogni fila di aerogeneratori per sottocampo ne occorrerà uno soltanto. Per ragioni di configurazione del campo eolico ad un paio di fondazioni (postazioni 21 e 23) devono essere sistemate tre di queste discese.

La posizione all'interno della struttura portante (Fig. 3-3b/c), come pure la sua sistemazione, sono state scelte in maniera induttiva, non disponendo del piano di movimento della nave posacavi e nemmeno dei carichi applicati dalla stessa ai cavi sottomarini durante il loro interrimento/spostamento. Il tubo ha diametro di 323,8 mm con spessore di 12,7 mm. Lungo il suo sviluppo sono state inserite alcune derivazioni (quattro per la precisione) di pari diametro del tubo. Lo scopo è di consentire l'espulsione dell'acqua, sospinta dal cavo sottomarino durante la sua movimentazione all'interno del tubo.

All'interno del tubo (Fig. 3-3g ed i disegni 1086-ST-DIS-111) è sistemata - ed ivi ancorata al momento del varo della fondazione- una corda per agevolare l'introduzione del cavo sottomarino. Si suppone che la testa del cavo sarà connessa al filo traente da un sommozzatore e che il cavo sarà fatto scorrere all'interno del conduit, esercitando il tiro dall'estremità opposta del filo mediante un arganello.

I fissaggi, che sono stati previsti per il J-tube sulla sottostruttura (la sovrastruttura non è coinvolta dal lay-out di questo tubo), non saranno, comunque, in grado di produrre sollecitazioni significative sulla struttura portante. Nel progetto l'ancoraggio del tubo è fatto su alcuni diagonali della sottostruttura.

3.3.6 Scale e passerelle

Per accedere al piano flangia del basamento della torre (Fig. 3-3b), ove è anche sistemato l'accesso all'unità eolica sono previste *alcune passerelle* in grado di permettere lo spostamento corretto del personale e dei pezzi di moderato ingombro/peso.

La prima parte di questo percorso è costituita da tratti di scala a pioli o scala alla marinara (eventualmente protetta da gabbia cilindrica). La variabilità del livello del mare non consente di approdare sempre al terrazzino operativo, che dovrebbe essere sistemato ad una quota al di fuori del moto ondoso (cfr. il disegno 1086ST-DIS-203 e la Fig. 7-4).

Da questa elevazione (quota +6.000/+6.650) sino alla base della torre sono collocate tre rampe di scale con i relativi terrazzini. Si consente in tal modo di accedere alla quota +17.335, dove presumibilmente dovrebbe esser collocato il collegamento fondazione-torre.

3.3.7 Zoccolo di base (Mud Mat)

Ultimo pezzo, che è inserito alla base di ogni montante, è lo zoccolo o scarpa, che nei disegni è detto *mud mat*.

E' applicato ad ogni gamba per agevolare il contatto della struttura portante con il fondale e per ripartirne il carico, quando la struttura portante è annegata e posizionata sul suolo marino.

E' un corpo quadrato di 2 m di lato. Su una piastra all'incirca delle stesse dimensioni sono sistemati profilati (HEB 300) per formare la cornice e la croce. Ugualmente quattro profilati (IPE 300) sono collocati come irrigidimento ad una distanza uguale tra loro e rispetto alla cornice ed alla croce. Maggiori particolari si possono rilevare nel disegno 1086-ST-DIS-105.

Sulla faccia inferiore della piastra, che sarà a contatto con il suolo marino, sono saldati di coltello piatti dello spessore di 8 mm ed alti 500 mm lungo l'anima di tutti i profilati.

Il collegamento tra la gamba della sottostruttura e lo zoccolo oltre alla saldatura con la piastra di base è sostenuto da quattro tubi inclinati a mo' di puntoni (diametro esterno di 273 mm e spessore 12,7 mm), che vanno ad innestarsi sui vertici del quadrato. Piccoli fori (diametro 50 mm) nella piastra sono previsti per agevolare il passaggio dell'acqua.

3.3.8 Protezione superficiale e catodica

L'utilizzo di materiale ferroso per la fondazione a mare richiede anche l'adozione di misure per difenderlo dall'attacco dell'ambiente marino tramite diversi fenomeni agenti (corrosione, erosione, etc.).

Una *protezione contro la corrosione delle superficie* mediante pigmenti o vernici adatte può -e di solito così si fa- essere applicata in una o più mani.

La successione potrebbe essere quella tipica per proteggere materiale ferroso in acqua marina, che prevede una accurata preparazione delle superficie di solito mediante procedimenti meccanici (spazzolatura, eventuale sabbiatura, sbeccamento dei saldati, etc.) seguita dalla applicazione dei materiali protettivi veri e propri (costituiti da zincatura, da prodotti antimuffa, dal primer, da vernici epossidiche o da prodotti similari, etc.).

Per ottenere una protezione continua si provvede alla *copertura catodica* della struttura fondaria mediante l'immersione di un adeguato quantitativo di materiale opportuno (zinco, Al-Zn-lega di In, etc.) concentrato in masse adeguate posizionate lungo le strutture tubolari (dei diagonali od anche dei montanti). Solitamente, i pani sono di peso prestabilito ed in numero proporzionato alla durata della struttura da proteggere. Se la vita fosse molto lunga (e potrebbe non essere il caso della fondazione marina

3.3.9 Specifiche Tecniche della fondazione

E' opportuno esporre le caratteristiche funzionali e strutturali (Tab. 3.3.1) dei diversi componenti, che costituiscono la struttura portante nel suo insieme, riservandosi di fornire in seguito eventuali ulteriori dati tecnici del sistema fondario.

Tab. 3.3.1. Carichi, dati geometrici e normative per la fondazione a jacket a quattro montanti da sistemare su fondale della profondità di 30 m

Sistema fondario

tipologia

fondazione rigida a traliccio tubolare metallico a più pile (tipo template per piattaforme marine o piattaforma a pali);

sottostruttura (jacket)

quattro pile inclinate (preferibile rapporto 1:8 per conferire sufficiente stabilità al corpo fondario) costituite da montanti (e tubi di guida per i pali d'ancoraggio al suolo e realizzati in tre spool, i cui diametri sono per due spezzoni 1.170x15 mm e per quello superiore 1.180x20 mm) dotati di patta inferiore di fermo e collegati tra loro da traversi orizzontali e da diagonali incrociati (per le rispettive dimensioni cfr. i disegni relativi);

sovrastuttura (deck)

struttura a quattro montanti inclinati (1.066,8x30 mm) sino all'impostazione del tamburo e, poi, dritti sino al piano di collegamento con la torre, completa di scale di accesso sino a suddetta sezione, e fissata per saldatura ai pali di ancoraggio in corrispondenza dell'estremità inferiore dei montanti;

assetto

sistemazione ad asse verticale con piattaforma di servizio (a quota opportuna) e con riparo in grado di opporsi ad eventuali urti di piccoli natanti di servizio (boat landing);

collegamento fondazione-torre

bloccaggio dell'aerogeneratore mediante collegamento flangiato tra la base della torre ed il basamento ricavato nel tamburo, portato dal tratto terminale superiore del deck;

centraggio/verticalità torre

eventuale spessoramento della connessione radice torre e tamburo per

	<i>realizzare il piano d'appoggio di determinata planarità;</i>
<i>frequenza propria minima</i>	<i>$\geq 1.10 f_b$, con f_b frequenza del passaggio della pala su torre (in linea di massima $\sim 0,4$ Hz);</i>
<u>Fondale</u>	
<i>tipologia</i>	<i>superficialmente sabbioso composto da limi, sabbie e materiali leggeri di diversa composizione e differente consistenza e compattazione;</i>
<i>spessore 0 m - 1 m</i>	<i>sabbia sciolta;</i>
<i>spessore 1 m - 5 m</i>	<i>sabbia di media densità;</i>
<i>spessore 5 m - 50 m</i>	<i>argilla compatta;</i>
<u>Pali d'ancoraggio</u>	
<i>tipologia</i>	<i>sezione/lunghezza opportuna (tubi da 42" di 1.066,8x35 mm della lunghezza totale di 79.101,5 mm) possibilmente in tre spool (con giunzioni da saldare in situ) e dotati di terminali inferiori eventualmente ispessiti e sagomati (con eliminazione di puntale di forma chiusa) per agevolare la penetrazione nel fondale marino sotto l'azione martellante di peso in caduta libera (cfr. Battipalo);</i>
<u>Battipalo</u>	
<i>tipo</i>	<i>D100 Delmag;</i>
<i>altezza di caduta</i>	<i>3 m;</i>
<i>cadenza</i>	<i>35/40 colpi/min;</i>
<i>energia</i>	<i>16 ton./m o superiore;</i>
<u>Materiale strutturale</u>	
<i>per fondazione e pali sollecitazione ammissibile</i>	<i>acciaio;</i> <i>$0.9 \sigma_{sn}$ (in ogni caso sempre inferiore alla sollecitazione di snervamento alla temperatura di progetto/operazione più bassa);</i>
<u>Configurazione ed esecuzione</u>	
<i>montanti, diagonali, traverse</i>	<i>tubi interamente a sezione a corona circolare regolare lungo la estensione di ogni spool;</i>

<i>tiranteria</i>	<i>esclusa tassativamente in qualsiasi punto della struttura fondaria;</i>
<i>esecuzione</i>	<i>completamente ed in tutti i suoi pezzi con saldature continue ed a piena penetrazione;</i>
<i>colorazione parti affioranti</i>	<i>secondo necessità di segnalazione nautica;</i>

Protezione

<i>superficiale</i>	<i>vernici anti-corrosione (zincatura, primer, vernici epossidiche o similari) applicate a più mani, previa preparazione (spazzolatura, sabbiatura, etc.) delle stesse;</i>
<i>catodica</i>	<i>pani di materiale opportuno (lega di Zn, Al, In) del peso di circa 311 N/cad. applicati sulla faccia verso mare sui diagonali, sulla traversa orizzontale inferiore (18 per faccia del jacket) e su ogni zoccolo (4 per unità);</i>
<i>quantità totale pani</i>	<i>88 elementi per 20.768 kg di materiale attivo e di 27.368 kg di peso globale, comprensivo di attacchi, supporti, etc.;</i>

Dimensioni verticali (su L.M.M.)

<i>quota fondale</i>	<i>-30.000 mm;</i>
<i>altezza fuori acqua teste pile</i>	<i>+7.500 mm;</i>
<i>altezza fuori acqua teste pali di fondazione</i>	<i>+8.500 mm;</i>
<i>quota collegamento pali-deck</i>	<i>+8.500 mm;</i>
<i>quota impostazione tamburo di basamento</i>	<i>+15.800 mm;</i>
<i>quota saldatura parete tamburo con basamento per flangia torre</i>	<i>+17.800 mm;</i>
<i>quota prima piazzola di servizio</i>	<i>+6.000 mm;</i>
<i>percorso attracco-piazzola</i>	<i>scale a pioli;</i>
<i>percorso piazzola-radice torre</i>	<i>scale con pianerottoli disposte lungo i fianchi;</i>
<i>quota flangia torre</i>	<i>+17.800 mm + spessore flangia+spessore basamento;</i>
<i>inclinazione pile sulla verticale</i>	<i>pari a 1:8;</i>

Altezza totale

<i>traliccio tubolare jacket</i>	<i>37.500 mm;</i>
<i>traliccio tubolare deck</i>	<i>9.300 mm circa (a meno del puntale di base);</i>
<i>palo di fondazione</i>	<i>79.101,5 mm (di cui 37.500 mm all'interno di ogni montante, 1.000 mm di extra corsa superiore e 41.500 mm</i>

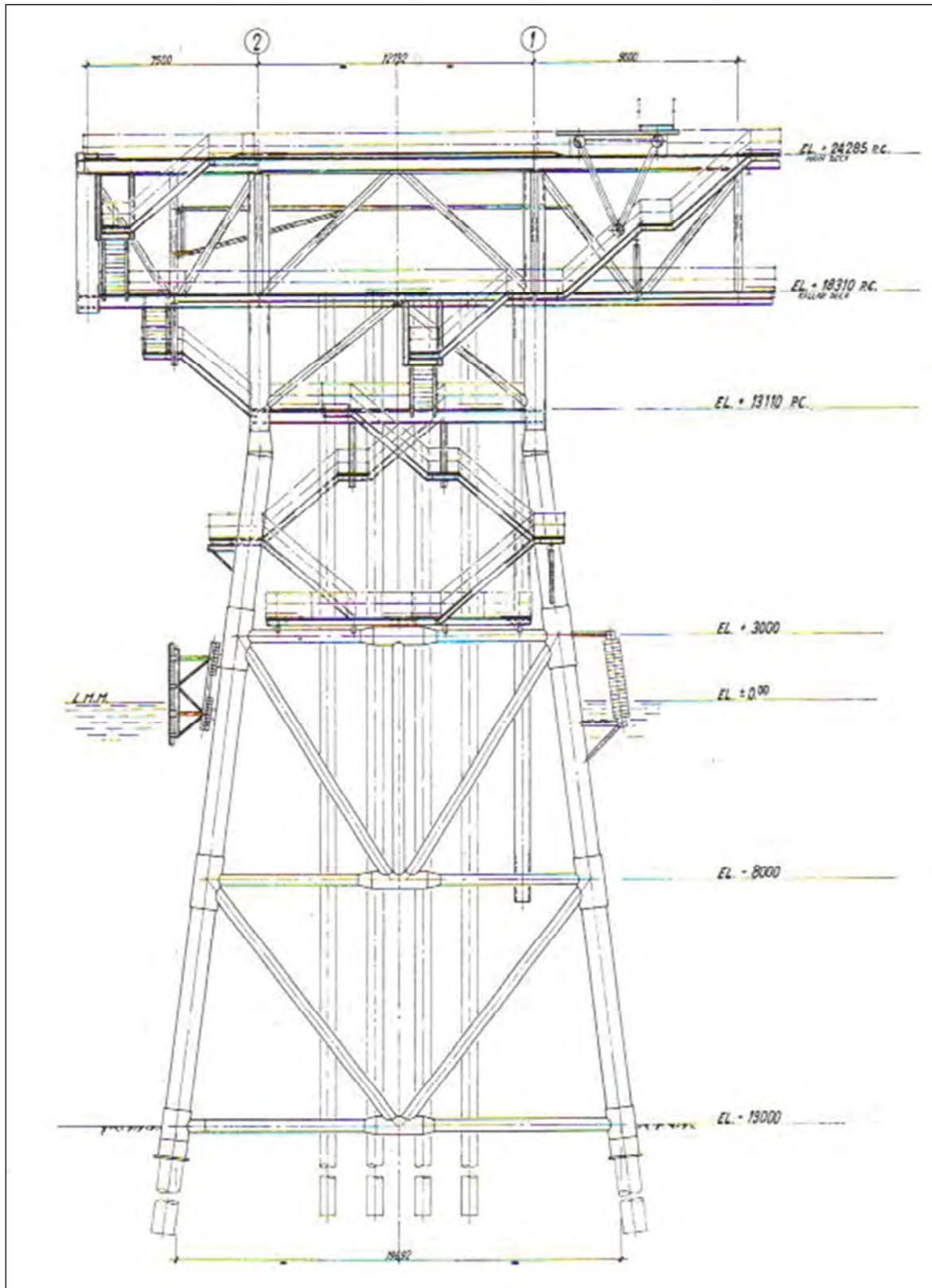


Fig. 3-3i. Tipica struttura a jacket per scopi petroliferi, in cui prevalgono i carichi verticali

circa inseriti negli strati del suolo marino a battitura completata e nell'assetto operativo di inizio vita;

Dimensioni orizzontali

<i>diametro radice torre</i>	<i>4.350 mm;</i>
<i>piazzola basamento torre</i>	<i>6.500 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota +17800</i>	<i>4.300 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota +7500</i>	<i>6.125 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota -30000</i>	<i>15.750 mm;</i>

Pesi

<i>peso proprio jacket</i>	<i>cfr. anche le voci "Pesi" della Tab. 3.2.1;</i>
<i>peso proprio deck</i>	<i>≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso pali di fondazione</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
<i>peso elementi non modellati</i>	<i>≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso totale</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
	<i>≈ 7.000 kN;</i>

Strumentazione

<i>di avvistamento</i>	<i>acustica e luminosa, come da regolamenti vigenti;</i>
<i>di misura</i>	<i>come da specifiche del Cliente e del Costruttore dell'aerogeneratore;</i>

Normativa di riferimento

<i>per progettazione</i>	<i>API, AISC, ISO, RINA, etc.;</i>
<i>per assicurazione</i>	<i>da definire a seguito di accordi con l'ente certificatore, come richiesto per aprire la relativa pratica assicurativa.</i>

Forze e momenti (statici) a quota +18 m circa

<i>forza orizzontale</i>	<i>1.650 kN;</i>
<i>momento flettente</i>	<i>115.000 kNm;</i>
<i>momento torcente</i>	<i>16.000 kNm;</i>
<i>forza verticale</i>	<i>5.850 kN;</i>

Condizioni marine operative

<i>altezza onda</i>	<i>10,3 m;</i>
<i>periodo onda</i>	<i>9,7 s;</i>
<i>lunghezza d'onda</i>	<i>135,4 m;</i>
<i>corrente a 0 m</i>	<i>0,41 m/s;</i>

corrente in superficie *0,81 m/s;*

Condizioni marine storm

<i>altezza onda</i>	<i>12,6 m;</i>
<i>periodo onda</i>	<i>10,8 s;</i>
<i>lunghezza d'onda</i>	<i>160,7 m;</i>
<i>corrente a 0 m</i>	<i>0,51 m/s;</i>
<i>corrente in superficie</i>	<i>0,86 m/s;</i>

Vento

*Le velocità di vento sulle strutture fondarie sono da ritenere omnidirezionali.
I valori si intendono mediati su 1h e riferiti alla quota +10.0 m sulla LAT.*

<i>Operativo, U_0</i>	<i>35 m/s = 126 km/h</i>
<i>Storm, U_0</i>	<i>54 m/s = 194 km/h</i>

Splash Zone

Da +3,0 m a -2,0 m rispetto a LAT

Accrescimento marino

Il profilo dei componenti strutturali è variabile con la profondità, come segue

<i>da +1,0 m a -20 m</i>	<i>120 mm sul raggio;</i>
<i>da -20,0 m al fondo del mare</i>	<i>50 mm sul raggio.</i>

Si assume una densità pari a 1.400 kg/m³.

Marea

*Si considera +1,0 m di innalzamento della superficie del mare rispetto a LAT,
inteso come combinazione degli effetti prodotti dalla marea astronomica e
dell'innalzamento dovuto a eventi storm.*

NB. Tutte le dimensioni radiali degli elementi tubolari sono riferite al diametro esterno.

3.4 SITO A MARE

Con la locuzione sito a mare s'intende lo specchio d'acqua, che perimetra il complesso degli aerogeneratori e che è localizzato tramite le distanze dei vertici dalla costa e dai vincoli esistenti, la configurazione determinata dalle singole postazioni, definite dalle corrispondenti coordinate geografiche, e le superficie occupate dai singoli componenti (turbine eoliche, strutture portanti, cavi interrati, etc.), organizzate in sottocampi.

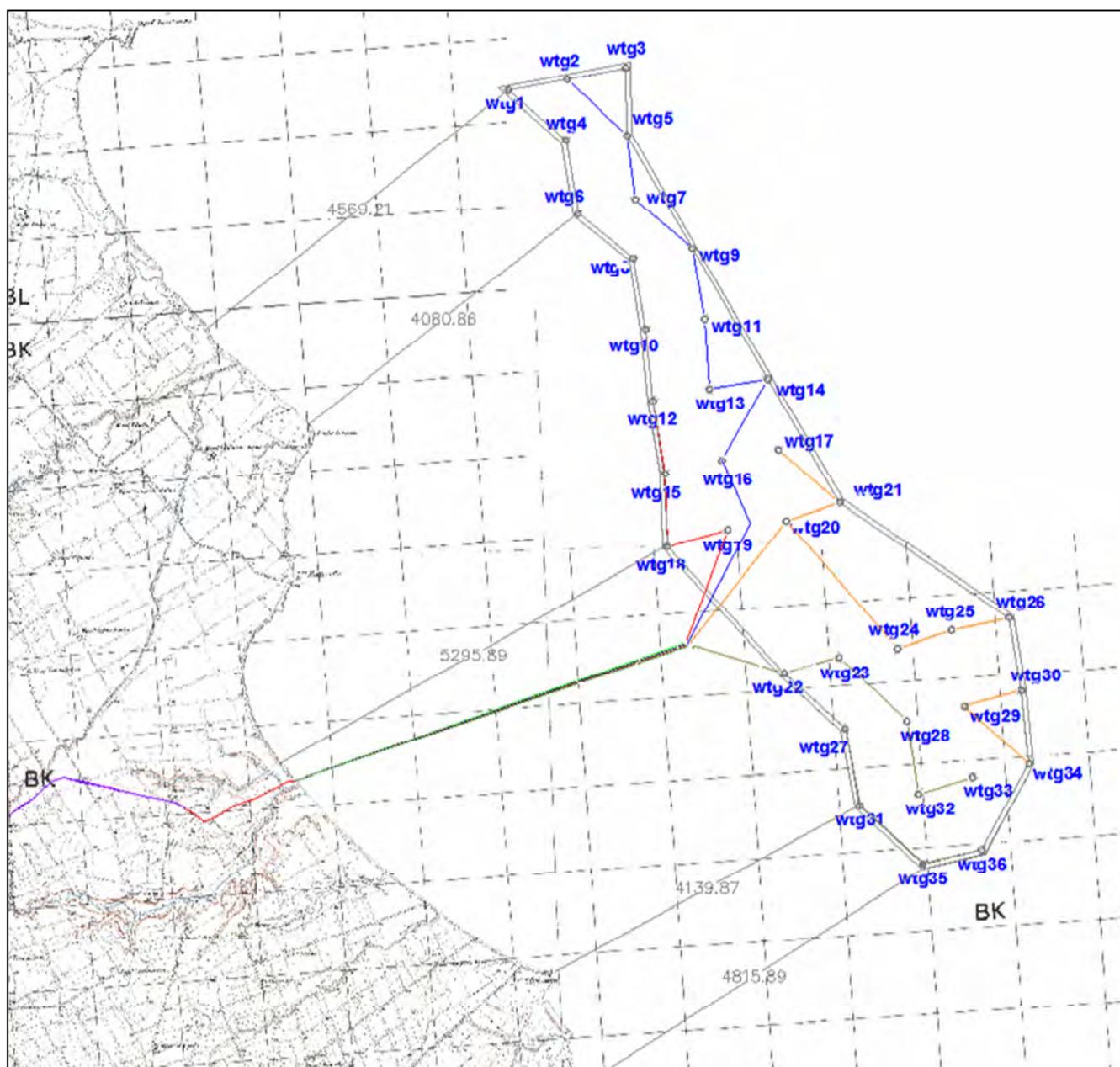


Fig. 3-4a. Campo eolico con sistemazione delle turbine eoliche, con distribuzione orientativa dell'impianto elettrico e con le distanze dalla costa dei vertici del sito a mare

3.4.1 Topografia del campo eolico

La localizzazione di un campo eolico è il risultato di molteplici fattori, che illustrarli in questo momento porterebbe assai lontano la trattazione.

La combinazione di due variabili fondamentali (la media delle distanze dei vari vertici più prossimi alla costa sia attorno alle 3 miglia e la profondità del fondale non sia superiore a 30/40 m) e dei vincoli locali (area di rada del porto di Brindisi e disponibilità di corridoi per il trasbordo delle merci) determinano larghezza e profondità delle fasce costiere, tra le quali va calato il campo eolico (cfr. le Figg. 3-1a/4a).

La localizzazione di un campo eolico è il risultato di molteplici fattori, che sono trattati diffusamente in altra *Rel. Spec.*

Non si può non citare almeno la combinazione di due variabili fondamentali (la media delle distanze dei vari vertici più prossimi alla costa sia attorno alle 3 miglia e la profondità del fondale non sia superiore a 30/40 m) e dei vincoli locali (area di rada del porto di Brindisi e disponibilità di corridoi per il trasbordo delle merci), che determinano larghezza e profondità delle fasce costiere, tra le quali va calato il campo eolico (cfr. la Fig. 3-1b e Tab. 5.2.2c per le coordinate delle postazioni a mare).

La *configurazione e la topografia del lotto*, interessato dalla Concessione, seguono i criteri, che sono stati dettati nel parag. 4.2 e nella *Rel. Tec.*

Devono essere qui esposti i dati descrittivi del parco eolico, che servono a fornire i riferimenti sostanziali della Concessione, come estensione e forma del campo attraverso le coordinate geografiche delle macchine e, soprattutto, la collocazione del lotto rispetto ad alcune condizioni geografiche ed a certe limitazioni, imposte da aree vincolate (costa, area di rada, area protetta, etc.).

Sono anche da esaminare soluzioni adatte a descrivere la disposizione dei cavi sottomarini, che tracciano la rete dei collegamenti tra le macchine ed i punti di raccolta (a mare ed a terra).

Il lotto a mare, interessato dalla Concessione, è rappresentato con maggior dettaglio nella Fig. 3-1b. Le distanze dei vertici del lato della poligonale, affacciata alla costa, sono rispettivamente 4.569 m, 4.081 m, 5.295 m, 4.139 m e 4.815 m. La loro somma vale 22.899 m, che divisa per i cinque tratti, quanti sono i vertici, fornisce la media di 4.579,8 m. Commisurandola al miglio (il miglio terrestre -mil- è pari a 1.609 m, il miglio marino corrisponde a 1.852 m), segnala una lunghezza media di 2,846 mil.

La distanza cresce notevolmente, se l'osservatore è posto nella località litoranea più importante per popolazione, quale è S. Pietro Vernotico. La considerazione vale un po' per tutti centri abitati di un certo rilievo, essendo questi dislocati nell'interno. Ancora più lontana si trova la città di Brindisi.

La forma da dare al sito è conseguente alla sistemazione degli aerogeneratori. La loro posizione è determinata da un insieme di fattori, tra i quali si riconoscono principalmente la morfologia del terreno, i vincoli esercitati dall'ambiente biotico vegetale marino, le distanze dalla costa, le risultanze dell'analisi aerodinamica del campo eolico, la potenzialità eolica della zona e, non ultime, la localizzazione della rada e le possibili opere di realizzazione di darsena per scopi energetici e dei relativi trasbordi di merce. Ha nel caso attuale un andamento abbastanza sinuoso, adeguandosi ad uno schema geometrico ispiratosi ad una forma rettangolare o quasi tale. Entro tale perimetro sono stati tracciati quattro sottocampi (Fig. 3-1b), collegando in serie 9 unità tra loro.

L'orientamento dei lati lunghi si distende quasi parallelamente alla costa. La loro collocazione è imposta dalla direzione del vento dominante e dalla indicazioni, che emergono dai fattori, che sono stati precedentemente evocati. Questi sono anche responsabili di alcune irregolarità (dimensionali e distributive), riscontrabili all'interno del campo.

Gli aerogeneratori sono dislocati secondo una griglia con lati di circa 600/800 m x 800/1.800m, orientata secondo la presunta direzione prevalente dell'area, ovvero i settori N-NW/SE.

3.4.2 Area occupata e vincolata

L'estensione del lotto può essere diversamente valutata. Dovendo far riferimento alle superficie, che il campo occupa o a quella su cui insistono le macchine. Questa in qualche modo deve essere correlata con quella che verrà considerata, come occupata e gravata dei vincoli da Concessione.

Si può comprendere convenzionalmente

- la superficie veramente assegnabile alle turbine, che è determinata computando la somma dell'area su cui insiste ogni macchina per il numero delle unità, di cui si compone il campo eolico (*area occupata*);
- tutta l'area a mare, che è sede delle unità off-shore e che va assoggetta alle limitazioni classiche sull'ancoraggio e sulla pesca (*area vincolata*).

La compilazione del Modello D1 (a mezzo Do.Ri.), corrispondente alla configurazione dello Specchio acqueo e dell'impianto appena descritti, richiede come scopo della concessione nel quadro US sezione 2 non uno Specchio Acqueo (SP), bensì il computo di 43 Opere da Realizzare (OR).

Si è, infatti, nel caso indicato dalla Guida alla compilazione del modello stesso, ove si avverte che *"se la superficie di sedime dell'opera da realizzare coincida con la superficie della zona demaniale/specchio acqueo nel quale insiste deve essere effettuato solo il rilievo dell'opera da realizzare"*.

Le opere da realizzare (OR) sono così definite

- 36 OR (corrispondenti ai 36 aerogeneratori) con proprio numero progressivo, con geometria circolare e con diametro coincidente con quello dell'ombra del rotore, incrementata di un franco di 1 m cui va aggiunta la superficie totale occupata dalle strutture portanti;
- 4 OR (corrispondenti ai 4 tratti di cavidotto) con proprio numero progressivo, con superficie pari al prodotto della lunghezza dei cavi sottomarini di collegamento interno tra i singoli aerogeneratori e tra questi ed il punto di approdo per una ampiezza di 0,25 metri, cui si deve aggiungere 0,5 metri di franco sia a destra che a sinistra del cavidotto (in via cautelativa è stato considerato il cavo più spesso e non sono state decurtate le tratte, che cadono nell'ombra lasciata dalla turbina eolica).

Ne consegue una precisa area, che la Società richiedente chiede in concessione alla Capitaneria di Porto di Brindisi. La superficie totale sarà la somma delle superfici descritte dalle 43 OR (cfr. il testo riquadrato alla fine di questo paragrafo).

Si potrebbe avanzare una ipotesi, che risponda a criteri totalmente diversi da quelli ascrivibili rigorosamente alla occupazione di suolo demaniale e ad essi sia totalmente avulsa.

Si rileverebbe così un'area che potrebbe essere presa a indice di un possibile contrasto a seguito di fenomeni di interferenza più che a conseguenze da eventi di "collisione" tra un natante e la turbina. Il natante dovrebbe essere dotato di alberatura tale da interferire con il movimento d'imbardata del rotore e dovrebbe aver manovrato giusto per ottenere lo scopo di intralciare l'operabilità della turbina. Tutto il processo collisivo è esclusivamente teorico ed assolutamente non formale, ma potrebbe indurre a concedere un ulteriore franco a distanze tra il centro della turbina e la eventuale perimetrazione del campo eolico.

Valutando l'area occupata dalle macchine e contenuta dal perimetro, che tocca i centri delle loro postazioni (perimetrazione stretta), e quella spostata in fuori di 56 m (pari al raggio rotorico dell'unità e detta perimetrazione allargata), si avrebbe la stima di una parte della superficie dello Specchio Acqueo, di cui si è parlato in precedenza. A questa andrebbe, poi, aggiunta quella da parte dei *cavi sottomarini fuori campo eolico*, che è valutata allo stesso modo di quello seguito in precedenza.

Tab. 3.4.1. Superficie considerate nelle stime delle aree computate

Aerogeneratori	Unità	36
Diametro ombra	m	113
Specchio aerogeneratori	mq	363.428,358
Cavi interni	m	57.490,98
buffer	m	0,5
Specchio cavi	mq	175.710,662
Superficie totale	mq	539.139,02

Il *riflesso economico* del vincolo è altrettanto rilevante. Essendo il carico economico dipendente linearmente dalla superficie vincolata e dal valore associato ad ogni metro quadro, è fuor di dubbio che occorra intervenire su entrambi i fattori, se non si vuole imporre balzelli esorbitanti e compromettere l'esistenza del campo eolico.

3.5 OPERE ELETTRICHE A MARE ED A TERRA

3.5.1 Opere elettromeccaniche a mare

3.5.1.1 Componenti a mare

Le opere elettromeccaniche a mare servono a collegare tra loro mediante cavi sottomarini le turbine eoliche, a collezionare l'energia elettrica, generata da ciascuna di esse, ed a trasferirla a terra.

Pertanto, si devono considerare

- la porzione di circuito elettrico appartenente all'aerogeneratore ed alla cabina di macchina e riguardante la generazione di energia elettrica;
- l'impianto di terra e la sua posa;
- i cavi dei sistemi di misura, di comando e di monitoraggio, sistemati negli opportuni cavidotti;
- i cavi per la distribuzione dell'energia generata all'interno del campo eolico ed il suo trasferimento sino alla cabina di arrivo degli stessi a terra (o cabina d'approdo).

La cabina di macchina è l'apparato necessario per l'elevazione della tensione al valore, esistente nella rete in media tensione (MT) dell'impianto a mare.

All'interno della cabina di macchina, che è posizionabile alla base della torre (dentro o fuori la stessa) o nella navicella, sono sistemati il quadro di controllo dell'aerogeneratore, il quadro elettrico in bassa tensione (BT) e quello della MT. Tutte le componenti sono realizzate ed esercite nel pieno rispetto delle normative vigenti in sede nazionale e comunitaria per gli impianti elettrici in BT/MT.

All'interno del locale trovano altresì posto, oltre all'impianto d'illuminazione e all'impianto equipotenziale, il sistema di ventilazione (o di condizionamento) per mantenervi costanza di temperatura.

L'impianto elettrico del parco solitamente *ha le sue sezioni essenziali nel*

- *sistema di generazione dell'energia elettrica tramite captazione dell'energia eolica e sua trasformazione in meccanica e, poi, in elettrica;*
- *sistema di collezione in alcuni centri o posizioni del campo eolico dell'energia elettrica generata all'interno del parco;*
- *sistema di trasmissione dell'energia alla rete a terra.*

Il *sistema di collezione dell'energia* all'interno del parco richiede (cfr. la Fig. 3-5a)

- trasformatori elevatori (da BT o dalla tensione del generatore, che è attorno ad 1 kV) alla MT esistente nel nodo centrale o nei nodi di raccolta del parco, tensione che è fissata sui 30 kV circa;
- interruttori e sezionatori circuitali;
- cavi (o linee) di collegamento nel parco (Figg. 3-5a/b).

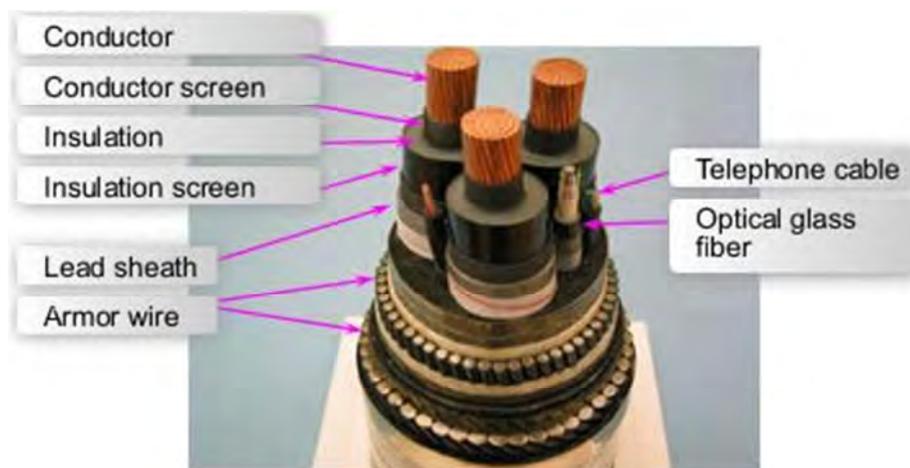
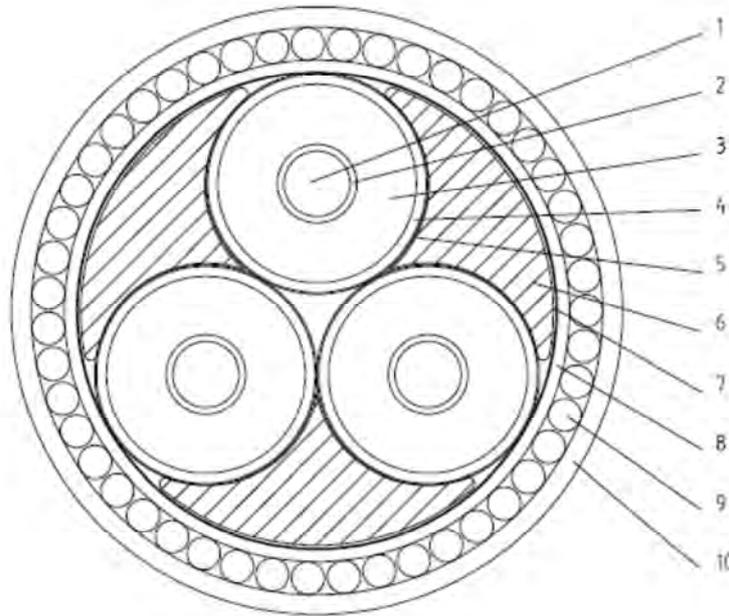


Fig. 3-5a. Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

Il *cavidotto*, che collega tra loro ed alla sottostazione generale le macchine aerogeneratrici, serve ad ospitare i cavi, che sono necessari a convogliare l'energia elettrica, generata alla tensione corrispondente nel tratto in considerazione.

La sua sezione è diversa da quella suggerita per la posa dei cavi su terraferma, che devono marciare in un assetto costante e raccolto. Nel caso di più cavi, come si verifica nel collegamento verso il punto di approdo dei sottocampi, in cui è suddiviso il parco eolico, ogni cavo è posto a distanza minima dal contiguo e tutti

corrono paralleli tra loro per l'intero sviluppo. L'interdistanza può essere variabile. Può consistere, infatti, in uno o più metri di intervallo mutuo, dipendendo anche dalla tecnologia della posa che si è adottata.



Item	Description
1	Conductor: longitudinally water sealed compact strand
2	Conductor screen: extruded semi-conducting compound
3	Insulation: EPR insulating compound
4	Insulation screen: extruded semi-conducting compound
5	Tinned copper tape screen
6	Polypropylene fillers
7	Binder
8	Bedding: polypropylene yarn
9	Armour: galvanised steel wire
10	Serving: polypropylene yarn

Fig. 3-5b. Sezione trasversale di cavo sottomarino da 30 kV (disegno non in scala)

Per quanto concerne la *tensione di linea* si sono imposte la BT all'interno dell'aerogeneratore e la MT da ogni unità sino al punto di raccolta all'interno del sottocampo e da questo alla *cabina d'approdo*, in quanto si preferisce inviare a terra separatamente l'energia raccolta da ogni sottocampo.

Nel *cavidotto* possono trovar posto il cavo per i segnali del sistema di misura, comando e controllo e la corda di rame dell'impianto equipotenziale. Gli opportuni collegamenti con le singole unità dovranno essere attentamente realizzati e difesi.

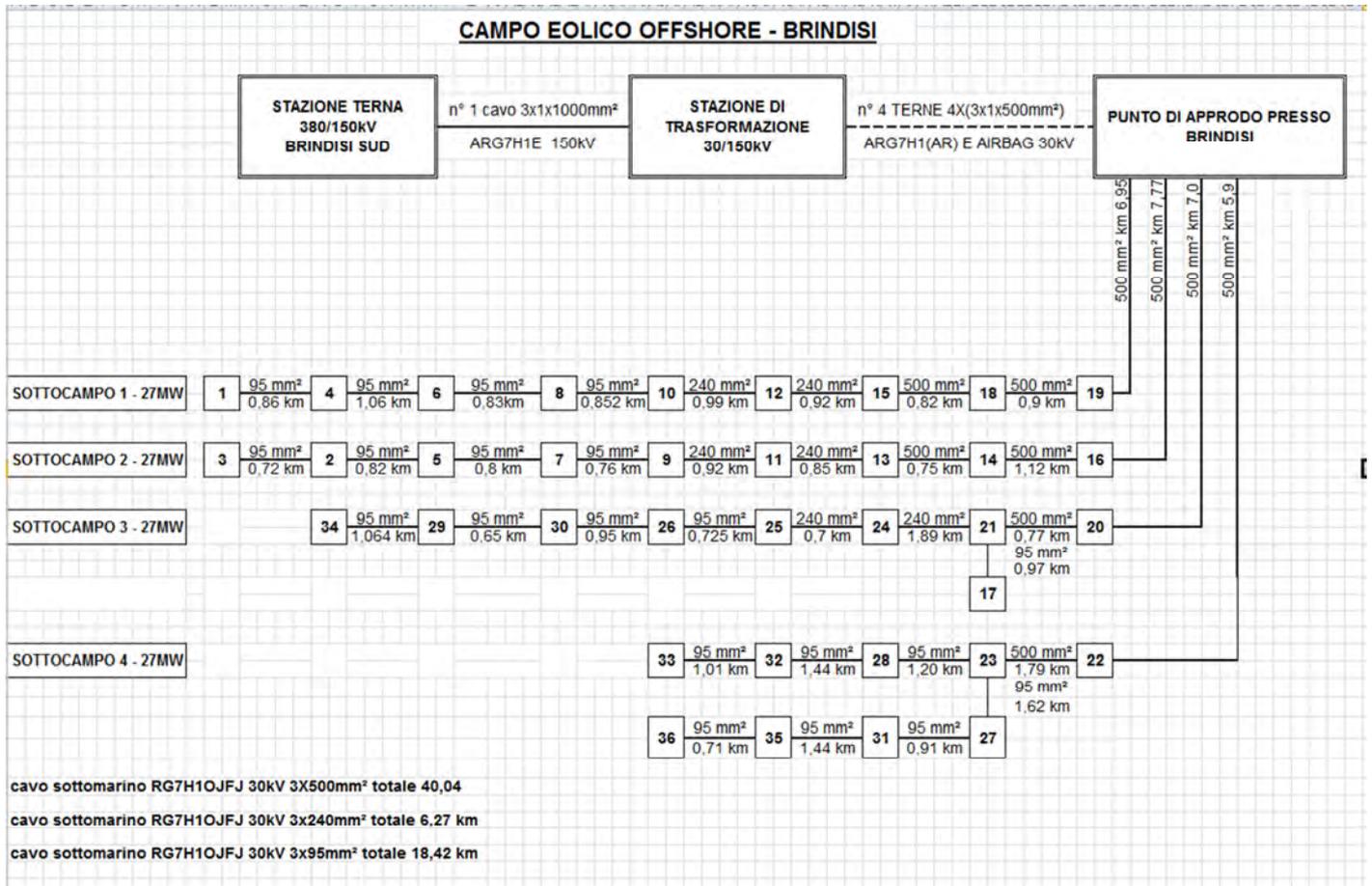


Fig. 3-5c. Schema della distribuzione elettrica all'interno del sito a mare e della suddivisione in sottocampi (rappresentati da 7 colorazioni tra quelle esposte)

3.5.1.2 Disposizione del cavo sottomarino

Il numero dei cavi, che afferiscono ad ogni turbina, non può essere lo stesso per tutte.

E' un cavo unico nelle macchine di testa di ogni sottocampo, come capita nelle posizioni estreme di ognuno dei 4 sottocampi e precisamente in 1, 3, 33, 34, 36 e 17 della Fig. 3-5c. E' di due in tutte le altre posizioni, eccettuate le postazioni 21 e 23, che è di tre.

La scansione del sito è abbastanza uniforme, stante la topografia scelta (cfr. le Figg. 3-1b).

La *lunghezza del cavo tra macchina e macchina (infield cable)* dipende dalla distanza tra le postazioni e varia tra 0,65 km e 1,78 km con pochi casi in cui l'intervallo tra due macchine consecutive è dell'ordine del chilometro. Nel computo di tale quantità si devono conteggiare anche il tratto discendente per l'uscita da un convertitore eolico e quello ascendente per l'entrata nel successivo.

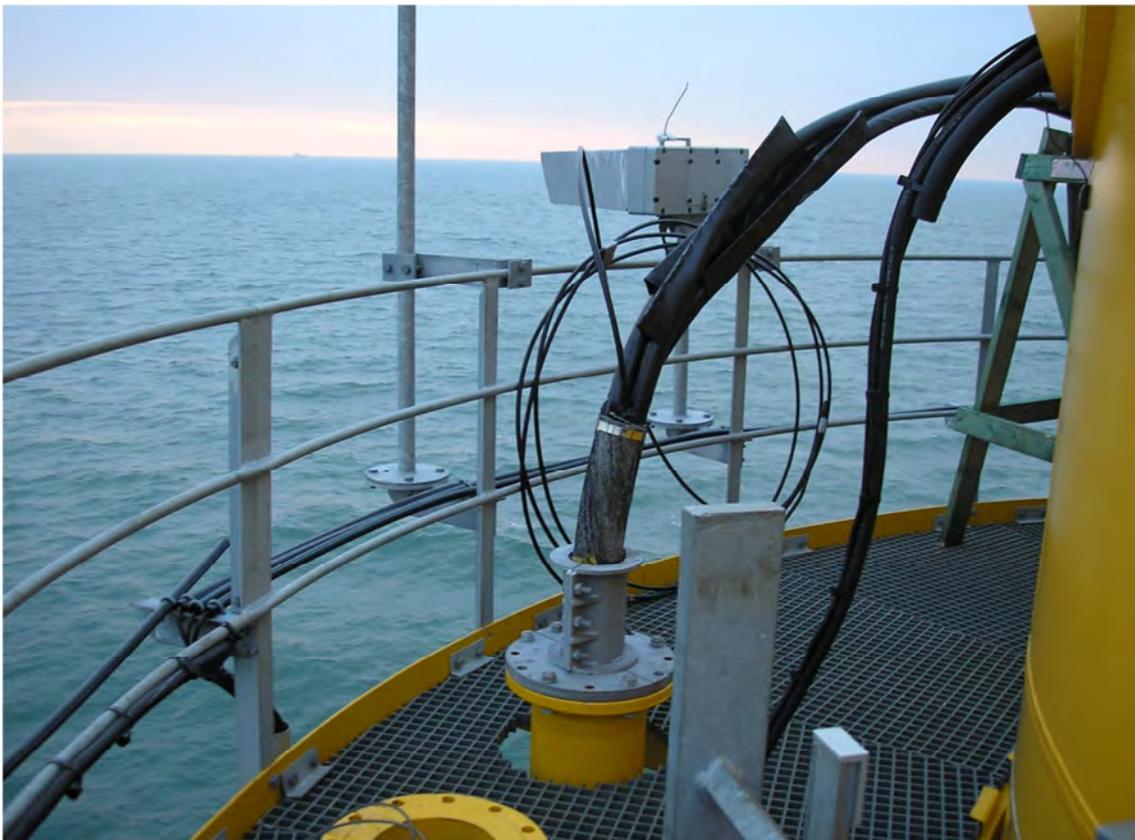


Fig. 3-5d. Uscita dei cavi dal tubo di guida e connessioni con i quadri all'interno dell'aerogeneratore

Le tratte verticali sono compiute entro *tubi metallici*, detti appunto J-tube per la loro conformazione geometrica un po' a pipa (cfr. le Figg. 3-3c/g e 3-5e). Questi tubi, che seguono il percorso di ogni cavo al di fuori del fondale, lo proteggono, restando addossati alla superficie esterna della torre sino al quadro in MT per la tratta in aria (Fig. 3-5d) e, restando fissati al castello fondario sino alla sua base per la tratta in acqua. I cavi, una volta che sono stati fatti uscire al di fuori del J-tube, vanno inseriti nel fondale ad una profondità di uno/due metri dall'estradosso dello stesso.

Sul terrazzino in corrispondenza con il quadro in MT il tubo, che funge da conduit di difesa, è interrotto su una *flangia porta morsa*, la quale serve a

introdurre un punto di fissaggio nello sviluppo del cavo (sezione di incastro). A valle di questo blocco il cavo è privato della sua armatura per poter effettuare le connessioni elettriche del caso (cfr. la Fig. 3-5d), che possono essere di tipo sconnettibile o fisso. Per poter compiere tale collegamento il cavo deve essere curvato per farlo penetrare all'interno della torre. Analoga installazione con procedura invertita occorre far seguire al cavo in uscita dal quadro.

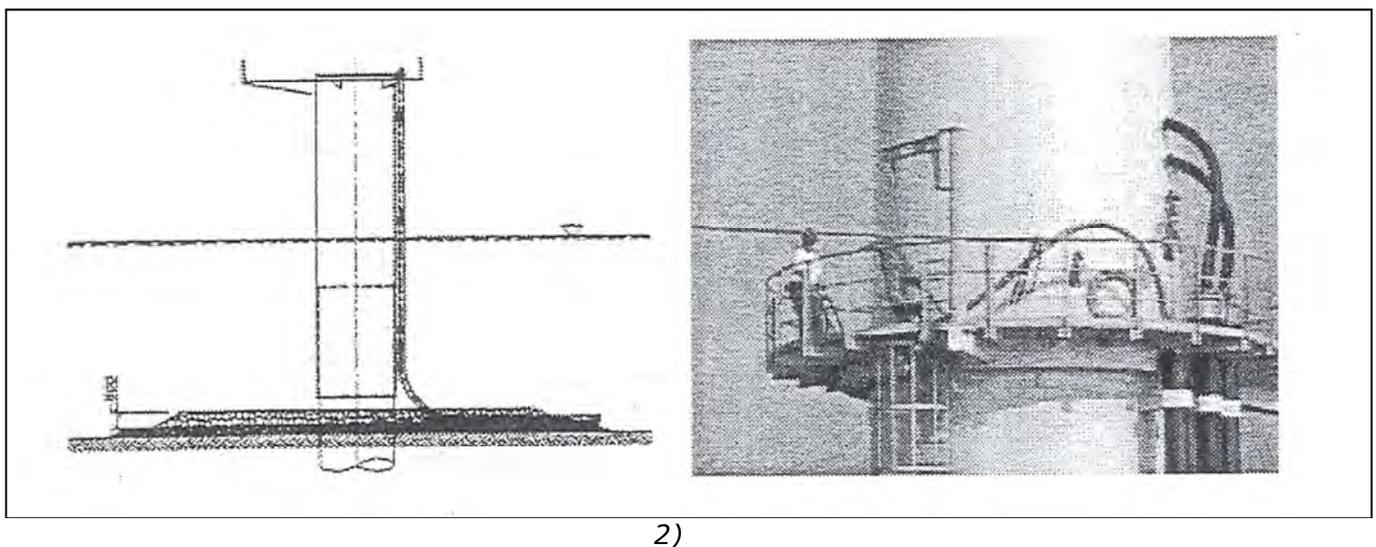
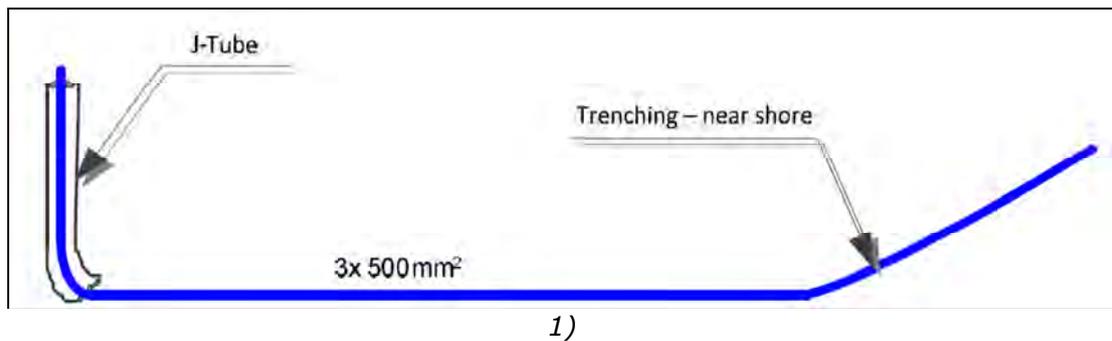


Fig. 3-5e. Sistemazione del cavo sottomarino in vicinanza della costa (1) ed a ridosso del tubo di discesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre (2)

3.5.1.3 Trasporto dell'energia prodotta tra le diverse unità a mare

Il collegamento tra i punti di raccolta dell'energia elettrica prodotta dalle macchine in ogni sottocampo ed il terminale a terra è ottenuto con *cavo sottomarino* interrato, il quale consente di trasportare l'energia prodotta senza intralciare l'utilizzazione delle aree sovrastanti/sottostanti l'aerogeneratore.

L'energia prodotta è convogliata alla *sottostazione elettrica*, la cui collocazione è prevedibile in linea di massima nella zona tra il punto di atterraggio del cavo sottomarino, destinato al convogliamento a terra

dell'energia prodotta, ed il collegamento con la rete, che dovrà cadere nel territorio provinciale.

Si riprenda in considerazione la fase di *posa dei cavi*. Per provvedere al collegamento tra le varie unità del campo eolico e, conseguentemente, alla posa degli stessi, che si effettua mediante la nave posacavi, occorre procedere innanzitutto al collegamento con la torre di partenza.

Calata dalla matassa, che sta sulla tolda del natante, la testa del cavo, la cui lunghezza deve essere calibrata per farla giungere agli interruttori dell'unità, dal sommozzatore è agganciato all'anima metallica (Fig. 3-5e.2), che è stata sistemata entro il tubo porta-cavi o J tube (Fig. 3-5e.1). Una volta che il cavo sia stato trascinato sino agli interruttori ed ivi fissato, la nave può continuare il suo lavoro (Fig. 3-5d).

Operazione analoga -ma invertita nelle sue procedure- si dovrà compiere per posare il cavo in uscita dalla torre. Prima di affrontare il percorso sino alla nuova posizione, il personale, operando sulla nave, deve proteggere l'estremità del cavo con opportuna guaina a tenuta ed equipaggiarla con anello di forza per consentire il tiro sul cavo.

Questo va, poi, calato a mare, ove il sommozzatore, che già vi si è immerso, può assicurarlo all'anima metallica, che sta entro il tubo a J, e farlo innalzare sino al banco degli interruttori di macchina. Una volta bloccatavi la testa del cavo, la nave può riprendere il suo tragitto sino alla prossima postazione. Si dovranno, poi, ripetere le precedenti manovre per poter continuare nel programma di collegamento delle varie unità.

Una regola, che è osservata dagli installatori a mare dei cavi (per trasporto segnali, corrente elettrica, etc.) è quella di ricorrere ad una protezione, che consiste nell'interro. Ciò è indispensabile in acque da loro ritenute basse, che porta tale limite sui fondali a valori non superiori ai 50 m rispetto al livello del mare medio. La trincea dovrebbe essere profonda almeno 1,5 m in assenza di pericoli specifici, come zone di ancoraggi particolarmente pesanti. In siffatti casi, invece, la profondità dello scavo deve aumentare almeno sino a 5 m. In situazioni particolari occorre deporre il cavo a profondità ancora maggiori e ben oltre i 5 m sino al doppio di tale cifra. Per conferma basti ricordare che nelle aree portuali di Hong Kong e di Singapore la tecnologia dei 10 m è stata applicata costantemente.

Queste osservazioni servono a spiegare il perché nella distribuzione elettrica entro/fuori il campo eolico si ricorre sempre a cavi sottomarini e di tipo corazzato (per maggiori ragguagli si veda il parag. 7.4 e ss.).

3.5.2 Trasporto a terra dell'energia prodotta

Con la locuzione opere elettromeccaniche a terra si intende il complesso di sistemi, che consentono di ricevere, di collezionare e di trasferire -elevando eventualmente la tensione di linea e riportandola ai cicli di rete- l'energia elettrica, pervenuta dall'impianto elettrico a mare, sino alla rete elettrica.



Fig. 3-5f. Schema delle dislocazioni delle linee e delle Stazioni ENEL e TERNA



Fig. 3-5g. Reti ENEL (in nero) e TERNA (in rosso) nella zona di interesse per il parco eolico (Atlarete)

La *superficie della sottostazione* sarà adeguata ai componenti, alle protezioni, agli organi operativi, che sono necessari per collezionare l'energia dai singoli punti di raccolta del parco (cfr. la Fig. 3-5a), di assoggettarla a trasformazione di tensione nel caso in cui si abbia da connettersi con linee ad A.T. e convogliarla agli allacciamenti con reti esterne, in modo da cedere/vendere l'energia generata o da assorbirla in mancanza di produzione propria da parte del parco eolico.



Fig. 3-5h.1

L'energia effettivamente consegnata alla rete (Fig. 3-5c) non deve essere limitata da significative perdite di trasmissione (la vicinanza di possibili utilizzatori -il bacino industriale di Brindisi, oltre a quello di Taranto e di Bari- rispetto ai centri di generazione, di solito situati in zone lontane), così da migliorare i servizi resi a tale zona, aumentando l'efficienza elettrica della distribuzione. Dalle soluzioni, che sono state considerate, si ritiene, con l'assenso di TERNA, di collegarsi con la centrale Brindisi Sud, inserita nella rete a 380 kV.

Per il collegamento da/per la rete sono da prevedere linee sotterranee (mediante cavi interrati) dalla sottostazione ai nodi di allaccio (Figg. 3-5f/g), la cui definizione verrà congiuntamente elaborata con GSE (ex GRTN).

3.5.3 Specifiche tecniche

Le Specifiche Tecniche riguardanti i vari componenti dell'impianto elettrico a terra ed a mare, ivi comprese quelle per i cavi per il trasporto dell'energia elettrica a mare ed a terra sono consultabili nelle *Rel. Spec. specifiche*, che fanno parte del progetto della centrale di Cerano e che sono rintracciabili nelle PRO-REL-15/16.

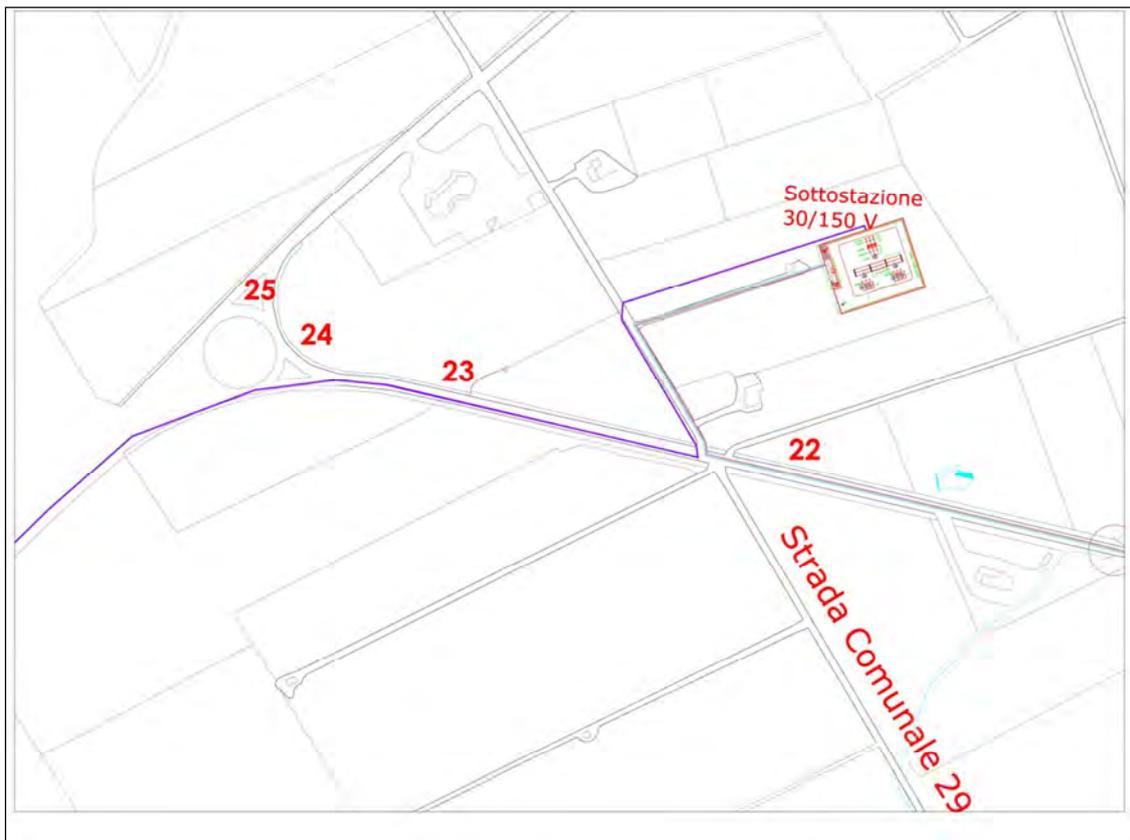


Fig. 3-5h.2. Tracciato cavo terrestre e posizione della sottostazione elettrica

CAP. 4
OPERAZIONI PER L'AVVIO, IL FUNZIONAMENTO,
LA MANUTENZIONE E LA DISMISSIONE
A FINE VITA DELL'IMPIANTO

4.1 ESERCIZIO DELLA CENTRALE

4.1.1 Gestione e monitoraggio dell'impianto

Il *sistema di misura, comando e monitoraggio* serve ad ottimizzare la produzione d'energia elettrica ed a programmare gli interventi di manutenzione ordinaria dell'impianto al fine di disporre di un sistema di misura, comando e monitoraggio da utilizzare anche a distanza con le diverse navicelle, di cui il sistema si compone. Grazie ad esso è possibile acquisire ed archiviare i dati relativi al funzionamento di ciascuna unità e del parco nel suo insieme. I dati, che sono rilevati su ciascun componente, possono essere visionati direttamente, sia sul quadro all'interno dell'aerogeneratore, sia da terra nell'area di gestione e di manutenzione della centrale.

Per trasferire a terra tutti i dati rilevati sulle macchine è predisposta una *rete di comunicazione* tra le turbine eoliche e la stazione di terra. Il collegamento permanente è assicurato da un sistema di cavi a fibre ottiche, che sono associati ai cavi sottomarini e che ne seguono i tracciati, dovendo collegarsi con tutti gli aerogeneratori. Il cavo a fibre ottiche consente di disporre di un mezzo di comunicazione privo di disturbi ad isolamento galvanico e dotato di una banda larga anche su lunghe distanze.

Il *sistema di gestione* è separato rispetto ai circuiti di regolazione e di sicurezza, che provvedono al funzionamento delle macchine. Anche in caso di avaria del sistema di gestione, di cui si è parlato, le singole macchine non vengono messe fuori servizio. Sono in grado di procedere al proprio esercizio in completa sicurezza ed autonomia con i propri sistemi di regolazione, allarme e di eventuale intervento d'emergenza.

Il *sistema di monitoraggio* e raccolta dati serve al gestore per tenere sotto controllo tutti le variabili essenziali ed in particolare le informazioni necessarie alla sue valutazioni gestionali ed economiche. Copre in ogni momento la generazione di energia tramite i bilanci energetici, le anomalie e gli allarmi, il comportamento delle stazioni a terra, l'intervento degli organi di sezionamento e di interruzione, le indicazioni dell'energia disponibile e quella prodotta, gli assorbimenti dell'impianto, etc.

Nel caso in cui il sistema di gestione avverta la *presenza di anomalie* è possibile organizzare visite di controllo direttamente alle unità, che sono state coinvolte dall'allarme, grazie al personale addetto, che serve tutte le 24 ore di funzionamento. A seguito delle tipologie di allarme rilevate ed alle eventuali ispezioni in loco è possibile impostare interventi manutentivi di soccorso nell'ambito di cicli ordinari o straordinari. Per tali esigenze possono essere imposte possibili aree di esclusione (del raggio di alcune centinaia di metri,

all'incirca 500 m) da far rispettare a tutti per consentire l'effettuazione di tali operazioni.

4.1.2 Avviamento

Quando la velocità del vento, indicata dai misuratori di bordo, arriva al valore di funzionamento per un dato lasso di tempo (ad es., 3 minuti) si può procedere alla *preparazione per il parallelo* ed all'avvio del sistema ad hoc. La navicella va allineata con la direzione del vento agente, orientando opportunamente le pale (con il controllo di pitch). In questa fase si assorbe energia dalla rete sino a che non si sarà raggiunta la velocità, che assicura almeno il limite inferiore di potenza.

Il parallelo deve essere condotto automaticamente, purché la tensione di macchina e quella di rete siano coincidenti (i relativi valori dell'intervallo atteso di confidenza -sotto/sopra voltaggio- devono essere predeterminati, al pari di quelli per la frequenza) e costanti in un determinato periodo di tempo.

Procedura inversa si deve predisporre nel caso in cui la turbina vada *messa fuori servizio*, cioè debba essere fermata. Se la tensione dovesse uscire dal predetto intervallo, la macchina va arrestata, anche perché non vi è a bordo alcun componente capacitivo di compensazione.

La *connessione della centrale con la rete* è una procedura semplice, che può in certi casi (condizioni meteo, etc.) essere rinviata a periodi di tempo successivi anche lunghi.

Dopo i controlli usuali si procede alla messa in parallelo attraverso il nodo di connessione con la rete sotto la supervisione dei tecnici del GSE e, talora, anche di quelli di TERNA. Tali operazioni possono essere condotte, o dal personale della società che gestisce le reti di trasporto dell'energia elettrica, o da una società terza.

4.1.3 Assicurazioni e qualifiche

Va pure espletata la pratica necessaria al riconoscimento della *qualifica IAFR (Impianto A Fonte Rinnovabile)*, che è il presupposto di legge per il rilascio dei Certificati Verdi.

Tutte le fasi di attività dovrebbero essere garantite dalla sottoscrizione di apposite *fideiussioni bancarie*. E' questo il caso, soprattutto, della procedura richiesta per IAFR.

4.2 MANUTENZIONE

4.2.1 Manutenzione preventiva

La manutenzione preventiva, che è impostata per evitare fermate inattese di impianti o di equipaggiamenti, causati da malfunzionamenti o da fuori servizio o da indicazioni di scorretta e discontinua risposta funzionale senza la comparsa di eventi incidentali significativi.

Uno schema orientativo, che è compilato a scopo esemplificativo e che è stato impostato su manutenzione annuale e pluriennale (precisamente ogni cinque anni), è riportato nella Tab. 4.1.1.

Essa può essere *pianificata regolarmente*, nel senso che è indicata dal programma di manutenzione ordinaria, steso per dare ordine agli interventi sui componenti del parco e per organizzarli secondo una scala di priorità basati su una elevata probabilità di mancato o di cattivo funzionamento. Può anche essere *pianificata da condizioni di stato*, in quanto è predisposta a seguito di un intervento ispettivo o di controlli routinari o di test di funzionalità senza essere preceduta od accompagnata da evento incidentale alcuno o da segnalazione di non corretto funzionamento.

La politica della *manutenzione preventiva* può attuarsi sotto diverse forme, rispettando due criteri orientativi, che si possono riassumere con la formulazione seguente, anche se un po' drastica

- *manutenzione zero* o assenza di manutenzione;
- *ridotta manutenzione* o bassa frequenza di interventi manutentivi.

Le due alternative sono ovviamente concorrenti, anche se apparentemente antitetiche.

La *assenza di manutenzione* non va considerata alla lettera nel senso che per una macchina o per un impianto in esercizio si debba escludere durante la sua vita operativa qualunque possibile controllo. In realtà, si potrebbero escludere sostituzioni, ma non verifiche, anche se condotte con periodicità molto lunga e non programmate per testarne l'affidabilità, come è il caso della struttura fondaria.

Già al primo avvio le azioni di supervisione e di ispezione (*supervised test run*), che sono assai intense proprio per contrastare la mortalità infantile (concetto ben noto a tutti gli esercenti di impianti nei primi periodi di funzionamento, il quale spesso è effettuato anche a carattere sperimentale o preliminare), possono costituire una utile premessa.

Tab. 4.1.1. Schema di massima degli interventi di manutenzione ordinaria

Sistema	Componente	Intervento	
		1y	5y
Pala	Superficie esterna	V	F, R
	Connessione	V	T
	Protezione fulmini		F, R
Inclinazione pala	Supporto pala	V, G	P
	Inclinazione cilindri	V	F
	Supporto cilindri	P	
	Valvole ecc.	V	F
Albero	Cuscinetto di spinta	G	P
	Scatola di distribuzione olio	V	F
	Supporti e tenute	V	F, R
Riduttore/moltiplicatore	Parti meccaniche	Ve	Vd, F
	Sistema di lubrificazione	V	F
	Sistema di raffreddamento	V	F
	Olio lubrificante	T	X
	Filtro	F, X	
Alternatore	Colonna di supporto	G	
	Avvolgimento		V
Sistema frenante	Spegnimento d'emergenza	F	
	Freno meccanico	F	
	Guarnizioni freno		X
Sistema d'imbardata	Corona dentata	V, G	P
	Attuatori motorizzati		F
	Accoppiamenti meccanici	V, G	P
Sistema idraulico	Pompa	V, G	F
	Olio	T	X
	Valvole, etc.	V	F
	Filtro	F, X	
Interruttore		V	F
Trasformatore		V	
Sistema di controllo	Monitoraggio vento	V	F
	PLC	F	
Gruppo d'emergenza	Motore + generatore	V, F	G
	Combustibile	R	
Cavi		V	
Piattaforme e scale			V
Estintori antincendio		V	X
Navicella	Piastra di supporto, perno	V	R
	Coperchio navicella	V	R

NOTE: V, ispezione visiva (esterna, e; con endoscopio, d); T, campionamento a test; X, sostituzione eventuale; F, prova funzionale; P, misura del gioco del supporto; R, rinnovo/ristrutturazione; G, ingrassaggio.

In questo periodo di tempo, può essere prevedibile (ed in tal senso è preventivata) una verifica globale entro un breve lasso temporale (3 o 6 mesi), che può essere ancora inteso come estensione dell'avvio sperimentale.

Si deve determinare la *frequenza minima* o di riferimento per attestare e dare corpo alla filosofia della bassa manutenzione. Un'indicazione probante potrebbe essere dedotta dall'esperienza di altri parchi, equipaggiati con lo stesso tipo di convertitori d'energia eolica, e dallo stesso campo a mano a mano che procede l'esercizio. Un lasso temporale di un anno potrebbe ritenersi congruo.

4.2.2 Manutenzione straordinaria

La manutenzione correttiva coincide dal punto di vista filosofico con quanto si è dice a proposito della manutenzione straordinaria, in quanto si procede ad un intervento di ripristino del funzionamento susseguente ad un evento incidentale con semplice sostituzione del pezzo/componente avariato o ad un arresto accompagnato eventualmente da riparazione del guasto.

Dai dati di letteratura sembra difficile determinare una failure rate o un corrispondente MTBF (e di conseguenza un albero dei guasti consapevole e realisticamente valido) per l'evento accaduto in un determinato componente.

C'è tutta una gamma di fatti, la cui gravità ha il suo culmine nella perdita della pala (o, addirittura, della torre) ed il cui ventaglio va da una supervisione sulla superficie esterna per controllarne la regolarità e la integrità a verifiche più pertinenti sulla sua funzionalità, come i circuiti anti-fulminazione, le connessioni tra i vari pezzi (pala-mozzo, etc.) e via dicendo. E', appunto, questa assistenza imprevista, che può indurre ad assegnare alla pala una cifra di intervento più alta rispetto ad un apparecchio, come il moltiplicatore di giri (spesso fonte di grattacapi), anche in considerazione della rilevanza degli effetti conseguenti.

Per tradurre la scala relativa di ipotetiche richieste di manutenzione supplementare in frequenza operativa bisognerebbe trasformare i suddetti dati in probabilità. Si dovrà forzatamente moltiplicare tali valori per un ordine di grandezza (solitamente 10^{-x}) in grado di pesare numericamente la tendenza a richiedere una maggiore o minore partecipazione di controlli e di esami. E tale quantità non è detto che non sia a sua volta già condizionata dalla tipologia di malfunzionamento considerata.

Per ridurre il *ricorso alla manutenzione straordinaria* devono essere prese in considerazione

- tutte quelle modifiche o tutti quei *provvedimenti anche a livello di progetto*, che possano incrementare la disponibilità delle macchine;
- l'introduzione di *sistemi ridondanti* di elevati standard qualitativi;
- la *sostituzione di sistemi complessi* con altri più semplici, ove sia possibile;
- l'adozione di *sistemi passivi a reazione autonoma* in luogo di sistemi attivati da strumentazione di processo/allarme.

Inoltre, una sempre più accurata *raccolta di informazioni* sull'impianto, come d'altronde è stato ripetutamente consigliato, è indispensabile per giustificare azioni migliorative e politiche di intervento preventivo sempre più mirate e motivate.

Di tutti gli eventi, considerati nel secondo capoverso di questo paragrafo, soltanto quelli coinvolgenti le pale abbisognano di *sistemi di sollevamento* in grado di raggiungere dal mare il rotore e, quindi, capaci di portare alle massime altezze caratteristiche delle unità del parco il gancio della gru, posta su un mezzo navale.

Proprio le frequenze immaginate fanno ritenere che un siffatto intervento possa accadere tra tre e cinque anni o entro la durata dell'aerogeneratore con una credibilità maggiore per il valore più alto. In tale previsione, se la stima è corretta e consistente con i risultati riscontrati in campi eolici attualmente operativi, non occorre procedere ad investimenti specifici (cioè, l'acquisto o la disponibilità del mezzo di sollevamento).

Per questo tipo di manutenzione ed in alternativa alla tipologia di intervento, previsto nel precedente paragrafo, potrebbe essere utile affrontare il tema di dotare la turbina di un *mezzo di sollevamento speciale* da manovrare dalla navicella, che sia adatto ad interventi alla quota del rotore. Sarebbe utile anche un dispositivo in grado di condurre un esame visivo sulla superficie della pala, quando è in stand-by.

L'attrezzatura -nel caso in cui non fosse sistemata a bordo- può essere issata sino alla navicella, utilizzando la stessa procedura, che è stata ipotizzata per la movimentazione dei componenti pesanti, in essa presenti.

Va, poi, reso possibile l'esame, operando dalla navicella stessa, della superficie della pala con la massima sicurezza, perché si lavora in mare aperto ed in quota. In questa prospettiva l'equipaggiamento meccanico potrebbe essere dato in dotazione permanente al campo eolico, perché si dovrebbero esaminare le pale di tutte le turbine eoliche (intervento, che rientra nella categoria delle manutenzioni preventive, come attestati dalla Tab. 4.1.1).

Gli interventi di verifica sulla struttura fondaria (soprattutto per controllare l'accrescimento di mitili sulle strutture ed, eventualmente anche, la massa residua degli elettrodi per la protezione anodica), che avranno anch'essi una cadenza della stessa frequenza (poco più o poco meno ogni 5 anni almeno od oltre), non abbisognano di mezzi di sollevamento e, non essendo essi richiesti da eventi incidentali, fanno parte -più che della manutenzione preventiva- dei programmi dei controlli a mare.

4.2.3 Mezzi per la manutenzione

Per opportuni raggugli sull'argomento si cfr. il Cap.3 della Rel. Spec. PRO-REL-11 "*Funzionamento e manutenzione*".

4.3 DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO

La dismissione dell'impianto eolico rappresenta l'esecuzione di un provvedimento di arresto dell'esercizio della centrale in via definitiva e di mantenimento delle condizioni di sicurezza verso terzi fintanto che restano le strutture negli specchi acquei autorizzati.

Lo smantellamento è la fase successiva alla fermata della centrale. Consta della asportazione di tutti i corpi a vario titolo inseriti nell'ambiente acqueo e terrestre e delle successive attività di recupero, di raccolta a terra, di riutilizzo o di smaltimento in discarica di quanto è stato trasferito a terra. Ne consegue la riduzione in pristino di tutti gli ambienti.

Tutte le fasi, che devono essere condotte con rispetto totale per la sicurezza della popolazione ed in modo innocuo per l'ambiente, sono riportate e scandite nel Programma di Dismissione secondo la tempistica in esso prevista.

La decisione di *abbandonare l'esercizio –non di una o di qualche unità, ma di tutti i componenti del campo* è procedura estremamente rilevante e non può che essere presa se non dopo il realizzarsi di fatti e di provvedimenti decisivi ed importanti, come è stato illustrato nel parag. 5.1.1 della *Rel. Spec. PRO-REL-05 "Criteri, aree di raccolta e tempi per la dismissione"*, cui si rimanda per ogni integrazione alla presente esposizione, che è necessariamente sintetica. E non possono essere che tali, avendo la capacità di mettere in discussione la continuità dell'esercizio.

In linea razionale verrebbe da sostenere che il procedimento, seguito nella costruzione, debba essere ripercorso a ritroso. Partendo dall'impianto realizzato si dovrebbe giungere alla situazione di sito corrispondente alla sua forma iniziale, quando anni prima si era deciso di intervenire nell'approntamento del campo eolico.

Si tralascino per il momento tutte le *operazioni sostanziali e prevalentemente meccaniche*, che una siffatta decisione di fermare le macchine, di smantellare le costruzioni in acqua ed aeree, di lasciare la concessione e di ripristinare le condizioni quo ante, farebbe assumere. Sembra opportuno far rilevare la non-congruità di trattare l'argomento in queste note, che devono essere dedicate all'impostazione formale del processo dismissivo del campo eolico.

4.3.1 Aspetti procedurali, formali ed esecutivi della dismissione e dello smantellamento delle opere a mare

Trascurando le implicazioni più tecnologiche, che saranno analizzate nel capitolo successivo, sembra indispensabile predisporre una *lista delle azioni* da sviluppare a sostegno del *Piano delle Dismissioni* (PdD.; *Decommissioning Programme*), che è il nucleo centrale del piano operativo delle attività da avviare e da far svolgere in modo ordinato e razionale sull'impianto.

Si possono prevedere alcune fasi, la cui natura sarà operativamente indicata anche nel titolo stesso. Il numero e la loro estensione e rilevanza è puramente indicativa. Serve soltanto a scandire quasi temporalmente la successione operativa, che deve essere svolta.

In via puramente esplicativa e senza la pretesa di formulare un programma completo ed esaustivo a questo stadio del progetto, si espongono le seguenti procedure salienti e precisamente

Fase 1: azioni preliminari verso le Autorità competenti

- predisposizione e chiarimento del piano di dismissione totale del campo eolico (programma tecnico-temporale, mezzi da impiegare per le operazioni a mare ed a terra, aree di raccolta dei pezzi/componenti recuperati, opere/interventi di smantellamento/recupero delle parti dell'impianto, etc.) e delle azioni, che son raccolte nel *Piano di Dismissione*;
- approvazione del piano di dismissione e richiesta di licenze e permessi alle Autorità responsabili del decommissioning;
- notifica dell'inizio dei lavori e delle attività da effettuare;
- progetto, direzione dei lavori ed analisi di sicurezza delle attività di smantellamento;
- reperimento di mezzi, procedure e personale da adibire alle attività approvate e programmate;

Fase 2: smontaggio e recupero delle parti della turbina eolica

- arresto del funzionamento degli aerogeneratori ed isolamento del campo eolico dalla rete;
- rimozione/recupero dei componenti elettrici;
- rimozione/recupero di pale e rotore;
- rimozione/recupero della navicella e dei suoi internals;
- smantellamento della torre e recupero di pezzi metallici da riutilizzare in quanto tali;
- carico su bettolina e trasporto/scarico all'area di deposito e di recupero dei materiali riutilizzabili;

Fase 3: smantellamento e recupero delle varie parti della struttura fondaria

- sezionamento dei pali di ancoraggio alla quota autorizzata, che dovrebbe essere tenuta qualche metro (1-1,5 m) sotto il profilo del fondale;
- ricupero dei pali e della struttura fondaria con conseguente carico su mezzo di trasporto navale (bettolina o altro);
- trasporto/scarico dei pezzi nell'area di deposito e di recupero dei materiali;
- esame del fondale e ripristino delle sue condizioni iniziali dopo eventuale rimozione di pezzi solidi, ivi abbandonati;

Fase 4: eliminazione di ogni infrastruttura

- messa a nudo dei tratti di cavo interrato secondo le istruzioni, concordate e previste dal Piano di Dismissioni;
- taglio e ricupero del cavo da parte del mezzo navale incaricato ed in grado di effettuare l'operazione;
- trasporto/scarico dei pezzi nell'area di deposito e di recupero materiali;
- ispezione diretta del fondale per accertarne lo stato di pulizia dopo sgombero totale e contro l'eventuale permanere di detriti ed intervento per raccogliere documentazione probatoria (fotografica, etc.);

Tutte queste attività devono corrispondere al P.d.D., che è stato, come è precisato dal contenuto della Fase 1, sottoposto, concordato ed approvato dalle Autorità competenti. La mancata osservanza può essere seguita da sanzioni tali

da rendere invalide certe concessioni e la decadenza da eventuali diritti conseguenti.

4.3.2 Dismissione e smantellamento delle opere a terra

Il piano di smantellamento, che è stato citato al primo punto della Fase 1, deve comprendere anche gli interventi da espletare sulle parti di impianto, che sono state installate a terra, ove non siano state utilizzate per ulteriori attività a scapo energetico.

I procedimenti di dismissione devono riguardare

- la stazione di arrivo a terra dei cavi sottomarini o stazione del punto di approdo;
- la stazione di innalzamento della tensione a quella di rete (stazione di trasformazione) nel caso in cui non possa essere adibita ad altro allaccio;
- la cabina di collegamento (stazione di allaccio) tra i cavi, provenienti dalle stazioni precedenti con i cavi della A.T.;
- le parti di cavo interrato, che devono essere evacuate (nei dintorni delle stazioni elettriche, come all'atterraggio, all'accesso alla stazione di allaccio, etc.);
- il ripristino di tutte le condizioni richieste con eliminazione degli effetti (detriti, residui da demolizioni, opere di interro, etc.) derivanti dalle opere richieste dall'impianto.

Il cavo sottomarino dal bagnasciuga alla stazione di atterraggio, che in parte ricade nella giurisdizione delle opere a mare almeno sino alle primissime propaggini del bagnasciuga, si può ritenere non coinvolgente alcuna categoria di rischio. Pertanto, potrebbe essere lasciato in situ.

Le *attività a terra* dovranno seguire le disposizioni vigenti e riguardanti la demolizione e lo smantellamento di impianti elettrici e di edifici, adibiti alle operazioni di deposito, amministrazione, guardiania, recinzione, esercizio di impianti elettrici, etc.

CAP.5
INSERIMENTO AMBIENTALE E PAESAGGISTICO

5.1 COMPATIBILITÀ AMBIENTALE

Se un parco eolico a mare sembra produrre minime alterazioni per quanto riguarda la *compatibilità territoriale*, per l'influenza sull'aspetto visivo deve essere condotta ogni indagine per determinare in quale direzione si possa accreditare qualche limitazione.



Non vanno trascurati alcuni fattori intrinseci, come la scarsa intensità di popolazione nella zona, la vocazione socio-economica prevalente delle comunità rivierasche, l'antropizzazione della regione prospiciente il sito e di quella inerente/circostante il sito stesso, l'attesa di benefici diretti o indiretti dall'insediamento (derive industriali, sviluppi turistici e influenze socio-economiche varie, interessi archeologici locali, come nella Fig. 5-1a), etc.

Essi possono essere elementi in grado di attenuare o di pesare sulla sensazione indotta dalla presenza delle turbine eoliche e sulla relativa accettabilità, che è diretta conseguenza della percezione del disturbo.

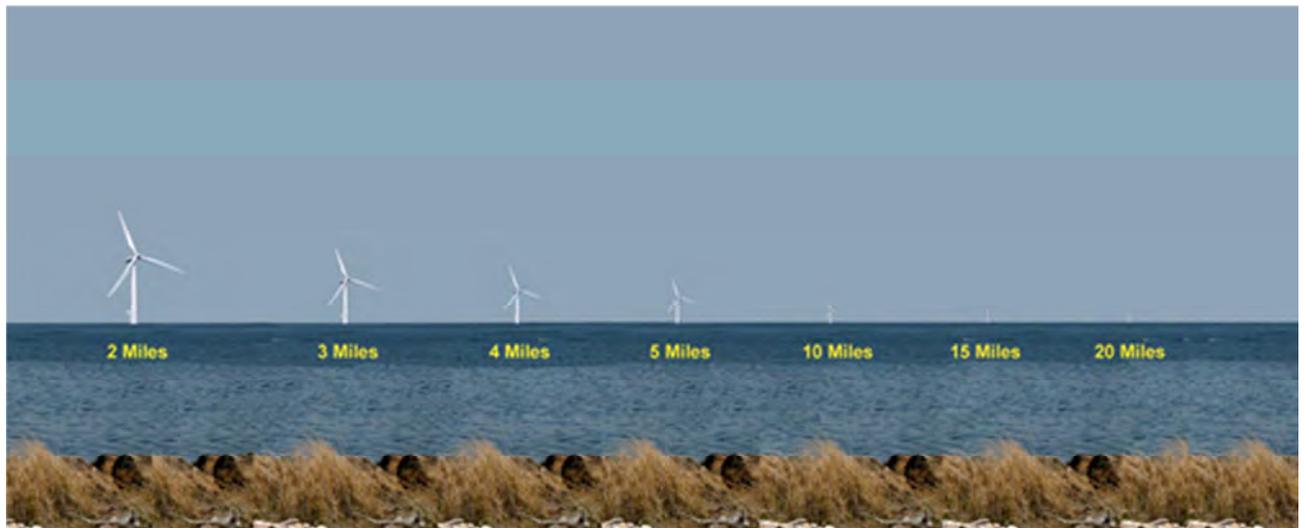


Fig. 5-1b. Fotomontaggio e relativo apprezzamento visivo di una stessa turbina eolica a diverse distanze dalla costa

Altro aspetto, che può avere rilevanza, è l'entità della stratificazione storica degli insediamenti, che potrebbero essere stati individuati nella zona. La loro rilevanza (architettonica e/o archeologica) ed il conseguente afflusso di visitatori potrebbe costituire un fattore da considerare con la dovuta cura per non provocare con il parco eolico effetti negativi sul flusso culturale e turistico. Effettuate le dovute verifiche per dare una rappresentazione delle localizzazioni e del rilievo dei residui culturali, si può trarre conferma che nessun vincolo derivi da siffatta situazione alla sistemazione della centrale eolica.

L'impostazione delle considerazioni, che saranno espone in questa sezione, seguirà la migliore tecnologia esistente nella realizzazione dei campi eolici, in modo che possa cooperare a ridurre gli effetti visivi e la percezione delle unità eoliche da parte della popolazione, proprio in omaggio alle elevate prestazioni delle macchine eoliche.

5.1.1 Impatto visivo

Per avere una consona informazione e per ridurre i disturbi o la *sensibilità verso l'impatto visivo* derivante da macchine da installare nel sito saranno presi alcuni provvedimenti, che saranno molto succintamente segnalati nel prosieguo. In attesa di poter trarre consigli ed indicazioni dall'attività di simulazione visiva del parco, nella sistemazione delle macchine si è ritenuto di applicare tutti gli altri fattori, che sono qui di seguito evocati e che sono ritenuti validi per attenuare ogni fastidio prospettico indotto dagli aerogeneratori.



Fig. 5-1c. Vista del campo eolico di Lynn, posto a 5 km dalla costa orientale inglese di Skegness

Tali interventi possono riguardare

1. *Simulazione.* E' prevista un'animazione zoomabile in grado di consentire l'esame dell'impatto visivo, apprezzabile da un osservatore, posto a diversa distanza dall'ostacolo. La simulazione potrà essere eventualmente ripetuta nelle fasi successive di realizzazione del progetto, oltre che nel suo momento finale ad unità costruite.

Deve servire anche per graduare l'estensione del campo visivo, che abbraccia tutto il sito. I criteri per imporre angoli visuali ampi o stretti dipende molto dalle reazioni della popolazione e dalla loro sensibilità nei confronti dell'energia eolica (cfr. il punto 4).

2. *Visibilità.* Per evitare disturbi nella percezione visiva si utilizzano generatori della stessa taglia, delle stesse dimensioni e della stessa tipologia e forma. Sono stati scelti, infatti, WTG a tre pale, che aiutano ad eliminare

sensazioni d'assimmetria, causa di un'accentuata sensibilità nella valutazione spaziale dell'oggetto. Dell'angolo visuale già si è detto nel punto precedente.

3. *Colorazione.* Si può far ricorso a tinte neutre rispetto al paesaggio o a tonalità cromatiche simili a quelle prevalenti nella prospettiva, in modo da far integrare nel paesaggio la macchina eolica. Si darà preferenza a tinte verde mare, se è preponderante tale colorazione dalla superficie marina, oppure all'azzurro cielo, se le macchine si stagliano prepotentemente dal mare e si proiettano sull'orizzonte e contro la sfera celeste. Si ricorrerà, invece, a colorazioni contrastanti (bande bianche e rosse), ove siano richieste dalle autorità competenti e soltanto per le parti soggette a tali vincoli. Si dovrà anche ovviare la possibile riflessione luminosa od il fastidioso barbaglio, fenomeni tipici in certe ore del giorno imposti dal corso del sole, oltre che dai materiali usati e dalle tinte applicate. Le colorazioni delle parti strutturali degli aerogeneratori potranno anche essere differenti, purché siano tinta su tinta e non producano contrasti con un'inattesa accentuazione delle differenze cromatiche.
4. *Disposizione degli aerogeneratori.* La disposizione delle unità eoliche nel sito (lay-out) sarà attentamente studiata non soltanto sotto il profilo aerodinamico, ma anche sotto l'aspetto che qui è oggetto d'analisi. Si disporranno le unità in file piuttosto che a gruppi, seguendo schemi regolari, ordinati e ritmati ed evitando altresì fastidiose dissimmetrie con addensamento di macchine in una zona e rarefazione in altre (a meno di limitazioni derivanti dal fondale). Come già si è osservato, argomentando sul tema del punto 1, oltre all'efficienza aerodinamica, che è fattore determinante per calcolare l'energia netta da vendere all'utility elettrica, la popolazione può elaborare o contribuire a fissare i criteri, sui quali impostare la sistemazione delle macchine sul sito. Nel caso di Middelgrunden la popolazione non ha avuto opposizione (anzi l'ha sostenuta) nel sostenere una disposizione a linea arcuata, sul cui profilo le 20 unità sono state dislocate. E' una deroga evidente a disposizioni piuttosto accentrate, alle quali il progettista sembra generalmente tendere.
5. *Uso dell'area.* Si prevede -ove sia possibile- di installare gli aerogeneratori in zona costiera abbastanza discosta dalla terraferma, da cui la fila più prossima disti non meno di 5 km (o, meglio, si tenti di rispettare una distanza attorno alle 3 miglia, che è assai favorevole come lo attestano le Figg. 5-1a/b). Diventano una quantità accettabilmente realistica, considerando l'antropizzazione industriale della zona. La distanza minima/massima tra le macchine di file parallele cresce a partire dai 5 diametri rotorici. Si orienta la topografia del sito in modo che la distanza tra macchine consecutive -anche se su file successive- e disposte nella direzione del vento dominante sia prevalente e maggiore (circa il doppio o, almeno, 7 diametri) di quella stimata in direzione assiale. La disposizione delle macchine, sia come configurazione del sito che è molto compatta, sia come topografia delle stesse, occupa un angolo visuale da terra, che non

può essere ridotto molto, essendosi scelta la forma allungata lungo la costiera anche per rispettare la morfologia del fondale. Inoltre, nella scelta del luogo d'insediamento delle unità si avrà cura di preferire quelle localizzazioni, che siano più distanti da insediamenti umani rilevanti. Se il punto di osservazione non è su una normale alla costa condotta dall'abitato e bensì su un asse inclinato, le macchine lasciano l'impressione di sovrapporsi in prospettiva, riducendo l'estensione dell'arco di orizzonte, occupato dalle turbine. Ciò può aiutare ad attenuare la sensazione sulla visibilità (cfr. il punto 2).

6. *Trasmissione dell'energia.* In qualunque tipologia di collocazione la trasmissione dell'energia elettrica prodotta seguirà le regole più recenti. In particolare, si adotteranno cavi sotterranei, che segneranno i percorsi più congrui, rispettando ogni possibile vincolo biomarino esistente nel tracciato sino al punto di approdo. Da qui -e dopo il passaggio dai cavi sottomarini a quelli terrestri interrati- sino alle linee TERNA si applicheranno i criteri, che sono dettati dalla distribuzione e che sono vigenti per linee a conduttori interrati. Sono da escludere linee aeree, sia a mare, sia a terra.

L'insieme dei provvedimenti, appena elencati, possono essere utili per fornire indicazioni, che siano totalmente condivise dal Committente e dalle Autorità (sentita la popolazione e le sue organizzazioni territoriali anche tramite la Conferenza dei Servizi), per

migliorare l'accettabilità visiva della centrale

5.1.2 Impatto acustico

5.1.2.1 Considerazioni normative

“Nel nostro Paese, ma in generale in tutti gli Stati più industrializzati, l'inquinamento acustico degli ambienti di vita è diventato uno dei fattori principali di degrado ambientale e di pregiudizio della qualità della vita.

Le maggiori cause di inquinamento acustico nell'ambiente esterno sono rappresentate dalla grande diffusione dei mezzi di trasporto individuali e collettivi, dall'utilizzo di nuove tecnologie impiantistiche nel campo industriale e, soprattutto per il passato, da un mancato coordinamento nello sviluppo del territorio, relativamente alla presenza di aree industriali, aree ad insediamento abitativo e vie di comunicazione, anche ferroviarie, limitrofe.

La mitigazione del rumore o la sua totale eliminazione, ove possibile, con una adeguata opera di studio, risanamento, programmazione e pianificazione territoriale, rappresenta sicuramente un passaggio ineludibile nella prospettiva di un miglioramento continuo della qualità della vita.

La Legge quadro sull'inquinamento acustico (n. 447 del 26 ottobre 1995) ha demandato alle Regioni la definizione dei criteri per la classificazione acustica del territorio e per la predisposizione e l'adozione dei piani di risanamento acustico da parte dei Comuni. La suddetta decretazione impone ai Comuni l'obbligo di effettuare la *zonizzazione acustica del proprio territorio*.

La *suddivisione del territorio* deve avvenire in zone acustiche omogenee nel rispetto dei limiti di classificazione stabiliti dal DPCM del 14 novembre 1997. Qualora la zonizzazione acustica del territorio abbia evidenziato il superamento dei valori limite imposti dal DPCM del 14 novembre 1997, il Comune deve predisporre un piano di risanamento acustico del territorio, attuando tutte le azioni necessarie per il rientro nei valori limiti a tutela della salute umana e dell'ambiente.

Il *piano di risanamento acustico* del territorio implica una serie di azioni coordinate ed integrate con i piani di altri soggetti coinvolti, cui competono, per legge obblighi di risanamento acustico, quali gli enti gestori delle infrastrutture dei trasporti, le imprese e i Comuni confinanti.

Il Piano di risanamento acustico non è necessario quando, a fronte dell'applicazione dei criteri emananti dalla Regione, lo stato acustico comunale rilevato è compreso nei valori limiti imposti per legge.

Nel B.U.R.A. n. 42 del 17/07/2007 è stata pubblicata la Legge Regionale n. 23 del 17/07/2007 in materia di *Disposizioni per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico nell'ambiente esterno e nell'ambiente abitativo* di recepimento degli obblighi imposti dalla Legge quadro 447/95. Successivamente, saranno stabiliti i criteri applicativi per la regolamentazione sul territorio regionale delle emissioni derivanti dall'inquinamento acustico dell'ambiente esterno.

La normativa Regionale, nonché la Legge quadro 447/95, prevedono obblighi e competenze esclusivamente riferite all'inquinamento acustico negli ambienti esterni ed abitativi.

Il rumore prodotto negli ambienti di lavoro è regolamentato da una normativa nazionale di recepimento di Direttive della Comunità Europea.”

5.1.2.2 Azioni effettive da parte delle turbine eoliche

. L'impatto acustico, prodotto nell'esercizio normale da una turbina eolica, è oggi molto ridotto grazie all'inserimento della velocità variabile. Il procedimento è ormai applicato su molte macchine. Riducendo il numero di giri del rotore con vento debole o medio, si limitano le velocità periferiche delle pale con conseguente abbattimento del rumore, generato da tale sorgente. Gli aerogeneratori a giri variabili consentono di ridurre il numero di giri indipendentemente dal vento, specialmente di notte, con conseguente miglior apprezzamento dell'impianto eolico da parte dell'uomo e degli insediamenti umani prossimi al parco eolico.

Altra fonte di rumore è rappresentata dal *moltiplicatore di giri* (e dal generatore elettrico), che sono necessariamente sistemati nella navicella. Provvedimenti, ormai diffusi, come l'insonorizzazione dell'abitacolo o l'adozione di usuali basamenti antivibranti per motori e per sistemi, che sono origine di disturbi dinamici, intervengono nel limitare la diffusione di tali alterazioni sonore. Senza contare che certi costruttori evitano l'introduzione del moltiplicatore di giri, ricorrendo all'accoppiamento diretto del rotore con il generatore mediante unità multipolari a numero di giri basso (pari a quelli del rotore).

Ad ogni buon conto i valori dell'intensità di rumore non saranno occultati (e non conviene a nessuno far finta di nascondere siffatta origine di rumore, né al fornitore, né al gestore dell'impianto, che provvederà a dimostrare l'assunto dell'inesistenza di tale inquinamento per la comunità rivierasca). Il costruttore stesso denuncia che con velocità del vento di 7 m/s si raggiungono alla sorgente i 100 db(A) ed al 95% della piena potenza si toccano i 106,5 dB(A), come si legge nella Tab. 3.2.3.1

La *quota della navicella* rispetto al suolo fa il resto. Di solito nelle macchine attuali la navicella si trova oltre i 50 metri dal terreno o dal mare medio. Una macchina da 3 MW ha l'asse rotorico posto attorno agli 80/90 m. di quota e quella da 5 MW anche oltre i 100 m. Si permette così una riduzione sensibile del rumore dovuta alla distanza, che intercorre tra la sorgente ed un eventuale osservatore, posto il più vicino possibile, cioè alla base della macchina.

Si è rilevato che una odierna turbina in funzionamento alla potenza di targa e soggetta al vento di specifica fa percepire ad un soggetto, che sia posizionato a 200 m. dalla base, un rumore appena captabile (40-50 dB). Se, poi, lo si mette in relazione con il fondo naturale, determinato almeno dal fruscio della corrente ventosa, e, soprattutto, dallo sciabordio del moto ondoso, la sua percezione è veramente lieve.

A conclusione si può osservare che il livello dei decibel da registrare a riva è inferiore a quello, fissato dalla legge per arrecare disturbi alla popolazione.

Il livello sonoro, che potrebbe essere generato durante l'installazione del campo eolico, dipende dalle fasi di lavoro.

Forse la più intensa, per quanto concerne la generazione di onde sonore, potrebbe coincidere con la "battitura" del palo fondario. E' evidente che il personale, operante direttamente sulla fondazione, dovrà ricorrere a difese da applicare sui padiglioni auricolari.

In realtà, proprio per contrastare simile inconveniente si preferisce sostituire i dispositivi per la "battitura" con vibro-inseritori, che hanno compatibilità sonora nettamente migliore.

Non altrettanto dovrà accadere per la popolazione, nemmeno alla persona più esposta. E questa potrebbe essere quella, che si trovi in siffatti periodi sulla costa e, stando seduta sul bordo del bagnasciuga, sia intenta alla prolungata lettura di un giornale. Anche così non dovrebbe percepire livelli molto differenti da quelli normali, grazie alla direzione principale del vento che di solito soffia quasi normalmente alla congiungente tra campo eolico e costa, alla distanza che intercorre tra la turbina più prossima alla riva ed il litorale ed anche al rumore di fondo, causato dal vento e dallo sciabordio del moto ondoso.

5.1.3 Impatto elettromagnetico

5.1.3.1 Generalità ed influenza sulle telecomunicazioni da parte delle turbine eoliche a mare

In natura si rileva una *serie di radiazioni*, che si propagano nell'aria e nell'ambiente, dove sono presenti esseri viventi. Sono, o di tipo ionizzante, aventi energia sufficiente ad ionizzare la sostanza esposta alla loro azione, o di tipo non ionizzante, quando la quantità d'energia ad esse associata è insufficiente a provocare gli effetti precedenti. E' evidente che le sostanze, alle quali è necessario rivolgersi, costituiscono la materia vivente nella sua accezione più ampia.

Le sorgenti, che le producono, possono essere naturali, come la radiazione terrestre o quella cosmica, od artificiali, che sono comunemente ascritte ai campi elettromagnetici. Queste ultime tendono vieppiù a diffondersi con il procedere del progresso e delle necessità del vivere sociale.

Si classificano in base al numero di cicli al secondo, suddividendole in sorgenti ad *alta frequenza* (HF) ed in sorgenti a bassa frequenza (ELF).

Sono da associare alla prima categoria quelle emesse da antenne radiotelevisive (RTV) e da stazioni radio base (SRB) per la telefonia mobile e micro-onde. Entrambe, come tutti possiamo facilmente constatare, sono in ampia crescita anche per il continuo ricorso da parte degli individui alle telecomunicazioni. Quelle a *bassa frequenza* derivano da impianti di generazione, da stazioni di trasformazione, dagli apparecchi di utilizzazione (es., elettrodomestici) e dalle linee di trasporto dell'energia elettrica, di cui la popolazione è grande utilizzatrice per esigenze, sia del vivere civile che dei settori non domestici (industriali, commerciali, servizi, etc.).

Di queste ultime i particolari tecnici (tensione di linea, estensione della rete, numero di stazioni elettriche, etc.) sono forniti dalla soc. TERNA od in alternativa -o in connessione- dalla ARPA regionale, che dovrebbero utilizzarli per la formazione del catasto delle sorgenti elettromagnetiche ELF. Qualche informazione sulla diversificazione delle linee elettriche e sulla loro distribuzione territoriale in regione si può trarre dal parag. 3.5 e ss.

A parte l'effetto sui corpi viventi qualche considerazione è opportuno esporre anche a proposito delle supposte *influenze elettromagnetiche* sulle telecomunicazioni. Si è riscontrato che i disturbi di questo tipo, originati dai grandi rotori delle turbine eoliche, sono limitati alla zona circostante il campo eolico e si manifestano esclusivamente in interferenze delle onde radio.

Hanno carattere locale e non traggono contributo dai sistemi, che sono alloggiati nella navicella e che sono necessari al funzionamento del convertitore d'energia eolica in elettrica. D'altronde, la navicella è schermata per quanto è possibile

contro questa eventualità e, nel caso non lo fosse completamente, a tale provvedimento si applicherà ogni attenzione.

Un'altra sorgente potrebbe essere localizzata nel *generatore elettrico*. L'apparecchiatura fortunatamente opera a tensione di macchina piuttosto bassa (solitamente attorno ai 600 V e raramente oltre i 1.000 V).

5.1.3.2 Salute ed aspetti normativi

E' opportuno ritornare al tema, che è stato evocato all'inizio del precedente paragrafo e che costituisce un po' il fulcro di tutte le discussioni, che agitano le nostre comunità.

"Nell'ultimo decennio, con il rapido sviluppo della telefonia cellulare e dei nuovi sistemi di telecomunicazione, l'interesse verso i campi elettromagnetici ha assunto una notevole importanza. A ciò ha contribuito anche lo sviluppo dei grandi impianti di elettrodotti, conseguenti ad una maggiore richiesta di energia elettrica (trasporto ad AT o ad altissima tensione, come 380/450 kV, e trasformazione dell'energia elettrica con elevamento dei valori per la distribuzione in BT e con la loro estensione sempre più ampia) e la proliferazione di emittenti radiotelevisive e di impianti di telefonia (trasmissione delle informazioni attraverso le onde elettromagnetiche).

La conseguenza è stata la realizzazione di veri e propri siti di installazione di antenne dedicate, anche all'interno di aree densamente abitate, sollevando ed acuendo un allarmismo diffuso sui rischi per la salute umana e per l'ambiente esterno. Tali impianti, che sono vere e proprie sorgenti artificiali, generano campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici specifici, non attribuibili al fondo terrestre o ad eventi naturali. Il fenomeno è stato di conseguenza catalogato con il termine di *inquinamento elettromagnetico*.

I campi elettromagnetici si suddividono in due categorie, come si è avvertito nel paragrafo precedente: quelli a bassa frequenza e quelli ad alta frequenza.

Il meccanismo, che in entrambi i casi può provocare eventuali danni agli organismi viventi, è determinato dalla trasformazione dell'energia elettromagnetica in calore, soprattutto a causa della elevata presenza di acqua. Così capita nell'organismo umano (per esempio, l'uso prolungato del cellulare sul lobo auricolare può generare una irritazione dello stesso dopo alcuni minuti ovviamente in relazione alla suscettibilità del soggetto).

La legge 22 febbraio 2001, n. 36 "*Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*" (pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 55 del 7 marzo 2001), ha lo scopo di dettare i principi fondamentali diretti ad assicurare la tutela della salute dei lavoratori, delle lavoratrici e della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici nel rispetto dell'art. 32 della Costituzione Italiana ("La Repubblica tutela la salute come fondamentale diritto dell'individuo e interesse della collettività, e garantisce cure gratuite agli indigenti..."), promuove la ricerca scientifica per la valutazione a lungo termine degli effetti dovuti all'esposizione, assicura la tutela dell'ambiente e del paesaggio, perseguendo tutte quelle azioni volte al risanamento ed alla minimizzazione dei campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, secondo le migliori tecnologie disponibili.

Il *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003* (pubblicato in G. U. n. 200 del 28.08.2003) fissa i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi per la protezione della popolazione ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) dagli elettrodotti.

Il *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003* (pubblicato in G. U. n. 199 del 29.08.2003) definisce e determina i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi per la protezione della popolazione ai campi elettrici e magnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz.

L'art. 8 della legge quadro n. 36 definisce le competenze delle regioni, delle province e dei comuni.”.

Le regioni hanno, talora, istituito dei tavoli tecnici con la partecipazione di Enti tecnici ed amministrativi (Comuni, Province, ARTA) e i gestori delle reti e degli impianti, per verificare le criticità riscontrate nell'applicazione della normativa regionale e recepire le osservazioni per il superamento degli stessi.

5.1.3.3 Influenze da parte delle opere elettriche della centrale eolica

Tra le opere elettromeccaniche è opportuno distinguere quelle a mare da quelle a terra. Per le prime si devono considerare ai fini dei possibili disturbi elettromagnetici

- le *strutture ed i componenti* dell'aerogeneratore e della sua cabina di macchina;
- i *cavi dei sistemi* di misura, di comando e di monitoraggio, sistemati negli opportuni cavidotti;
- i *cavi per la distribuzione dell'energia elettrica* generata all'interno del campo eolico e sino all'arrivo degli stessi a terra (tutti in MT). Il cavidotto avrà una lunghezza complessiva di qualche decina di chilometri -per la distribuzione elettrica nel sito- ed altrettanti se non anche di più (talora del doppio in considerazione della distanza del campo dalla costa) per i collegamenti dei sottocampi con la costa.

La cabina di macchina è l'apparato necessario per l'elevazione della tensione al valore della rete in media tensione (MT) dell'impianto a mare. Nella cabina di macchina, posizionata all'interno della base della torre o nella navicella, sono sistemati il quadro di controllo della turbina eolica, il quadro elettrico in bassa tensione (BT) e quello in MT.

Tutte le componenti sono realizzate nel pieno rispetto delle normative vigenti in sede nazionale e comunitaria per gli impianti elettrici in BT/MT.

All'interno del locale trovano posto, oltre all'impianto d'illuminazione e all'impianto equipotenziale, il sistema di ventilazione (o di condizionamento) per mantenervi costanza di temperatura.

L'impianto di terra (rete di messa a terra) interessa ciascuna macchina e consiste in alcune maglie in corda di rame nudo, che si collegano alla fondazione ed alla torre.

L'analisi del cavidotto, di solito, si è rivelata più complessa, in quanto il tratto aerogeneratori-punto d'approdo va suddiviso in tratto marino e in tratto, che attraversa la spiaggia per raggiungere il giunto di collegamento (*punto d'approdo*).

Per la prima tratta -quella del cavo sottomarino interrato dalla turbina al lido- è stato esaminato il caso di un campo eolico similare. La situazione corrisponde alla potenza di una trentina di MW (pari a dieci unità in serie per dar luogo ad un sottocampo).

Dai calcoli svolti si è potuto rilevare che i limiti -entro i quali si ottengono i rispettivi valori accettabili del campo magnetico per i cavi sottomarini- non sono superati, né per gli umani (non permanendo alcuna persona nelle loro vicinanze per 4 ore consecutive), né per la flora e per la fauna in linea con studi compiuti su impianti analoghi (parchi eolici di Horns Rev e di Nysted, in Danimarca).

Per la seconda tratta -quella che attraversa la spiaggia o il litorale- è stato valutato il campo magnetico, posizionando il cavidotto -come di consueto per la posa in mare- a tre metri di profondità e posando i cavi come di solito è previsto dai progettisti, ottenendo al piano campagna valori di Tesla non pericolosi.

Supponendo che vi possa essere balneazione nei mesi estivi nei pressi di tale tratto, si ricorre ad una procedura mitigativa usuale nel *ridurre il campo magnetico inserendo il cavidotto -per una lunghezza pari alla larghezza della spiaggia- in una tubazione di acciaio ad alta permeabilità magnetica*.

Situazioni migliori si hanno, sia lungo il tragitto dei cavi elettrici interrati, sia per le diverse stazioni elettriche (di trasformazione, di allaccio, etc.). Si può, quindi, ritenere che non vi siano pericoli per la salute a causa dei fenomeni elettromagnetici (per maggiori ragguagli si consulti la perizia, che è stata condotta dal prof. La Scala per un impianto similare).

Proprio il *tratto di cavidotto di lido*, che collega i vari sottocampi con il punto di atterraggio, ove si effettua la connessione tra cavi sottomarini e cavi terrestri. i cavi sottomarini, provenienti dalle macchine a mare, sono interrati nel lido. Questo deve essere protetto con un grosso tubo metallico. Il provvedimento è necessario per rispettare i limiti, imposti per legge, a difesa della permanenza di persone sul litorale, sempre che la presenza umana sia possibile e congrua con le caratteristiche fisiche del litorale. E' questa una delle varie forme di mitigazione, che sono sovente applicate già nella fase progettuale della centrale eolica.

Si possono ripetere le stesse considerazioni, che sono state svolte alla fine del paragrafo sull'inquinamento acustico. Se il contributo all'inquinamento elettromagnetico da parte del sito eolico è basso -o del tutto controllabile e mitigabile nei punti, ove potrebbe costituire un pericolo- non altrettanto può dirsi di quanto l'antropizzazione locale possa

produrre e colpire la popolazione. Aree urbane ad alta densità abitativa, attraversate da una robusta rete distributiva in BT o MT e da linee ad AT per l'alimentazione di stazioni principali di adduzione di energia elettrica, possono evidenziare una maggiore sensibilità al fenomeno.

E' ovvio che questi aspetti, che esulano dal progetto della centrale eolica in senso stretto, vadano accuratamente esaminati nelle indagini per uno *Studio di Impatto Ambientale*. La rilevanza del fenomeno, che nell'ambiente-aria si manifesta, dipende dall'intensità dei campi elettromagnetici e dal numero dei ricettori. E' evidente che la maggiore o minore densità di persone residenti o permanenti lungo i percorsi, soggetti a tali manifestazioni, possono costituire un segnale o una misura della sensibilità della componente inquinante.

Le considerazioni precedenti, unitamente alla ridotta tensione del generatore elettrico,

rafforzano la tesi sulla *scarsa probabilità di avere disturbi elettromagnetici alle telecomunicazioni*

impongono *mitigazioni, già assunte nel progetto, per ridurre gli effetti lungo l'attraversamento delle zone litoranee, disponibili all'uso pubblico, da parte del cavo sottomarino;*

escludono ulteriori interventi per i *cavi terrestri*, pur che siano interrati a regola d'arte e nel rispetto delle disposizioni vigenti.

5.1.4 Impatto sull'ambiente biotico (animale) marino

5.1.4.1 *Comportamento dei grandi mammiferi*

Per quanto concerne un possibile *impatto sull'ambiente biotico*, cioè le influenze negative sulla fauna marina, non sono stati riscontrati effetti rilevanti nelle realizzazioni effettuate.

Anzi, in alcuni casi si creano habitat, che hanno favorito la moltiplicazione degli organismi esistenti e la diversificazione biologica. I disturbi dovrebbero essere prevalentemente -ed esclusivamente- limitati alla fase di installazione e di inserimento della fondazione e del cavo sottomarino.

Qualche considerazione aggiuntiva sembra essere necessaria, perché, come si rileverà per l'avifauna (cfr. il parag. 5.1.7), l'aspetto delle *influenze negative sul mondo marino* sempre costituiscono uno degli argomenti di discussione. E', pertanto, utile dare alcune indicazioni per impostare correttamente la questione.

Indagini, che sono state effettuate nei mari del Nord Europa, hanno riguardato soprattutto i *grandi mammiferi* (foche, focene, etc.), che non sono specie diffuse lungo la costa e nel sito sotto concessione (a meno dei delfini e delle tartarughe, come si è potuto constatare dagli spiaggiamenti avutisi lungo le coste del Mar Adriatico). Sul corpo di questi animali sono stati applicati sensori in grado di fornire indicazioni anche sulle modalità (percorsi, profondità toccate durante gli spostamenti, possibilità di captare frequenze da ostacoli, frequenze emesse e assorbite, etc.) seguite soprattutto nella ricerca del cibo.

Si vuole verificare, se le *vibrazioni, provenienti dalla struttura dell'aerogeneratore*, possono creare modificazioni al loro comportamento. Queste indagini, in corso dal 2003 ad opera di istituti tedeschi, non sembrano aver confermato le preoccupazioni circa possibili influenze negative da parte della turbina eolica sulla condotta di questi mammiferi marini.

A proposito delle vibrazioni si devono considerare anche quelle prodotte nel periodo di tempo e dell'anno -di durata relativamente e necessariamente ridotta- in cui si opera con organi, che sono sorgenti di vibrazione (battipalo in particolare). Proprio per tale motivo il gruppo di progetto propende nel ricorso di metodi alternativi alla caduta di masse per inserire corpi nel fondale e precisamente a vibro-inseritori, che creano minor disturbo all'ambiente marino.

5.1.4.2 *Relitti e sedimenti*

Diversa è la situazione, che si riscontra su *relitti di natanti affondati e giacenti sul fondo marino*.

Al pari di quanto succede a questi oggetti abbandonati (volutamente od accidentalmente), la struttura fondaria, che per la parte sotto il pelo libero è permanentemente immersa nell'acqua del mare, avrà un effetto sull'ecosistema e sulla catena nutritiva dei marini, come pure sullo spettro delle specie marine attorno al parco eolico e nel suo interno. Potrebbe, pertanto, essere utile – e soltanto se sia espressamente richiesto- investigare la crescita dello spessore di organismi specifici (mitili, etc.) sulle superficie delle fondazioni per avere un'idea più precisa di tale fenomeno con il tempo.

Si potrebbero installare video camere, controllate a distanza e centrate su un montante o su altra parte della fondazione, in modo da ottenere immagini a programma -o a richiesta- dello stato superficiale della fondazione.

Analogamente si potrebbe fare per studiare la *composizione dei sedimenti biologici* nelle vicinanze del punto di appoggio di una gamba, grazie anche ad una apparecchiatura in grado di prendere campioni di fondale da far analizzare.



Fig. 5-1d. Luogo di ritrovamento di aereo militare

A proposito di residui del passato, di cui un'attenta analisi sarà svolta nel parag. 5.8 e ss., e di relitti, di cui si ha certezza, nella zona di mare a Nord di Casalabate (Fig. 5-1d) al di fuori dell'area coperta dal sito eolico sono stati trovati i resti di un aereo italiano. E' con ogni probabilità un C-47 (AS-5, MM.61770), che è un bimotore appartenente al primo contingente di sei Dakota assegnati all'Afis (Amministrazione Fiduciaria Italiana in Somalia) e rientrato nei ranghi dell'Ami nel 1954.

Assegnato alla Scuola Addestramento Plurimotori di Latina, fu dichiarato disperso in mare, con tutto l'equipaggio di 5 uomini comandati del maggiore Riccardi dell'Aeronautica, il 20 gennaio 1960. Le cause del disastro non sono mai state accertate, essendo stato dichiarato perduto in mare e non successivamente localizzato. Solo molti anni dopo, a seguito del ritrovamento di alcuni pezzi importanti del velivolo (ali, carrello, etc.), è stato individuato e riconosciuto per merito della paziente opera di ricerca di alcuni sub brindisini dell'Aquademia Dive Center.

5.1.4.3 *Biodiversità e campi elettromagnetici*

Le modifiche o le alterazioni dell'ecosistema, se studiato e rilevato, non dovrebbero avere alcun effetto da considerare subito come negativo. A buon motivo può essere considerato un valido contributo per incrementare la *biodiversità locale*.

Pertanto, l'aver esclusa la pesca nella giurisdizione di un parco eolico abbastanza grande può avere una reazione estremamente positiva sulla popolazione dei pesci.

Ultima considerazione da aggiungere a quelle, che sono state sino ad ora esposte, è l'influenza, che si potrebbe addossare ai cavi elettrici interrati sulla vita di pesci, di crostacei e di altri animali marini.

Da prove di laboratorio si è in grado di ritenere che

i campi elettromagnetici (alternativi o continui) non sembrano aver alcun effetto sulla popolazione marina.

5.1.5 Impatto sull'ambiente biotico (botanico) marino

Per questo specifico argomento si è ritenuto di destinare anziché un sottoparagrafo della sezione 5.1 di questo capitolo una trattazione più ampia ed accurata, che è sviluppata nella sez. 5.2, cui si rimanda per le informazioni del caso.

5.1.6 Impatto sull'ambiente abiotico marino

A proposito dell'*impatto sull'ambiente abiotico*, che può essere costituito dall'acqua del mare e dal suo fondale, questi ambiti non devono subire modifiche rilevanti. In effetti, i disturbi possono derivare da due cause, le operazioni sui pali di fondazione prevalentemente durante la fase di inserimento nel fondale e quelle sui cavi sottomarini durante le fasi di scavo/posa e quelle di recupero e dismissione.

Preventivamente a qualsiasi azione per contrastare questo tipo di impatto è da predisporre la *caratterizzazione dell'ambiente meteo-marino* attraverso l'analisi chimico-fisica con rilevamenti di

- temperature dell'aria e dell'acqua;
- pH e salinità dell'acqua e del suolo del fondale;
- quantità di Ossigeno disciolto nell'acqua;
- trasparenza dell'ambiente marino.

La prima causa di eventuali alterazioni è connessa con il *posizionamento della fondazione* e con l'*evacuazione a fine vita*.

La fase di inserimento del palo è accompagnata da un minimo disturbo all'ambiente, in quanto, una volta che sia stata posizionata la struttura portante, si procede a ficcare il palo mediante "battitura", cioè caduta di peso sulla testa del palo, o mediante vibro-inserimento, cui il gruppo di progetto propende. Il collocamento della fondazione può produrre intorbidamenti per il sollevamento di sabbie e di materiali del fondale.

L'operazione nella procedura di battitura è eseguita e condotta a termine, lavorando dal piano superiore del jacket. Gli effetti prevalenti sull'ambiente saranno determinati dalle vibrazioni, generate nel colpire il palo e trasmesse dai vari corpi, soggetti a tale azione, all'ambiente liquido.

Situazione contraria capita con le *fasi a fine vita*, quando si deve evacuare la struttura fondaria. Ciò avviene abbastanza facilmente e senza ripercussioni conseguenti e successive per le condizioni del suolo, essendo il jacket sostanzialmente poggiato sul fondale nell'assetto operativo.

Restano nel sottosuolo soltanto i pali di fondazione, che in ogni caso, poi, possono esser coperti -e ciò avviene sempre quando si producono durante le operazioni di recupero avvallamenti di diametro molto stretto- da uno strato di sabbia.

Sul moncone di palo fondario si sistema naturalmente per azione delle correnti uno spessore sabbioso, che potrebbe essere di alcuni metri (di solito circa 3-5 m.), ed è tale da escludere che successivamente la porzione di palo, restata infissa, possa essere di nuovo scoperta.

Nell'*interramento dei cavi elettrici* sottomarini essenzialmente l'operazione viene fatta da un mezzo navale specializzato, che contemporaneamente all'intervento dell'aratro o del dispositivo a getto d'acqua provvede a posizionare il cavo e a ricoprirlo, ricomponendo i lembi dello scavo. Il disturbo alla superficie del fondale è evidentemente da ascrivere soltanto alla fase di installazione, cui si riduce il periodo di tempo di interro. Procedura altrettanto invasiva potrebbe essere quella opposta con estrazione del cavo, che non si prevede di attuare.

E' da ritenere che disturbi permanenti non si abbiano a lamentare.

Nella fase installativa e dismissiva, fatti salvi lo stato attuale dell'idrologia locale e dell'eventuale presenza di flora marina di pregio, occorre fare attenzione all'intorbidamento dell'acqua, provocata dal sollevamento di sabbia.

L'azione mitigante, che può essere richiesta, sta eventualmente nel ridurre la diffusione di materiale in sospensione.

5.1.7 Interazione con l'avifauna

5.1.7.1 Ipotesi di lavoro

L'interazione con la fauna avicola stanziale o di passo è uno degli aspetti che in molte discussioni di ecologisti compare come uno degli elementi di preoccupazione. In realtà, è uno dei temi più controversi per gli impianti eolici, quando soprattutto siano localizzati in *zone ad elevata vocazione naturalistica*. Tali zone sono rilevanti, o per specie locali, o per specie migratorie, che vi soggiornino per certi periodi dell'anno, o che semplicemente vi sostino durante i voli di trasferimento.

Ci si riferisce a specie che, o sono stanziali localmente (costituite da uccelli terrestri o marini), o sono da ritenere protette (se non in via di estinzione), o trovino rifugio stagionale proprio nell'area del parco eolico, o vedano il parco inserito nelle loro rotte migratorie.

Per stimare l'impatto sull'avifauna è stata *caratterizzata "l'area vasta"*, attraverso la descrizione delle "unità ecologiche", che insistono lungo la costa, e l'interpretazione della loro "vocazione faunistica", come i siti SIC (Stagni e Saline di Punta della Contessa, Bosco Tramazzone), il Parco Naturale Nazionale (Salina di Punta della Contessa), l'Oasi di Protezione (Fiume Grande-Cerano, Campo di

Mare-Lendinuso) e l'Important Bird Area (Promontorio del Gargano, Isole Tremiti, Isola di S. Andrea, Le Cesine).



Quindi, l'area di progetto è stata contestualizzata (Fig. 5-1e) nel sistema di aree trofiche, riproduttive, di svernamento, sosta e transito dell'avifauna.

Successivamente è stato predisposto un *piano di monitoraggio* delle acque marine entro buffer di km 5 attorno all'area di progetto. Ciò si è reso necessario per definire, se esiste, il *gradiente nella distribuzione dell'avifauna marina* tra acque costiere e sito di progetto e se a seguito della realizzazione del parco eolico si verifichino *modificazioni nelle rotte migratorie*.

Per maggiori ragguagli sullo sviluppo delle ricerche e del lavoro di analisi dei dati si cfr. la Rel.Spec. "*Relazione faunistica*" a cura di G. Marzano e G.C. Giannuzzi, cui si rimanda.

5.1.7.2 Considerazioni orientative sul sito a mare

Dall'analisi dei maggiori "fattori di rischio", causati dalle turbine eoliche, che sono

- ◆ rischio di collisioni dirette pale e torri degli aerogeneratori;
- ◆ perdita del proprio habitat per breve tempo, come è quello necessario alla installazione del campo eolico;
- ◆ perdita per un lungo periodo di tempo dell'habitat (funzionamento del campo eolico, manutenzione, etc.);
- ◆ creazione di barriere sulle rotte migratorie a relativamente bassa quota;
- ◆ alterazioni alle abitudini ecologiche (privazione di aree per appollaiarsi, mancanza di cibo, etc.).

e che sono stati individuati dagli studi sino ad oggi svolti in differenti aree del mondo, si ritiene che le maggiori preoccupazioni di rischio per il sito di Cerano derivino da cause, quali la collisione e l'effetto barriera durante il periodo migratorio.

Il disturbo e la perdita di habitat non si ritengono influenti per le specie considerate, poiché il tratto marino individuato per l'installazione del parco eolico rappresenta prevalentemente un'area di transito in fase migratoria e, soltanto in misura minore, un'area trofica per alcune specie marine.

Nel tratto marino in oggetto non sono note particolari concentrazioni di migratori, presenti invece nel SIC "Saline di Punta della Contessa". E' presumibile che il transito in mare avvenga su un fronte ampio.

Il *rischio di collisione* è stato stimato di intensità bassa per il 58%, medio per il 28% e alto per il 14% delle specie considerate. Si ritengono ad alto rischio le specie con scarsa manovrabilità di volo e a medio rischio quelle con altezza di volo compresa nel raggio d'azione delle pale.

Il *disturbo* è stato stimato di intensità bassa per l'89% e medio per l'11%,

mentre in nessun caso è stato ritenuto alto. Poiché il disturbo per lo più si traduce nel dislocamento delle specie nidificanti che, ovviamente mancano in mare, tale fattore si ritiene trascurabile. Unici casi, in cui sarebbe opportuno calcolare tale fattore, riguardano le specie, che si alimentano in mare.

Rispetto all'effetto barriera si ritiene che il disturbo sia medio per il 78% e sia basso per il 22%. Il valore medio è attribuito alle specie potenzialmente dirette o provenienti dal SIC "Saline di punta della Contessa" in periodo migratorio. Si considera basso per quelle specie, che non hanno particolare attinenza col SIC.

La *perdita di habitat* si stima bassa per il 78% delle specie e media per il 22%. Per nessuna specie è considerata alta. E' influente la perdita di habitat per quelle specie per le quali l'area rappresenta un sito trofico.

Per quanto riguarda i risultati del metodo applicato per le *specie marine* si è osservata una bassa sensibilità per il 42% delle specie osservate ed una media sensibilità per il restante 58%.

5.1.7.3 Considerazioni orientative sul cavidotto a terra

Il tracciato in progetto interessa direttamente solo *aree agricole o comunque prive di interesse floristico e vegetazionale*. Attraversa per un piccolo tratto anche la Riserva Naturale Bosco Santa Teresa e dei Lucci, ma senza interessare, come si è detto, habitat di pregio. Infatti, nessun tipo di vegetazione spontanea, nessuna specie floristica di rilievo e nessun habitat di pregio viene coinvolto direttamente dal tracciato. In un solo tratto il tracciato si avvicina a circa 80 m ad un nucleo boschivo di sughera (S. Teresa), ma interessando anche in questo caso solo aree agricole.

Per quanto riguarda la *fauna rappresenta un sito di discreto interesse*, tanto per la presenza di pratiche agricole che consentono l'utilizzo dell'habitat ad un discreto numero di specie migratrici, ma soprattutto per la localizzazione geografica del sito e la vicinanza e l'importanza di aree naturali.

Nell'area vasta sono presenti n°1 specie di rettili inclusa nell'all. II della Dir. 92/43/CEE e n°17 specie di uccelli facenti parte dell'all. I della dir 79/409/CEE. Tra queste ultime una è individuata come specie prioritaria. Oltre alla specie di rettile, ovviamente stazionaria nell'area, tra gli uccelli nidificano nel sito n°3 specie.

Ovviamente, le considerazioni precedenti valgono nel totale rispetto degli habitat relittuali presenti, quali eventuali siepi e filari e a patto che le piste che verranno eventualmente aperte per il transito dei mezzi da lavoro siano completamente rimosse a lavori ultimati.

- Data la natura dell'intervento previsto, che
- comporta ad ultimazione dei lavori il ripristino dello stato dei luoghi;
 - pertanto non produrrà alcuna modificazione all'area di intervento e all'area vasta,

si presume che ne conseguirà

*un bassissimo impatto in fase di realizzazione dell'opera,
derivante dal disturbo prodotto dai mezzi operativi in azione,
mentre alcun impatto se ne lamenterà a realizzazione conclusa
dell'opera.*

5.1.8 Vincoli archeologici, paesaggistici e genericamente impliciti nelle caratteristiche dell'insediamento eolico

Devono essere esaminati in rapida successione i vincoli prevalenti, che derivano da specifiche imposizioni nei confronti di archeologia, paesaggio ed ambiente. Si deve fare, inoltre, riferimento a tutte le ulteriori limitazioni interne al progetto stesso, che autonomamente per diversi motivi sono sostanzialmente osservate e che possono riguardare temi assai diffusi e significativi.

Vincoli archeologici. Dalla valutazione attenta della –pur sommaria– documentazione relativa alle prospezioni ed alle caratteristiche del *bacino archeologico della zona*, non si ha nozione di ritrovamenti archeologici (pre-romani, romani o più recenti/antichi). Non esistono per altro neppure su terraferma residui, che siano concentrati nel territorio a ridosso della costa, prospiciente il sito. Se nel corso delle investigazioni, che sono necessarie per la stesura del P.E., saranno individuate aree rilevanti sotto l'aspetto archeologico (civile o industriale), queste saranno accuratamente evitate nel disegnare la sistemazione definitiva del parco eolico.

Vincoli ambientali. Non si conoscono limitazioni all'utilizzo del sito da parchi, riserve od aree vincolate.

Vincoli paesaggistici. Non si sono, al momento attuale, rilevate particolari limitazioni di questo tipo, in attesa di una più approfondita ed estesa ricerca di siffatte indicazioni, trattandosi di area in cui le prospettive più marcate sembrano essere quelle antropiche industriali, come la portualità abruzzese-molisana con le proprie rade.

Pur non avendo avuto modo di rintracciare *altre tipologie di vincoli* nella zona interessata dall'insediamento eolico si avrà cura di non interferire con un certo numero di restrizioni di cui alcune già esaminate nella presente testo o nelle *Rel. Spec.*, allegate al progetto, e che qui sono esposte in linea generale

Turismo;
Navigazione marina ed aerea;
Trasporti e comunicazioni;
Attività umane varie;
Rumorosità;
Flora e fauna;
Sicurezza della popolazione;
Riserve e parchi naturali.

5.1.9 Salvaguardia dell'ambiente

La *salvaguardia dell'ambiente generale* (ecosistema, socio-economia, etc.) va considerata in tutte le sue varie forme.



Fig. 5-1f. Campo Bard Offshore 1 di circa 60 kmq, costituito da 80 unità Bard 5 MW su fondale da 30-40 m di profondità a circa 90-100 km dall'isola di Borkum (DE)

In particolare, va applicata specialmente ad alcune direttrici, che riguardano

1. l'interferenza negativa dovuta agli impatti tipici di una centrale elettrica ad energia eolica offshore;
2. le interferenze positive generali (per l'annullamento di qualunque forma di emissione verso l'atmosfera) e locali;

3. l'aiuto a preservare ed a difendere *l'ecosistema* (animale e vegetale) della zona;

anche indipendentemente dalla regione, in cui il parco è localizzato, e dalla situazione geo-morfologica del sito, che, poi, va presa in attento esame proprio per confrontarla con i requisiti, esposti nei tre punti precedenti.

Anticipando i temi del punto 1, che sono stati sommariamente esaminati nei precedenti paragrafi (e che dovranno, poi, essere il nocciolo dello *Studio dell'Inserimento Socio-ambientale e Paesaggistico* per la VIA e la Conferenza dei Servizi) si può ritenere che un parco eolico possa determinare la modifica -in via presuntiva almeno- di una serie di fattori ambientali da rendere necessaria l'analisi di tutte quelle attività, che si attuano per la realizzazione di un campo eolico in un determinato sito.

Riferendosi agli aspetti salienti, può essere opportuno considerare ciò che attiene

- all'impatto visivo ed alla compatibilità con la destinazione (socio-economica, urbanistica, etc.) del territorio (cfr. il parag. 5.1.1);
- all'impatto acustico (cfr. parag. 5.1.2);
- ai disturbi elettromagnetici (cfr. parag. 5.1.3);
- all'interazione con l'avifauna stanziale e migratoria (cfr. parag. 5.1.7).

Non sembra opportuno a questo punto della trattazione approfondire ulteriormente tali tematiche, che per altro trovano nelle *Rel. Spec.* del progetto esaurienti informazioni.

Valgono le stesse considerazioni anche in merito alle *salvaguardie verso l'ambiente animale e botanico marino* (punto 3 dell'elenco premesso a quest'esposizione), che non sembra utile anticipare anche eventuali osservazioni valutative circa le presunte offese da tali regimi subite, come vorrebbe certa stampa non correttamente informata.

5.1.10 Interferenze positive generali

Vale, in ogni caso, la pena di cogliere l'opportunità per qualche osservazione, tendente a mettere in luce alcuni aspetti singolari, che vanno sotto l'etichetta delle *interferenze positive* (punto 2 dell'elenco, posto all'inizio del paragrafo 5.1.9).

Nell'ambito delle influenze della centrale sull'ambiente (*interferenze globali*), cui ci si sta riferendo, sono da considerare le *mancate emissioni*, che si avrebbero per produrre energia elettrica e che sarebbero dovute essere rilasciate, se in assenza di aerogenerazione l'elettricità fosse stata prodotta in centrali termoelettriche.

Esse costituiscono a confronto con gli inquinamenti del punto 1 (cfr. il paragrafo 5.1.9) una delle proprietà positive dell'insediamento eolico.

Vanno, quindi, considerate proprio in questa fase dell'esposizione, che si concentra sulle caratteristiche dell'energia eolica, poiché si stanno interpretando quegli influssi che possono avere una ricaduta favorevole sull'ambiente.

Nelle centrali convenzionali la generazione d'energia elettrica per via termica è conseguenza dell'ossidazione (leggi combustione di materiali a base di C) di sostanze combustibili fossili. Ciò comporta alla fine del ciclo lo scarico nell'atmosfera di molteplici composti gassosi, oltre ai residui in altro stato (ceneri, sostanze liquide). Quelli, che sono rilasciati al camino, sono particolarmente compromettenti per la qualità dell'aria, essendo costituiti da *aeriformi inquinanti* e dai *gas serra*.

Tra i primi sono da considerare l'*anidride solforosa* (o biossido di Zolfo, SO_2) e gli *ossidi d'Azoto* (NO_x). Sono pericolosi, sia per la salute umana, sia per la conservazione del patrimonio storico e dei beni culturali, attaccando i materiali e producendo evidenti deperamenti strutturali e formali.

Tra i secondi s'impone l'*anidride carbonica* (CO_2), il cui progressivo accumulo deve essere evitato, come è stato richiesto in alcune importanti conferenze (Rio de Janeiro, Kyoto, etc.). E', infatti, ritenuta da molti studiosi una delle principali sostanze, che causano cambiamenti climatici drammatici, responsabili di immensi danni all'umanità.

Il *livello delle emissioni* è naturalmente comandato da diversi fattori tecnici, connessi con la tecnologia della combustione e del controllo dei fumi, ed, in primis, dal tipo di combustibile, che alimenta il processo della centrale. Per avere un indice di pericolosità di tali rilasci si ammette generalmente che nella generazione d'elettricità per via termica con combustibili fossili si liberino notevoli quantitativi di emissioni gassose.

La stima di tali sostanze gassose e delle loro quantità liberate è stata oggetto di discussione. Secondo valutazioni, effettuate da ENEL nel 1999 per un mix di combustibili oggi presenti in Italia, si potrebbe accettare un valore massimo per l'anidride carbonica, che sia molto vicino a quello medio e che sia un po' inferiore

a quello usualmente utilizzato. Si potrebbe, quindi, convenire su un'entità pari a 580 g/kWh, grosso modo la metà del valore, che è inserito nel riquadro sottostante.

Si possono accettare i seguenti limiti

CO_2	$1.000 \text{ g/kWh} = 1 \text{ ton/MWh} = 1 \text{ ton/MWh}$
NO_x	$1,9 \text{ g/kWh} = 1,9 \text{ kg/MWh} = 1,9 \text{ dN/MWh}$
SO_2	$1,4 \text{ g/kWh} = 1,4 \text{ kg/MWh} = 1,4 \text{ dN/MWh}$
PM_{10}	$0,023 \text{ g/kWh} = 23 \text{ g/MWh} = 23 \text{ g/MWh}$

Il dato relativo alle polveri sottili è di larga massima e molto approssimativo. E' stato, infatti, derivato dalle concentrazioni di tali corpi microscopici nei fumi di scarico di una centrale alimentata a gas metano di recente costruzione. Diversa può essere la situazione con combustori meno moderni e destinati all'impiego di combustibili più generosi in tali polveri.

Naturalmente il computo, che serve soltanto a dare un'idea molto grossolana di quale possa essere la misura del vantaggio nell'impiegare fonti rinnovabili, non tiene conto dello spettro di tali corpuscoli.

Si sa bene che il danno maggiore è provocato al sistema respiratorio umano dalle polveri microniche o submicroniche. Queste, rispetto alle PM_{10} , che hanno dimensioni medie pari a $10 \mu\text{m}$, sono inferiori da uno a più ordini di grandezza. Per ciò stesso sono meno arrestabili nelle vie respiratorie superiori e più facilmente depositabili negli alveoli polmonari.

I valori precedenti vanno associati all'energia elettrica generata durante un lasso di tempo determinato, che può essere un anno o tutto il periodo d'esercizio dell'insediamento eolico.

Ammettendo valori cautelativi (non pessimistici per non marcare eccessivamente il lato positivo delle energie alternative) di durata del funzionamento annuale (con 2.900 MWh -valore quasi prossimo al massimo netto dell'energia da cedere alla rete in un anno per ogni MW installato; cfr. il Cap. 9- e con un rendimento globale di 0,86) si ritiene di produrre

$$36 \text{ unità} \times 3 \text{ MW/unità} \times 2.900 \text{ MWh/MW/anno} \times 0,86 = 269.350 \text{ MWh/anno}$$

si derivano rispettivamente per i gas richiamati le seguenti *quantità annue non prodotte e non rilasciate*

Si derivano rispettivamente per i gas richiamati le seguenti *quantità annue risparmiate*

CO_2	$269.350 \text{ MWh/a} \times 1 \text{ ton/MWh} = 269.350 \text{ ton/anno}$
NO_x	$269.350 \text{ MWh/a} \times 1,9 \text{ kg/MWh} = 512 \text{ ton/anno}$
SO_2	$269.350 \text{ MWh/a} \times 1,4 \text{ kg/MWh} = 377 \text{ ton/anno}$
Pm_{10}	$269.350 \text{ MWh/a} \times 23 \text{ g/MWh} = 6,19 \text{ ton/anno}$

che costituiscono le mancate emissioni per il funzionamento di un anno del parco eolico.

Il risultato, che si consegue con le mancate emissioni in atmosfera, è di evidente valore quantitativo e di profondo significato per la politica energetica nazionale. Basti ricordare che con i parchi eolici si eliminano non soltanto le frazioni di gas, di cui si è detto, ma anche tutti i rilasci aeriformi, che sono scaricati dal camino delle nostre centrali termoelettriche.

E' evidente che il contributo offerto dagli impianti eolici sia da incrementare decisamente. Con l'aumentare dei campi eolici a mare, come d'altronde avviene in alcuni stati europei, il risparmio in emissioni crescerebbe anche per la migliore produttività energetica di tali centrali.

5.2 IMPATTO SULL'AMBIENTE BIOTICO DEL FONDALE MARINO

5.2.1 Criteri informativi

Può essere auspicabile -ed in certi casi è assolutamente necessario, essendo anche un vincolo preciso- l'evitare una stravolgente invasione ed una profonda manomissione delle zone ad alto valore conservazionistico, come sono le praterie di *Posidonia Oceanica*, specialmente quando si debba decidere di sistemare fondazioni e cavi sottomarini.

Le strutture fondarie a montanti non impongono ampi interventi manomessivi del fondale, mentre per i cavi non si potrà sempre evitare l'invasione di aree protette.

L'inserimento di fondazioni a tubi tipo jacket e dei cavi sottomarini ha le seguenti caratteristiche per cui

- *l'area di inserimento dei montanti nel fondale sia ristretta al diametro degli stessi (occupazione inferiore ai 2 mq per montante);*
- *non si debba ricorrere ad alcuna preparazione del terreno attorno alla fondazione;*
- *il fondale non sia soggetto a scouring intenso anche con rilevanti correnti per l'esiguo diametro dei pali di fondazione (effetto che, comunque, deve essere valutato e mitigato);*
- *il tracciato, qualora non sia possibile evitare zone pregiate, deve essere sviluppato in modo da arrecare il minor disturbo, applicando le misure appropriate di installazione e/o di compensazione.*

Non va dimenticato che "la spazializzazione delle informazioni sulle biocenosi permette di evidenziare l'omogeneità della tipologia e della distribuzione degli habitat presenti nel sito". Lo specchio acqueo, individuato per ospitare il parco eolico, rientra parzialmente tra le aree vincolate.

Questa affermazione conferma le asserzioni precedenti -per altro ripetute sotto diversa forma in più occasioni- circa la influenza ai fini della conservazione di habitat pregevoli, che l'area occupabile dal parco eolico a mare -attualmente sotto richiesta di Concessione- esercita. Per maggiori informazioni si cfr. *la Rel. Spec. "Indagine biocenotica di dettaglio"* a cura di Dadamo e D'Ambrosio.

5.2.2 Scopi e risultati della ricerca

Nel presente lavoro vengono riportati e commentati i risultati delle attività di analisi, interpretazione ed elaborazione dei sonogrammi acquisiti attraverso il Side Scan Sonar di una porzione di fondale marino antistante la costa di Cerano.

Obiettivi delle succitate indagini sono l'individuazione e la spazializzazione dei popolamenti caratterizzanti l'area oggetto di studio ed, in particolare, di quelli interessati dal posizionamento degli aerogeneratori dell'impianto eolico offshore e dal passaggio del relativo cavidotto.

Tab. 5.1.2a. Biocenosi individuate nell'area di indagine

Habitat	ettari (ha)	Incidenza %
<i>Associazione a Caulerpa prolifera e/o racemosa (su matte morta)</i>	240,9	7,57%
<i>Biocenosi a coralligeno</i>	463,4	14,56%
<i>Biocenosi delle alghe infralitorali</i>	1,8	0,06%
<i>Biocenosi delle sabbie fini a bassa profondità</i>	77,7	2,44%
<i>Biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo</i>	180,8	5,68%
<i>Mosaico delle biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo e di biocenosi a coralligeno</i>	1,0	0,03%
<i>Mosaico delle biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	1646,5	51,73%
<i>Mosaico di biocenosi a coralligeno e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	136,9	4,30%
<i>Mosaico di biocenosi a coralligeno e di prateria a P. oceanica</i>	192,0	6,03%
<i>Mosaico di biocenosi delle alghe infralitorali e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	67,6	2,13%
<i>Prateria a P. oceanica</i>	174,1	5,47%

La mappa delle biocenosi è stata realizzata utilizzando le metodologie e gli strumenti propri dei Geographical Information Systems (GIS). La validazione dei risultati cartografici è stata conseguita grazie alla fase di campionamento *in situ* denominata "Fase delle verità a mare". Tale attività ha consentito di individuare in maniera spazialmente esplicita i valori conservazionistico degli habitat

presenti, supportando ed indirizzando le attività progettuali verso soluzioni ambientalmente più compatibili e rispettose dei valori naturali presenti.

I risultati ottenuti sono stati rappresentati nelle mappe delle Figg. 5-2a/b. Le operazioni di mosaicatura, l'analisi dei sonogrammi e la validazione delle informazioni ambientali in ambiente GIS ha portato all'individuazione ed alla mappatura delle biocenosi (Fig. 5.2a.) descritte nella *Tab. 5.1.2a.*

Tab. 5.2.2b. Valore conservazionistico degli habitat individuati.

Habitat	Valore Conservazionistico
<i>Associazione a Caulerpa prolifera e/o racemosa (su matte morta)</i>	NR
<i>Biocenosi a coralligeno</i>	D
<i>Biocenosi delle alghe infralitorali</i>	NR
<i>Biocenosi delle sabbie fini a bassa profondità</i>	NR
<i>Biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo</i>	NR
<i>Mosaico delle biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo e di biocenosi a coralligeno</i>	D
<i>Mosaico delle biocenosi delle sabbie grossolane e ghiaie fini sotto l'influenza delle correnti di fondo e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	NR
<i>Mosaico di biocenosi a coralligeno e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	NR
<i>Mosaico di biocenosi a coralligeno e di prateria a P. oceanica</i>	D
<i>Mosaico di biocenosi delle alghe infralitorali e di Caulerpa racemosa e/o prolifera</i>	NR
<i>Prateria a P. oceanica</i>	D

N.B. Gli habitat Determinanti (D) posseggono un elevato valore naturale e, quindi, risultano indispensabili per la conservazione. Gli habitat (NR, Non Rilevanti) non sono ritenuti importanti per la conservazione, poiché sono molto diffusi, poco vulnerabili e di scarso valore naturalistico, estetico ed economico.

L'applicazione del metodo di valutazione identifica il grado d'importanza degli habitat in base a diversi criteri: vulnerabilità, valore naturalistico, rarità, valore estetico e valore economico. Ne deriva l'assegnazione di una cifra di importanza ad ogni singolo popolamento (cfr. la *Tab 5.2.2b* e la *Fig. 5-2b*) con valori assegnati rispettivamente all'area conservazionistica D (superficie 967,35 ha, incidenza 30,4%) ed a quella NR (superficie 2.215,33 ha, incidenza 69,6 %).



Fig. 5.2a. Mappa delle Biocenosi nell'area oggetto di indagine

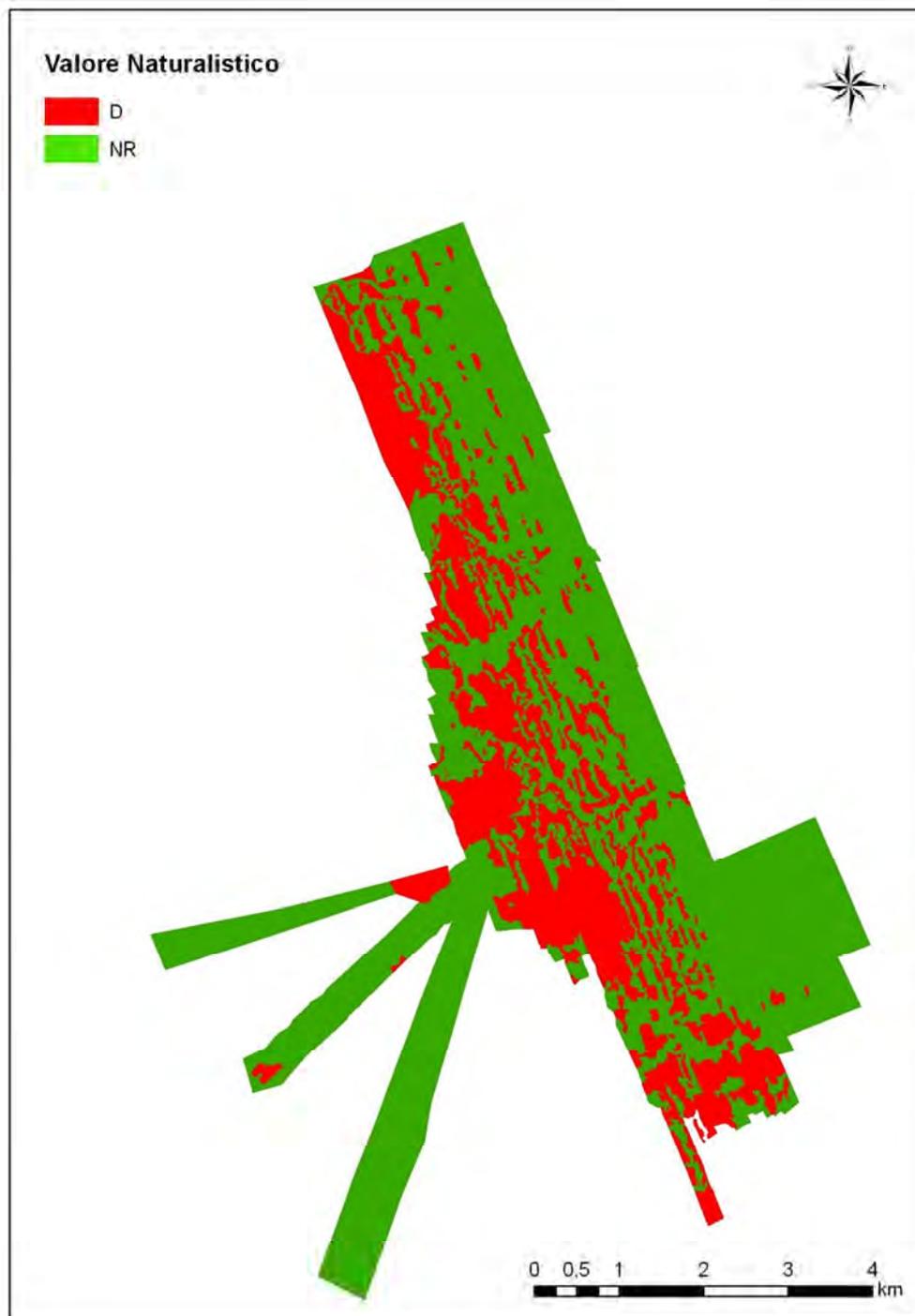


Fig. 5-2b. Mappa del valore conservazionistico. Gli habitat sono stati classificati come D (Determinanti) o NR (non rilevanti)

La realizzazione della mappa delle biocenosi serve a chiarire il rapporto tra le postazioni degli aerogeneratori e le condizioni di biocenosi, ivi presenti.

Si rileva, così, che 18 dei 36 aerogeneratori presenti nel sito sono posizionati su habitat di scarso valore conservazionistico o in aree ad essi immediatamente confinanti, ma anche gli altri, come si rileva dalla

Fig. 5-2c. 5-2c, sono attualmente in analoghe situazioni, grazie a spostamenti, che sono stati verificati e validati in situ.

Nella Tab. 5.2.2c sono riportate le coordinate planimetriche, nel sistema di riferimento UTM 34 N datum WGS 84, delle postazioni nuove o confermate degli aerogeneratori, così come sono stati individuati nella Fig. 5-2cc.



Fig. 5-2c. Mappa delle postazioni delle turbine in relazione al valore conservazionistico

Tab. 2.2.2c. Coordinate planimetriche dei 36 aerogeneratori nelle nuove posizioni

	X	Y	Posizionamento Aerogeneratori
1	252724,1	4502211	Modificato
2	253391,4	4501642	Modificato
3	254033,2	4500151	Modificato
4	254736,1	4500208	Modificato
5	254138,8	4499307	Modificato
6	254007	4498322	Modificato
7	254211,2	4497426	Modificato
8	254860,2	4496763	Modificato
9	256099,1	4495198	Modificato
10	253653	4500742	Modificato
11	254345,2	4500864	Modificato
12	255549,8	4497699	Modificato
13	255107,2	4495262	Modificato
14	256167,7	4494211	Modificato
15	256090,3	4493307	Modificato
16	257266,4	4492467	Modificato
17	257971,6	4492595	Modificato
18	256692,2	4493425	Modificato
19	253313,7	4502292	Confermato
20	254016,5	4502383	Confermato
21	253981,1	4501572	Confermato
22	254750,4	4499323	Confermato
23	254748,7	4498476	Confermato
24	255449,2	4498548	Confermato
25	254839	4497612	Confermato
26	255552,8	4496836	Confermato
27	254120,2	4496625	Confermato
28	256207,3	4497014	Confermato
29	256772	4495215	Confermato
30	257426,5	4495393	Confermato

31	258119	4495495	Confermato
32	256822,6	4494341	Confermato
33	257520,7	4494467	Confermato
34	258209,2	4494614	Confermato
35	257557,9	4493617	Confermato
36	258239	4493730	Confermato

5.2.3 Impatti derivanti dalla imposizione del campo eolico e possibili mitigazioni

Sulla base delle indagini effettuate è stato possibile mettere in evidenza come la posa dell'impianto impatterà direttamente su due *tipologie di popolamenti ad elevato valore naturalistico*

- le praterie a *Posidonia oceanica*;
- le biocenosi a coralligeno.

Entrambi gli habitat sono assoggettati a forme di tutela nazionale e Comunitaria (Direttiva Habitat 92/43/CEE e Lista Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea - ASPIM) e sono classificati come habitat Determinanti (D), cioè prioritari per la conservazione dell'ambiente marino.

Dalle informazioni ambientali e biocenotiche raccolte è possibile affermare che gli impatti più significativi, gravanti sugli habitat di pregio rilevati, sono legati *quasi esclusivamente alla fase di realizzazione dell'impianto eolico*.

In particolare il danno più grave potrebbe derivare dalle attività di posa degli aerogeneratori e di escavazione necessaria all'interramento dei cavidotti, con particolare gravità lungo il tratto caratterizzato da habitat di rilievo conservazionistico, e con possibili conseguenze negative sia dirette (legate alla *sottrazione di habitat*) che indirette (legate alla *risospensione di sedimenti*).

L'apertura di una trincea per l'interramento dei cavidotti in una prateria di *Posidonia*, in particolare, causa la distruzione di una cospicua fascia di habitat, sia per la rimozione diretta della *Posidonia* che per il soffocamento delle porzioni di prateria, nelle immediate vicinanze dello scavo, da parte dei sedimenti sospesi.

Non esistono studi che dimostrino, inoltre, la capacità della *Posidonia* di ricoprire con *nuova vegetazione le porzioni danneggiate*, tenuto conto della modificazione di substrato operata dalla posa in opera della condotta, con la sostituzione di un substrato sabbioso o roccioso (le due tipologie di substrato

sulle quali cresce la *P. oceanica*) con un nuovo substrato differente e parzialmente artificiale.

Il *trapianto*, infine, resta una soluzione di compensazione molto costosa (circa 500 euro a metro quadro) e di scarsa o nulla efficacia.

Molto forti sono anche i possibili *impatti indiretti* legati alla risospensione dei sedimenti, a causa della esposizione di sostanze depositate, tra le quali possibili sostanze inquinanti (nutrienti, metalli pesanti, etc.), nonché a causa dell'aumento di torbidità delle acque e dell'alterazione dell'equilibrio trofico.

Tenuto conto delle cause di impatto, appena elencate, si propongono possibili *strategie di mitigazione*, valide durante il periodo di attività del cantiere e delle installazioni a mare. Esse possono prevedere

- la realizzazione di azioni di contenimento del danno indiretto derivante dalla sospensione e diffusione dei sedimenti, utilizzando, nelle aree di scavo della trincea, apposite panne anti-torbidità realizzate con geomembrane impermeabili galleggianti, ancorate al fondale ed applicate prima dell'inizio dell'attività di scavo, così da confinare completamente il settore interessato. Il posizionamento delle panne dovrà essere effettuato coerentemente con le correnti marine presenti al momento delle operazioni e le attività di scavo, inoltre, dovranno essere effettuate solo ed esclusivamente in assenza di mareggiate e forti correnti marine;
- l'effettuazione di un parziale interrimento del cavidotto, che coinvolga solo gli habitat di scarso valore conservazionistico, prediligendo, invece, l'opzione di posizionare il cavidotto sul fondo al di sopra della prateria e del coralligeno (individuando appositi sistemi di fissaggio della stessa), allo scopo di evitarne lo scavo nei tratti interessati da questi habitat.

Nel caso in cui risulti indispensabile ai fini progettuali, prevedere l'interrimento del cavidotto, si ritiene opportuno individuare importanti *misure di compensazione dell'impatto* ed in particolare

- la realizzazione di un'oasi di ripopolamento (cfr. il parag. 5.3 e ss.) attraverso il posizionamento di massi su fondale sabbioso al fine di creare una zona di scogliera, che funga da polo d'attrazione di specie ittiche pregiate e da protezione delle fasi riproduttive e giovanili, accogliendo la deposizione delle uova di molte specie;
- la realizzazione di interventi di tutela e valorizzazione della biodiversità nei siti SIC, sia terrestri che marini, interessati direttamente dal campo eolico.

5.2.4 Batimetrie delle unità del campo eolico

La Tav. 23E riporta i grafici delle profondità del fondale marino, su cui si impostano le fondazioni delle unità dei vari sottocampi. L'intervallo di variabilità è abbastanza contenuto. Si va da una profondità di una ventina di metri per il caso di quote del fondale minori ad oltre i 35 m per le postazioni più profonde.

Il valore del battente d'acqua sul piede della fondazione ha un rilievo determinante per la struttura di sostegno della turbina, in quanto vincola l'altezza del corpo fondario.

Più cresce l'altezza del jacket e più rilevante diventa il peso proprio della struttura, che più si eleva in altezza e probabilmente tende a far aumentare anche l'area di base. Conseguentemente salgono anche i carichi, che sono trasmessi al piede del corpo fondario, aumentando il braccio tra l'asse rotorico ed il basamento della massa fondaria.

In sott'ordine si deve anche verificare l'effetto che consegue da questi incrementi sulla lunghezza di infissione dei pali fondari. Maggiore è il momento ribaltante e maggiore diventa, o la profondità di infissione, o i dati geometrici del palo (diametro, spessore), o entrambe le quantità.

Come è noto, la profondità non ha un piccolo rilievo per il corpo fondario. E' opportuno segnalare quali e quante siano le postazioni, collocate a maggior profondità. Quando si afferma che un jacket sta ad una profondità maggiore di x metri, significa che si situa in un intervallo compreso tra x metri ed $(x+1)$ metri. Così si ha che

le postazioni	24/32	sono a quota s.l.m.	>27 m;
	17		>28 m;
	5/7/35		>29 m;
	21/29/33		>30 m;
	14/25/36/43		>31 m;
	34		>34 m;
	26/30		>35 m;

di cui 10 sono oltre 30 m, 6 sono prossime ai 30 m (collocandosi in un intervallo, che ha il suo estremo inferiore a 3 m al disotto di tale soglia), mentre le restanti unità hanno tutte fondazioni con base a quote inferiori a suddetto livello.

5.3 FATTIBILITÀ DI AREA DI RIPOPOLAMENTO NEL CAMPO EOLICO

5.3.1 Barriere artificiali

Le problematiche di gestione della fascia costiera (Fig. 5-3a), soprattutto se è connessa con l'integrazione ambientale di opere a mare -quali possano essere porti, caidotti, parchi eolici, etc.- sollevano argomenti complessi, la cui articolazione e rilevanza richiedono un approccio multidisciplinare per la loro soluzione o per il loro controllo.

D'altronde, proprio a queste considerazioni si è giunti nel parag. 5.2.3, quando si è trattato di affrontare o, soltanto, di esporre e di evidenziare il peso degli aspetti conservazionistici riferentesi allo specchio acqueo del campo eolico.

Fra le opere di mitigazione degli impatti socio-economici ed ambientali trova una favorevole collocazione la realizzazione di *oasi di ripopolamento delle risorse marine*, sia della flora che della fauna, attraverso l'impiego di elementi impropriamente classificati con il nome di "barriere artificiali".

Le *barriere artificiali* possono di buon grado essere annoverate fra gli interventi da attuare per una migliore gestione della fascia costiera (soprattutto in concomitanza di opere a mare) poiché, essendo realizzate su fondali marini mobili (su cui la biodiversità è molto bassa per l'instabilità del substrato), costituiscono delle variazioni sostanziali all'habitat originario. Poiché ne aumentano la complessità strutturale e di conseguenza la biodiversità, determinano effetti positivi a livello biologico, ecologico ed economico.

Vanno, quindi, considerate per i riflessi, che producono, e, pertanto,

- **dal punto di vista biologico**, le barriere possono determinare una riduzione della mortalità, sia naturale che da pesca, con risvolti positivi sugli stock ittici. I moduli delle barriere possono, infatti, ridurre la mortalità naturale, fornendo rifugi idonei agli stadi giovanili di molte specie ittiche e alle fasi delicate di vita di altre categorie (come, ad esempio la muta dei crostacei), con una conseguente riduzione della predazione;
- **dal punto di vista ecologico**, le barriere artificiali determinano una diversificazione dell'habitat grazie alla realizzazione di un gradiente verticale di luce, temperatura e corrente, insediando e facendo sviluppare le comunità sessili, che altrimenti non avrebbero la capacità di colonizzare per l'assenza di substrati idonei. Inoltre, la stessa fauna sessile crea microhabitat per le specie criptiche e produce detrito organico, che arricchisce i sedimenti circostanti, favorendo lo sviluppo dell'infauna dei fondali mobili;

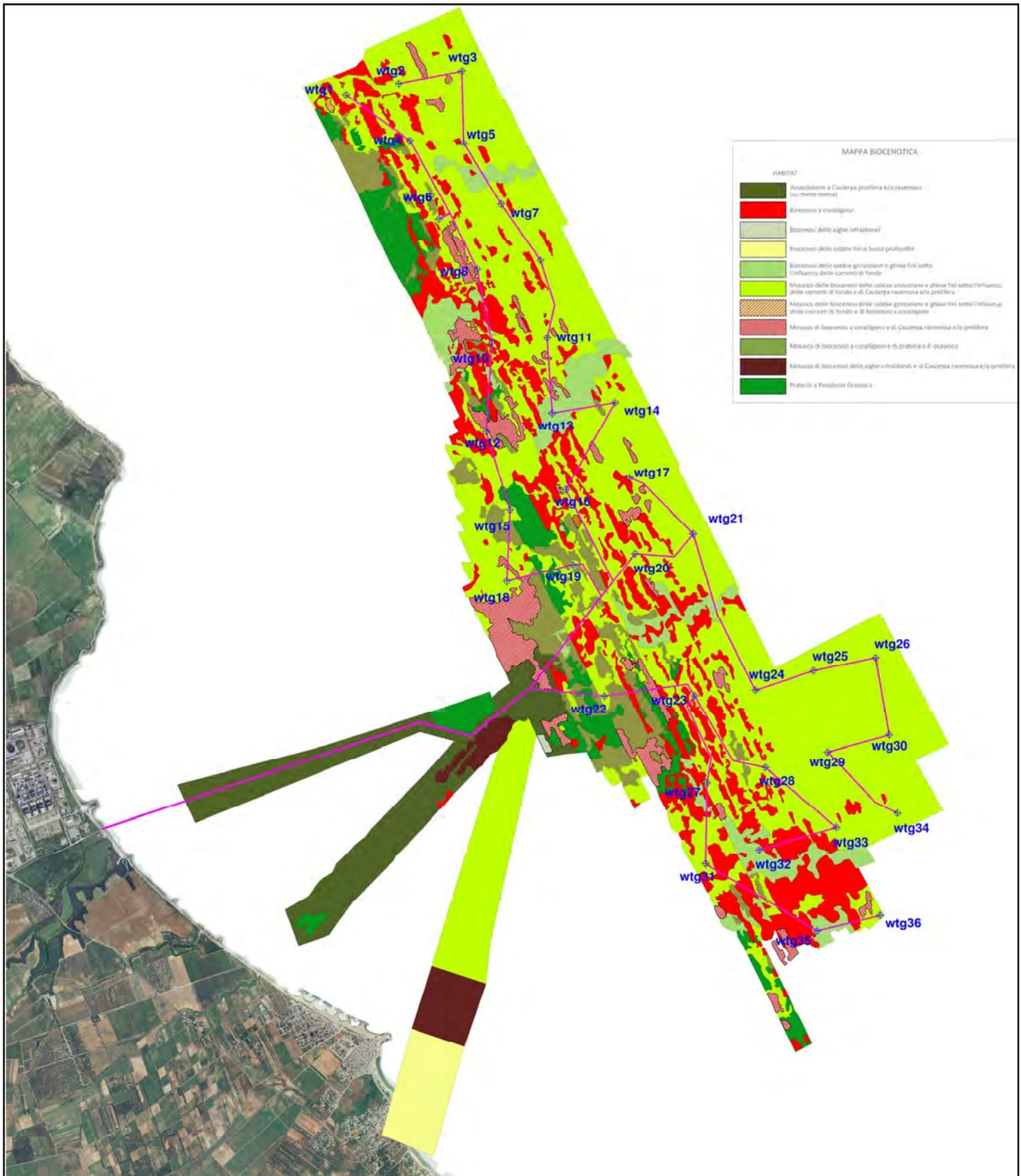


Fig. 5-3a. Mappa biocenotica dei fondali dell'area interessata dall'intervento

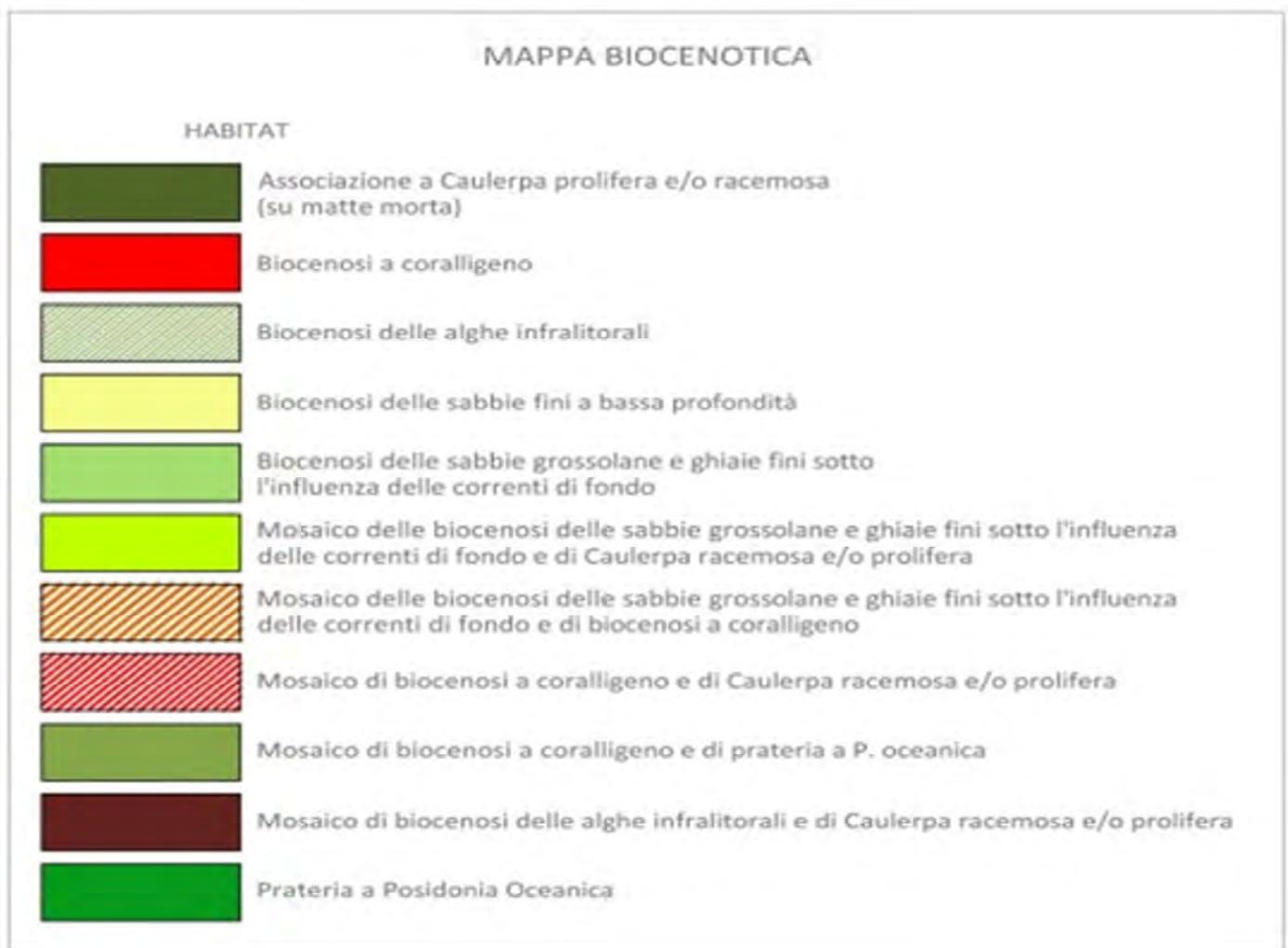


Fig. 5-3b. Legenda della Fig. 5-3a

- dal punto di vista della piccola pesca costiera** tutti questi effetti bio-ecologici possono avere ripercussioni positive anche dal punto di vista socio-economico, favorendo, ad esempio, il *recupero della piccola pesca costiera* con attrezzi da posta. L'utilizzo di questi attrezzi, all'interno delle aree protette dai moduli artificiali, determina, infatti, da una parte un aumento del reddito dei pescatori a causa di catture estremamente diversificate, dall'altro riduce le conflittualità intersettoriali tra la piccola pesca e le imbarcazioni, che effettuano la pesca a traino.
- dal punto di vista multifunzionale**, le barriere artificiali possono *fungere da zavorra o "corpo morto"* per strutture galleggianti (boe di segnalazione e ancoraggio, gabbie di allevamento ittico, long lines per molluschicoltura, etc.) o per strutture fisse (aerogeneratori, pontili, moli, etc.). Si assicura, oltre a stabilità nel tempo e nello spazio, anche un valido effetto positivo sulle risorse acquatiche, agevolandone, così, l'installazione in Aree Marine Protette e Siti di Interesse Comunitario.

5.3.2 Oasi di ripopolamento artificiali in Italia

In Italia, il primo esperimento di barriere artificiali, progettato secondo criteri scientifici su scala semiprofessionale, è stato realizzato nel 1974 nell'Adriatico centrale (Porto Recanati). La barriera era formata da 12 piramidi, ognuna composta da 14 blocchi cubici di calcestruzzo con lato di 2 m e da alcune vecchie imbarcazioni, immerse al centro della zona di protezione.

A questo primo esperimento pilota hanno poi fatto seguito altre iniziative, tra cui quelle di Fregene, del Golfo di Castellammare e del Mar Ligure (Golfo Marconi e Loano).

Nella Tab. 5.3.2 e nella Fig. 5-3a è evidenziata la distribuzione degli interventi di protezione a mezzo "barriere" lungo i litorali italiani fino ai primi anni '90.

Tab. 5.3.2. Barriere in Italia

BARRIERE ARTIFICIALI LUNGO I LITORALI ITALIANI		
AREA	N°	LOCALITA'
ALTO E MEDIO ADRIATICO	10	Trieste
		P.to Garibaldi (2)
		Rimini
		Cattolica
		Senigallia
		Falconara M.
		Podonovo(2)
		P.to Recanati
BASSO ADRIATICO	1	Ischitella
IONIO	1	Taranto
SICILIA	4	Vergine Maria
		Terrasini
		Trappeto
		Alcamo Marina
SARDEGNA	1	Alghero
MEDIO TIRRENO	2	Fregene
		Ponza
MAR LIGURE	5	Ventimiglia
		Loano
		Spotorno
		Varazze
		Golfo Marconi

Un dato più recente e riferito al 2001 farebbe ascendere il numero complessivo ad una quarantina.

Per fermarsi alla sola Puglia la programmazione POR 2000-2006 ed in particolare la misura 4.12A ha favorito e finanziato alcuni interventi sul territorio della



Fig. 5-3c. Localizzazione delle oasi lungo le coste nazionali

Regione. Essi comprendono Molfetta, Polignano a Mare, Gallipoli, Ugento (loc. Torre San Giovanni), Lecce (loc. Frigole), Rodi Garganico, Manfredonia e Margherita di Savoia, che si aggiungono ad altre installazioni realizzate in passato a Taranto e ad Ischitella, come si rileva dalle Figg. 5-3c/d.

Per le schede descrittive di ognuno dei siffatti insediamenti e per maggiori raggugli sull'argomento si cfr. la *Rel. Spec. ELAB-SIA-17 "Studio di fattibilità per la realizzazione di aree di ripopolamento con l'impiego di substrati in cls. nell'area d'intervento finalizzata alla mitigazione dell'impatto sui fondali ed alla compensazione ambientale"* a cura di G. Scordella, cui si rimanda.

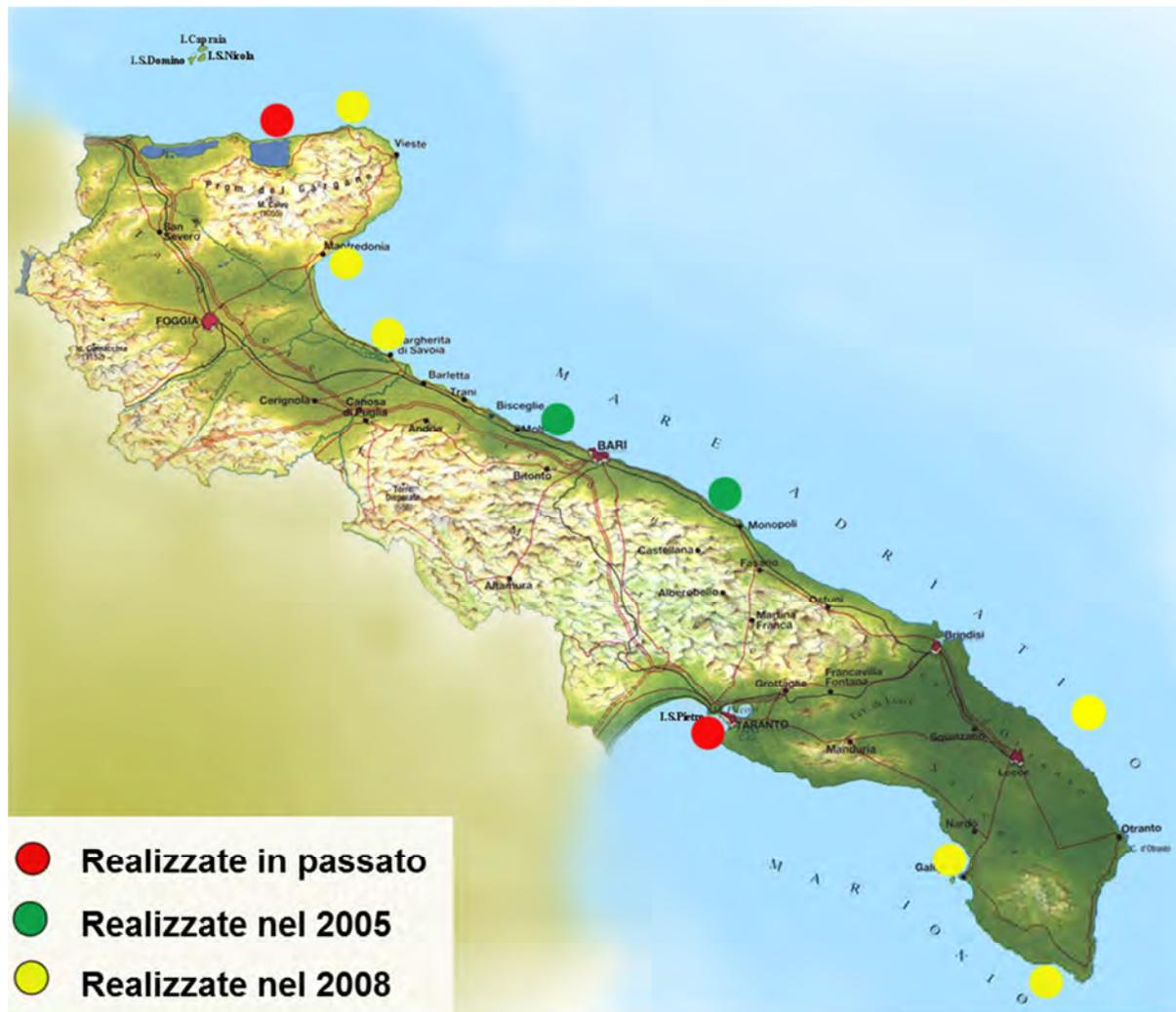


Fig. 5-3d. Insediamenti lungo le coste pugliesi

5.3.3 Scopi ed obiettivi dell'area di ripopolamento nel sito di Cerano

L'analisi delle informazioni raccolte –la documentazione sulle tecniche disponibili e sul contesto operativo, la bibliografia scientifica al riguardo, la realtà sociale connessa al settore della pesca nell'area cui si tratta, etc.-collegate con le peculiari esigenze del Committente portano a verificare la possibilità di attuare azioni di mitigazione degli impatti, connessi con la realizzazione dell'impianto eolico offshore, ed a considerare favorevolmente la costruzione di un'area di ripopolamento a barriere artificiali sommerse.

Inoltre, negli ultimi anni un interesse sempre crescente verso le questioni ambientali ha portato alla ribalta alcune problematiche, che coinvolgono strettamente il mondo della pesca e che lo interfacciano direttamente con i temi della gestione e della conservazione, se non anche della protezione della fascia costiera e, nel complesso, della tutela degli ecosistemi.

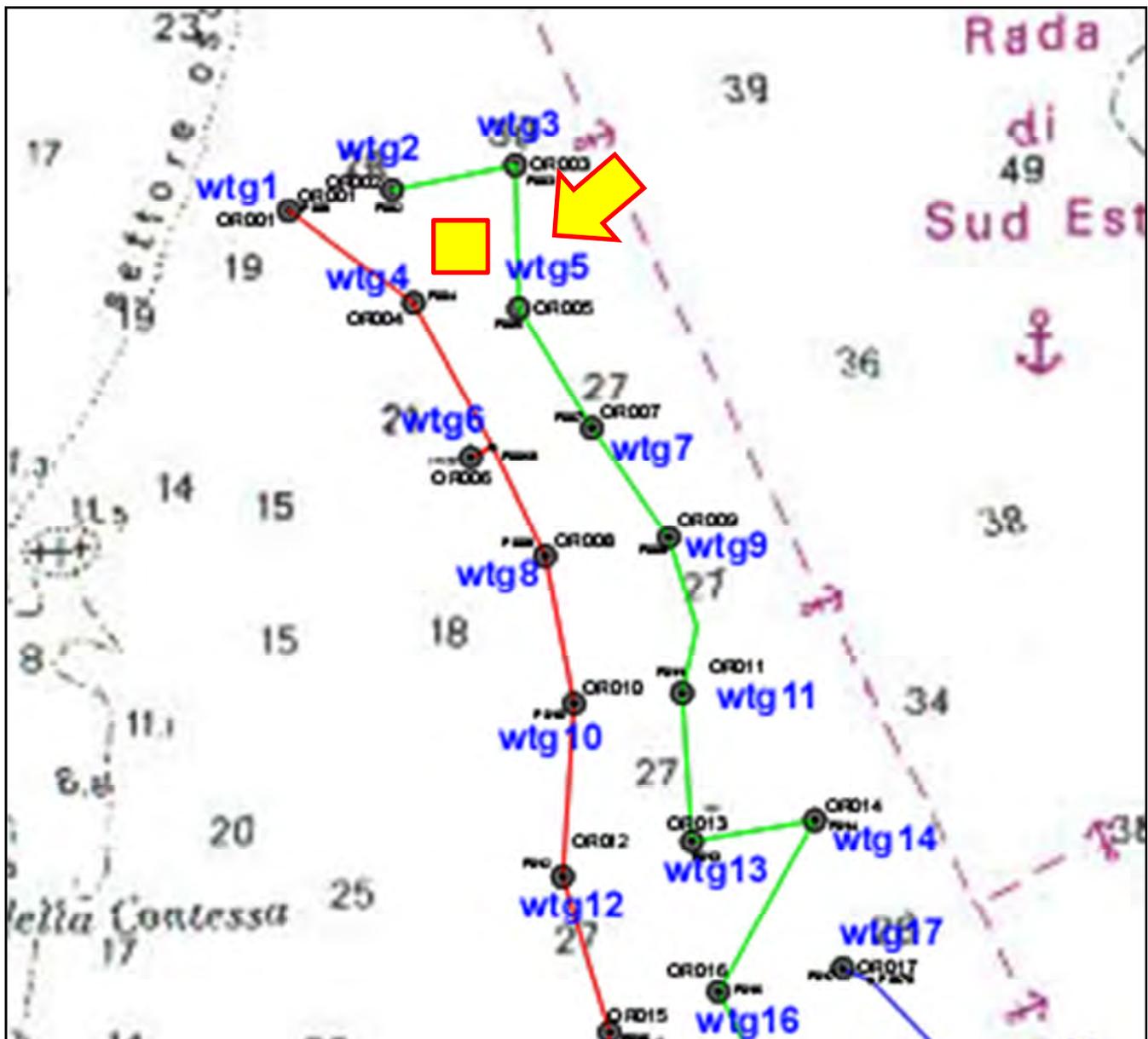


Fig. 5-3e. Posizionamento dell'area di ripopolamento nella parte settentrionale del campo eolico

Scopo dell'intervento, di cui si sta argomentando, è la realizzazione di una area di ripopolamento con elementi sommersi fissi, finalizzata alla protezione e allo sviluppo delle risorse ittiche, tramite la protezione di forme giovanili e di aliquote di adulti, e la costituzione di habitat ecologicamente importanti (aree di riproduzione, nursery areae) su fondali costieri sabbiosi coinvolti dalla realizzazione dell'impianto eolico di Cerano (Fig. 5-3e).

Gli obiettivi primari, che si pone la presente discussione sui fattori mitiganti sul sito, sono

1. sviluppare e proteggere le risorse acquatiche, creando, attraverso l'installazione di elementi fissi, gli habitat ideali alla loro crescita in aree sabbiose (almeno parzialmente desertiche o desertificate della fascia costiera);
2. mitigare gli effetti e gli impatti dell'installazione delle strutture fondarie per reggere gli aerogeneratori nel contesto ambientale marino, con particolare riferimento alla valorizzazione ed alla tutela dei fondali coinvolti;
3. conseguire l'incremento della biodiversità attraverso la naturale colonizzazione del substrato artificiale da parte della flora e della fauna e favorire la concentrazione della biomassa ittica in aggiunta alle molte altre specie importanti per il mantenimento dell'ecosistema e per la distribuzione dei flussi di energia nella rete trofica.

Procedendo con tali obiettivi ed all'insegna degli scopi, indicati in precedenza, si ritiene di poter conseguire apprezzabili risultati, i cui contorni sono ricavabili dalle seguenti indicazioni

- a. costruzione di una area di protezione e di sviluppo delle risorse acquatiche vegetali ed animali;
- b. realizzazione di un habitat di fondo coerente in un contesto sabbioso caratterizzato da esistente livello di biodiversità di valore inferiore;
- c. colonizzazione in loco da parte di organismi vegetali ed animali autoctoni provenienti da aree limitrofe;
- d. incremento produttivo delle risorse della pesca nelle aree circostanti.

E' evidente che non tutti questi elementi nella forma, in cui sono stati previsti, si potranno realizzare nella stessa misura, ma il tentativo per il loro conseguimento serve non solo a promuovere una coscienza ambientalista e protezionistica verso l'ambiente ittico, ma anche a sviluppare attraverso interventi reali e validi -almeno alla luce di analoghe iniziative lungo le coste pugliesi- un processo migliorativo anche dell'economia locale.

La comunità brindisina potrà non solo avvalersi sul piano socio-culturale di questa iniziativa, ma anche arricchirsi di strumenti da mettere a disposizione della tecnologia eolica offshore nazionale, di cui la regione sembra essere un terminale importantissimo.

5.4 STUDIO IDROLOGICO ED IDRAULICO MARINO

5.4.1 Inquadramento geografico e morfologico del paraggio di Cerano

5.4.1.1 Altimetria, corsi d'acqua e centri abitativi

Nelle Figg. 5-4a/b sono riportati in un certo dettaglio l'insieme dei canali, che attraversano la regione fronteggiante il sito a mare. Proprio a Cerano sfocia il canale Giumenta, il canale della Foggia, il canale Cimala e specialmente il Canale il Siedi, che sembra avere un percorso più esteso, provenendo da località dell'interno ben oltre la SS 16.

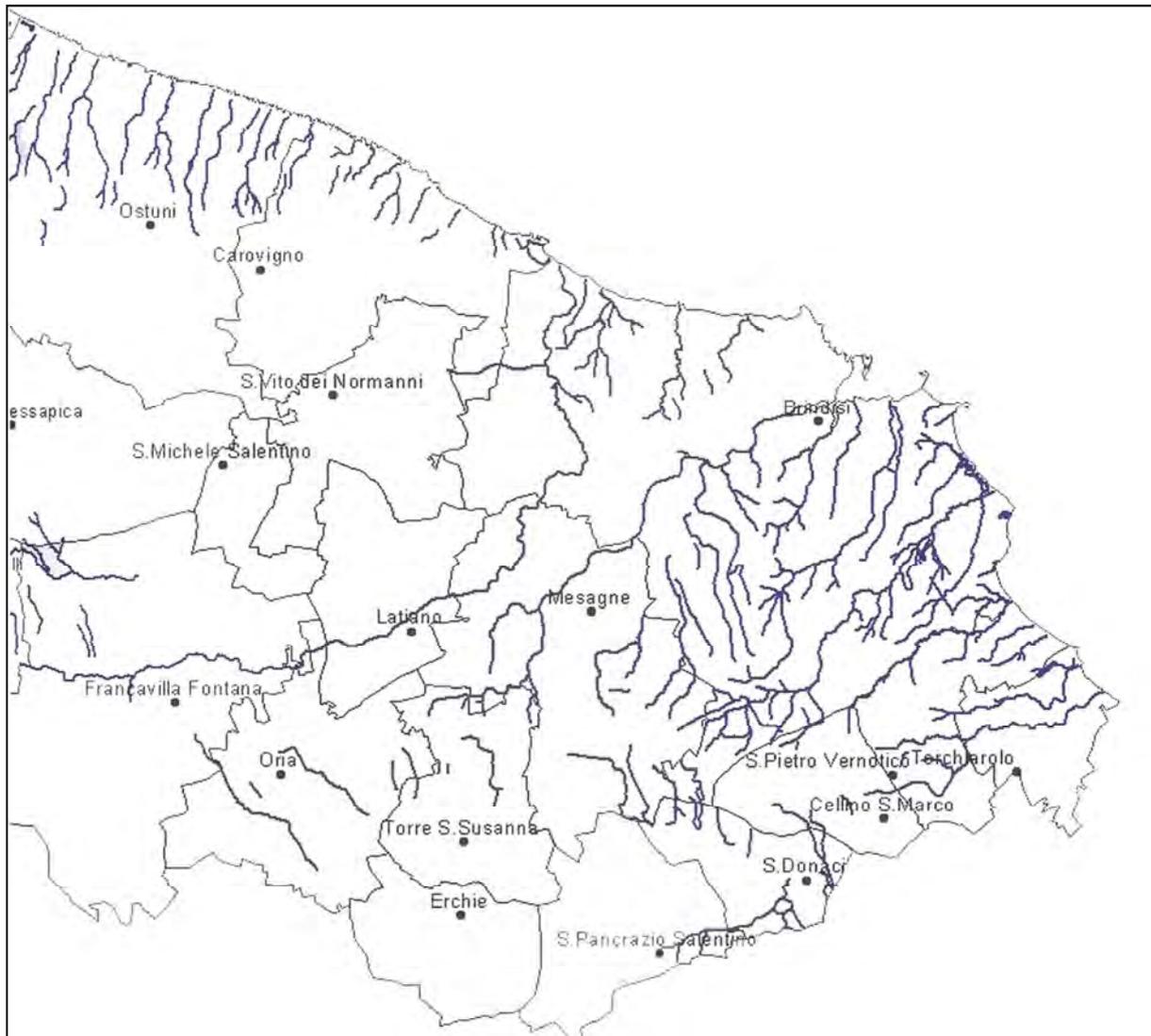


Fig. 5-4a. Distribuzione dei corsi d'acqua superficiali sul territorio della provincia di Brindisi

Per quanto riguarda *l'idrologia della zona* non vi sono salienti formazioni. Un solo canale (Canale il Siedi), che sfocia a Cerano come si è già osservato, delle pozze appena a Nord della Punta della Contessa e qualche altra fiumara di poco conto a Sud di Cerano.

La zona costiera a levante della strada 613 non annovera importanti *nuclei abitativi*, essendo una zona agricola, costellata da masserie. Il primo abitato, seppur di minime dimensioni, a Sud di Cerano lungo la costa lo si incontra a Lendinuso (circa a 9 km), seguito, poi, da Casalabate (ad altri 4 km).

Sul lato occidentale della stessa strada -e, quindi, nell'interno- si incontrano i centri di S. Pietro Vernotico (a 15 km a Sud di Brindisi ed a 10/13 km dalla costa) e di Torchiarolo (a 17 km da Brindisi ed a 6 km da Lendinuso). La zona è sostanzialmente pianeggiante.

L'altimetria della zona è sostanzialmente uniforme. Tanto per avere qualche indicazione, a meridione del canale il Siedi c'è un piccolo dosso, che raggiunge la quota di 20 m s.l.m. e che è contrastato a settentrione da un altro rilievo di ben 22 m, cui si riferisce la Masseria Campoperso. Tutturano, che dista circa 8 km dalla costa, ha un dislivello rispetto al mare di 45 m. Ancor minore è la quota di San Piero Vernotico, che è posto a 38 m s.l.m., pur essendo localizzato a 13 km dal litorale.

5.4.1.2 Regime pluviometrico

Le precipitazioni atmosferiche rappresentano l'aliquota più importante degli apporti idrici diretti, i quali contribuiscono, sia ad alimentare i deflussi superficiali, sia quelli sotterranei. Per la loro valutazione si sono utilizzati i dati delle stazioni pluviometriche, appartenenti alla rete del Servizio Idrografico e Mareografico Nazionale ed in particolare per l'area interessate alle stazioni di Brindisi e S. Pietro Vernotico. Nella Tab. 5.4.1 sono riportati, oltre al bacino di appartenenza il, numero di anni di rilevazioni e il totale annuo mediato sugli anni di osservazione.

Tab. 5.4.1. Piovosità annua media

Stazione pluviometrica	Bacino	Quota s.l.m. (m)	Numero anni di misura	Pioggia totale annua (mm)
Brindisi	Salento	13	44	600,2
S. Pietro Vernotico	Salento	38	44	632,5
S. Pancrazio Salentino	Salento	62	44	639,9
Latiano	Salento	97	44	632,8

Le misure da considerare sono le altezze medie annue di precipitazione. Variano anche notevolmente da anno ad anno. Si distinguono, infatti, annate molto piovose (anni di

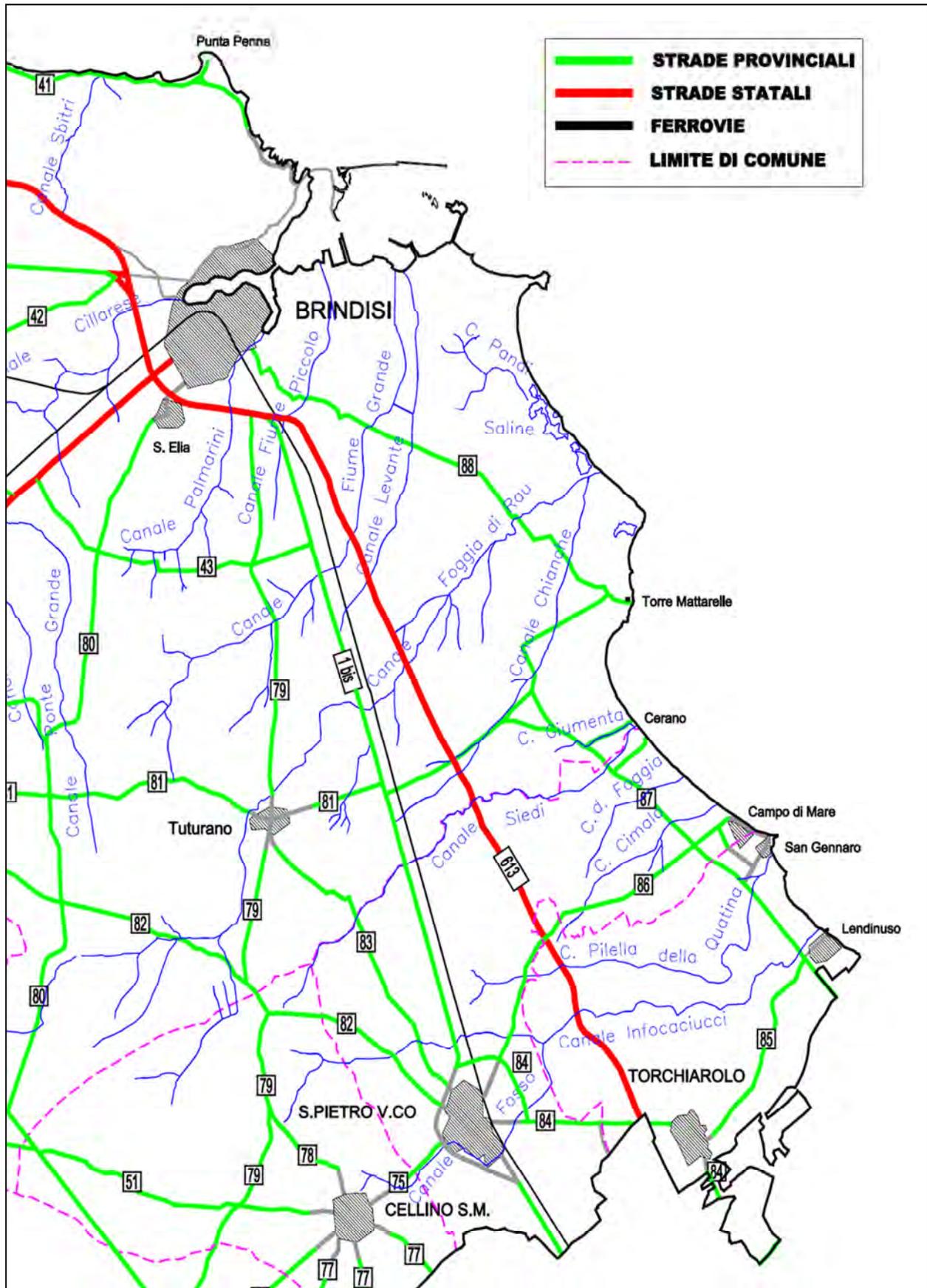


Fig. 5-4b. Strade e canali nella zona circostante la costa salentina, che fronteggia il sito

piena) ed annate quasi asciutte (anni di magra). Su scala di lungo periodo si può calcolare un valore normale, caratteristico di ogni stazione di misura. Dalle altezze totali mensili relative ad ogni stazione per ogni mese in relazione al periodo totale di misura si evince la media. Le dodici medie mensili, derivate in questo modo, sono, poi, sommate per ricavare il valore totale desiderato.

5.4.1.3 Litorale prospiciente il sito eolico

Il litorale di Cerano è ubicato lungo il versante meridionale della costa del territorio dei Comuni di Brindisi, San Pietro Vernotico e Torchiarolo (Fig. 5-4a). Il litorale prospiciente lo specchio di mare interessato dall'intervento in esame presenta varie tipologie morfologiche (le presenti note sono desunte dalla *Rel. Spec. PRO-REL-22 "Studio meteo-marino del paraggio di Cerano"*).

Il tratto di costa compreso tra Torre Cavallo e Punta della Contessa è costituito quasi esclusivamente da spiaggia sabbiosa a meno della parte più meridionale, che è caratterizzata dalla presenza di costa rocciosa con spiaggia ciottolosa al piede, e dal tratto di litorale prospiciente il complesso petrolchimico dell'area industriale di Brindisi, che è protetto da una difesa radente in massi naturali per una lunghezza di circa 900 metri.

Il litorale oltre Punta della Contessa fino alla centrale ENEL di Cerano è costituito da falesia con presenza per brevi tratti di una stretta spiaggia ciottolosa al piede. In tale area è molto intenso il fenomeno dell'erosione costiera, che sta determinando crolli e cedimenti in vari punti del costone roccioso. In corrispondenza della centrale ENEL di Cerano, per contrastare il dissesto della falesia, è stato realizzato un sistema di protezione costituito da una barriera radente in massi naturali e riprofilatura del costone roccioso retrostante secondo una pendenza meno acclive (Figg. 7-4e2/3). L'irrigidimento della costa a seguito della realizzazione di tali opere ha bloccato in tale area il fenomeno erosivo, mentre lungo il litorale immediatamente a Sud il disgregamento della falesia ha determinato il crollo del fronte mare di un piccolo piazzale panoramico (Fig. 7-4e.3).

Proseguendo verso Sud fino alla località di Torre S. Gennaro, la costa è costituita da falesia con spiaggia sabbiosa al piede. A causa dei fenomeni erosivi in atto, lungo il litorale in questione sono state realizzate alcune opere di protezione costiera. Nello specifico gli interventi realizzati consistono in 5 pennelli trasversali tra Cerano e Torre S. Gennaro, nonché in 6 barriere distaccate longitudinali lungo la spiaggia antistante Torre S. Gennaro.

Il litorale a Sud di Torre S. Gennaro è ancora caratterizzato da falesia con spiaggia sabbiosa al piede; anche in questo caso si è avuto un consistente arretramento della costa per effetto dei fenomeni erosivi in atto.

Dal foglio 203 dell'*Atlante Italiano delle Spiagge* (ed. 1997) del CNR, testo utile per l'inquadramento geomorfologico dei litorali italiani, si rileva l'andamento costiero della zona di interesse (Fig. 5-4c).



Fig. 5-4c. Atlante Spiagge Italiane (CNR 1997)

Il litorale in esame presenta ampi tratti in arretramento, che hanno richiesto nel tempo varie opere di protezione dall'erosione costiera. In particolare, si evidenziano sistemi di difese radenti in corrispondenza, sia del polo chimico immediatamente a Sud di Torre Cavallo, sia dell'area della Centrale ENEL di

Cerano. Barriere frangiflutti distaccate sono presenti all'altezza del villaggio di Torre S. Gennaro.

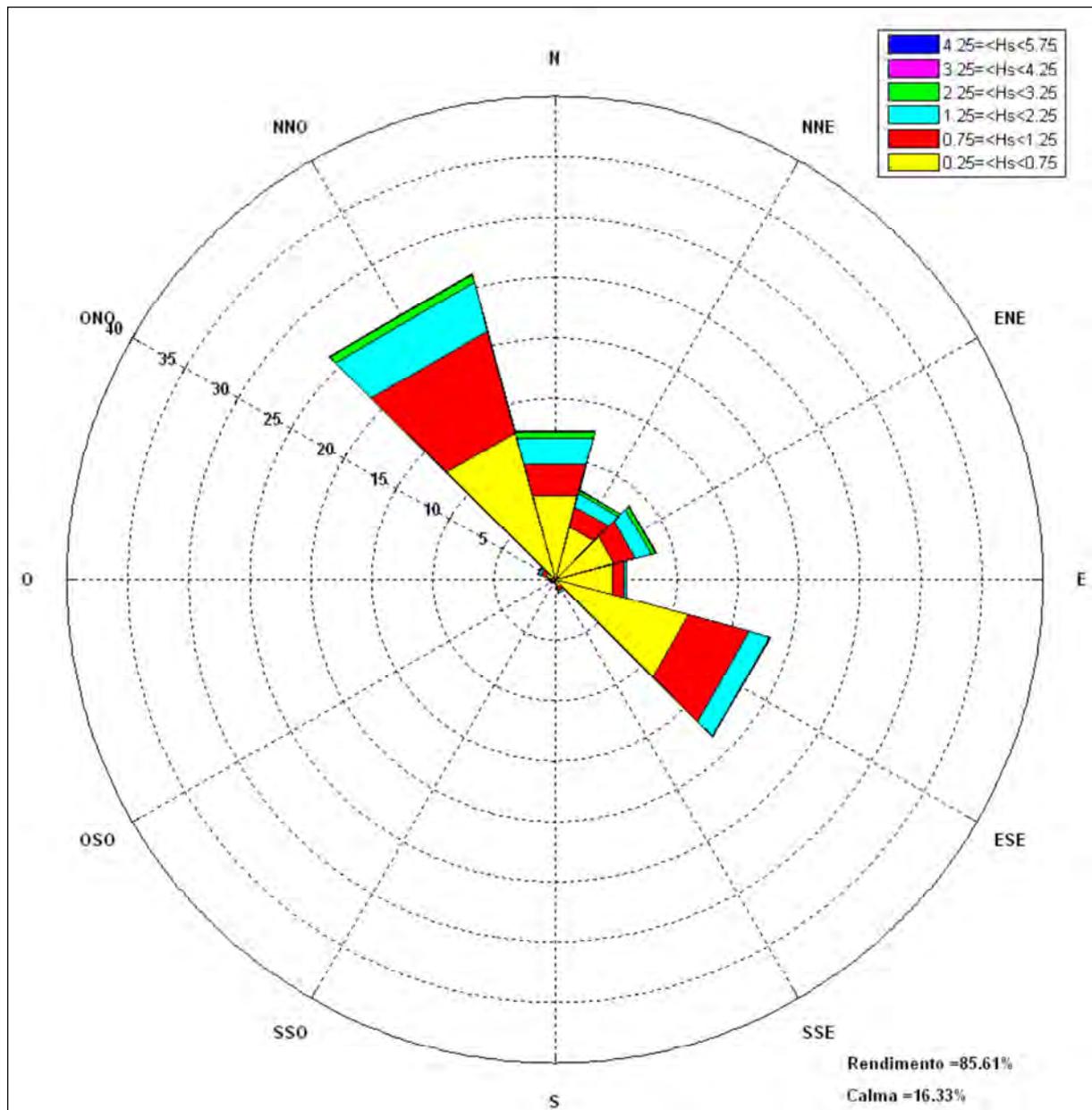


Fig. 5-4d. Rosa delle frequenze di apparizione annuali (boa di Monopoli).

La pendenza media della spiaggia sommersa è variabile ed è compresa tra 0.6 e 0.7% nella zona più settentrionale della costa bassa sabbiosa, 2.0 - 2.2% nella zona centrale della falesia e circa 1.3 - 1.6% a Sud di Torre S. Gennaro.

5.4.2 Moto ondoso e relativo dimensionamento strutturale

Per ricavare la ricostruzione storica delle mareggiate al largo di un paraggio possono essere adottati, sia metodi indiretti, a partire dai dati di vento disponibili in qualche stazione anemometrica vicina, sia metodi diretti grazie a misure dello stato ondoso tramite boe.

Per la determinazione del clima meteomarinario di Cerano si è utilizzato il metodo della trasposizione geografica dei dati registrati dalle stazioni della Rete Ondametrica Nazionale (R.O.N., gestita dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), le cui boe sono dislocate lungo le coste italiane. Il punto di rilevamento più vicino a Cerano è la boa ormeggiata al largo di Monopoli, che, oltre ad essere l'unica presente nel Basso Adriatico, ha una medesima esposizione rispetto al settore di traversia.

L'importanza di tali dati risiede nella continuità e nel buon rendimento, con cui sono stati acquisiti. Durante il periodo di acquisizione le registrazioni sono stati raccolte con continuità ad eccezione del 2007, per cui la percentuale di dati mancanti risulta pari al 14.38% di tutte le osservazioni.

5.4.2.1 Dati sul moto ondoso

Nella Fig. 5-4d sono riportati i risultati ottenuti dall'applicazione del metodo di trasposizione geografica dei dati di boa di Monopoli al paraggio di Cerano e le mareggiate sono state ordinate per classi di altezza d'onda di 1.0 m e per settori di provenienza di 30°, avendo assunto che le altezze d'onda inferiori a 0.25 m siano da considerare calme. I dati elaborati sono stati rappresentati graficamente nel diagramma polare mediante percentuale di apparizione, direzione ed intensità.

La correlazione tra l'altezza d'onda al largo e periodo di picco corrispondente è stata individuata attraverso l'analisi dei dati ricostruiti, adottando la seguente formulazione matematica

$$T = a H_s$$

con T il periodo dell'onda espresso in secondi, H_s l'altezza d'onda significativa in metri ed a, β coefficienti di correlazione.

Gli eventi estremi di moto ondoso non possono essere calcolati con metodi deterministici in quanto le altezze d'onda rientrano nella casistica degli eventi stocastici, per cui il margine di incertezza dei risultati ottenuti per il calcolo delle altezze d'onda massime è insito nel problema stesso. I metodi probabilistici in uso consistono nella ricerca di una legge di distribuzione

rappresentativa del campione di dati disponibile ed in una successiva estrapolazione di detta legge fino a tempi di ritorno congrui con l'importanza e le esigenze dello studio.

Per *tempo di ritorno* T_r si intende l'intervallo temporale fra due eventi di uguale intensità, ovvero, nel caso specifico, il tempo in cui una data altezza d'onda possa essere eguagliata o superata una sola volta.

Ovviamente, maggiori sono i tempi di ritorno considerati, maggiore deve essere la dimensione del campione analizzato, per non incorrere in una scarsa attendibilità dei risultati; sono generalmente accettate previsioni che superano di due o massimo tre volte la serie storica a disposizione.

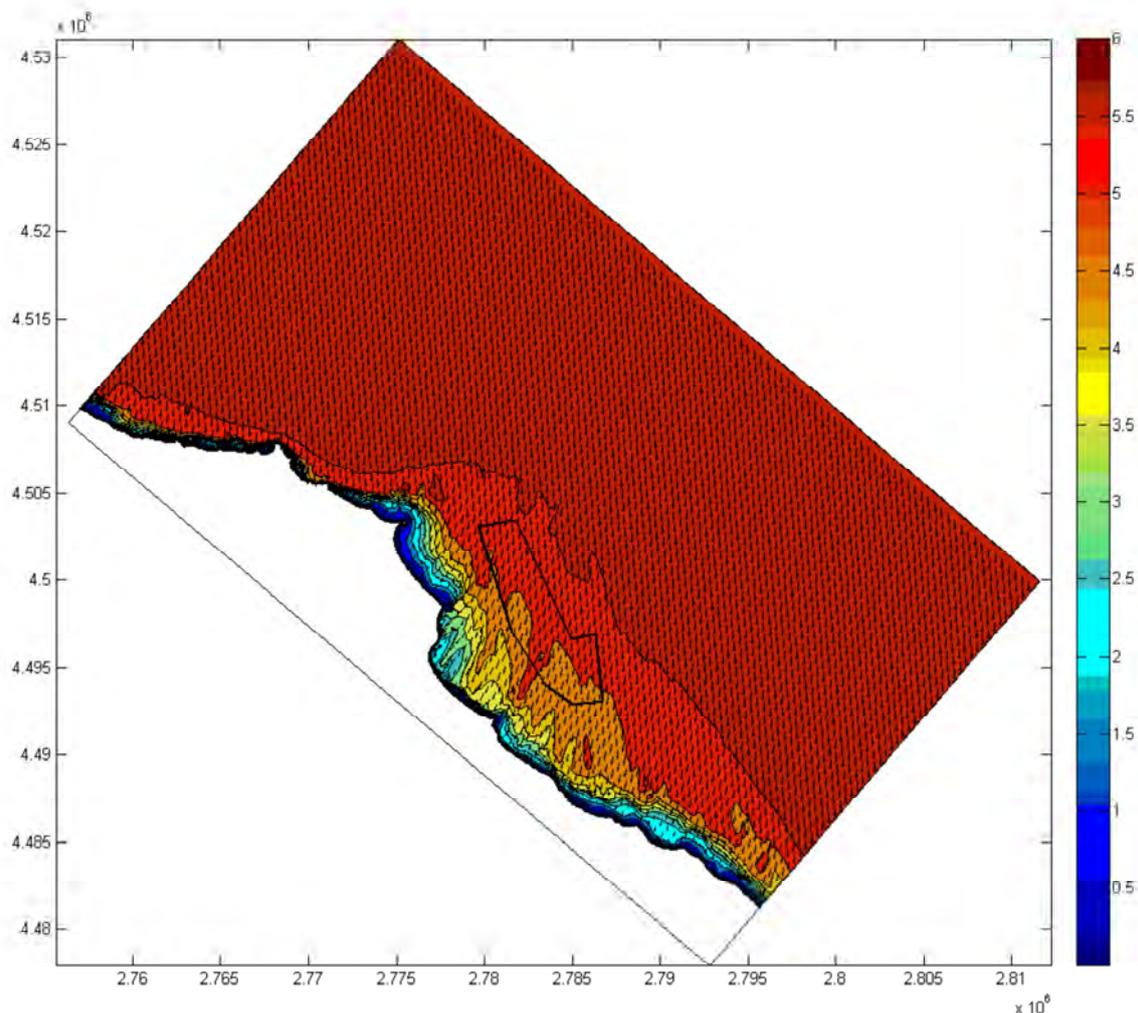


Fig. 5-4e. Propagazione del moto ondoso da 0°N con $T_r = 100$ anni

Nel nostro caso il periodo di registrazione dei dati di moto ondoso (boa di Monopoli, 1990 - 2007, 18 anni) risulta sufficientemente lungo e affidabile per la determinazione degli eventi estremi che caratterizzano il paraggio in questione.

Tab. 5.4.2. Eventi estremi con $T_r=100$ anni suddivisi per settori di traversia

Settore di traversia	Tempo di ritorno 100 anni	
	$H_{s \max}$ (m)	T_p (s)
310° - 10°N	5.69	9.40
10° - 70°N	5.31	9.30
70° - 130°N	4.03	8.60

Nella Tab. 5.4.2 sono stati raccolti i valori di altezza d'onda, suddivisi per settore di traversia, associati al tempo di ritorno secolare. Con l'applicazione di un idoneo modello matematico a partire dalle suddette condizioni ondose al largo sono stati elaborati i corrispondenti piani d'onda da cui è stato possibile determinare i valori di altezza d'onda significativa in corrispondenza dello specchio di mare interessato dalla realizzazione delle pale eoliche in progetto.

La propagazione da largo verso riva degli eventi estremi di moto ondoso associati ai periodi di ritorno più significativi risulta utile nel dimensionamento e nella verifica delle strutture costiere, in cui sono necessari i valori delle onde di progetto che possono direttamente incidere su di esse (Tab. 5.4.3).

Tab. 5.4.3. Eventi estremi di moto ondoso al largo simulati con il modello SWAN

Direzione (°)	Tempo di ritorno T_r 100 anni	
	$H_{s \max}$ (m)	T_p (s)
330°	5.69	9.40
0°	5.69	9.40
30°	5.31	9.30
60°	5.31	9.30
90°	4.03	8.60
120°	4.03	8.60

La Fig. 5-4e rappresenta la mappa di agitazione ondosa ricostruita con il modello a partire dai valori di altezza d'onda di cui alla tabella precedente.

5.4.2.2 Dati assunti nel P.D.

Per la determinazione dei valori necessari per le analisi strutturali dei corpi immersi el mare occorre individuare le quantità essenziali a determinare il *regime ondoso* massimo, che si potrebbe avere in un periodo di tempo assai ampio (secolare, millenario, etc.).

Nelle considerazioni precedenti si sono perseguite situazioni raggiungibili in lassi di tempo ragionevolmente vicini. Nel progetto strutturale occorre avere la

certezza che la resistenza della massa strutturale sia certa anche in situazioni anche superiori a quelle appena valutate. E' per tale motivo che nelle piattaforme d'alto mare i tempi di ritorno sono nettamente più alti. Si seguirà anche per i corpi fondari degli aerogeneratori tale prassi.

Per ossequio a tale principio e per una doverosa cautela di strutturisti si sono fissate le seguenti specifiche per le condizioni operative e quelle gravose, dette storm.

Condizioni operative

- altezza d'onda, 10.3 m;
- periodo dell'onda 9,7 s;
- corrente a 0 m 0,86 m/s;

Condizioni storm

- altezza d'onda, 12,6 m;
- periodo dell'onda 10,8 s;
- corrente a 0 m 0,99 m/s.

E' evidente che il dimensionamento della fondazione deve anche tener conto, non soltanto dell'azione esercitata dal mare, ma anche dei carichi dovuti al peso proprio dei componenti della turbina ed all'azione del vento sulla macchina eolica (turbina completa di torre, rotore, navicella, etc.), oltre che della batimetria del sito, ed in qualche misura concedere che il dimensionamento possa coprire anche situazioni di carico impreviste.

5.4.3 Correnti longitudinali e di circolazione

5.4.3.1 Correnti longitudinali

Il metodo per la valutazione del trasporto solido basato sul flusso dell'energia assume che la portata longshore dipenda dalla componente di flusso di energia parallelo alla linea di riva e valutato nella surf zone. Tale flusso viene calcolato partendo dall'approssimazione della conservazione del flusso di energia nella zona di shoaling ed usando la teoria delle onde di piccola ampiezza. Si traslascia la trattazione analitica, che può essere consultata nel Cap. 6 della *Rel-Spec. PRO-REL-22*, già citata, e si riportano le conclusioni.

È importante evidenziare che le aree, in cui si ha la confluenza delle correnti Longitudinali, costituiscono zone di potenziale accumulo dei sedimenti e, quindi, di avanzamento della linea di riva. I tratti di litorale, in cui si verifica la divergenza del verso delle correnti, sono a rischio erosione (Fig. 5-4f).

Dal punto di vista delle durate di apparizioni, le mareggiate equivalenti che determinano in corrispondenza del litorale di Cerano correnti longitudinali con direzione NO-SE, rappresentano il 55% del totale delle apparizioni, mentre le

mareggiate che determinano componenti longshore da SE verso NO ne costituiscono il 39%.

La risultante delle correnti longitudinali associate alle singole mareggiate è bene rappresentata dalla Fig. 5-4f relativa all'onda energeticamente equivalente dell'intero paraggio, in cui è evidenziato che il litorale esaminato è caratterizzato da un trasporto solido longshore prevalente orientato da NO verso SE.

Va, comunque, sottolineato che esiste un'alta percentuale di apparizione di eventi ondosi che determinano trasporto longitudinale con verso opposto.

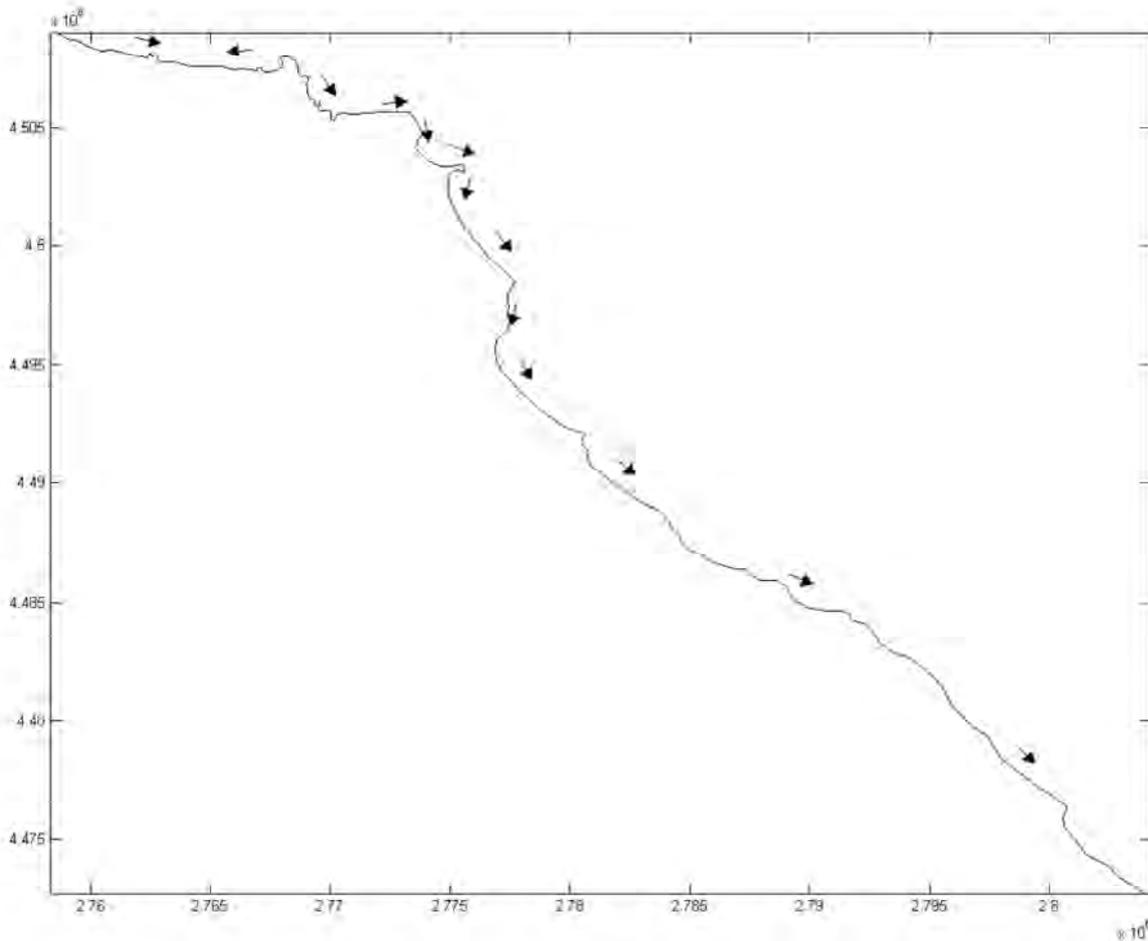


Fig. 5-4f. Corrente longitudinale - mareggiata equivalente del paraggio (9°N)

5.4.3.2 Evoluzione del litorale

Il litorale in prossimità di Cerano è segnato da falesia, al cui piede si rileva spiaggia sabbiosa di larghezza molto ridotta. La falesia è costituita da terreni sabbioso-argillosi, talora debolmente cementati, e, comunque, facilmente erodibili dall'aggressione del moto ondoso incidente.

Tale morfologia è presente su tutto l'arco di costa, che si sviluppa da Punta della Contessa fino a Torre S. Gennaro, con assenza di spiaggia al piede lungo i tratti a Nord di Cerano e con fasce sabbiose molto ridotte lungo il versante meridionale della suddetta falcata.

La linea di costa è in forte erosione per effetto dell'incessante azione di smantellamento delle mareggiate, che, abradando il piede dei versanti a mare della falesia, instaurano condizioni precarie di equilibrio. Conseguono crolli e cedimenti dei costoni.



Fig. 5-4g. Litorale Torre S. Gennaro (ortofoto 1992).

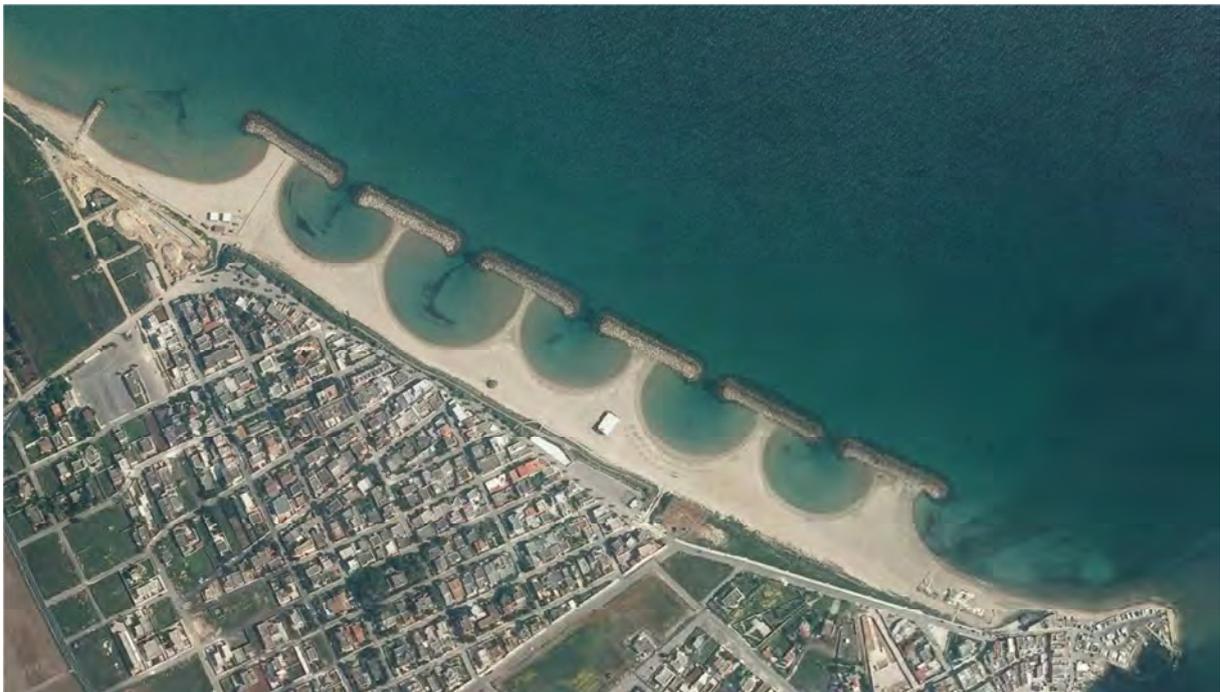


Fig. 5-4h. Litorale Torre S. Gennaro (ortofoto 2010).

Dalle ricerche e dalle analisi effettuate sui campioni di terreno, prelevati dalla spiaggia emersa e sommersa in prossimità di Cerano, risulta che il materiale

costituente la spiaggia è composto da sedimenti sabbiosi con bassissima percentuale della frazione fine. Tale dato indica che il materiale franato dalla falesia si impoverisce molto rapidamente della frazione fine che viene trasportata verso il largo, ove si deposita. Non contribuisce, quindi, alla formazione delle spiagge.

Se si considera, inoltre, la mancanza di scambio di sedimenti con i tratti di costa contigui, si evince che il materiale di approvvigionamento è molto esiguo per cui le spiagge presenti sono di dimensioni molto ridotte e non offrono un'adeguata protezione all'azione del mare.

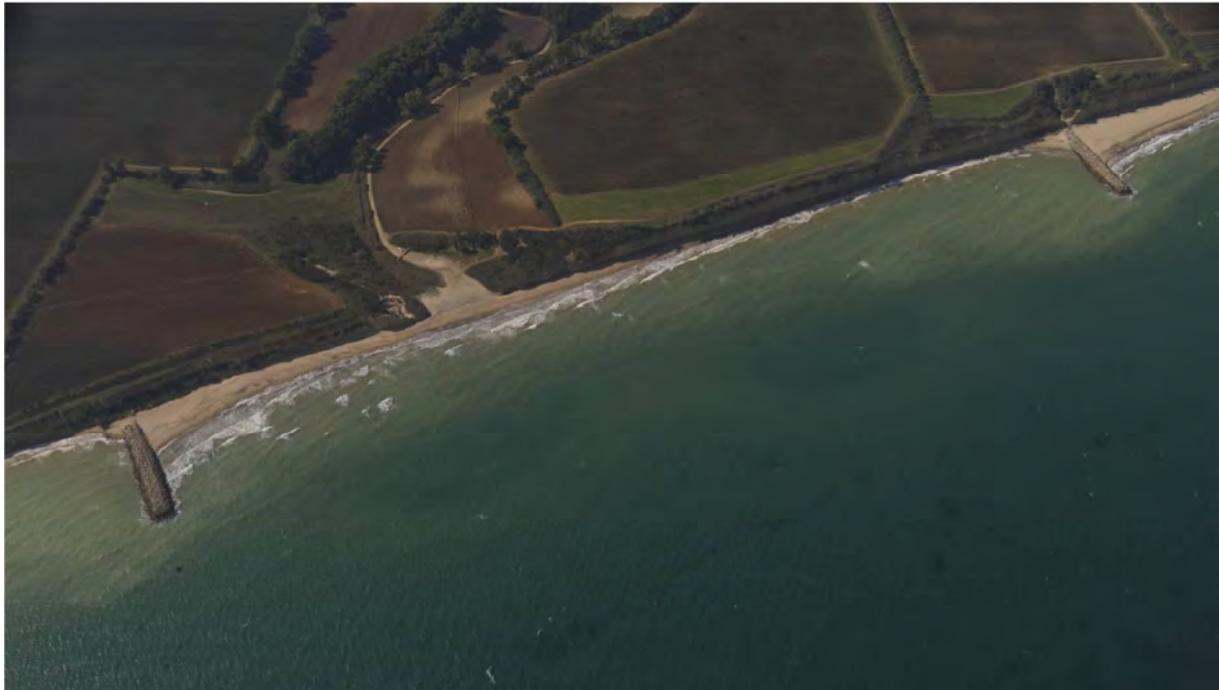


Fig. 5-4i. Pennelli trasversali a Sud di Cerano.

Il consistente arretramento della linea di riva ha indotto nel tempo alla realizzazione di alcune opere di difesa costiera. Già prima del 1992 il tratto di costa antistante la centrale ENEL di Cerano era stato protetto con una barriera radente in massi naturali. Intorno al 1992 in prossimità di Torre S. Gennaro furono realizzate 6 barriere frangiflutti distaccate in massi naturali. Lungo la costa tra Cerano e Torre S. Gennaro sono stati realizzati dapprima 3 pennelli trasversali, con interasse di circa 700 metri, e dopo il 1997 altri due pennelli subito a Nord del tratto protetto con le barriere emerse.

La realizzazione delle barriere frangiflutti distaccate ha prodotto negli anni un notevole accumulo di sedimenti nella zona protetta dalle scogliere, determinando la formazione delle caratteristiche configurazioni a tombolo (Figg. 5-4g/h). Lungo il litorale protetto con i pennelli si è registrato un discreto accumulo di sedimenti sul lato esposto a Nord ed erosione al piede della falesia sul lato a Sud, significativo del verso prevalente del trasporto solido longitudinale diretto da Nord verso Sud (Fig. 5-4i).

5.4.3.3 Caratteristiche delle acque e delle correnti mediterranee

Qualche considerazione va, pure, formulata su alcuni aspetti assai significativi dell'ambiente acqueo del Mar Mediterraneo. Pur se non tutti possono avere un'influenza marcata sul campo eolico sembra opportuno farli rilevare per mostrare il quadro di riferimento anche ambientale marino, che vi regna. Qualche notazione di origine bibliografica sembra, così, essere indicata e proponibile.



Fig. 5-4j. Percorsi seguiti dalla corrente superficiale del Mediterraneo

Le acque del Mediterraneo (Mar Nero escluso), nella loro generalità, rispetto a quelle degli oceani sono *molto salate, calde e povere di nutrienti*. Queste caratteristiche derivano dalla scarsa comunicazione che il Mediterraneo ha con l'oceano.

Nonostante questa situazione, è stato calcolato che il Mediterraneo viene totalmente ricambiato in un tempo brevissimo da 80 anni a, forse, 100 anni.

La *temperatura delle acque* profonde, invariabile con l'alternarsi delle stagioni, è sui 13,5 °C nel bacino orientale (eccettuati l'Adriatico e l'Egeo settentrionali) e di 12,5 °C nelle estreme parti occidentali. Queste sono, in media, anche le temperature superficiali invernali data la generale omotermia, che si sviluppa in inverno. Tuttavia, localmente le temperature superficiali invernali possono scostarsi alquanto da questi valori medi.

Così si possono rilevare solo 7 °C all'estremo nord dell'Adriatico e dell'Egeo, mentre lungo le coste della Palestina si possono raggiungere temperature di 17 °C. D'estate si hanno più basse temperature (21-23 °C) nel golfo del Leone, presso Gibilterra e i Dardanelli. Temperature sui 25 °C nel complesso del mare e punte di 28 °C nell'Adriatico settentrionale, nella Sirtica e a Sud dell'Anatolia.

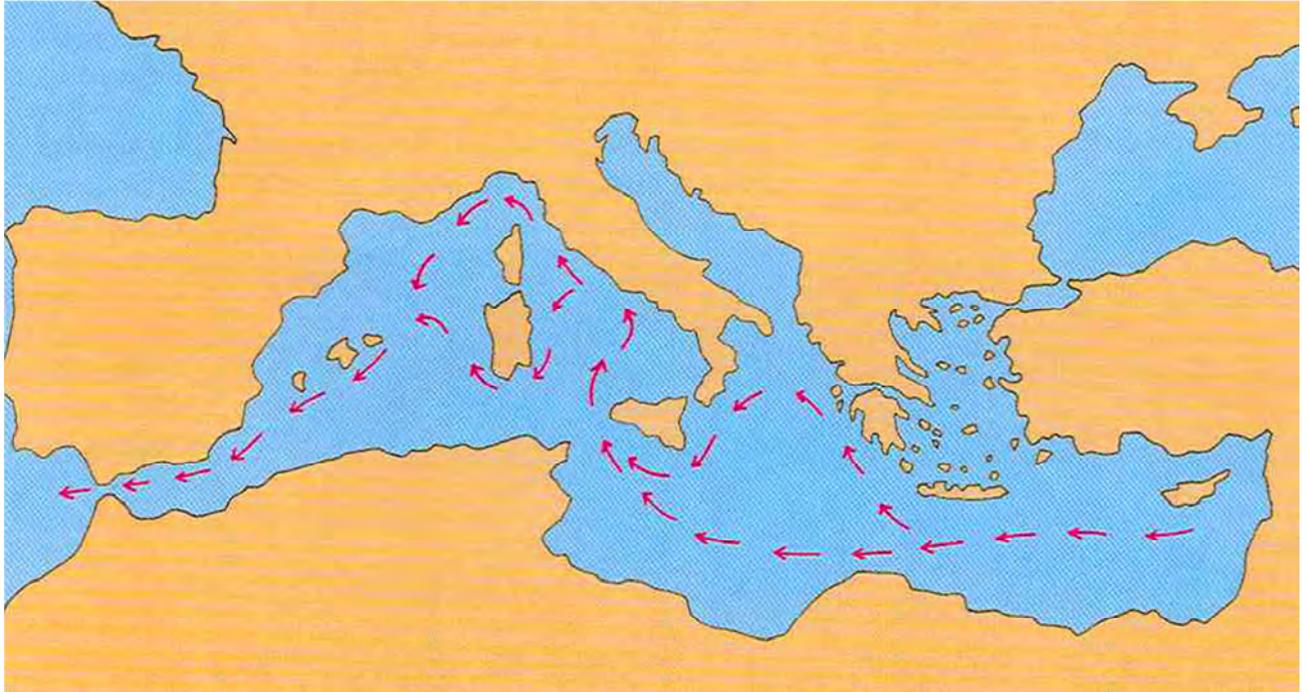


Fig. 5-4k. Strato di acqua intermedio in continuo movimento in una fascia compresa fra i 200 ed i 600 metri di profondità

Le acque del Mediterraneo, pur essendo più calde, sono talmente più salate da essere notevolmente più dense di quelle dell'Atlantico. Per questo il livello medio nel Mediterraneo è più basso che nell'Atlantico, tanto che l'acqua atlantica viene richiamata nel Mediterraneo.

Per l'effetto geostrofico questa acqua superficiale, entrante da Gibilterra, è indotta a poggiare verso Sud. Si ha così una *corrente superficiale* (Fig. 5-4j), che costeggia le coste africane (pur mandando dei rami che circolano in senso antiorario, nel mare a ovest della Sardegna e nel Tirreno) e finisce per dissiparsi, per progressivo riscaldamento ed evaporazione, presso le coste palestinesi dopo aver mitigato il clima delle coste marocchine e algerine.

A questa corrente superficiale relativamente poco salata e fredda fa riscontro una corrente calda e salata (corrente levantina), che da Cipro si porta verso est per risalire dal lato orientale sia l'Egeo che l'Adriatico. Questa corrente calda è responsabile delle condizioni di clima mitissimo, che si riscontra d'inverno lungo le coste dalmate.

Anche una *corrente intermedia* (100-500 m di profondità) procede nello stesso modo della corrente levantina (Fig. 5-4k). Una parte di questa si porta oltre il canale di Sicilia, penetrando nel Tirreno e nel Mar Balearico ed, infine, uscendo da Gibilterra in profondità e, sempre per effetto geostrofico, sul lato Nord.

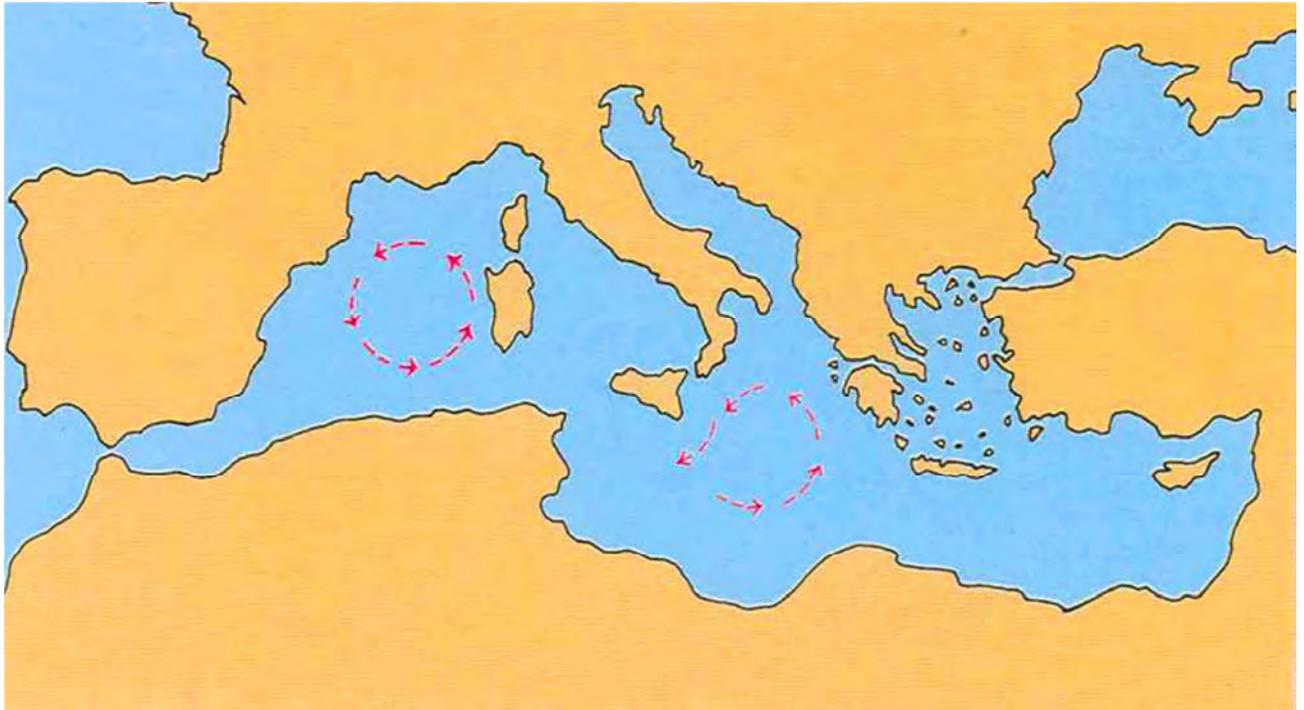


Fig. 5-4l.1 Circolazione delle acque profonde

Una *circolazione abissale*, tenue e non molto nota, è data dalle fredde e pesanti acque invernali che si formano nel golfo del Leone e nel mar Ligure, nonché nell'Egeo settentrionale (le acque fredde dell'Adriatico settentrionale sono bloccate per fattori morfologici), e che tendono a defluire verso sud, seguendo le pendenze del fondo (Fig. 5-4l.1).

Questa circolazione dovuta alla densità è modificata più o meno fortemente, in superficie, dalla deriva operata dal vento.

Pur con sensibili variazioni locali il Mediterraneo è sottoposto a una specie di "regime monsonico", che vede il prevalere di venti dai quadranti settentrionali in inverno e primavera e dai quadranti meridionali in estate e soprattutto in autunno. A seconda del mutare dei venti sono favorite le correnti ascendenti o discendenti nei bacini del Mar Egeo, Mar Adriatico, Mar Tirreno e Mar Balearico. Mentre le correnti dirette più o meno secondo i paralleli, cioè l'atlantica e la levantina, subiscono solo lievi spostamenti e qualche vorticità secondaria, anche perché sono notevolmente intense (20-30 cm/s ed anche più).

Un complemento a tutto quanto è stato detto sulle correnti mediterranee trovano nella Fig. 5-4l.2 una traduzione diretta al caso del Mar Adriatico.

Le *correnti di marea* sono in generale deboli. Si rafforzano negli stretti (Gibilterra, Messina, Euripo) e nei canali lagunari (nelle bocche della laguna di Venezia si può superare la velocità di 1,5 m/s).

Particolarmente sviluppate, dato l'alternarsi dei venti e il rapido transito delle depressioni atmosferiche, sono le correnti inerziali, che sono periodiche (con periodo medio, nel Mediterraneo, di circa 17 ore) e che hanno carattere smorzato. Sono così intense, da poter superare, in qualche luogo e nei tempi iniziali, i 50 cm/s.

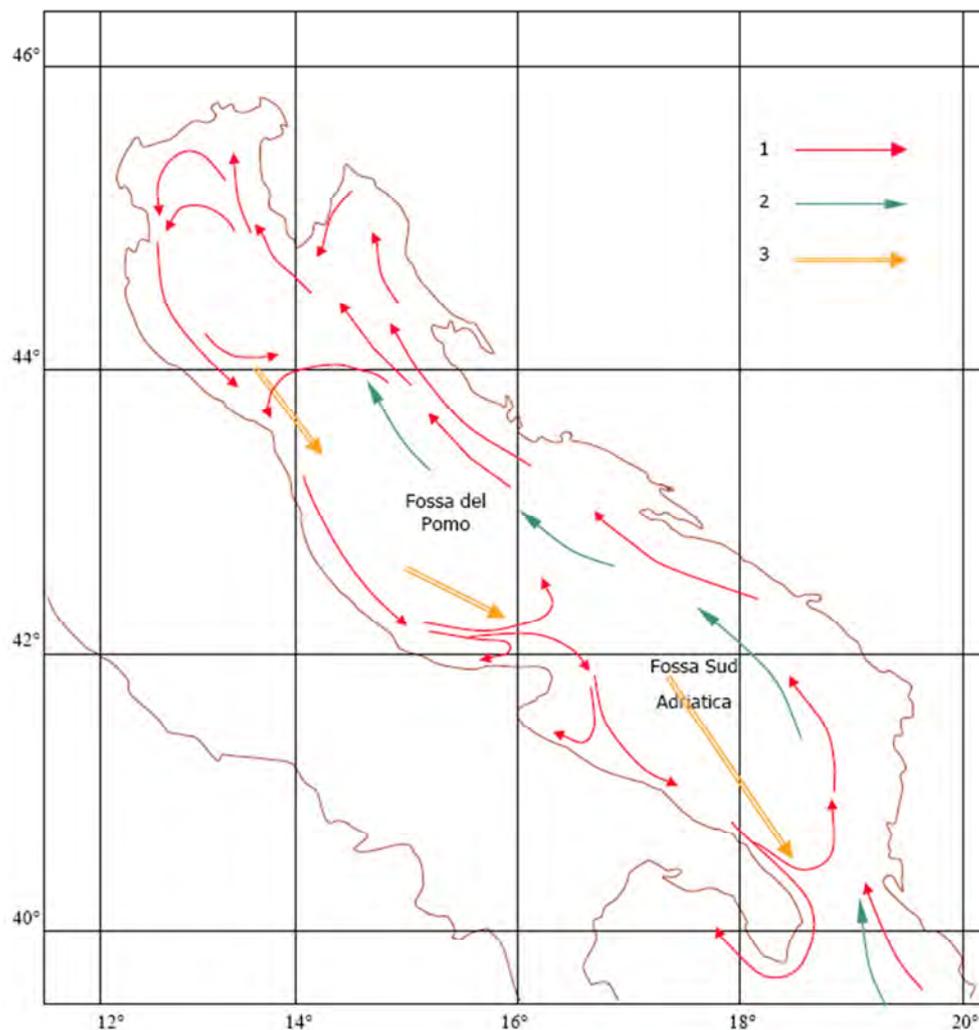


Fig. 5-41.2. Linee generali della circolazione delle correnti marine del Mar Adriatico con 1, correnti di superficie in rosso; 2, correnti di media profondità in azzurro; 3, correnti profonde in arancione (PTC-Foggia)

Le *maree* sono quasi ovunque poco sviluppate, con escursione media in genere sui 20-30 cm. Soltanto nei golfi di Gabes e di Venezia si supera il metro di escursione. In genere si tratta di maree semidiurne o miste (2 alte e 2 basse maree nella giornata, con ampiezza diseguale).

5.4.3.4 Correnti di circolazione

L'analisi delle condizioni medie di corrente al largo ed a specifiche profondità nell'area di mare situata di fronte alla centrale ENEL di Cerano è svolta nel Cap. 8 della *Rel. Spec. PRO-REL-22*, già citata, cui si rimanda per l'impostazione della trattazione teorica e per lo sviluppo delle simulazioni. Si riportano soltanto alcuni cenni delle conclusioni, ivi derivate.

Le elaborazioni eseguite sono state condotte, utilizzando come forzanti la marea ed il vento, in condizioni barotropiche e nelle condizioni meteo-climatiche del paraggio più frequenti (come riferimento si sono presi i venti dedotti dalla Fig. 5-6c.2 desunti dalle misurazioni della stazione aeroportuale di Brindisi). Lo scopo è di individuare quali siano i valori delle correnti indotte dalle suddette forzanti, utili per una corretta progettazione delle strutture offshore previste nell'area oggetto di indagine.

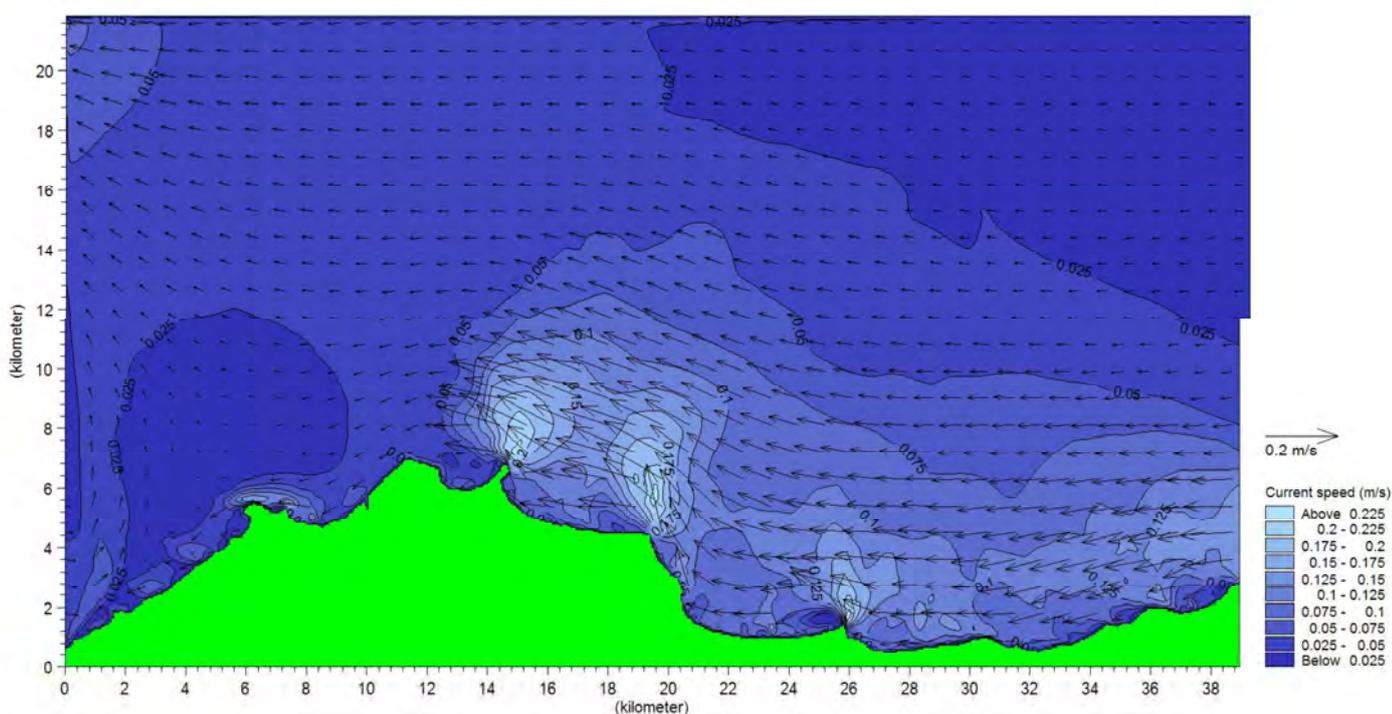


Fig. 5-4m. Elaborazione vento da Sud (5.11 ms^{-1}). Mappa delle correnti mediate sulla profondità al termine della simulazione (3 gg).

Le correnti marine sono determinate da un insieme di fattori, come ad esempio le maree e/o differenti condizioni meteorologiche agenti simultaneamente.

Particolare attenzione è richiesta dal modello per la batimetria, riprodotta con una griglia rettangolare di 365 righe e 650 colonne, con passo orizzontale costante di 60m. Riguardo alla risoluzione verticale, sono stati presi in considerazione nello specifico quattro layers corrispondenti alle profondità

rispettivamente di 4,5m, 20m, 30m e 40m. Le profondità 20 metri e 30 metri in particolare sono state scelte per farle corrispondere con le quote previste per la posa delle strutture offshore, in modo da indagarvi quali siano le correnti medie.

Le simulazioni sono state condotte in ambiente barotropico, impiegando come meccanismo forzante (i) la forza rotazionale terrestre, (ii) una marea di tipo semidiurno e (iii) la tensione tangenziale indotta da venti di intensità e direzione differenti.

Si riportano di seguito le mappe bidimensionali sia della corrente mediata sull'intera profondità del dominio di calcolo, sia della corrente ottenuta dalle simulazioni alle specifiche profondità rispetto al pelo libero del mare, come si è appena detto, in maniera da visualizzare e facilmente interpretare i risultati ottenuti in veste grafica (Figg. 5-4m-q).

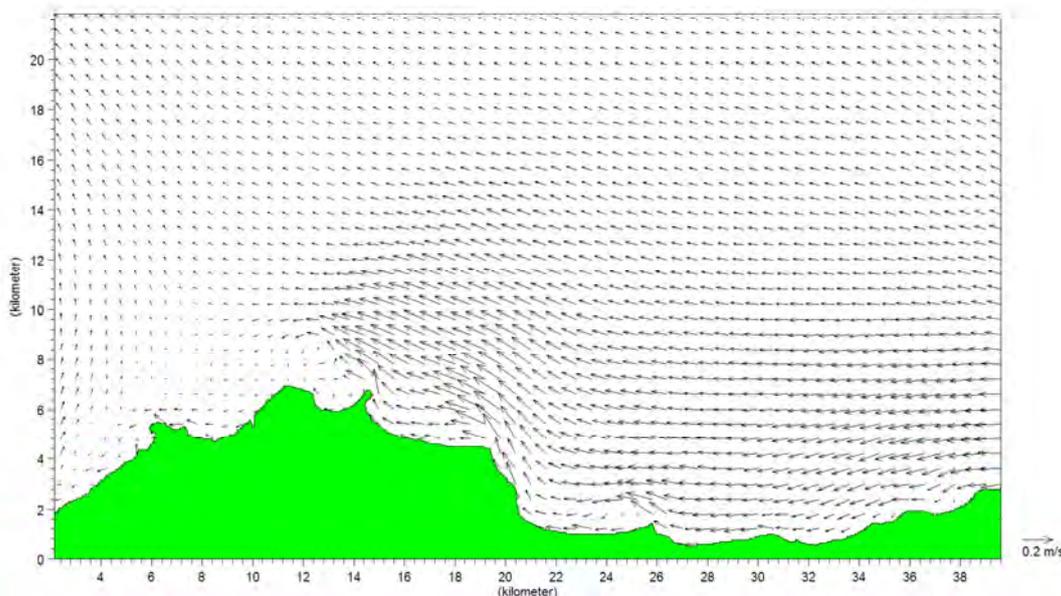


Fig. 5-4n. Elaborazione vento da Sud (5.11 ms^{-1}). Mappa delle correnti a 4.5 m di profondità al termine della simulazione (3 gg).

I grafici si riferiscono, a loro volta, all'ultimo giorno di simulazione, quando ormai le correnti di circolazione hanno assunto un andamento stabile. I risultati delle elaborazioni, riportate nelle Figg. 5-4m/n/o, si riferiscono alle correnti, che si generano per effetto di un vento proveniente da Sud con intensità di 5.11 ms^{-1} . Vi si evidenzia che le correnti si propagano verso Nord e sono piuttosto deboli al largo, con valori inferiori a 0.01 ms^{-1} , mentre tendono ad intensificarsi sotto-costa, dove presentano una lieve variabilità di direzione, che risente maggiormente della batimetria piuttosto che della forzante vento.

In particolare, un confronto con i grafici alle diverse profondità (Figg. 5-4n/o) evidenzia una riduzione dei moduli di velocità, come era ovvio aspettarsi, vista la minore influenza della forzante vento negli strati di mare inferiori.

Tale riduzione è però poco significativa, dunque può dirsi in genere che il valore della corrente in corrispondenza dell'area oggetto di indagine si mantiene al di sotto di 0.1 ms^{-1} .

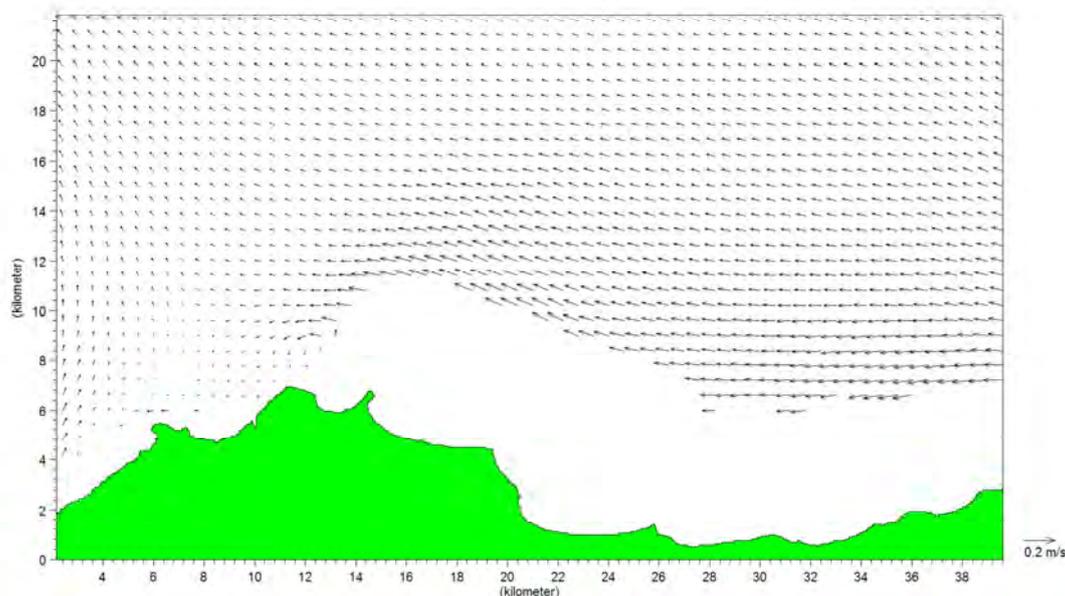


Fig. 5-4o. Elaborazione vento da Sud (5.11 ms^{-1}). Mappa delle correnti a 30 m di profondità al termine della simulazione (3 gg).

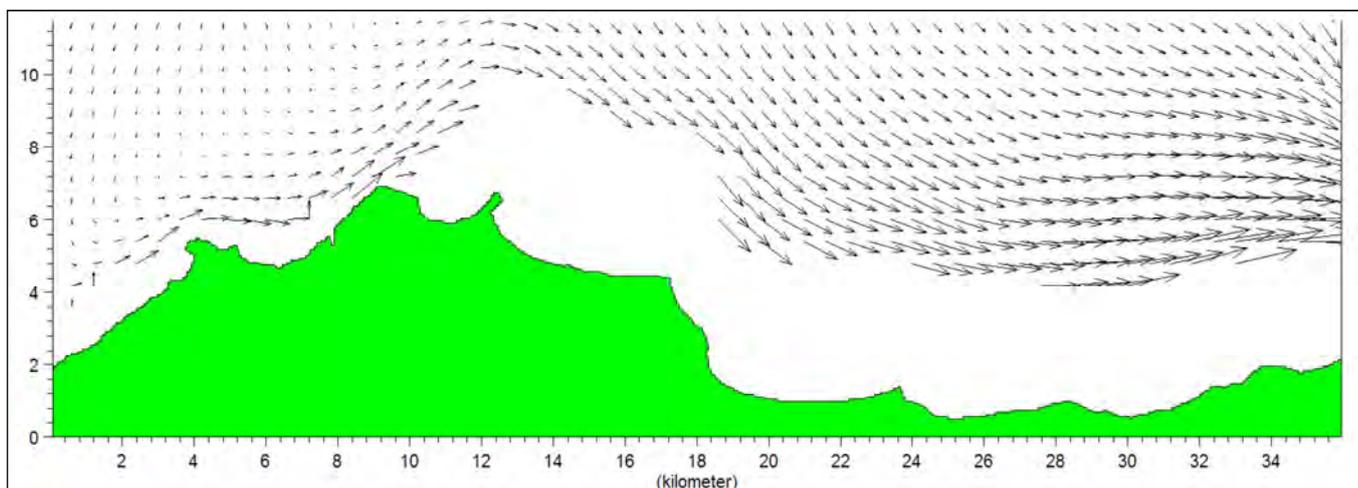


Fig. 5-4p. Elaborazione vento da NNO (7.21 ms^{-1}). Mappa delle correnti a 20 m di profondità al termine della simulazione (3 gg).

Nelle Figg. 5-4p/q è stata simulata la condizione meteo climatica, che corrisponde ad un vento proveniente da NNO con intensità di 7.21 ms^{-1} (anche in confronto con la posizione delle turbine, come nella Fig. 5-4r).

In siffatte condizioni le correnti più intense si generano in prossimità della costa, mentre al largo risultano essere piuttosto deboli, con valori in questo caso uguali o superiori a 0.01 ms^{-1} e con direzione prevalente di propagazione questa volta verso Sud. Inoltre, si conferma il risultato summenzionato della riduzione

dell'intensità delle correnti all'aumentare della profondità, seppure tale aumento sia di modesto valore. Dunque, per quanto attiene i risultati delle elaborazioni relative alle simulazioni con vento da NNO può ritenersi attendibile per le correnti marine mediamente il valore di 0.07 ms^{-1} .

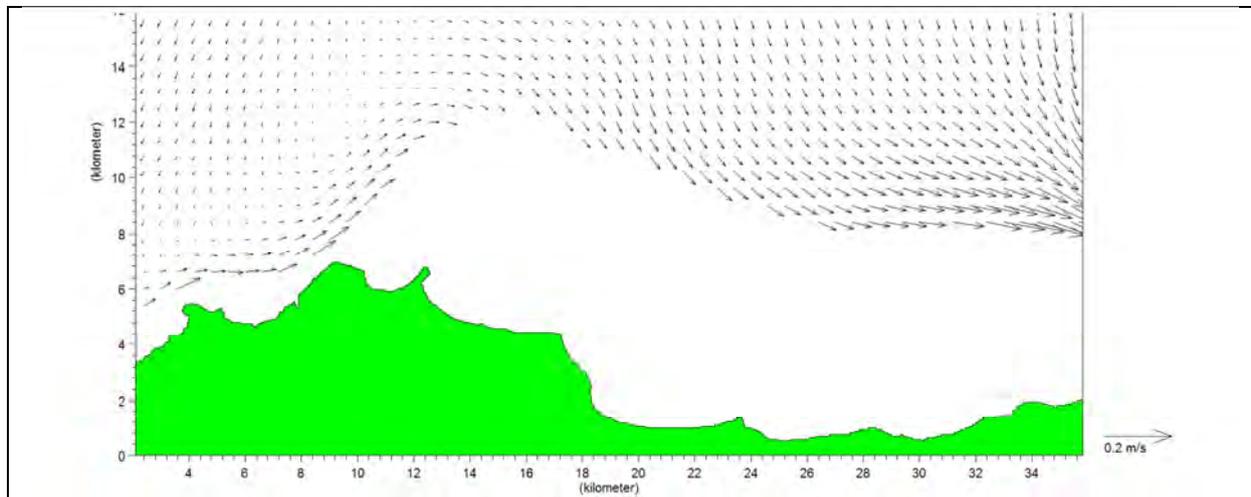


Fig. 5-4q. Elaborazione vento da NNO (7.21 ms^{-1}). Mappa delle correnti a 30 m di profondità al termine della simulazione (3 gg).



Fig. 5-4r. Posizioni delle turbine

5.4.3.5 Dati per il progetto

Dai risultati ottenuti nei precedenti paragrafi si può ritenere che maggiori ragguagli sulle indagini anemologiche non siano da richiedere per la stesura del P. E., a meno di valutazioni contrarie da parte di enti autorizzativi.

Si ammette a rigor di logica che le indagini, i cui risultati sono stati in breve esposti proprio negli ultimi paragrafi, possano far accettare i valori delle correnti, che sono state inserite nel parag. 5.4.2.2.

5.5 STUDIO GEOLOGICO E GEOTECNICO

5.5.1 Studi generali

Sulla scorta delle cognizioni presenti la *parte superficiale* della corteccia geologica della regione (cfr. le Figg. 5-5a/b), che è interessata dall'insediamento eolico, è costituita da materiale alluvionale (sabbie, detriti incoerenti, etc.).

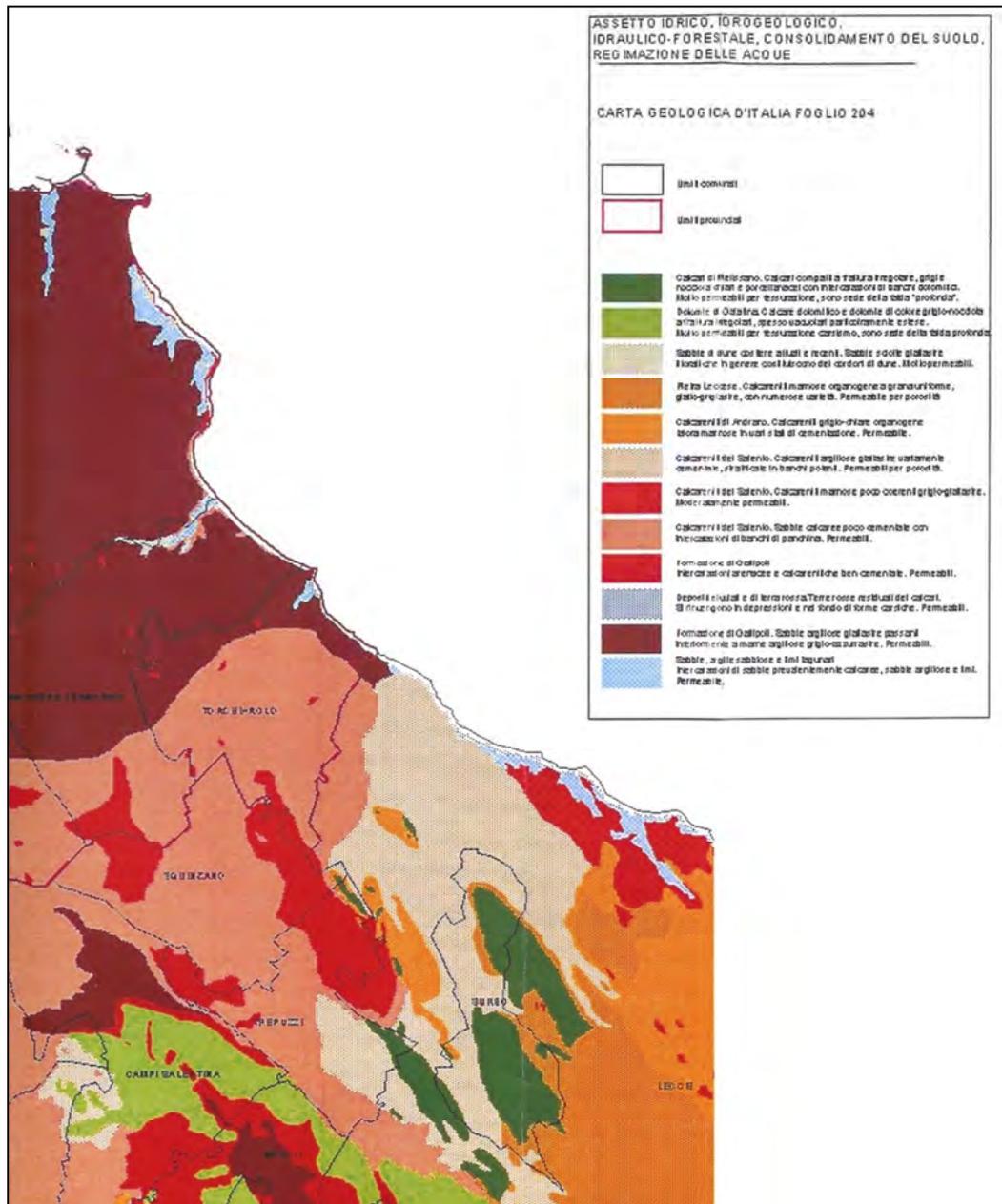


Fig. 5-5a. Estratto dalla Carta Geologica d'Italia (foglio 204)

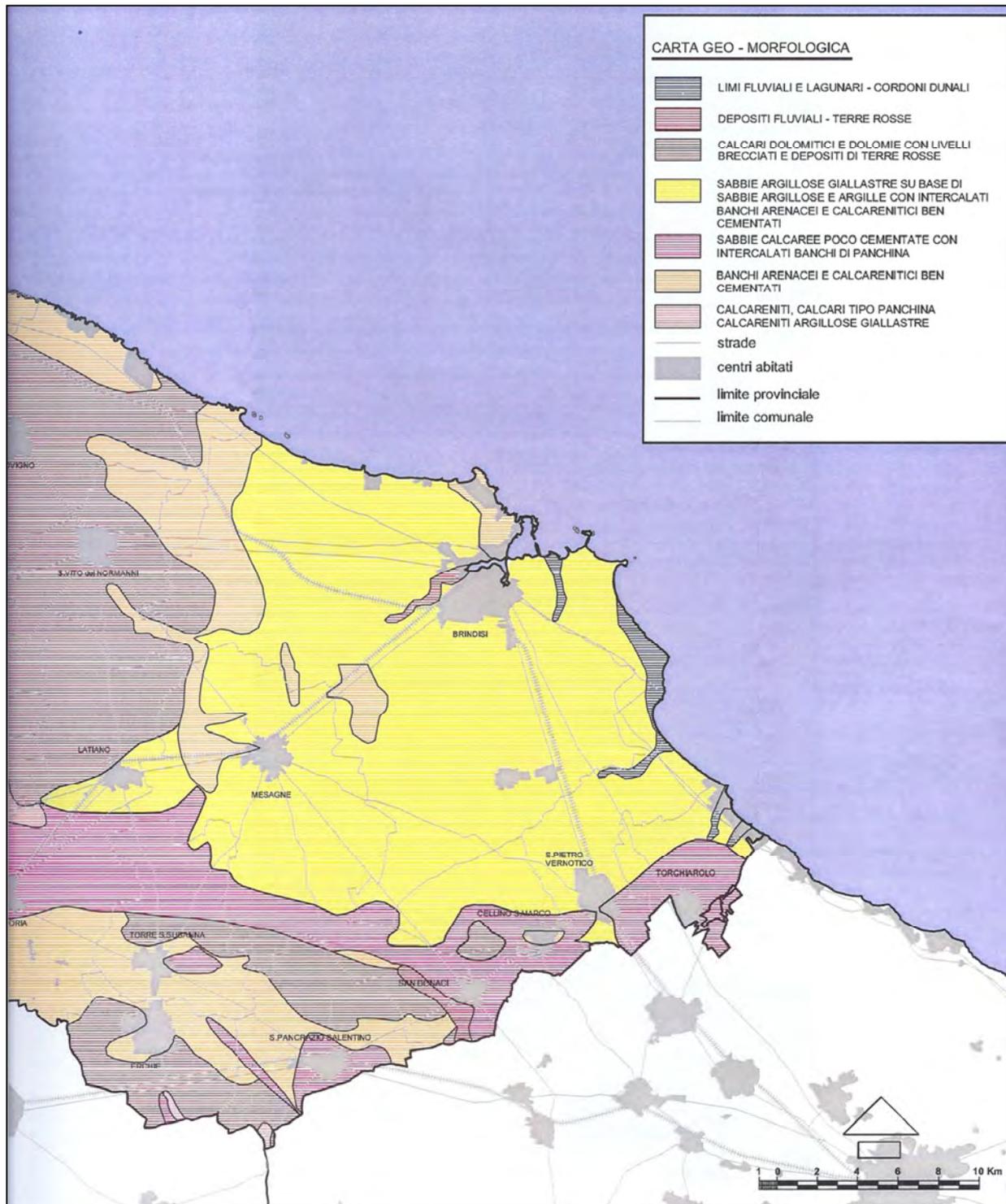


Fig. 5-5b. Estratto da Carta Geo-morfologica della zona antistante il sito

5.5.2 Caratterizzazione lito-stratigrafica dei terreni di fondazione

In base alla ricostruzione stratigrafica precedentemente descritta ed illustrata nelle sezioni geologiche interpretative, si ritiene che i terreni di fondazione degli aerogeneratori saranno costituiti principalmente dalle facies

limoso-argillose del Pleistocene inf. attribuibili alla formazione delle "Argille Subappennine" secondo quanto è riportato nella *Rel. Spec. ELAB-STA-05 "Caratterizzazione geomorfologica e sismica del sito a mare: relazione sub-bottom"*, cui si rimanda per maggiori ragguagli.

Ai fini di una prima caratterizzazione geotecnica, sono stati presi come riferimento i dati della campagna di indagini geognostiche eseguite a supporto del progetto esecutivo dei lavori di banchinamento in zona Capo Bianco e di dragaggio per l'approfondimento dei fondali antistanti la parte EST del Porto di Brindisi. Si tratta di una copiosa mole di dati geotecnici -scaturiti da indagini in situ e di laboratorio- che hanno caratterizzato in maniera assai dettagliata i terreni costituenti la formazione delle "Argille Subappennine".

I numerosi sondaggi effettuati sia nella parte emersa che nella zona offshore del Porto di Brindisi hanno permesso di individuare due diversi orizzonti con caratteristiche tecniche differenti. In particolare, è stato distinto un livello sommitale, costituito principalmente da limi sabbioso-argillosi ed un livello medio-inferiore, costituito da argille limose.

Entrambi gli orizzonti sono stati caratterizzati dal punto di vista geotecnico mediante esecuzione di prove di taglio diretto, triassiali ed edometriche. Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei principali caratteri geotecnici dei terreni in esame, desunti dalla documentazione esaminata.

5.5.2.1 Limi sabbioso-argillosi sommitali

Il livello sommitale è costituito prevalentemente da limi con sabbia di colore grigio-azzurro con presenza di occasionali e sottili strati di argilla (spessore <200 mm). Al tetto lo strato in esame presenta alcuni livelli di sabbia con limo, mentre verso la base si osserva un aumento della frazione argillosa. Questo strato ha uno *spessore medio di circa 15 metri*.

I terreni della parte superiore della formazione argillosa sono granulometricamente costituiti da una sequenza di sabbia con limi e limi con sabbia da debolmente argillosi ad argillosi (frazione sabbiosa 18 ÷ 85%, frazione limosa 14 ÷ 70%, frazione argillosa 2 ÷ 13%), privi di plasticità ($WL=WP=0$), a luoghi poco addensati, come evidenziato dai valori del peso di volume del secco e della porosità ($n = 35 \div 44\%$, $\gamma_d = 1,52 \div 1,75 \text{ g/cm}^3$).

Per quanto riguarda le caratteristiche di resistenza meccanica, sulla scorta dei risultati delle prove di taglio diretto essi sono esprimibili, in termini di tensioni efficaci, attraverso i seguenti parametri:

$$c' = 0,50 \text{ Kg/cm}^2 \quad \Phi' = 30^\circ$$

Le prove di compressione triassiale del tipo consolidato non drenato (TRX, CIU) hanno, invece, fornito i seguenti parametri di resistenza meccanica, in termini di tensioni totali e di tensioni efficaci rispettivamente

$$c = 0,63 \text{ Kg/cm}^2 \quad \Phi = 27^\circ$$

$$c' = 0 \text{ Kg/cm}^2 \quad \phi' = 31^\circ$$

Dall'esame delle curve di compressibilità edometrica si ricava che tali terreni presentano una compressibilità media, come evidenziato dai parametri

$$C_c = 0,071 \div 0,107 \text{ e } M = 324 \div 500 \text{ kg/cm}^2$$

relativi all'intervallo di carico $6 \div 12 \text{ kg/cm}^2$. Non mancano, tuttavia, livelli a compressibilità medio-bassa ($C_c = 0,059$ e $M = 571 \text{ kg/cm}^2$) e medio-alta ($C_c = 0,165$ e $M = 200 \text{ kg/cm}^2$).

5.5.2.2 Argille grigio-azzurre di base

L'argilla grigio-azzurra di base, individuata nei sondaggi più profondi, al di sotto dello strato di limi con sabbie, presenta, fino alle profondità indagate, un'elevata componente limosa e secondariamente sabbiosa.

Questi terreni sono granulometricamente costituiti da limi con argilla e limi argilloso-sabbiosi (frazione sabbiosa $12 \div 20\%$, frazione limosa $55 \div 74\%$, frazione argillosa $14 \div 34\%$), mentre secondo la classificazione USCS basata sui limiti di Atterberg, essi sono classificabili come argille inorganiche CL di media plasticità e basso limite di liquidità ($WL = 30 \div 37\%$, $WP = 17 \div 20\%$, $PI = 13 \div 20\%$).

Detti terreni presentano inoltre bassi valori del peso di volume del secco ($n = 39 \div 44\%$, $\gamma_d = 1,53 \div 1,66 \text{ g/cm}^3$), verosimilmente coerente con il basso grado di consolidazione raggiunto dalla formazione.

Le caratteristiche di resistenza meccanica, valutate con prove di compressione triassiale del tipo consolidato non drenato (TRX, CIU), sono esprimibili attraverso i seguenti parametri in termini di tensioni totali e di tensioni efficaci rispettivamente:

$$\begin{aligned} c &= 0,12 \text{ Kg/cm}^2 & \phi &= 15^\circ \\ c' &= 0 \text{ Kg/cm}^2 & \phi' &= 25^\circ \end{aligned}$$

Per quanto riguarda, infine, la compressibilità di detti litotipi dall'esame delle curve di compressibilità edometrica si desume che il materiale in esame presenta generalmente compressibilità medio-alta, come evidenziato dai parametri

$$C_c = 0,162 \div 0,197 \text{ e } M = 171 \div 207 \text{ kg/cm}^2$$

relativi all'intervallo di carico $6 \div 12 \text{ kg/cm}^2$.

5.6 CORRELAZIONI EOLICHE

5.6.1 Considerazioni sul regime eolico

E' opportuno dedicare qualche spazio all'analisi dei dati eolici (velocità, frequenza e persistenza delle condizioni anemologiche), utili per la ricostruzione preventiva degli elementi necessari per proporre il campo eolico a mare.

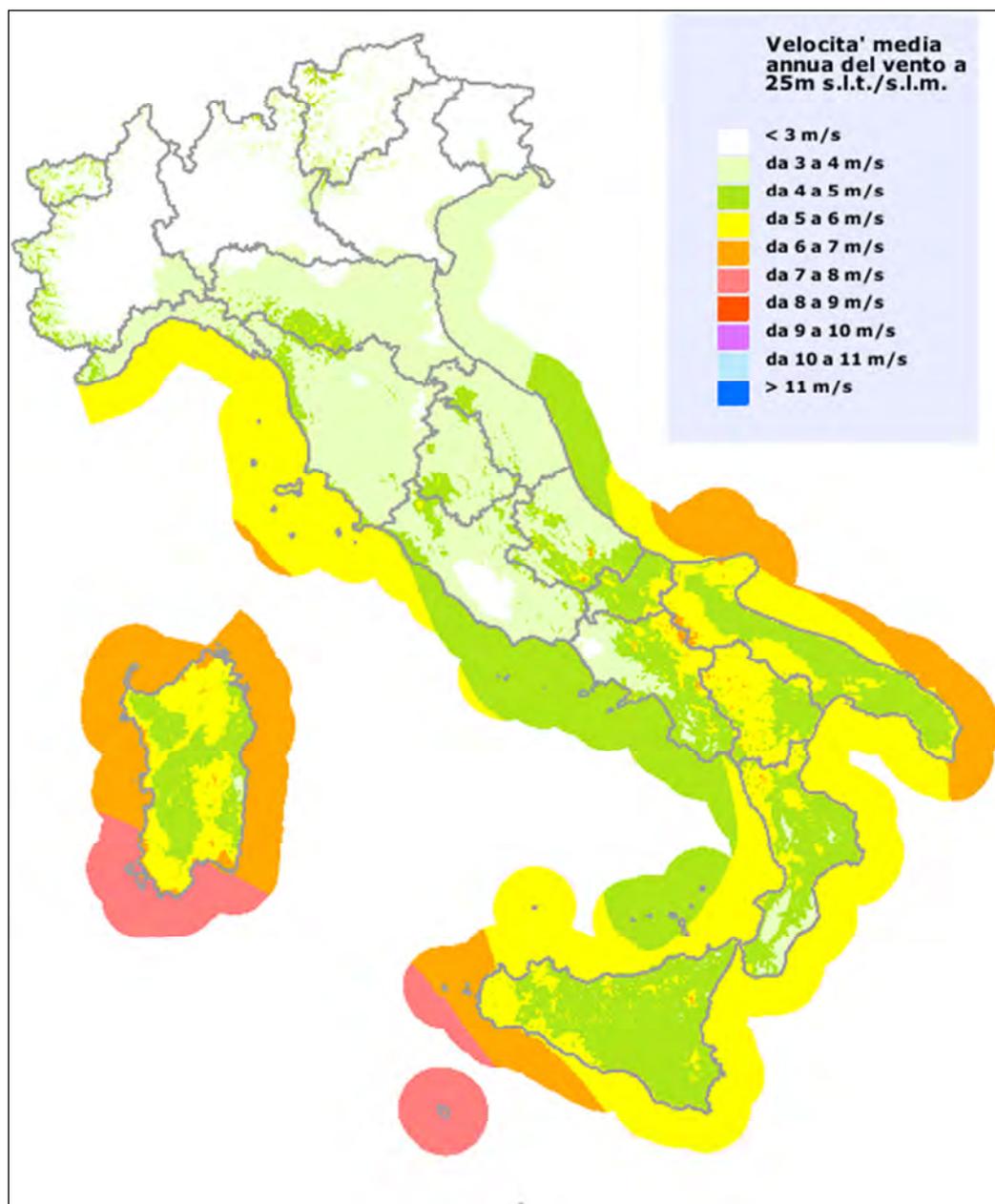
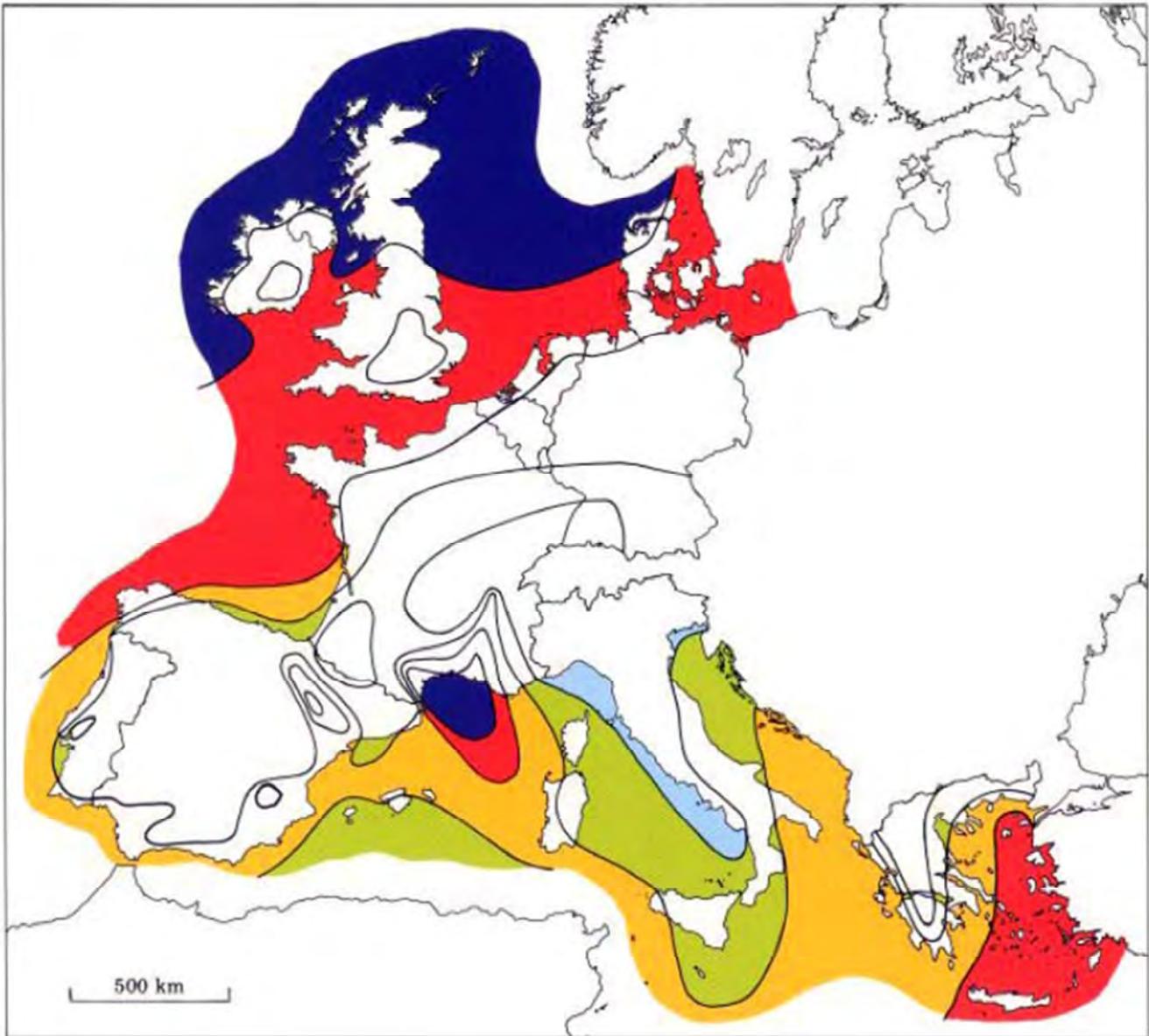


Fig. 5-6a. Mappa eolica dell'Italia (Atlante Eolico Interattivo, CESI-Univ. di GE)



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²								
Dark Blue	> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
Red	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
Yellow	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
Green	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
Light Blue	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

From table above:		200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	W/m ²	
WTG (MW)	WTG Rotor diameter (m)	M ²	0.4	0.4	0.4	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35	0.34	0.33	0.32	0.31	WTG-efficiency	
1	50	1,363	1,376	1,720	2,064	2,348	2,614	2,864	3,096	3,311	3,509	3,899	3,853	3,999	4,128	MWh/year
1.3	60	2,827	1,961	2,477	2,972	3,381	3,765	4,124	4,458	4,768	5,053	5,313	5,546	5,759	5,944	MWh/year
1.7	70	3,848	2,697	3,371	4,045	4,802	5,124	5,613	6,068	6,490	6,877	7,231	7,552	7,838	8,091	MWh/year
2	80	5,027	3,523	4,403	5,284	6,010	6,693	7,331	7,926	8,476	8,983	9,445	9,863	10,238	10,566	MWh/year
3	90	6,362	4,456	5,573	6,687	7,807	8,471	9,279	10,031	10,728	11,369	11,954	12,483	12,957	13,375	MWh/year
4	100	7,854	5,504	6,880	8,258	9,391	10,458	11,455	12,384	13,244	14,035	14,758	15,411	15,996	16,512	MWh/year
50 m hub																
100 m hub																

Fig. 5-6b. Mappa del vento dei mari europei (Atlante eolico europeo)

Vanno pure cercate quelle conferme alle ipotesi previsionali sull'anemologia del sito, che sono indispensabili a sancire la decisione finale sull'impianto (parag. 5.6.3). Non è, infatti, pensabile poter decidere località, numero di macchine e loro potenza unitaria senza una congrua e reale misurazione/valutazione delle condizioni eoliche locali.

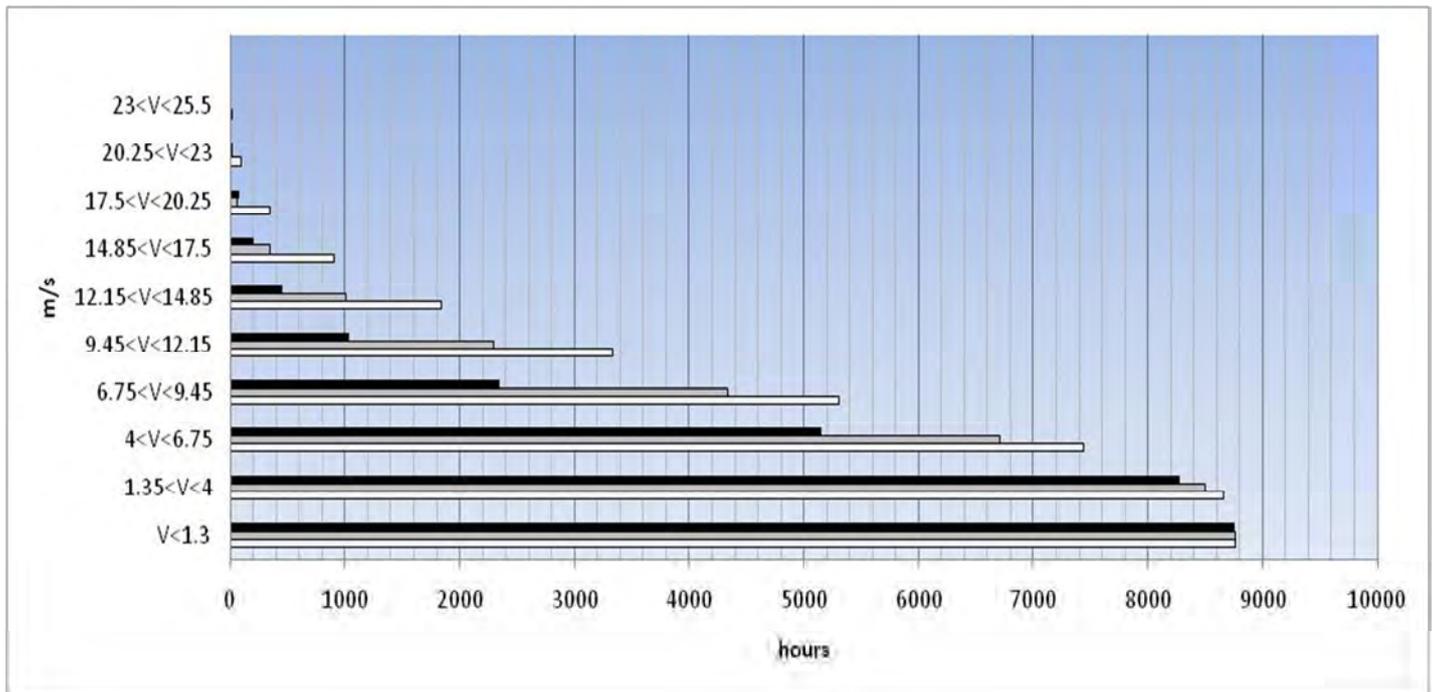


Fig. 5-6c.1. Statistica delle durate per classi di intensità di vento relative all'Adriatico Settentrionale (■), all'Adriatico Meridionale (▒) ed allo Stretto di Sicilia (□)

Collocare sensori su palo a mare o su piattaforme, ancorate al largo in vicinanza del sito, è una procedura utilissima per avere dati di paragone con quelli teorici. Resta pur sempre l'inderogabile prassi di poter disporre localmente di misure reali, che siano inattaccabili da qualsiasi critica, specialmente di origine tecnica oltre che di provenienza dagli ambienti bancari interessati al finanziamento della centrale. Sono note le difficoltà –e le cadenze temporali– per avere a tempi brevissimi, come sono quelli richiesti dalla elaborazione di un P.D. per le autorizzazioni del sito, unite alle non lievi cifre di costo.

Una alternativa, che è l'unica sostenibile prima di disporre dei permessi per la costruzione e che è quella adottata tutt'ora (cfr. la *Rel. Spec. PRO-REL-24 "Relazione Tecnica: analisi di producibilità"*), sta nell'utilizzare la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento a 71 m s.l.m., che sono stati elaborati e concessi dal progetto *POWERED* per la stima di producibilità dell'impianto eolico offshore in studio.

La Fig. 5-6e fornisce una visualizzazione del punto in cui sono stati estratti i dati meteorologici ottenuti dalla simulazione. Tale punto, che è baricentrico per la configurazione dell'impianto, è certamente rappresentativo della ventosità di tutto lo specchio d'acqua interessato.

5.6.2 Rilevazioni dalla stazione anemometrica di Brindisi

Lo studio anemometrico dell'area in esame è stato condotto attraverso l'analisi della serie storica della stazione anemometrica di Brindisi, da cui è stato possibile ricavare una conoscenza abbastanza accurata del campo di vento in prossimità del litorale di Cerano (per maggiori ragguagli su queste osservazioni si cfr. la *Rel. Spec. PRO-REL-22 "Studio meteo-marino del paraggio di Cerano"*). E' stata analizzata la serie storica dei dati registrati dalla stazione dell'aeroporto di Brindisi dal 1951 fino al 31 dicembre 2005. La Tab. 5.6.1 ne riporta i dati salienti.

Tab. 5.6.1. Frequenze delle apparizioni annuali

dir (°N)	VELOCITA' (nodi)						TOT
	1<U≤4	4<U≤7	7<U≤11	11<U≤17	17<U≤22	U>22	
0	0.74	1.61	1.88	1.96	0.87	0.49	7.55
30	1.01	1.84	1.42	1.15	0.55	0.27	6.24
60	0.64	1.19	0.74	0.43	0.15	0.07	3.22
90	0.45	1.05	0.77	0.31	0.09	0.04	2.71
120	0.42	1.01	1.01	0.66	0.24	0.08	3.42
150	0.79	1.92	1.76	1.62	0.65	0.27	7.01
180	1.16	2.68	2.67	2.46	0.95	0.31	10.23
210	0.98	1.99	1.62	1.15	0.30	0.09	6.13
240	1.00	1.46	0.79	0.38	0.11	0.04	3.78
270	1.02	1.66	1.01	0.63	0.20	0.08	4.60
300	1.10	2.62	3.20	3.02	0.83	0.22	10.99
330	1.25	3.02	4.31	4.84	2.07	0.71	16.20
TOT	10.56	22.05	21.18	18.61	7.01	2.67	82.07

Dall'elaborazione statistica della serie completa delle registrazioni (Tab. 5.6.1 e Fig. 5-6c.2) risulta che mediamente in un anno la classe delle calme è piuttosto frequente, costituendo il 17.93% dell'intera popolazione.

Dalla distribuzione delle frequenze di apparizione dei venti per direzione di provenienza emerge che il maggior numero di osservazioni spetta ai venti da NNO, la cui percentuale di presenze rispetto all'intera popolazione è del 16.20%. Seguono i venti da ONO e da Sud con una frequenza rispettivamente del 10.99% e del 10.23%. I venti da Nord fanno registrare una percentuale pari al 7.55%, mentre a SSE compete un frequenza pari al 7.01% di tutte le osservazioni.

I venti provenienti dal primo e secondo quadrante hanno un'incidenza piuttosto esigua; il vento da NNE si attesta intorno al 6.24%, mentre i venti da ENE, Est ed ESE fanno registrare il minor numero di casi con percentuali intorno al 3%.

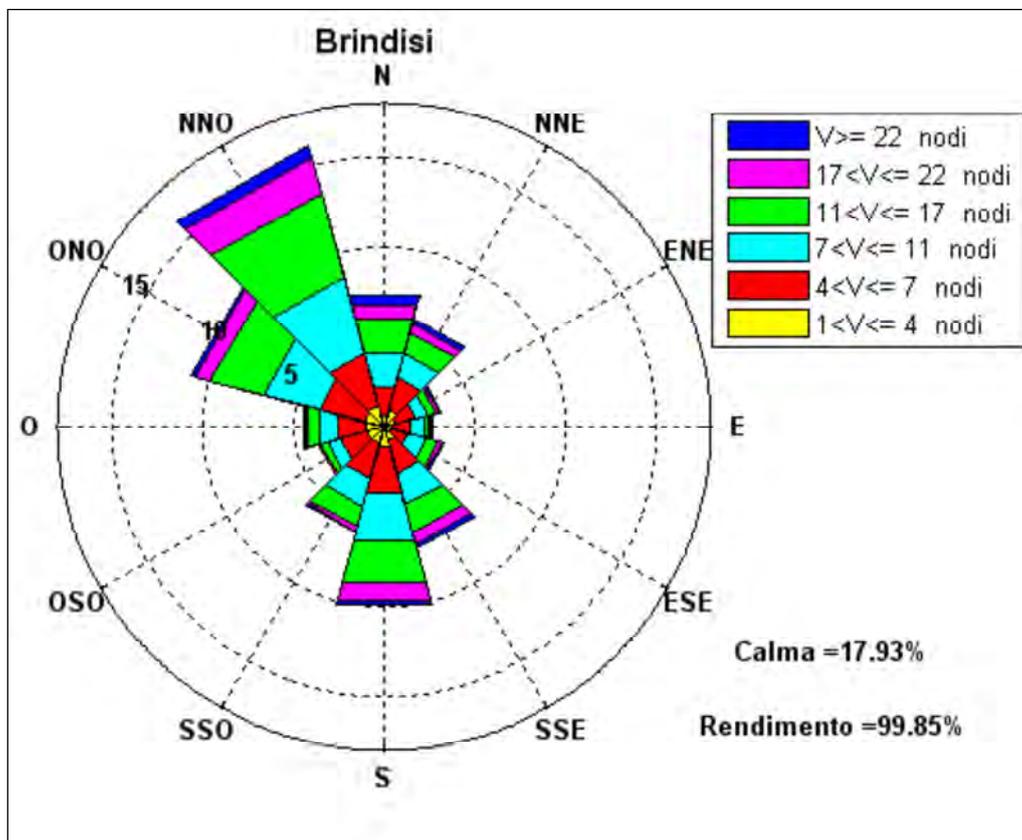


Fig. 5-6c.2. Rosa delle frequenze di apparizione eoliche annuali

Se si classificano i dati secondo l'intensità si osserva che i venti con velocità minore di 7 nodi (calma, I e II classe Beaufort) rappresentano il 50.53% della popolazione, pertanto, si giunge alla soglia della III classe con una percentuale disponibile del 49.47%. I venti di III e IV classe costituiscono da soli il 39.79% della popolazione, mentre i venti con velocità maggiore di 17 nodi costituiscono il restante 9.68% del totale. Se si passa a considerare solo i venti con velocità superiore a 17 nodi si osserva che le frequenze maggiori spettano ai venti da NNO. Anche i venti spiranti da Nord, da Sud e da ONO presentano un'alta intensità, mentre i venti spiranti dalle altre direzioni sono caratterizzati da velocità piuttosto basse.

5.6.3 Stime di potenziale eolico per il P.D. di Cerano

Per determinare le condizioni anemologiche del sito occorre esaminare con cura le fonti ad hoc disponibili.

Dalle elaborazioni, effettuate dalla società di ricerche CESI con l'apporto dell'Università di Genova, è stata tratta la mappa dei venti, che è riprodotta nella Fig. 5-6a.

Per la zona del Mar Adriatico, in cui dovrebbe trovare localizzazione il sito eolico, si suppone che possa estendersi il dominio cromatico tra giallo e nocciola. Con tale indicazione la velocità dei venti dovrebbe stare nell'intervallo tra quello segnato dal campo giallo (5-6 m/s) e quello campito in nocciola (6-7 m/s). Pertanto, almeno 6 m/s - se non anche i 7 m/s- dovrebbero esser compatibili.

Una conferma si dovrebbe trovare in un altro atlante eolico, la cui sintesi grafica è riportata nella Fig. 5-6b. Stando alla fascia cromatica, che ricopre l'area di interesse (color cammello), ed alla prima tabellina, che sta alla base della mappa e che è in funzione del colore, descrivente il settore del Mar Adriatico in considerazione, come dell'altezza dell'asse rotorico (~ 100 m), si deduce il suggerimento tecnico sul valore dell'intensità eolica. Si ricavano, quindi, una velocità eolica compresa nell'intervallo di 7,5-8,5 m/s ed una potenza specifica di 450-650 W/mq.

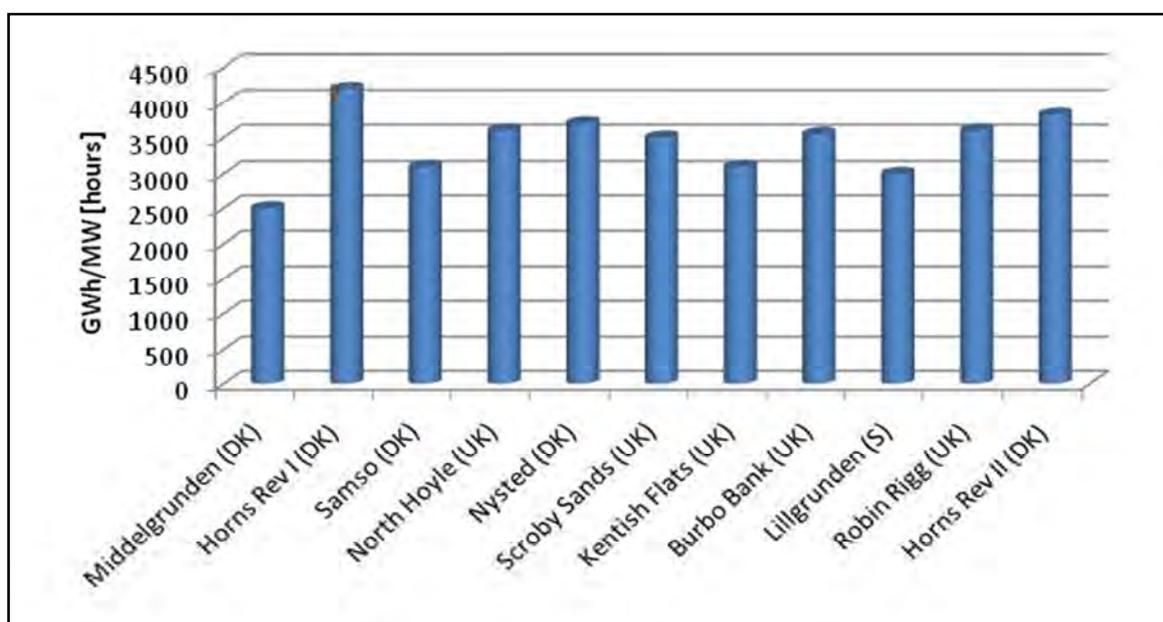


Fig. 5-6d. Ore equivalenti a piena potenza dei maggiori campi eolici europei.

Si assuma prudenzialmente il valore minimo per entrambe le quantità e precisamente 7,5 m/s, che è un po' superiore al valore desunto con le informazioni della Fig. 5-6a, e 450 W/mq.

Entrando con questi ultimi dati nella seconda tabellina, collocata subito sotto la prima nella stessa figura, si va a prendere in considerazione la potenza della macchina, che è di 3 MW e che è il valore effettivo della turbina V112, pur essendo contraddistinta da un diametro ben maggiore dell'analoga macchina -V90- da cui deriva. Se dovessimo prendere per buona questa indicazione si dovrebbe passare alla linea sottostante, che è, invece, tipica della potenza di 4 MW. Con la potenza specifica di 450 MW/mq si avrebbe una producibilità di 9.279 MWh/anno.

Il risultato è particolarmente confortante per le assunzioni, che si faranno nel Cap. 8 e, soprattutto, nel Cap. 9 a proposito delle ore equivalenti a piena potenza per determinare l'energia generata. Dividendo l'indicazione, testé derivata, per la potenza unitaria della turbina eolica scelta -cioè, 3 MW, per la quale potenza si è consultata questa seconda tabellina- si ricavano 3.093 ore equivalenti a piena potenza.

Si accerta, così, la possibilità di toccare le 3.000 ore equivalenti, che è una quantità assolutamente non incredibile. D'altronde, la Fig. 5-6d dà conferma sull'attendibilità dei valori, appena conseguiti, che, d'altronde, sono anche ribaditi per alcuni mari mediterranei dalle Figg. 5-6c.1/6g.

Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento elaborati devono essere inseriti all'interno di codici in microscala allo scopo di riportare la ventosità all'altezza del mozzo e nelle posizioni degli aerogeneratori previsti.

Tale operazione è stata effettuata tramite i programmi "WindPRO" di EMD International, versione 2.8 e "Wind Atlas and Applications Program"(Wasp) del Risø National Lab., versione 10.

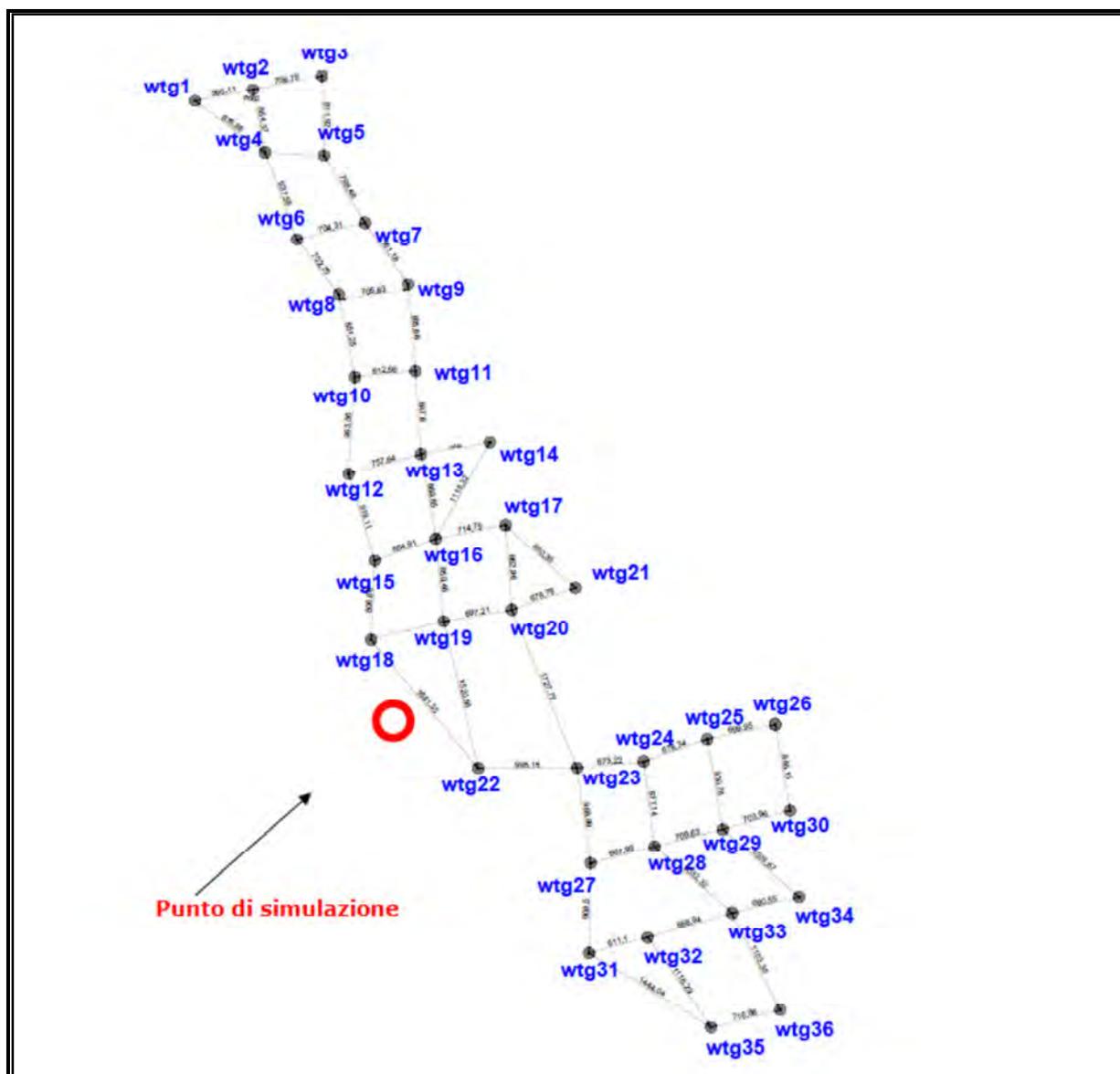


Fig. 5-6e. Orientamento del punto di simulazione

Il programma utilizza i dati anemologici, le informazioni di rugosità superficiale e di orografia in ingresso nel punto di misura per determinare il vento geostrofico (vento indisturbato in quota, in assenza delle azioni di attrito esercitate dalla superficie terrestre sulla vena fluida) per una superficie di diversi kmq di estensione. Riportando tali dati di vento estrapolati in prossimità della superficie tridimensionale rappresentante il territorio d'interesse, il programma valuta i parametri statistici della distribuzione di frequenza della velocità e della direzione in punti arbitrari di tale superficie tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento.

Il campo di velocità fornito è tridimensionale e ciò consente di disporre della velocità media del vento a varie altezze dal suolo, compresa l'altezza mozzo dell'aerogeneratore considerato, come precedentemente sottolineato.

I dati in ingresso, che devono essere inseriti come è imposto dalle modalità di elaborazione, sono

- 1) la descrizione dettagliata del terreno (rugosità ed orografia) sotto forma di mappa digitalizzata, che copra un area di almeno 10 Kmq intorno il parco eolico;
- 2) i dati del vento a 71 m dal livello del mare, forniti dal progetto *POWERED* (Fig. 5-6e).

In tal modo, è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per ciascuna posizione degli aerogeneratori previsti per un valore P50% della probabilità, come è riportato nelle tabelle della Rel. Spec. PRO-REL-24, già citata.

Valutando opportunamente gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche, che sono calcolati mediante il modello bidimensionale PARK, e riportando la curva di potenza all'esatta densità dell'aria alla quota del rotore è possibile desumere la producibilità effettiva di ogni turbina e conseguentemente quella globale del campo al netto delle perdite di scia e del rendimento dell'impianto, come è qui di seguito indicato.

<i>Produzione annua netta [MWh]</i>	<i>311.847</i>
<i>Perdite per effetto scia [%]</i>	<i>8,26</i>
<i>Rendimento parco eolico [%]</i>	<i>91,74</i>

Va ricordato che nei calcoli effettuati non sono incluse le seguenti perdite sistematiche

- perdite elettriche di rete e di trasformazione (4%);
- perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori (3%);
- perdite dovute alla presenza di ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale anche per corrosione causata da ambiente marino (2%);
- altre perdite (1%).

Il valore complessivo, sommando aritmeticamente queste perdite, è del 10%. Vanno, ovviamente, ad aggiungersi alle precedenti di natura aerodinamica. Il dato complessivo ammonta così al 18,26%, abbassando il rendimento totale al 81,74%, che sarebbe inferiore di altri 4 punti rispetto a quello considerato nelle valutazioni sull'energia prodotta dal campo eolico.

Prendendo in considerazione anche le perdite del sistema di generazione i numeri del precedente elenco si modificano nei seguenti

<i>Perdite aggiuntive [%]</i>	<i>10,00</i>
<i>Produzione annua attesa [MWh]</i>	<i>280.662</i>
<i>Potenza nominale totale [MW]</i>	<i>108</i>
<i>Ore annuali equivalenti con funzionamento a piena potenza</i>	<i>2.600</i>

Una analisi della producibilità complessiva dell'impianto va configurata non soltanto in questa fase, che è eminentemente tecnica, ma soprattutto coinvolgendo tutti i fattori di costo, che consentono di trarre le conclusioni di rito.

E' naturale che i conti economici -sviluppati nel Cap. 9- siano stati impostati teoricamente, ammettendo un rendimento stimato in precedenza e non avvalorato dalle considerazioni testé esposte per tenere un necessario margine di prudenza. L'adeguatezza di tale cautela è qui ben misurata e consiglia di approfittare delle presenti conclusioni per un ricalcolo più accurato della producibilità complessiva. Ed è quanto si farà nelle battute conclusive del parag. 9.2, cui si rimanda.

Mettendo insieme le informazioni, che sono state presentate seppur in forma molto schematica nei paragrafi precedenti, è possibile avere

un'idea del potenziale eolico del sito e da esso derivare le considerazioni necessarie ad individuare la producibilità.

Si ritiene che il sito scelto possa a pieno titolo essere

- *adatto ad ospitare un campo eolico della potenza complessiva di quella progettata;*
- *in grado di produrre le quantità di energia annue ed a consentire i ritorni di cassa, previsti nel Cap. 9.*

5.6.4 Caratteristiche delle misure dirette

Per poter avere metodi accurati di valutazione dell'intensità del vento bisogna ricorrere a *misurazioni dirette*.

Si devono impiegare equipaggiamenti standard di qualità opportuna, individualmente calibrati, collocati ad altezze sufficienti rispetto al suolo o al mare, ben esposti e non schermati da ostacoli frontali/laterali/sottostanti, sistemati su sostegni sottili, che non creino "ombra" al sensore, e non soggetti a moti od a spostamenti/rotazioni nel tempo, più o meno lenti o impulsivi, come è il caso di strumentazione su natanti anche ancorati al largo delle coste.



Fig. 5-6f. Torre anemometrica del campo London Array

Queste misure potrebbero essere, o locali, cioè rilevate nel sito interessato a tali osservazioni (Figg. 5-6f/h), o remote, cioè in sito diverso da quello in oggetto. Non dovrebbero esservi obiezioni alla seconda eventualità dal momento che, come si è appurato nel precedente paragrafo, si considerano dati, che sono rilevati da strumenti a bassa potenza posti su satelliti.

Sulle misurazioni locali, oltre alle esigenze -sovente imperative ed ultimative- dei finanziatori ad avere dati da sensori in situ, non vi sono obiezioni di principio, salvo quelle derivanti dagli aspetti tecnici, amministrativi e -non ultimi- economici. Questi sono imposti dai requisiti della soluzione. Essa richiede, oltre tutto, l'ottenimento di autorizzazioni per mettere a mare una struttura porta-sensori, che va fissata al fondale, che vi deve restare in funzione per un dato lasso di tempo e che è imposta esclusivamente da tale scopo (od in generale da rilievi meteo).

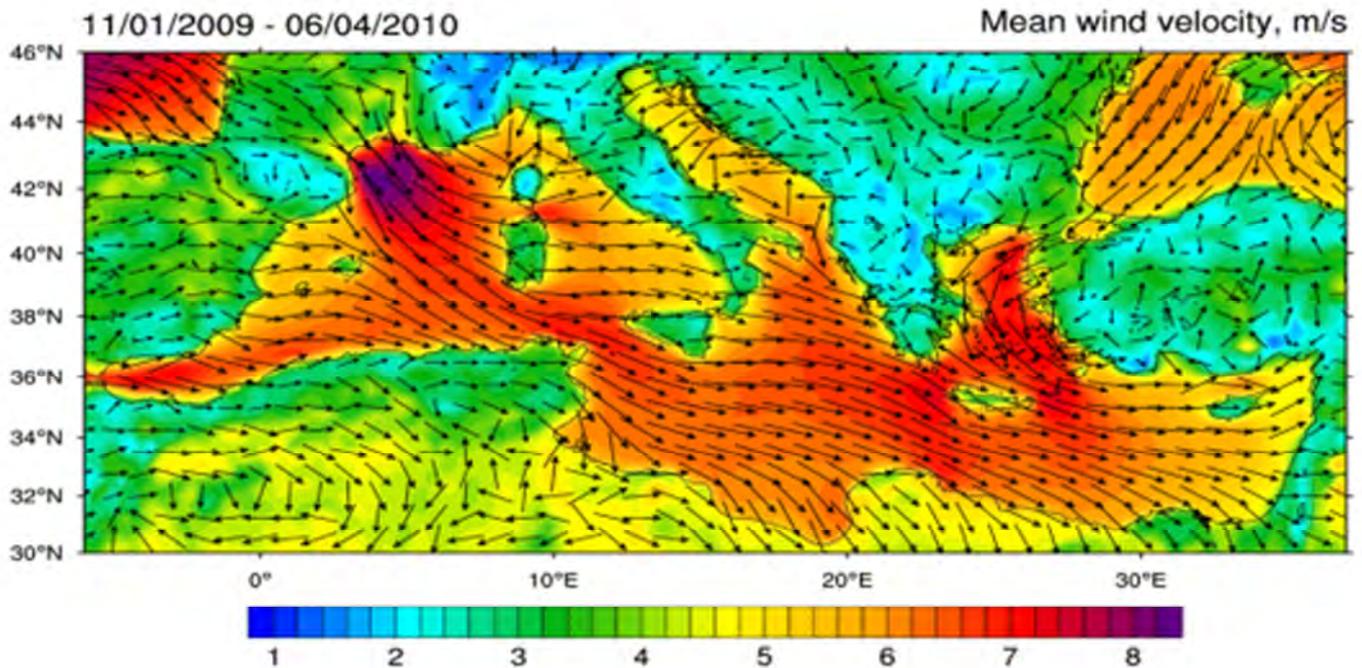


Fig. 5-6g. Mappa della velocità media del vento sul Mare Mediterraneo per il periodo indicato nella intestazione

L'altezza della struttura è il compromesso tra alcuni fattori, quali

- a) l'incertezza nel prevedere l'energia, che sarà effettivamente generata dal rotore alla quota prevista dal progetto;
- b) la spesa per elevare la struttura porta strumenti sino ad una altezza superiore ai 50 m.

Si dovrà fare attenzione che la struttura non faccia "ombra" ai sensori, o sistemandoli sui due lati opposti di essa nel caso ciò accada, o ricorrendo a forme, come il palo, che non influenzino negativamente le misurazioni. E' evidente che il palo abbia bisogno di stralli per poter stare in piedi.

La durata delle misurazioni deve essere estesa almeno ad un anno per coprire le variazioni stagionali, come già si è detto. In questa prospettiva si può ricorrere a due metodi per collegare le misure locali con i dati di riferimento a lungo termine necessari per derivare stime climatologicamente corrette. Per raggiungere lo scopo si ricorre ad

- un *modello fisico*, come spesso si fa rivolgendosi a codici del tipo WAsP (Wind Analysis and Application Program);
- *analisi statistiche*, correlanti dati relativi ad osservazioni di breve durata con quelle a più lunga gittata.

Non è qui il momento per approfondire il tema. E' stato sollevato soltanto per motivare la complessità del processo per giungere ad avere la risposta attesa.

Maggiori ragguagli sulle indagini anemologiche, che sono richieste nella stesura del P. E., si dovranno predisporre nella preparazione di tutta quella documentazione, che sarà richiesta anche per le analisi di sicurezza relative al sito, da produrre prima dell'avvio dei lavori sul sito.

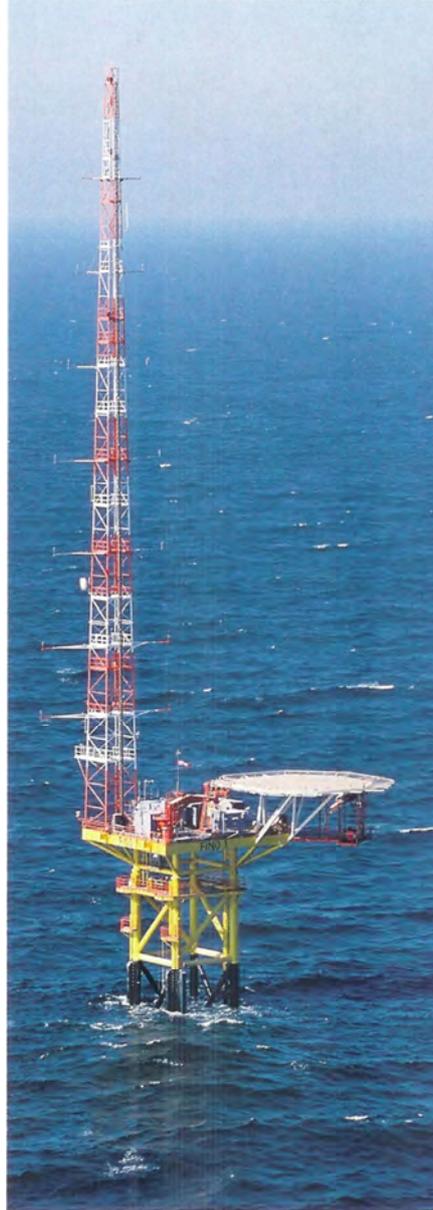


Fig. 5-6h. Torre anemometrica Fino 1 del programma tedesco

E', comunque, da evidenziare che si è previsto di installare

- a terra due torri anemometriche dell'altezza massima sui 50 m, che servono a controllare i dati prodotti dal progetto POWERED e che saranno realizzati a tempi brevi e, quindi, prima di avviare il P.E. della centrale di Cerano;*
- a mare una torre anemometrica per gli scopi del P.E. e della gestione del campo eolico stesso.*

5.7 STUDIO SISMICO

Come è noto, in Puglia non si è riscontrata alcuna attività, né vulcanica, né sismica di un certo significato. Pertanto, nessuno studio particolareggiato su effetti di terremoti sarà condotto nell'ambito del Progetto Definitivo.

Una procedura prudenziale, che già in altri impianti per l'energia si effettua, può essere quella di richiedere e di imporre alla struttura fondaria una adeguata resistenza, che sia tale da sopportare durante la vita del parco *eventi sismici*, anche se la natura del sito non presenti particolari frequenze sismiche od occasione di terremoti.

Sembra potersi adottare anche per i sistemi offshore la prassi antisismica, che è invalsa specialmente in impianti che sono sede, o di componenti particolarmente pregiati e costosi, o di problematiche evidentemente acute per la sicurezza, o di aspettative importanti per preservare e per rispettare l'ambiente naturale e sociale, o di cautele verso problematiche incidentali non completamente note o scarsamente probabili, verso le quali offrire -comunque e ovunque- una certa copertura.

L'analisi sismica dovrebbe fornire difesa da eventi credibili abbastanza frequenti e limitare gli effetti disastrosi in corrispondenza di eventi di riferimento, che possono essere molto frequenti o a bassissima probabilità di occasione. Proprio la definizione di sismi di progetto (come il Design Basis Earthquake degli impianti nucleari ad occasione secolare, o altrimenti detto anche Rare Intense Earthquake in altri impianti addirittura ad occasione molto scarsamente frequente, come bimillenaria) e di sismi operativi (come lo Operating Basis Earthquake corrispondente al massimo sisma sviluppantesi nella vita dell'impianto o pari ad una frazione del sisma di progetto per le centrali nucleari di potenza, o come lo Strength Level Earthquake ad occasione bicentenaria per altri impianti) può consentire una diversa verifica di resistenza per la struttura fondaria (e conseguentemente anche per alcuni elementi strutturali dell'aerogeneratore).

L'imprecisione nel definire quale sia l'intensità e la magnitudine del terremoto da applicare alla struttura e l'incertezza sul tipo e sull'estensione delle verifiche strutturali da compiere (mancando orientamenti su logiche di verifica, carichi/deformazioni ammissibili, analisi elastiche o elastoplastiche, indagini limite, etc.) rendono il *compito del progettista* particolarmente complicato ed aleatorio, ma anche soggettivo ed arbitrario.

E' questo un settore, ove l'intervento di organi autorizzativi e, soprattutto, di enti normatori sembra essere altamente augurabile e decisamente auspicabile. E' indispensabile evidenziare e concordare le procedure minime, come pure è essenziale confermare le metodologie di verifica in assenza delle quali manca la "garanzia" di sicurezza di fronte a manifestazioni potenzialmente disastrose, come sono certi terremoti.

Se non sono ancora disponibili tipologie concordate per una reale verifica di resistenza, la *analisi sismica e vibratoria* della struttura dovrebbe almeno

consentire di identificare gli spettri di progetto e le accelerazioni di picco del terreno. Ciò consentirebbe di disporre degli elementi essenziali per svolgere l'analisi sismica.

5.8 PREVISIONE DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO

5.8.1 Premesse e zona d'indagine

Uno studio preliminare di archeologia subacquea e del paesaggio costiero del comprensorio interessato dal campo eolico di Cerano è stato lanciato ai fini di individuare e tutelare le evidenze archeologiche, lasciate da un passato recente e/o remoto. Nell'area sono noti relitti, che in buona parte sono stati saccheggiati dai clandestini, e rinvenimenti isolati, che sono stati recuperati nei decenni scorsi (si cfr. il parag. 5.1.4.2).

La significativa densità delle evidenze è imputabile, ovviamente, alla contiguità geografica dell'area con il porto di Brindisi. Questo, soprattutto in età romana, si era imposto come il maggior *terminal* adriatico di rotte da e per il Mediterraneo orientale, con un intenso volume di traffici e di scambi –specie con la Grecia- fino alla tarda antichità ma anche in fasi successive.

La zona oggetto d'indagine, come è evidente (Fig. 5-8a), è il tratto di costa compreso tra Capo di Torre Cavallo e Torre San Gennaro. La costiera si presenta bassa e generalmente sabbiosa. Fuori dal porto di Brindisi si incontrano correnti, che raggiungono talvolta velocità notevoli, soprattutto con venti del I e IV quadrante. Tali flussi corrono con direzione verso SE lungo la costa e puntano verso terra.

Il primo evidente oggetto da Nord è Capo di Torre Cavallo. Appare dal mare come un accentuato promontorio, circondato da bassifondi e da scogli affioranti. A queste caratteristiche morfologiche si deve la serie cospicua di rinvenimenti, che si addensano attorno e che sono evidente retaggio di incidenti e disastri marittimi.

La zona individuata per l'impianto, compresa tra Capo di Torre Cavallo, la rada di Sud-Est del porto di Brindisi, la costa settentrionale della Terra d'Otranto sino all'abitato di Torre San Gennaro, è caratterizzato da una favorevole batimetria.

Si è iniziata la prospezione, verificando le aree di interesse, ricalcate in toto dal corridoio d'ingresso dell'impianto eolico off-shore, perché definite di importanza primaria. Poco più a Sud, infatti, si sviluppa un'area, oggetto di ricognizione in passato, che era soggetta all'antico abitato messapico di Valesio (ma anche da preesistenti abitati dell'Età del Ferro e Medievale). Questo, che vedeva la sua area di influenza spingersi verso costa e precisamente all'altezza di Torre San Gennaro, era molto più prospiciente in Antichità e probabilmente svolgeva il ruolo di piccolo scalo lungo la rotta Brindisi – Otranto.

In queste acque, che si trovano poco più a Sud della zona interessata dai lavori del campo eolico, si sono rinvenuti negli anni passati testimonianze relative al

passaggio di imbarcazioni. Reperti validi ne sono uno scandaglio in piombo e un ceppo d'ancora, accanto a vasi ed a frammenti di anfora.

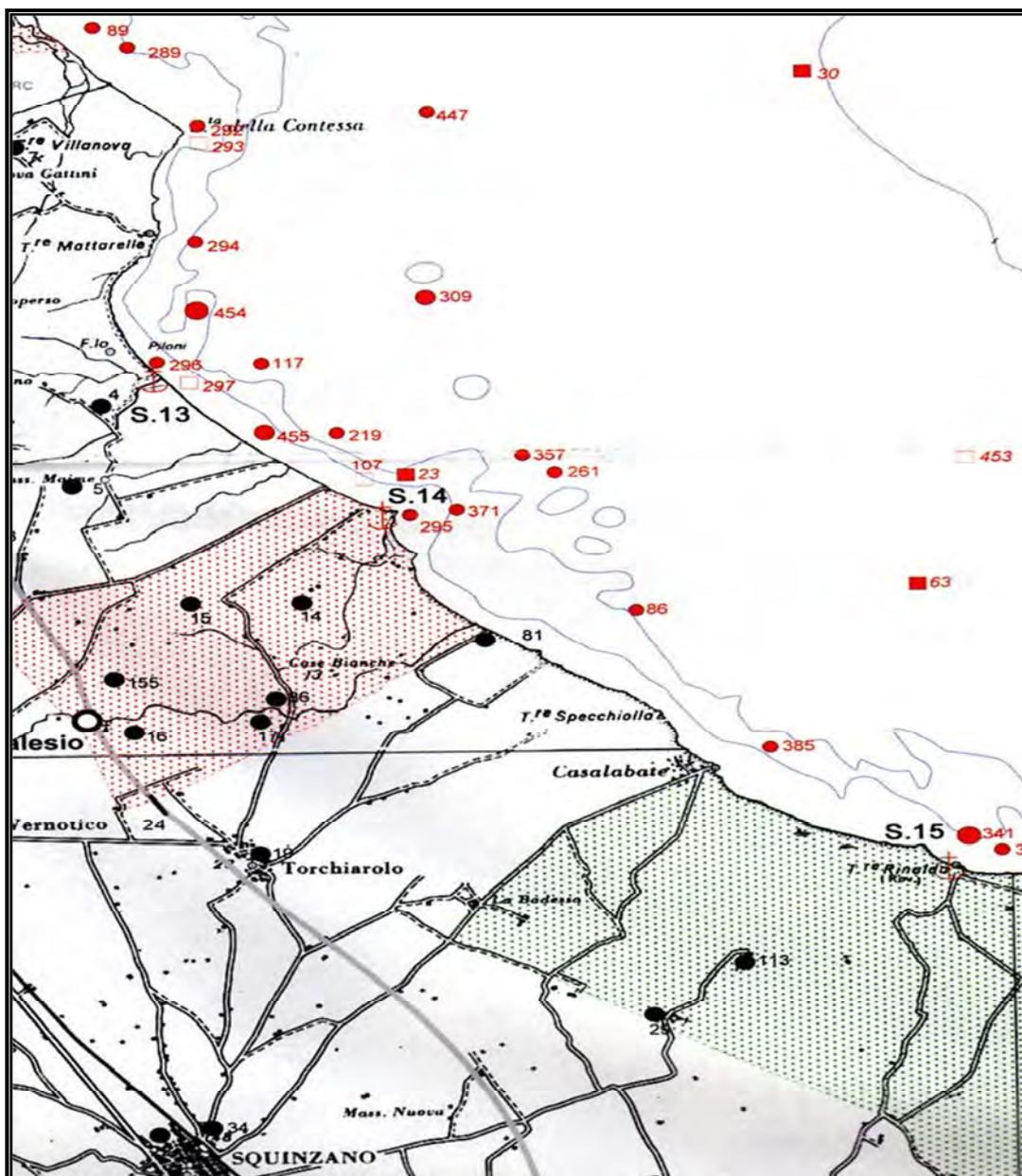


Fig. 5-8a.

Si è deciso, dunque, di effettuare ricognizioni nell'area tramite il metodo a "trasetti", orientati N-E/S-W, larghi 10 m e lunghi 100 m, in cui i due operatori affiancati possono esaminare tutta la larghezza del corridoio con sicurezza.

L'andamento sovrapposto di circa 3 m di lato e tra testa e testa dei corridoi, tra un transetto e l'altro, ha assicurato che venisse osservata scrupolosamente tutta l'area senza escludere zone cieche.

5.8.2 Cenni storici

Le numerose testimonianze archeologiche ci raccontano che Brindisi, dalla preistoria ad oggi, ha sempre svolto un ruolo di primissimo piano nei traffici commerciali con gli scali del Mediterraneo Orientale.

Si impostavano così scambi di merci varie, che attivavano e mantenevano rapporti culturali e commerciali con le nazioni, ivi collocate e con quelle che facevano colà riferimento.

I rinvenimenti preistorici, come il sito del Paleolitico Medio di Torre Testa, a 7 Km a Nord della foce del canale di Giancola, o le capanne dell'età del Bronzo di Punta delle Terrare o di Torre Guaceto, confermano una continuità insediativa del territorio brindisino.

Questa cresce esponenzialmente dal VII sec. a.C., quando le fonti indicano la fondazione di uno dei più importanti centri messapici, Brunda. I Messapi associarono alla bizzarra topografia dello scalo di Brindisi -con il porto Medio ed i due Seni- l'immagine della testa di cervo, da cui il nome BRUNDA, che appunto significa testa di cervo in messapico, trasformato e traslato, poi, in Brundisium dai Romani.

Nell'assolvere per secoli alla funzione di testa di ponte fra centri interni e la Grecia, nel periodo temporale compreso tra il 246 e il 243 a.C., la città conquistata dai Romani, divenne colonia latina, appunto con il nome di Brundisium.

Alla caduta dell'Impero romano d'Occidente (395 d.C.) viene a mancare il controllo romano sulla città e Brindisi conosce un lungo periodo fatto di poche luci e molte ombre.

Dall'Alto Medioevo in poi, infatti, Brindisi è soggetta ad incursioni, a saccheggi e a dominazioni da parte rispettivamente di Goti, di Bizantini, di Longobardi (VII-X sec.), a Saraceni (nel 868), a Normanni (circa attorno al 1071), agli Svevi (anno 1226), agli Angioini (nel 1268), agli Aragonesi (1425) ed ai Borboni (1775).

5.8.3 Evidenze e rinvenimenti

La maggiore concentrazione di rinvenimenti subacquei interessa il punto centrale dell'arco costiero chiuso a Nord dalla Punta della Contessa ed a Sud dal promontorio di Torre San Gennaro, all'altezza della foce del canale Siedi, nel tratto di mare prospiciente la località di Cerano.

Vi sono stati recuperati frammenti di anfora integra tipo Lamb. 2, un collo Dr.6° ed un altro Dr. 1, probabilmente di produzione salentina; è stato inoltre recuperato uno scandaglio in piombo di forma approssimativamente troncoconica (SRI 309). Da quest'area proviene anche un corpo morto (SRI

117). Altre anfore non identificate e una barra in piombo si trovano, ancora *in situ*, ad un chilometro da riva, mentre più vicino (a distanza di 400m) e a bassa profondità sono stati segnalati chiodi e monete (SRI 454-455).

Queste ed altre evidenze si ritrovano nel grafico della Fig. 5.8a, che è uno stralcio della carta archeologica.

CAP.6
CRONOGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE
DEL CAMPO EOLICO

6.1 FASI DEL PROGRAMMA

La sequenza dei lavori può essere sintetizzata e concentrata in tre grandi *fasi principali*, che sono conseguenti e successive l'una all'altra.

Le fasi primarie del programma realizzativo riguardano prevalentemente

- indagini preliminari, rilevazioni di monitoraggio preventivo sul *sito dell'insediamento eolico* ed ottenimento della Concessione e delle Autorizzazioni di rito;
- *progettazione preliminare ed esecutiva*, attuando ed utilizzando *le indagini tecniche necessarie*;
- *attuazione, esecuzione* e completamento dei lavori, ivi compresi il montaggio a terra, l'installazione a mare e l'avvio all'esercizio del campo eolico.

Per ulteriori ragguagli si veda la Rel. Sec. PRO-REL-09 "*Cronoprogramma generale*".

I tempi determinati dalla effettuazione delle varie attività, che non devono essere tutte messe in serie, si possono indicare, riassumendo drasticamente la varietà di azioni, che sono comprese in ogni voce, nel seguente elenco

- contatti con le autorità locali, regionali e centrali: tutta la durata dei lavori;
- concessioni, autorizzazioni, permessi: 24 mesi;
- indagini preliminari, indispensabili per il Progetto Esecutivo: 6/12 mesi;
- monitoraggio costante del sito: sino a conclusione dei lavori;
- progettazione complessiva (P.P. e P.E.): 18 mesi;
- selezione fornitori, S.T., formalizzazione degli ordini: 12 mesi;

6.2 TEMPI DEL PROGRAMMA

In una rappresentazione schematica della successione delle attività, che, come si è già avvertito, non tutte vanno considerate strettamente ed unicamente in serie le une alle altre, il diagramma di flusso può essere impostato così come è rappresentato nella Fig. 6-1, che riporta il *Cronogramma delle attività per la realizzazione del parco eolico*.

La *tolleranza sull'avvicendamento* delle fasi può essere valutata presuntivamente in due mesi. Nel caso in cui la tolleranza possa essere applicata in riduzione o in aumento, le precedenti stime potranno essere compresse o dilatate dello stesso spazio di tempo, portando la durata complessiva ad oltre 4 anni.

La ragguardevole estensione temporale, come è stata esposta, è un tentativo di tener conto dei notevoli tempi per il raggiungimento delle dovute autorizzazioni, che non tutte sono ben note e dovute e non di tutte si possono prevedere gli effetti e le influenze.

Per questa ragione non è possibile tradurre in certezze ed in scadenze assolute il programma precedente da ritenere, invece, realisticamente affidabile.

In genere, si può ritenere che in un lasso di tempo di tre anni si possano concludere i processi di costruzione, di installazione e di esercizio preliminare dell'impianto. Questo periodo di tempo si svilupperebbe da metà del II anno alla metà del quinto anno.

Anche su questa stima gravano i tempi, che sono dettati dai costruttori delle turbine. Sono ovviamente i due e più anni, che il costruttore impone, anche in relazione alle condizioni molto favorevoli del mercato degli ordinativi per tali generatori.

L'inesistenza anche di costruttori nazionali, a fronte di numerose firme europee (specialmente tedesche), può anche in qualche modo segnare a svantaggio della tempistica generale.

Non è detto che si voglia con queste considerazioni sottintendere od auspicare alcun intendimento protezionistico. Si vuole soltanto affermare che la presenza di costruttori nazionali, oltre ad infoltire il settore di ulteriori offerte di macchine eoliche, potrebbe anche predisporre e normalizzare macchine che meglio affrontino le condizioni dei nostri mari.

I regimi eolici del Mar Mediterraneo raramente avvicinano o ripetono le situazioni anemologiche e marine dei Mari del Nord Europa. E' difficile che costruttori, già ampiamente e soddisfacentemente impegnati in tali mari, possano mettere a progetto ed in cantiere macchine, il cui mercato è ancora da decifrare e da imporsi.

CAP. 7
MEZZI ED ACCESSIBILITA' PER LA REALIZZAZIONE,
L'UTILIZZO, LA MANUTENZIONE E LA DISMISSIONE
DELL'INSEDIAMENTO EOLICO

7.1 DATI GENERALI SULLE INFRASTRUTTURE E SUI TRASPORTI

7.1.1 Descrizione dello stato attuale delle infrastrutture locali

L'*accessibilità del sito* è un aspetto vitale nella definizione di un adeguato progetto di esecuzione dell'opera, oltre che per il successivo utilizzo e per gli interventi di manutenzione.

I nodi principali delle infrastrutture, coinvolte dalle necessità del campo eolico, sono

- Brindisi per il *traffico merci su ferrovia*;
- Brindisi Papola (aeroporto internazionale di recente rinnovo) per i *trasporti aerei*;
- il porto di Brindisi (senza trascurare gli altri scali pugliesi, che all'occorrenza potrebbero offrire valide alternative come porto rifugio, e che sono collocati più a Nord di Brindisi) per il *trasporto marittimo commerciale e passeggeri* (linee per l'Albania, la Grecia e le isole della costa greca);
- il nodo stradale di Brindisi, che si collega mediante la strada a due corsie 319 (E55) alla città di Bari ed all'autostrada Bari-Bologna A14 e la strada a due corsie 7 (E90) con la città ed il porto di Taranto.
- *Per maggiori ragguagli sull'argomento delle infrastrutture a terra si cfr. la Rel. Spec. PRO-REL-04 "Aree di servizio per installazione, manutenzione e dismissione".*

L'esperienza insegna quanto siano importanti le condizioni di accessibilità al sito. Le difficoltà nel raggiungere il cantiere e, poi, il campo a mare si riflettono sui tempi di lavoro e sulle spese per compierli (mezzi di trasporto, procedure più complesse, più personale all'opera, etc.). Rallentare e complicare le operazioni significa influenzare direttamente i costi di impianto.



Fig. 7-1a. Carta del territorio, che fronteggia il sito eolico di Cerano

E ciò capita, sia per le realizzazioni on-shore, sia, a fortiori, per quelle off-shore. Per queste ultime diventano determinanti anche gli attracchi a mare e la disponibilità di spazi e attrezzature per i trasporti a mare (distanza dal sito, capacità di ricezione a mare di natanti ed a terra tramite darsena per i materiali da imbarcare, protezione da eventi marini significativi, etc.).

7.1.2 Descrizione dello stato attuale delle strade

7.1.2.1 Autostrade

La Puglia dispone di alcune autostrade, che servono le principali città della regione. Seguendo lo schema espositivo, che sarà seguito anche negli altri paragrafi si dà una schematica illustrazione delle possibilità regionali, che sono

- la A14 (E 55), che viene da Nord, entra nella regione toccando Foggia, Canosa e Bari e continua come SS 379 (E 55) con le stesse prerogative strutturali (senza pedaggio), bordeggiando la costa sino a Brindisi;
- il proseguimento della A14 -con la notazione E 843- che da Modugno per Gioia e Palangiano finisce a Massafra a 20 km da Taranto per proseguire come E 843 sino al capoluogo provinciale;
- la A16 (E 842), che da Avellino-Napoli va ad inserirsi nella A14 a 5 km a Sud di Cerignola.

7.1.2.2 Strade nazionali e provinciali

Per i collegamenti dal nodo di Brindisi, sia verso l'area di costa, che è prospiciente il sito a mare e che cade grosso modo a Cerano, sia verso l'interno con direzione prevalente verso le città di Bari e di Lecce, che possono essere terminali assai significativi per interventi industriali ed amministrativi per le esigenze della centrale eolica, si devono tener presenti

- la strada SS 379, di cui si è già parlato;
- la strada statale a due corsie 613, che è diretta a Sud verso Lecce e che all'incrocio di Tutturano (a circa 10 km da Brindisi) si collega con la SS 16;
- la SS 16, che proviene da lontano (dal Veneto e dall'Emilia Romagna e giù giù per la penisola sino ad Otranto dove finisce dopo più di un migliaio di chilometri), che si stacca da Brindisi e, passando per l'interno e toccando S. Pietro Vernotico, Squinzano e Trepuzzi, arriva a Lecce;
- la strada costiera provinciale 88/87, che da Brindisi perviene con diramazioni a raggiungere Torre Mattarelle, Cerano e Torre S. Gennaro, e che con la strada provinciale 81 arriva a Tutturano e con quella No. 86 a S. Pietro Vernotico;

- le Strade Provinciali, che sono ben 109 quelle riguardanti la provincia -dato il numero rilevante non se ne dà l'elenco- ricordando che le SP 81-85 collegano Brindisi con la zona di interesse -in particolare con gli insediamenti urbani di S. Pietro Vernotico, Tutturano e Torchiarolo- e con la SS 613 Bari-Lecce.

Dalle considerazioni precedenti emerge la necessità di provvedere alla *viabilità di servizio*, che è necessaria per raggiungere il punto di arrivo dei cavi sottomarini, provenienti dal sito a mare.

Colà va realizzata la sottostazione per la collazione dell'energia prodotta dai singoli sottocampi e per l'elevazione del voltaggio, richiesto dall'allaccio con la rete.



Fig. 7-1b. Panoramica delle linee ferroviarie della provincia:(in rosso la linea delle Ferrovie del Sud Est, in nero le linee delle Ferrovie dello Stato)

7.1.3 Collegamenti ferroviari

7.1.3.1 Rete ferroviaria

I tratti ferroviari, che attraversano la provincia (Fig. 7-1b), si possono dividere in due sezioni: una, che fa capo al capoluogo, ed un'altra, che non tocca la città di Brindisi. Alla prima si riferiscono le principali ferrovie della provincia, che sono

- la *linea Bari Lecce*, facente parte della Ferrovia Adriatica.
- la *linea Taranto-Brindisi*.

Entrambe le linee sono gestite dalla Rete Ferroviaria Italiana e si congiungono a Brindisi.

Una tratta di minor valore per il trasporto delle persone, ma non per quello delle merci, è il raccordo ferroviario con la zona industriale di Brindisi ed il porto commerciale. Esso ha la funzione non soltanto di facilitare le operazioni di carico e scarico delle merci, ma anche di collegare il porto con la rete ferroviaria nazionale e di far inoltrare conseguentemente le merci, che hanno raggiunto il porto, verso le destinazioni su terraferma.



Fig. 7-1c. Foto notturna della facciata della Stazione FFSS di Brindisi (Panoramio)

In alcuni comuni dell'entroterra il servizio ferroviario è garantito dalle Ferrovie del Sud Est. E' la linea Martina Franca-Lecce. Prima di Lecce, precisamente a Novoli, si diparte un ramo, che attraverso Nardò tocca Gallipoli e Gagliano poco a ridosso di S.ta Maria di Leuca.

7.1.3.2 Stazione ferroviaria

La stazione ferroviaria principale della provincia è quella di Brindisi, sita in P.za F. Crispi nel centro della città (Fig. 7-1c). Opera da collegamento e da baricentro delle due principali direttrici ferroviarie della provincia, quella adriatica, che segue tutta la costa adriatica da Rimini a Lecce e, poi, sino a S.ta Maria di Leuca, e quella che collega il capoluogo con Taranto.

La stazione di Francavilla Fontana, invece, è l'unica all'interno della provincia in cui si può effettuare un interscambio tra le Ferrovie del Sud Est e le Ferrovie dello Stato.



Fig. 7-1d. Entrata principale dell'aeroporto (Wikipedia)

La stazione di Brindisi è equipaggiata con otto binari, utilizzati da Trenitalia, e con un collegamento con la stazione di Brindisi Marittima, una volta collegata tramite navi alla Grecia, e oggi in fase di smantellamento.

L'edificio ed i servizi della stazione sono inseriti nel programma di riqualificazione dei principali scali italiani, curata da Cento Stazioni, società controllata dalle Ferrovie dello Stato. Il progetto prevede un aumento e una rimodulazione degli spazi al servizio dei viaggiatori con un miglioramento sensibile dei servizi.

7.1.4 Trasporti aerei

7.1.4.1 Aeroporto di Brindisi

L'aeroporto di Brindisi (detto anche Papola - Casale) è un importante nodo di trasporto per la porzione meridionale della Puglia. Serve, infatti, le province di Brindisi, di Lecce ed in parte di quella di Taranto. Lo scalo dista solo 6 km dal centro cittadino (Fig. 7-1d). E' facilmente raggiungibile con i mezzi pubblici, essendo sistemato a Nord del porto (cfr. le Figg. 7-1e/g).



Fig. 7-1e. Vista aerea dell'aeroporto di Brindisi

L'ammodernamento dell'aerostazione civile è andata ad interessare la messa a norma dei servizi secondo il protocollo europeo di Schengen per il controllo e la sicurezza dei passeggeri. Si è messo mano alla ristrutturazione anche dell'area parcheggi e degli uffici dell'area manageriale della struttura. Le aree delle varie parti dell'attuale aerostazione a seguito dell'ammodernamento hanno assunto le seguenti dimensioni

- | | |
|---|-------------------------|
| • superficie coperta piano interrato | 1.430 m ² |
| • superficie coperta piano terra | 8.380 m ² |
| • superficie coperta 1° piano | 3.700 m ² |
| • superficie coperta palazzina autonoleggio | 385 m ² |
| • totale superficie | 13.895 m ² |
| • banchi check-in | 17 banchi |
| • attesa, partenza e imbarchi | 8 gates |
| • ritiro bagagli | 3 nastri trasportatori. |

7.1.4.2 Dati tecnici dell'Aeroporto di Brindisi

Dell'aeroporto vanno riportati alcuni dati tecnici (aggiornati al 31 Dicembre 2007, cfr. Tab. 7.1.1), che, collegati con le informazioni precedenti, consentono di formulare una valutazione adeguata alle necessità della centrale.

Tab. 7.1.1. Scheda tecnica dell'aeroporto

Status	Aeroporto militare aperto al traffico commerciale nazionale e internazionale
Codice ICAO	LIBR
Codice IATA	BDS
Altezza sul livello del mare	14,33 m
Posizione	3 km da Brindisi
Coordinate geografiche	40°39'38" N, 17°56'53" E
Sedime	316 ha
Agibilità	H24
Pista (Fig. 7-1e)	RWY 14/32 dim. 2.532 m x 45 m RWY 05/23 dim. 1889 m x 45 m
Categoria antincendio	8 ^a ICAO
Assistenze luminose	PAPI (Precision Approach Path Indicator / Indicatore di Precisione del Sentiero di Avvicinamento) 14/32 e 05/23 CALVERT (Lighting Device for Precision Approach / Sistema Luminoso di Avvicinamento) 450 m (RWY 32) NDB (Non-Directional radio Beacon / Radiofaro Non Direzionale) VDF (Very high Frequency Direction - finding station / Radiogoniometro) ILS (Instrument Landing System / Sistema di Atterraggio Strumentale) pista 32
Radioassistenze	VORTAC (VOR, VHF Omnidirectional Radio Range, and TACAN, UHF Tactical Navigation Aid, combination / combinazione VOR, Radiosentiero Omnidirezionale in VHF, e TACAN, Radioassistenza UHF per la Navigazione Tattica) PAR (Precision Approach Radar / Radar per l'avvicinamento di precisione)

La società di gestione dell'aeroporto è la *Aeroporti di Puglia S.p.A.*, ex S.E.A.P, a capitale quasi interamente pubblico (nella misura del 99%). La società di gestione ha chiuso il bilancio 2005 con un utile netto di esercizio pari a 1.376.446 euro, con un incremento del 5,78% rispetto al 2004 dovuto principalmente all'aumento dei ricavi "no aviation", direttamente correlati con la messa in esercizio della nuova aerostazione.

Fanno scalo nell'aeroporto diverse compagnie aeree, che in ordine alfabetico sono con le rispettive destinazioni e periodicità

- la Air Berlin (Berlino-Tegel [stagionale], Colonia/Bonn [stagionale], Monaco di Baviera, Norimberga [stagionale], Zurigo [stagionale]);
- l'Alitalia (Milano-Linate, Roma-Fiumicino, Venezia);
- la Air One (Milano-Malpensa);
- la Blu-Express (Roma-Fiumicino);
- la EasyJet (Ginevra [stagionale], Milano-Malpensa, Parigi-Orly);
- la Helvetic Airways (Zurigo [stagionale]);
- la Ryanair (Barcellona-Girona [stagionale], Bergamo, Billund [stagionale], Bologna, Bruxelles-Charleroi, Eindhoven [stagionale], Londra-Stansted, Parigi-Beauvais, Roma-Ciampino, Torino, Treviso, Verona);
- la XL Airways Germany (Francoforte).

Tra le compagnie aeree cargo opera la Aviacon Citotrans.



Fig. 7-1f. Vista interna dello scalo brindisino

7.1.5 Portualità

L'impossibilità di trovare attracchi protetti -almeno al momento attuale- nella zona di Cerano per i natanti, che possano esser richiesti per le operazioni a mare sul sito, fanno convergere l'attenzione e le considerazioni progettuali sullo scalo di Brindisi, che dista poche miglia dal campo eolico.

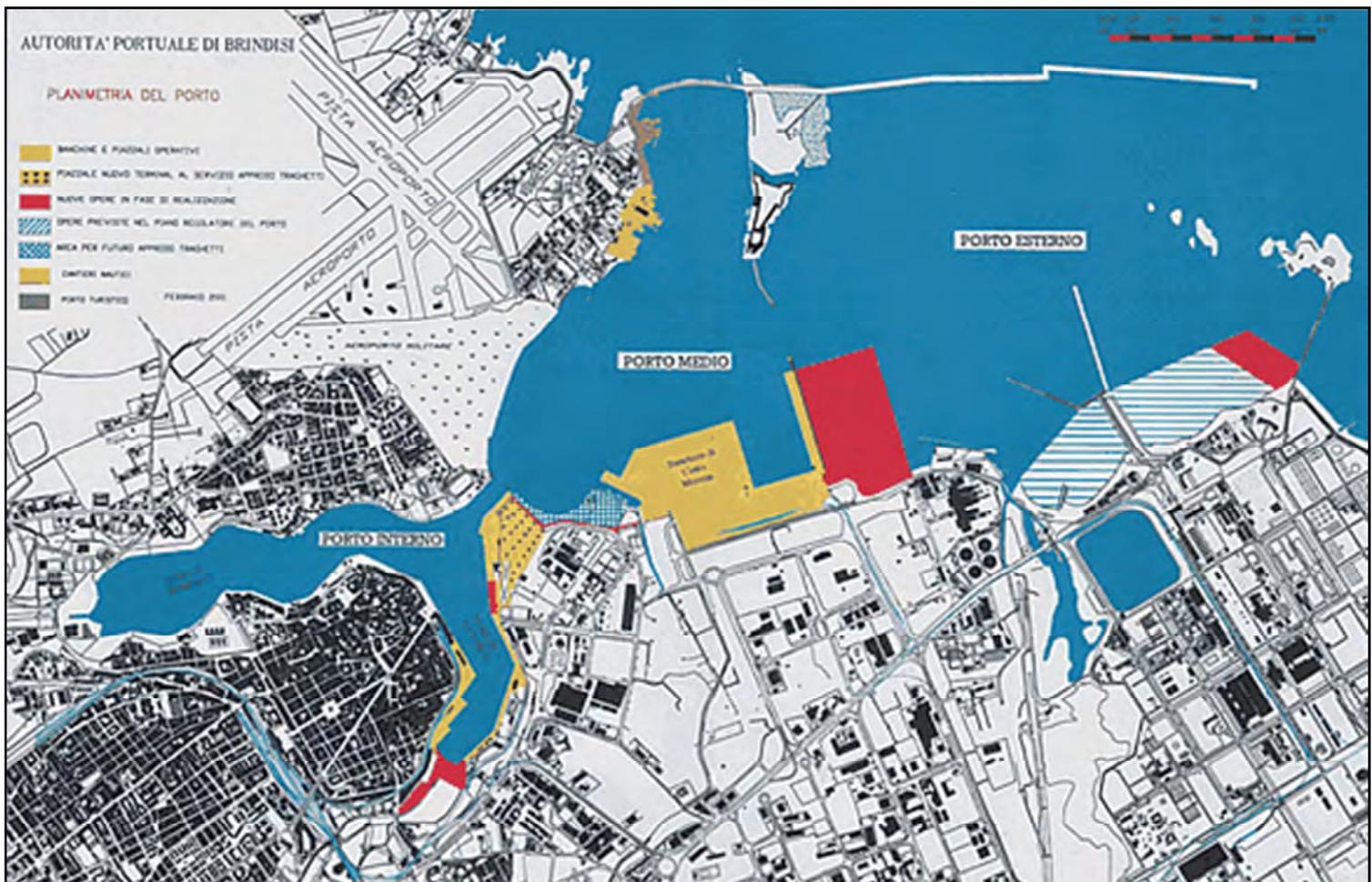


Fig. 7-1g. Mappa del porto di Brindisi (lat. Nord 40°39'00"; long. Est 17°58'00")

7.1.5.1 Il porto di Brindisi

Il porto di Brindisi è un importante scalo, non solo per la provincia brindisina, ma anche per il sito eolico. Esercita, infatti, funzioni turistiche, commerciali ed industriali tra le più rilevanti del mar Adriatico. Il traffico turistico si concentra sui collegamenti con la penisola Balcanica e con la Turchia (qualche anno addietro anche con la Grecia). Il traffico mercantile deriva da trasporti di alcuni prodotti, che sono

specifici delle attività industriali dell'entroterra, come carbone, olio combustibile, gas naturale, prodotti chimici.

Il porto si articola in tre bacini, collegati tra loro, e precisamente l'interno, il medio e l'esterno con i seguenti connotati

- il *Porto Esterno* ha i suoi limiti a Sud la terraferma, ad Est le isole Pedagne, ad Ovest l'isola Sant'Andrea ed il molo di Costa Morena (Fig. 7-1l) ed, infine, a Nord la diga di Punta Riso (Fig. 7-1m);
- il *Porto Medio* è formato dallo specchio di mare, situato davanti al Canale Pigolati, che è l'accesso al Porto Interno, il bacino a Nord forma le *Bocche di Puglia*;
- Il *Porto Interno* (Fig. 7-1g) è costituito da due profonde insenature, che abbracciano il centro storico di Brindisi sia a Nord che ad Est, noti con la denominazione di "seno di ponente" e di "seno di levante".

Le banchine di Costa Morena si sviluppano per 1.170 m, con profondità di 14 metri e piazzali per 300.000 m². Lungo la diga di Costa Morena (500 m) è localizzato il sistema, a mezzo nastro e tubature, per lo sbarco dei prodotti destinati all'alimentazione -leggasi carbone- delle centrali elettriche di Brindisi Sud e Nord (Fig. 7-1h). A Punta delle Terrare sono operativi 270 m di banchine per il traffico ro-ro con possibilità di ormeggio contemporaneo di cinque navi.

Il Porto Esterno ha vocazione principalmente industriale e in esso sono installate strutture destinate allo sbarco di prodotti destinati agli stabilimenti del polo industriale chimico. Complessivamente il porto di Brindisi dispone di 21 banchine commerciali per uno sviluppo lineare di oltre 3.700 m.



Fig. 7-1h. Centrale termoelettrica ENEL 'Federico II'

Nel Porto Interno sono attive, nel seno di Levante, undici banchine, per uno sviluppo di 1.925 m con fondali da 8,5 a 10 m. Il Porto Medio è principalmente destinato alle attività commerciali. Per gli attracchi turistici è in funzione un'area attrezzata nella

zona settentrionale del Porto Esterno. Sulla costa, fronteggiante la città, del Porto Interno è stato eretto il monumento al Marinaio d'Italia.

7.1.5.2 Scheda tecnica del porto di Brindisi

I dati salienti delle attrezzature del porto brindisino (posizione 40°39',63 N, 17°59'0,80 E) sono secondo le indicazioni di Pagine Azzurre (p. 520)

Pericoli: la zona di mare antistante il poligono di tiro di Punta Contessa è interdetta alla navigazione, all'ancoraggio ed alla pesca tutti i giorni, esclusi il sabato ed i giorni festivi, dalle 08.00 alle 16.00;

Orario di accesso: continuo;



Fig. 7-1i. Monumento al Marinaio d'Italia

Accesso: la costa attorno a Brindisi è molto bassa e, quindi, l'atterraggio può essere difficile specie quando spirano venti meridionali che diminuiscono notevolmente la visibilità. Di notte i segnalamenti luminosi si individuano con difficoltà a causa della forte illuminazione dello stabilimento Enichem e delle luci della città. Per l'atterraggio nel porto, venendo da Sud, bisogna necessariamente scapolare la boa bianca di Capo Cavallo, lasciandola sul lato sinistro al fine di evitare i bassi fondali di Punta Capo Cavallo. Da detta boa, dirigendo per 267°, si entra nel Porto Esterno, la cui entrata è segnalata dal fanale verde della testata della Nuova Diga di Punta Riso e dal fanale rosso posto sull'isolotto *Traversa* (isole Pelagne). Dal Porto Esterno si accede al Porto Medio attraverso il fanale verde, posto sull'estremità della diga di Forte a Mare, ed il fanale rosso, posto sulla testata della Diga di Costa Morena.

Dal Porto Medio al Porto Interno si accede attraverso il Canale Pigolati. Venendo da Nord, è consigliabile navigare, passando a circa un miglio da Punta Penne e dirigendo la prora sulla boa bianca di Capo Cavallo. Quando al traverso sulla dritta si vede il fanale verde della Nuova Diga di Punta Riso ed il fanale rosso dell'Isolotto Traversa (Isole Pelagne), accostare a dritta, tenendosi al centro. In caso dovessero nascere dubbi sull'atterraggio si consiglia di ridurre la velocità e di allargarsi dalla costa, qualora si sia troppo sotto costa. Contattare la Capitaneria di Porto di Brindisi sul canale 16 Vhf o i piloti del porto sul canale 12 Vhf;

Fanali: 3820 (E 2194), meda cardinale Est a luce scintillante bianca, grp. 3, periodo 10 s, portata 5 M, su Capo Torre Cavallo, a 2 M circa per 083° dal fanale delle Pelagne (riflettore radar); 3624 (E 2208), (AERO) faro a luce alternata e a lampi bianchi verdi e bianchi, periodo 17 s, portata 24 M nel settore bianco e 18 M in quello verde a Brindisi-Casale; 3626 (E 2202), faro a lampi bianchi, Grp 4, periodo 20 s, portata 17 M sulla terrazza del monumento al Marinaio (visibile da 120° a 320°); 3631 (E 2198), fanale a lampi verdi, grp 2, periodo 10 s, portata 5 M sulla testata (lato Est) della Diga di Punta Riso; 3632 (E 2196), fanale a lampi rossi, grp 2, periodo 6 s, portata 8 M (Le pedagne) sull'isolotto Traversa (oscuramento da 252° a 349° sulle secche di Capo Torre Cavallo);



Fig. 7-1l. Molo vecchio

Fondo marino: fangoso;

Fondali: da 4,00 a 30,00 m;

Radio: Vhf canale 16-11 (h. 08/20);

Divieti: a Sud di Brindisi esiste il poligono di tiro di Torre Veneri (tra S. Cataldo di Lecce e località Frigole). Immediatamente a Sud di Brindisi esiste il poligono di tiro di Punta Contessa, per il quale è vietato attraversare o sostare nella fascia di mare antistante lo stesso poligono per 2 M e mezzo dalla costa. Nei giorni, in cui si effettuano le esercitazioni, i poligoni sono segnalati con bandiere rosse. La Capitaneria mensilmente emana apposite ordinanze, indicando i giorni e gli orari delle esercitazioni. Nell'interno del porto è vietato avvicinarsi a meno di 200 m dalle opere militari;

Venti: dominanti Scirocco e Grecale. Da Maestro nella buona stagione. I venti meridionali sono in genere meno frequenti di quelli settentrionali, ma più violenti. La Bora giunge di solito attenuata; quando è violenta, è molto forte nei primi due giorni, quindi, va diminuendo d'intensità. Supera di rado i 4 giorni;



Fig. 7-1m. Molo nuovo o diga foranea di Punta Riso

Traversia: i venti da Greco e da Greco-Levante provocano risacca sensibile solo alle banchine Centrale e Dogana;

Ridosso: da tutti i venti il Greco ed il Greco-Levante, di cui si è detto sopra;

Maree: 44 cm alle sizigie (ampiezza massima).

7.1.6 Localizzazione ed area del cantiere

Il cantiere deve, o essere localizzato in una area portuale, o godere di collegamenti con un porto, o con un'area attrezzata ad hoc per l'agibilità di mezzi navali (leggi pescaggio o profondità per la movimentazione nautica, rimorchiatori, jack-up o quant'altro sia necessario) e per il carico e per lo scarico di tali natanti. Bisogna, quindi, disporre di banchina di attracco delle navi per il trasporto degli aerogeneratori e di quelle per la successiva dislocazione a mare, oltre che dei relativi organi di sollevamento, di spazio per le evoluzioni a terra dei veicoli e di riparo per i natanti coinvolti o utilizzati durante le operazioni a mare.

7.1.6.1 Localizzazione del cantiere

Dalle note precedenti resta ancora impregiudicata la localizzazione del *cantiere principale*, che dovrebbe ricevere merci per mare e per via terrestre (stradale prevalentemente, anche se possono essere pervenute in zona per via aerea o ferroviaria) e smaltirle verso il sito mediante natanti, cioè necessariamente per via marina.



Fig. 7-1n. Movimentazione di parti di torre per turbina 5M (REpower)

Accanto alle preoccupazioni per il collegamento dei mezzi di terra e di mare, bisogna effettuare attente ricognizioni sulle vie di collegamento con il cantiere. Se si utilizza un porto, è necessario anche esaminare le modalità di accesso per la mobilità dei mezzi terrestri (Fig. 7-1n), che possono trasportare i componenti della turbina. Le pale fra tutti i pezzi della macchina eolica richiedono spazi (di curvatura per i veicoli, di deposito, etc.) conformi con le loro dimensioni. Altrettanto dicasi per la torre, oltre che per la navicella, anche se in misura minore. Tali aree, poi, sono molto condizionate dalle modalità di realizzazione degli aerogeneratori, se lo siano completamente a terra o direttamente in mare.

L'ipotesi, che si è andata formulando nel corso della trattazione, potrebbe fissare in prima battuta nel porto di Brindisi tale soluzione. Non vanno passate sotto silenzio le difficoltà di tale indicazione per la capacità di siffatto approdo ad accogliere

attività di ampio respiro come sono quelle per il montaggio di un campo eolico da 36 unità con molteplici natanti all'opera e mezzi di sollevamento ed aree di servizio altrettanto congrue.



1)



2)

Fig. 7-10. Prospettive da vari punti di vista della banchina Costa Morena (Autorità Portuale)

7.1.6.2 Superficie del cantiere

Si tende di solito a sottostimare la logistica d'impianto e quella in particolare del cantiere, inducendo serie difficoltà nelle operazioni e contrattempi nella gestione del cronogramma.

L'aumento delle dimensioni dell'area, destinata all'assemblaggio delle unità di un parco eolico, tende ad essere evidente nei rispetti dell'analogia attività a terra, anche per l'entità dei diversi flussi di componenti, che si devono predisporre e smistare. Forse anche i tempi per i trasporti (dal costruttore al cantiere) possono essere molto diversi.

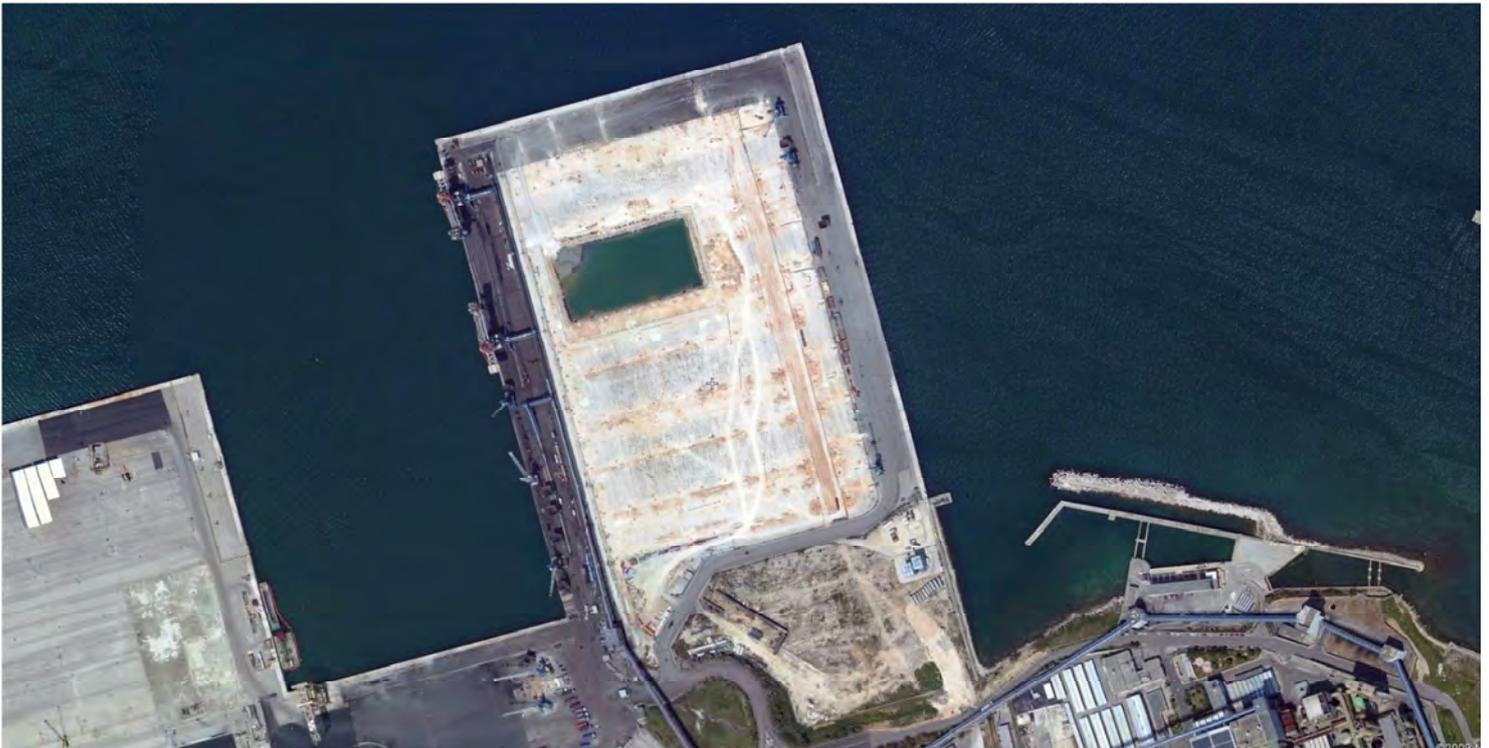


Fig. 7-1p. Vista dall'alto della banchina Costa Morena (Autorità Portuale)

L'area cantierabile, che eventualmente può essere concessa per le necessità del campo eolico, pur non essendo molto ampia, dovrebbe corrispondere pienamente alle necessità.

In merito alla superficie del cantiere si può ritenere che siano necessari in linea di principio oltre 1.000 mq/unità (ragionevolmente almeno attorno a 1.300/1.400 mq/unità), che farebbero richiedere una superficie anche superiore alle 40/50.000 mq.

A conclusione delle precedenti considerazioni si può ritenere in via di impostazione progettuale che

- *il porto di riferimento e di cantiere sia quello di Brindisi, e per la sua vicinanza con il sito, e per le caratteristiche del bacino, e per le sue dotazioni tecniche;*
- *la superficie del cantiere sia cautelativamente dell'ordine di 50.000 mq;*
- *l'area è rintracciabile sulla banchina Costa Morena (area rettangolare campita in rosso della Fig. 7-1g, viste riportate nella Fig. 7-1o e pianta della Fig. 7-1p).*

Per maggiori ragguagli si cfr. il parag. 8.4 della Rel. Spec. PRO-REL-04 "Aree di servizio per installazione, manutenzione e dismissione".

7.2 ACCESSIBILITÀ AL SITO E MANUTENZIONE

La accessibilità al sito per le operazioni va ovviamente correlata con gli scopi, cui tali lavori devono servire, e, soprattutto, con la fase operativa, cui si deve in primo luogo provvedere per il campo eolico. Si possono, quindi, considerare per l'ambito marino del sito eolico una serie di operazioni, che richiederanno specifici mezzi di trasporto ed altrettante modalità di intervento e di accesso e che coprano tutte le esigenze relative alla vita della centrale.

7.2.1 Criteri di accessibilità al sito

Al fine di impostare correttamente il diagramma temporale (cfr. il Cap. 6) e il piano budgetario delle attività (cfr. Cap. 9), si deve affrontare e determinare il grado di intensità degli spostamenti e di intervento dei mezzi di trasporto, che

- sono richiesti durante tutta la vita della centrale eolica;
- sono specifici e corrispondenti con la loro predisposizione e specializzazione;
- sono oggetto di movimentazione sia nel porto, sia nel sito, sia da/per il campo eolico.

La valutazione va applicata necessariamente al succedersi dei lavori, che corrispondono

- alla *fase di cantiere*, comprendenti almeno
 - la installazione della struttura portante e della turbina;
 - l'esecuzione dei cavidotti (a mare e sul lido) e dei relativi collegamenti elettrici;
- alla *fase di esercizio della centrale*, comprendenti
 - il funzionamento delle macchine ed il supporto operativo necessario;
 - le manutenzioni ordinarie e straordinarie;
- alla *fase successiva all'esercizio dell'impianto* o fase di dismissione della centrale, comprendenti
 - la fermata delle attività produttive e la custodia conservativa dell'impianto sino all'inizio dello smantellamento;
 - lo smontaggio della turbina, lo sradicamento della fondazione ed il trasporto a terra dei materiali, in tal modo ricavati;
 - il recupero dei cavi (con esclusione di quelli interrati nel fondale marino, specialmente gli export cables).

Prima di affrontare in qualche dettaglio le singole voci del precedente elenco potrebbe essere utile circostanziare le caratteristiche e le peculiarità della *diversa tipologia di accesso al sito*, dal momento che ci si può avvalere di mezzi aerei o di trasporti navali.

7.2.2 Accessibilità alle unità a mare

7.2.2.1 .. via mare

Tralasciando per il momento le attività installative sul campo eolico, i cui criteri sono l'argomento della sezione successiva (parag. 7.3 e ss.), l'accessibilità al sito ad impianto funzionante va solitamente ascritta sotto la sigla *O&M (Operation and Maintenance)*, a meno d'occasioni eccezionali o di situazioni molto singolari, come quelle legate alla sicurezza.

Si effettua con mezzi navali autonomi di ridotte dimensioni da destinare al trasporto di personale e/o di modesti carichi (specialmente per la manutenzione preventiva o parte di quella conservativa).

Per il *trasporto del personale* si possono usare mezzi, che vanno dai tipici natanti per lo spostamento dei piloti di porto, dai motoscafi veloci alle pilotine, dalle lance a motore ai gommoni. In questa prospettiva prevale la rapidità di avvicinamento al parco per evenienze speciali (controlli, ispezioni, piccole emergenze, etc.).

A navi appoggio di ridotta stazza (da un tipico operational vessel a naviglio un po' più potente) si ricorre per altre esigenze, che sono richieste dal programma di O&M e che impongono di *veicolare carichi* un po' più ingombranti o più pesanti di quelli portati da lance o da motoscafi leggeri o da crew vessel.

In questo caso potrebbe prevalere non la rapidità d'invio, quanto piuttosto le dimensioni del carico ed il suo peso e, fors'anche, una certa possibilità di issarlo sino al portellone d'ingresso dell'aerogeneratore o di posizionarvi per il recupero di componenti della turbina da parte di argani, sistemati nella navicella.

La scelta del mezzo di trasporto dipende dalle esigenze dei programmi di attività, dalle urgenze dell'intervento e dal parco di mezzi, che il Concessionario del campo eolico ed i terzisti, cui fa capo, possono mettere a disposizione o tenere costantemente pronti all'uso.

A parte le incombenze gestionali dell'esercizio, che non dovrebbero essere diverse da quelle della manutenzione ordinaria, che le assorbe, le richieste d'intervento rapido con mezzi leggeri vanno considerate. Questi, che dovrebbero essere i più numerosi essendo comandati dall'opportunità di qualche supervisione o di controlli esterni e generici, potrebbero esser tenuti presenti e richiedere (od imporre) l'obbligo di attrezzarsi (cfr. la Tab. 7.3.2).

Disporre di qualche mezzo veloce -tenuto all'ormeggio nel porto più vicino al sito- per tali esigenze potrebbe essere una voce da inserire nel budget di gestione.

7.2.2.2 ..via aerea

Per collegare il parco con la terraferma per via aerea serve ricorrere ad un elicottero o ad un *mezzo consimile ad atterraggio verticale*. E' evidente che l'elicottero offra le maggiori garanzie, essendo ben noto ed sperimentato per servizi di questo

tipo. Abbisogna, come qualunque altro veicolo aereo, di una piattaforma -più che per posarvi- per compiere le operazioni di carico e scarico.

La decisione di rivolgersi ad un mezzo aereo, che ad ogni buon conto non richieda pista d'atterraggio, va corroborata anche con il *bilancio economico*, che deriva dalla mancata produzione di energia elettrica per tutto il periodo di fermo macchina ed il costo orario dell'elicottero per ogni intervento.

Un aeromobile è indubbiamente più veloce di un mezzo navale, ma ben più costoso, fatta astrazione del costo capitale per la piattaforma d'atterraggio. Da una analisi, condotta sui costi (trasporto + uguale tempo d'intervento sulla macchina) in funzione della distanza del parco eolico da terra con il ricorso a trasporto per via aerea e per mare, si è constatato che i due costi si avvicinano per distanze medio-brevi (20 km) o medio-lunghe (60 km), pur restando sempre quelli per via aerea nettamente superiori a quelli marittimi.

7.2.3 Interventi durante il funzionamento della centrale

Il convertitore eolico in esercizio normale produce energia tramite il generatore elettrico, che è mosso dalle pale, montate sul rotore, e che è usualmente portato al regime previsto grazie ad un moltiplicatore di giri, interposto tra rotore e generatore.

Come primo risultato del funzionamento possono essere gli effetti di rumore e di elettromagnetismo, che sono indotti e che devono essere presi in considerazione per attuare le mitigazioni più opportune.

Secondariamente bisognerà evidenziare le misure, che sono indispensabili per il funzionamento delle turbine eoliche e che possono richiedere interventi di correzione, di ritaratura o di interventi consimili, indipendentemente dai classici provvedimenti manutentivi con sostituzioni, modifiche, rinnovo di materiali (come il lubrificante presente in circuiti o nei supporti dei sistemi meccanici), raddoppi, ricambi od altro. Di questo argomento -come di tutti quelli riguardanti la manutenzione in generale nella Rel. Spec. PRO-REL-11 "*Funzionamento, Gestione e Manutenzioni*" si può trovare una risposta- colà un'esposizione più particolareggiata vi è svolta ed in particolare si rilegga il Cap. 3 ed il parag. 3.3 e ss.

Interventi di controllo possono essere richiesti per aspetti intrinseci al funzionamento ed al di fuori delle prescrizioni manutentive, come il controllo del livello di rumore di ogni aerogeneratore.

La turbina eolica ha una velocità di rotazione a giri variabili (tra 8,6 e 18,4 rpm). Questo accorgimento riduce il numero di giri indipendentemente dal vento, con conseguente abbattimento della *produzione di rumore*.

Durante il funzionamento le fonti di rumore sono, oltre a quello prodotto dalla rotazione delle pale, dal moltiplicatore di giri e dal generatore elettrico, che sono sistemati nella navicella.

Provvedimenti tecnici limitativi dell'intensità di sorgente sonora sono noti e necessari. L'insonorizzazione dell'abitacolo della gondola e l'adozione di usuali

dispositivi antivibranti, sottoposti al basamento degli apparecchi dotate di masse rotanti, intervengono nel contrastare la diffusione di tali manifestazioni sonore. Un altro fattore di indubbe capacità mitigatrici è da imputare alla *quota della navicella rispetto alla base*.

Un motivo, che potrebbe indurre a sopralluoghi, potrebbe profilarsi a proposito dei *campi elettromagnetici generati dagli aerogeneratori*. I disturbi di questo tipo, di cui sono responsabili i grandi rotori delle turbine eoliche, sono limitati alla zona circostante il campo eolico e si manifestano esclusivamente con interferenze delle onde radio. Hanno carattere locale e non traggono contributo dai sistemi, che sono alloggiati nella navicella e che sono necessari al funzionamento del convertitore.

7.2.4 Manutenzione di sistemi a mare

Per maggiori ragguagli sulle procedure manutentive si cfr. il paragrafo 4.2 e ss. Colà si è introdotta la separazione tra manutenzione preventiva e manutenzione conservativa.

La prima, *manutenzione preventiva*, che riprende la definizione data nel paragrafo 4.2.1, è affrontata per evitare fermate inattese a causa di malfunzionamenti o di fuori servizio o di indicazioni di scorretta e discontinua risposta funzionale senza la comparsa di eventi incidentali veri e propri. Può essere *pianificata regolarmente*, nel senso che è oggetto del programma di manutenzione ordinaria, steso per dare ordine agli interventi sui componenti del parco e per organizzarli secondo una scala di priorità, che sono giustificati da un'elevata probabilità di mancato o di cattivo funzionamento.

La *manutenzione correttiva* coincide dal punto di vista filosofico con quanto si è detto a proposito della manutenzione straordinaria, in quanto si procede ad un intervento di ripristino del funzionamento susseguente ad un evento incidentale con semplice intervento di riparazione del guasto o ad un arresto accompagnato eventualmente da sostituzione del pezzo avariato.

In questo punto della trattazione andrebbero esaminati i riflessi, che gli interventi manutentivi, specialmente indirizzati ai sistemi a mare, richiedono. L'argomento può essere suddiviso in due linee. La prima riguarda tutto ciò che è oggetto di manutenzione e di questo si è discusso nel paragrafo 4.2 e ss. La seconda coinvolge direttamente i mezzi, che occorre predisporre e lasciare a disposizione del personale addetto per permettere lo svolgimento delle operazioni necessarie. E' questo il tema che verrà esposto ed esaminato nel paragrafo 7.3.2, cui si rimanda.

7.3 ACCESSO AI COMPONENTI PER I TRASPORTI E PER I LAVORI A MARE

7.3.1 Criteri per i montaggi a mare

7.3.1.1 Periodi di lavoro a mare

Un fattore, che va tenuto presente e che sensibilmente coopera nel definire la strategia più conveniente da applicare nei montaggi, è rappresentato dal *periodo stagionale dell'anno*, che è disponibile per la realizzazione del parco eolico. Dovendosi lavorare a mare il periodo di lavoro, che può essere indicato per un sito localizzato, ad esempio, nel Mar Mediterraneo, copre un lasso temporale abbastanza ristretto (Tab. 7.3.1).

E' credibile che i lavori a mare possano svolgersi sostanzialmente nella buona stagione con mare sufficientemente calmo. L'estate è indubbiamente la stagione da preferire, protraendo le operazioni un poco in autunno ed anticipandole nella tarda primavera.

Dall'esperienza, ormai pluriennale dei lavori a mare, e pur essendo auspicabile un incremento della durata della bonaccia, le condizioni favorevoli difficilmente potranno estendersi oltre un intervallo di cinque/sei mesi da sistemare tra Aprile/Maggio e Settembre od fine di Ottobre.

Tab. 7.3.1. Periodi di attività e mezzi navali

<i>Periodo temporale</i>	<i>Attività</i>	<i>Mezzo navale</i>
<i>Marzo-Settembre</i>	<i>Installazione struttura portante, pali di fondazione e deck</i>	<i>Rimorchiatori, bettolina e pontone con gru o jack-up</i>
<i>Aprile-Ottobre</i>	<i>Pre-assiematura rotore con 2 pale, installazione torre, navicella, rotore, montaggio terza pala</i>	<i>Rimorchiatori, bettolina e pontone con gru</i>
<i>Marzo-Ottobre</i>	<i>Interro cavi elettrici per distribuzione nel campo a mare</i>	<i>Nave/naviglio posa-cavi</i>
<i>Maggio-Giugno</i>	<i>Posa in opera cavi sottomarini dal campo sino a punto di atterraggio</i>	<i>Naviglio posa-cavi, escavatori a terra</i>

Uno schema indicativo dei lavori a mare può essere tracciato nella Tab. 7.3.1, ove accanto al periodo stagionale, che è sostanzialmente quello estivo, si prendono in considerazione le operazioni da condurre sul sito durante la fase installativa degli aerogeneratori ed, infine, qualche indicazione -seppur sommaria- dei mezzi navali coinvolti, le cui caratteristiche tecniche saranno elencate nel paragrafo 7.3.2.

7.3.1.2 Distanze di sicurezza durante le operazioni a mare

Durante i lavori sul sito a mare è indispensabile che si rispettino alcune *distanze di sicurezza* per evitare interruzione delle attività lavorative, intrusioni indebite, possibili -ed anche pericolosi- contatti tra natanti.

Durante la *posa in opera dei cavi sottomarini* occorre che altri natanti stiano a circa 1.000 m dalla nave, addetta a tali operazioni (per le necessità di ancoraggio della stessa), ed a 500 m da ogni altro natante impiegato nel sito.

Durante i *lavori a mare* si dovranno, inoltre, osservare

- una distanza di rispetto di almeno 50 m da ogni struttura installata a mare;
- un corridoio di 500 m lungo il cavo, che collega il campo -od ogni suo sottocampo- con il punto di atterraggio, posto sul litorale;
- una distanza di non meno di 200 m per un eventuale ancoraggio di un mezzo navale -diverso da quelli operativi per la centrale eolica- nelle vicinanze del cavo sottomarino durante la sua messa in opera.

7.3.1.3 Accesso dal mare alla fondazione ed alla torre

Per accedere al piano flangia del basamento della torre, ove può anche essere sistemato l'ingresso all'unità eolica, sono previste *alcune passerelle* (Fig. 7-3a) in grado di permettere lo spostamento corretto del personale e dei pezzi di moderato ingombro/peso da/per la turbina.

La prima parte di questo percorso è costituita da tratti di scala a pioli o scala alla marinara (eventualmente protetta da gabbia cilindrica), in quanto la variabilità del livello del mare non consente di approdare sempre al terrazzino operativo, che dovrebbe essere sistemato ad una quota al di fuori del livello massimo lambito dal moto ondoso.

Da questa elevazione sino alla base della torre sono collocate rampe di scale con i relativi pianerottoli, che consentono di accedere alla quota, dove presumibilmente dovrebbe esser sistemato il collegamento fondazione-torre.

La Fig. 7-3a meglio rappresenta gli accorgimenti, che si devono applicare per facilitare un accostamento sicuro alla fondazione da parte dei natanti. Nella parte inferiore del disegno sono evidenti i costoloni o i tubi, che facilitano l'attracco dei natanti, che difendono la fondazione e che formano la cosiddetta *landing structure*.

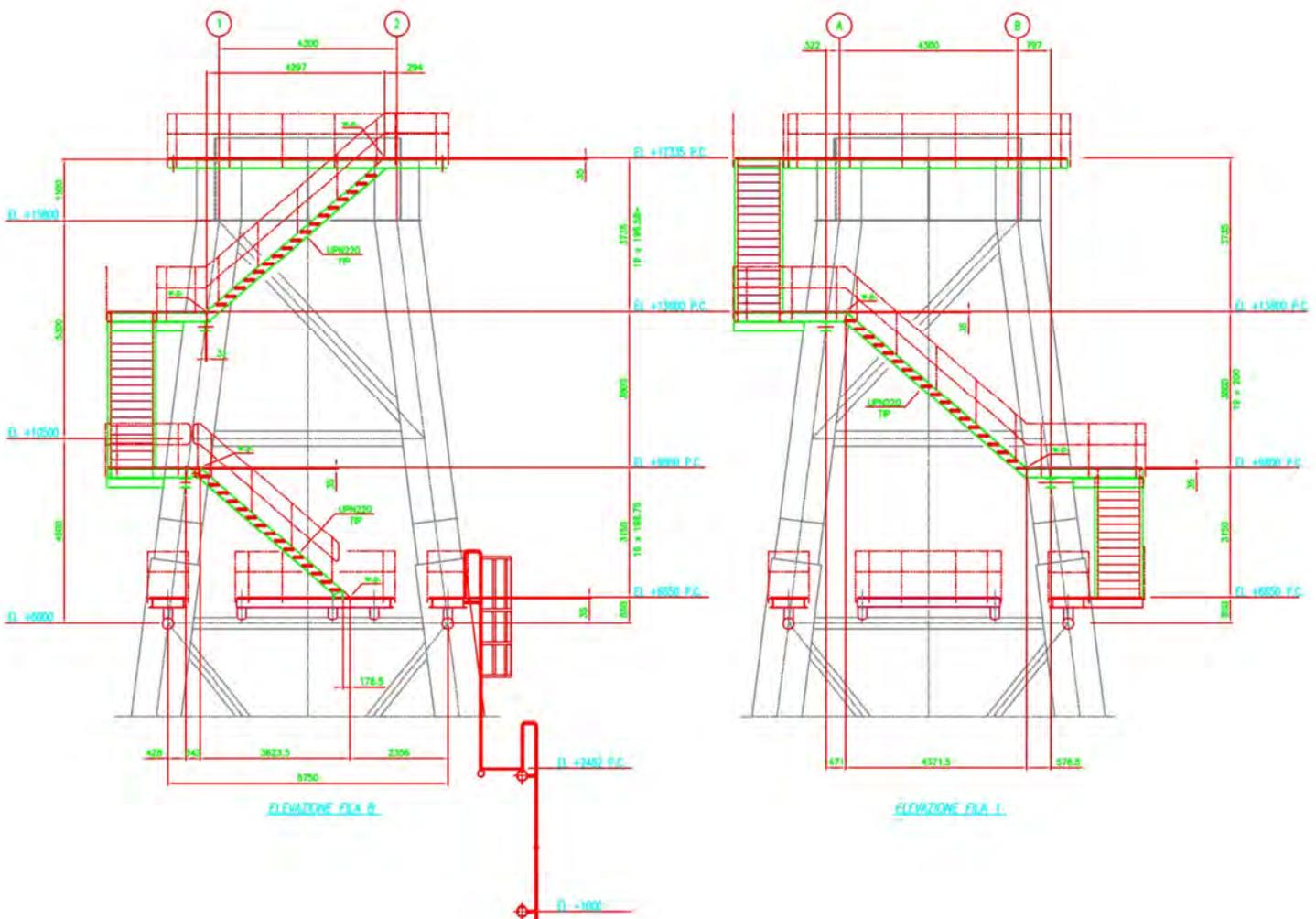


Fig. 7-3a. Insieme di scale e di passerelle per gli spostamenti del personale su un deck di struttura portante a quattro montanti (Tecon)

Tra i montanti di questa è fissata al jacket la scaletta alla marinara. Da qui si può continuare la salita con una scaletta, equipaggiata con protezione, che permette l'accesso al terrazzino di disimpegno.

Il posizionamento delle rampe di scale (lungo la periferia esterna della struttura fondaria) non costituisce un elemento negativo (frenamento del vento con

conseguenti maggiori spinte orizzontali e momenti sulla base), che ad ogni buon conto è tenuto presente.

Si preferisce far seguire al personale un tracciato di avvicinamento alla base della torre in modo più comodo e sicuro rispetto all'applicazione continua di scalette alla marinara, o lungo un montante della fondazione, o all'interno del perimetro fondario.

Per maggiori ragguagli sulle caratteristiche dei punti di attracco alla struttura di sostegno della turbina e sui mezzi, come sulle procedure di accosto e di collegamento con la piattaforma di servizio o addirittura con la porta d'ingresso alla torre si consiglia di consultare la Rel. Spec. PRO-REL-02 "*Operazioni a terra, installazioni a mare ed accessibilità all'impianto*" ed in particolare del Cap. 10 i paragg. 10.2.2/3 e relativi sottoparagrafi.

7.3.2 Trasporti a mare dei componenti dell'insediamento eolico

7.3.2.1 Aspetti procedurali

Le procedure per la costruzione e per l'installazione del sistema fondario sono abbastanza standard nel campo dei *template per applicazioni petrolifere*, da dove la soluzione tecnica, originariamente attuata, proviene. Si possono, comunque, avanzare alcune considerazioni specifiche, in quanto il traliccio da trasportare e da mettere in postazione non è di grandi proporzioni sempre rispetto ai modelli ed alle loro dimensioni in uso nel mondo petrolifero.

Pertanto, è difficile pensare che non sia attuabile un *trasporto per galleggiamento*, ma è altrettanto difficile ritenere che siffatto traino possa avvenire contemporaneamente per molti jacket su rotte lunghe e magari trafficate senza far lievitare i costi per portare a termine soddisfacentemente ed in sicurezza tale tragitto.

Più consono con la situazione attuale potrebbe essere il ricorso ad un sollevamento in officina del castello finito (del peso globale dell'ordine della centinaia di tonnellate) e del suo collocamento su natante (bettolina, pontone, nave da trasporto, etc.) mediante gru di officina o di opportuno mezzo di sollevamento anche richiesto per l'occasione. Con tale mezzo od uno equivalente si provvede, poi, al dislocamento del traliccio via mare sino al cantiere e da qui al sito di montaggio.

Questa ultima operazione, che richiede naturalmente lo spostamento del natante, può avvenire grazie al *traino di un rimorchiatore*, che deve essere noleggiato e che deve essere in grado di veicolare il carico sino al luogo di montaggio e viceversa al cantiere di lavoro. La bettolina potrebbe anche servire per il trasporto di componenti dell'aerogeneratore, come torre e rotore, dal luogo di deposito in zona al sito di montaggio. I pesi dei corpi suddetti sono sostanzialmente simili, anche se la torre è molto estesa in lunghezza, sempre ammesso che sia approvvigionata in un sol pezzo e non sia, invece, opportuno maneggiare durante il montaggio più spool parziali da collegare in situ.

A questo punto si potrebbe aprire una parentesi nella esposizione delle *metodologie per disporre e per montare i sistemi fondari* al fine di chiarire le procedure migliori o le relative alternative per trasportarli in situ. Le considerazioni precedenti valgono, se si tratta di un numero di unità piccolo, un esemplare o davvero qualcuno in più.

Nel caso in cui si tratti di decine di unità il quadro cambia. L'alternativa del trasporto per nave mercantile potrebbe insinuarsi tra le proposte possibili, se si volesse con un unico trasporto far pervenire in situ un numero congruo di strutture. In ogni caso, il fornitore dovrebbe essere scelto anche in funzione del trasporto, rivolgendosi, come è naturale, o a cantieri navali o ad officine carpentiere dotate di (o facilmente collegate con) darsena di carico con i relativi mezzi di sollevamento.

La distanza dal campo eolico del *costruttore di jackets* potrebbe essere una condizione di valore economico non trascurabile, tenendo conto anche che le caratteristiche della struttura non richiedono livelli qualitativi e lavorativi estremamente raffinati e spinti e pur non trascurando che il costo del trasporto può non essere esorbitante.

Come si rileva dalle precedenti considerazioni, il trasporto della fondazione non può essere esaminato od avulso dalle metodologie, che saranno seguite nei montaggi, come pure non si può astrarlo dalle problematiche e dalle procedure dei trasporti a mare.

E', quindi, opportuno per una più precisa descrizione delle modalità e delle caratteristiche, che dovrà assumere tale movimentazione, rimandare il lettore laddove i diversi aspetti sono esaminati.

7.3.2.2 Mezzi navali e programma di lavoro

Per impostare una *stima numerica e tipologica dei mezzi navali* coinvolti basterebbe fare alcune considerazioni generali.

Se si vuole concludere la fase installativa del campo eolico nel volgere di una sola annata di lavoro, bisogna sfruttare il periodo stagionale utile, che nel caso dei mari racchiudenti le coste italiane coincide con l'estate e con parte della primavera e dell'autunno (cfr. la Tab. 7.3.1).

In totale sarebbero disponibili 5-6 mesi in un anno (da Marzo ad Ottobre), come già si è detto al parag. 7.3.1.1. Ciò equivale a dire che andrebbero mediamente montate almeno una decina di turbine al mese.

Se per il montaggio di una fondazione occorressero 3 giorni, soltanto per concludere questa fase abbisognano per un campo di 60 macchine 180 giorni, che coprono tutto il periodo disponibile.

Se per l'installazione del convertitore eolico necessitassero 3 giorni, anche per sistemare tutte le macchine del campo eolico ci vorrebbero altrettanti 180 giorni.

Se ne deduce che le due linee di montaggi (quella per il sistema fondario e quella per l'aerogeneratore) debbano procedere per vie autonome, anche perché il loro inizio non potrà essere contemporaneo, dovendosi far precedere l'avvio dell'installazione delle fondazioni rispetto a quello delle turbine. Questa considerazione non perde la propria validità anche se il numero delle unità fosse inferiore, magari dell'ordine di quelle previste per il campo di Cerano.

La conseguenza è che i mezzi necessari per i montaggi delle fondazioni non possono essere quelli per la realizzazione delle turbine, anche se si potessero utilizzare gli stessi mezzi ausiliari (come dimensioni/stazza dei pontoni, mezzi di sollevamento da mettere a bordo, etc.).

Tab. 7.3.2. Mezzi navali occorrenti per le varie operazioni a mare

Attività	Numero	Mezzo navale Tipo
<u>Fase installativa</u>		
Installazione struttura portante e pali di fondazione	1	Rimorchiatore e bettolina
	1	Rimorchiatore e pontone con gru o jack-up
Pre-assiematura rotore con 2 pale, installazione torre, navicella, rotore, ultima pala	1	Rimorchiatore e bettolina
	1	Rimorchiatore e pontone con gru o jack-up
Distribuzione cavi interrati nel campo a mare	1	Nave/naviglio posa-cavi
Posa in opera cavi sottomarini sino a punto di atterraggio	1	Nave posa-cavi,
	1	Escavatore a terra
Mezzi minori	1	Operational vessel
	3	Crew boat
<u>Fase operativa</u>		
Controlli ispettivi/cautelativi, supervisioni	1	Crew boat
	1	Operational vessel
<u>Fase manutentiva</u>		
Manutenzione ordinaria	1	Operational vessel
	1	Crew boat
Manutenzione straordinaria		Mezzi da definire
<u>Fase dismissiva</u>		
Taglio pali di fondazione, sollevamento deck e jacket completo	1	Rimorchiatore e pontone con gru
Mezzi ausiliari	1	Operational vessel
	1	Crew boat
	1	ROV
Dissotterramento cavi sottomarini	1	Nave/naviglio estrazione cavi
Dissotterramento cavi sottomarini in litorale	1	Escavatore terra

N.B. In luogo dei mezzi per il trasporto dei pezzi sarebbe utile ricorrere a quelli stessi che operano i montaggi (se le capacità di trasporto, i tempi e le procedure lo consentono).

Traducendo le osservazioni precedenti in *numero di mezzi navali*, per le operazioni sulle fondazioni sarebbero da richiedere un grosso pontone dotato di gru per maneggiare i jacket, per portare sulla tolda i pezzi necessari ai montaggi, per l'inserimento dei pali di fondazione, per le eventuali saldature di rito, etc. Se il pontone non è autonomo, bisognerà prevedere anche un rimorchiatore ogniqualvolta il pontone si deve spostare su una nuova postazione, essendo insufficiente quanto si possa ottenere con l'intervento sugli ancoraggi. Va aggiunta una bettolina per il trasporto dei sistemi fondari (jacket, deck, pali, etc.) dal cantiere, che sta a terra, al sito, rispettando la cadenza che è stata imposta dal programma attuativo.



Fig. 7-3a.2. Jack-up "Innovation" in navigazione (Hochtief)

Lo stesso varrebbe per le operazioni di montaggio dell'aerogeneratore, fatte salve le diverse dimensioni e le differenti prestazioni (pesi, altezze da raggiungere da parte dei ganci delle gru, etc.), che devono fornire i mezzi impiegati.

Il numero è sostanzialmente identico a quello dei mezzi, che sono previsti per la messa a dimora definitiva delle fondazioni.

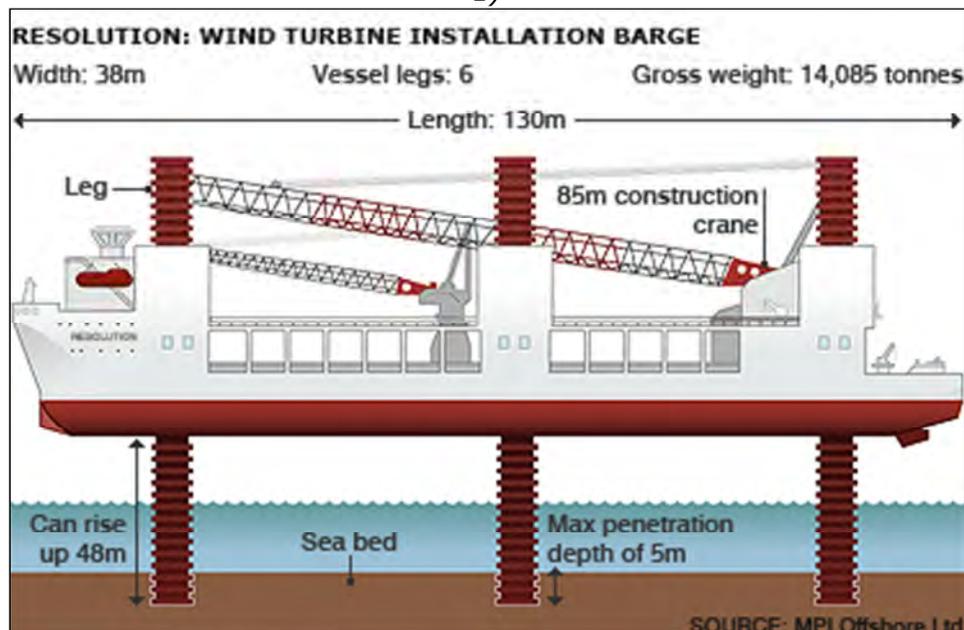
Un riassunto delle considerazioni, appena esposte, si può rintracciare nella Tab. 7.3.2, mentre uno schema operativo dei tempi e dei mezzi necessari, che è una applicazione a scopo esclusivamente orientativo di tale impostazione, può essere consultato nella Rel. Spec. PRO-REL-02 "Operazioni a terra, installazioni a mare ed accessibilità all'impianto" al paragrafo 9.1.3.

7.3.2.3 Pontone autosollevante o jack-up

In alternativa alla piattaforma, dotata di mezzo di sollevamento incorporato od ospitatovi temporaneamente, può essere richiesto l'impiego di jack-up. La imbarcazione è costituita da un corpo galleggiante, che è equipaggiato con quattro o più aste molto alte, che vengono abbassate sino ad appoggiarsi al fondale, quando il natante si trova nella postazione di lavoro. Il corpo centrale viene, poi, sollevato per non restare in galleggiamento, essendo guidato dalle aste, che ora fungono da gambe di sostegno.



1)



2)

Fig. 7-3a.3. Nave Resolution (1) al lavoro e schema (2) con alcuni dati di progetto (MPI)

Nella sua posizione di lavoro il corpo, che può restare adeguatamente alzato rispetto al pelo libero e che in tale assetto diviene autonomo ed indipendente dalle condizioni del mare, porta anche il dispositivo di sollevamento, con il quale si operano prevalentemente i montaggi della torre e della navicella (si potrebbe effettuare anche l'installazione della fondazione, purché ciò sia consentito dal programma temporale di realizzazione del parco eolico).

La verifica dei *tempi di lavoro* per il compimento delle attività previste è indispensabile per controllare la perfetta e completa attinenza del mezzo alla bisogna o la eventuale necessità di accompagnarlo con altro naviglio. In linea di massima gli spostamenti nell'ambito dell'area del parco potrebbero essere compiuti autonomamente.

Data la rilevanza dei costi, soltanto in accordo con un programma di lavori piuttosto stretto è da consentire con un raddoppio di tale mezzo, le cui reperibilità e disponibilità possono non essere né facili, né immediate, specialmente in momenti di grande attività.

I programmi recenti di alcuni imprenditori prevedrebbero la triplicazione della nave *Resolution* (Fig- 7-3a.3). E', quindi, da supporre che in un prossimo futuro i jack-up per scopi eolici tendano ad essere di tale tipo od, almeno, tale aspettativa sembra aver conquistato alcuni settori della marineria eolica, che in tal senso starebbero agendo (Fig. 7-3a.2).

Se questa è la tendenza, c'è da attendersi una trasformazione dei jack-up classici in navi autosollevanti munite di montanti. I pontoni con le stesse caratteristiche verrebbero sostituiti da questi natanti, che potrebbero anche fornire i servizi di trasporto sul sito dei pezzi, che dovranno, poi, montare, non limitandosi a tali esclusive operazioni.

7.3.3 Installazione della fondazione e dell'aerogeneratore nel sito a mare

7.3.3.1 Installazione della fondazione trasportata in posizione verticale

Per le discussioni relative alle alternative disponibili ed ai criteri, che hanno condotto a formulare la soluzione di riferimento, è opportuno consultare la *Rel Spec.*



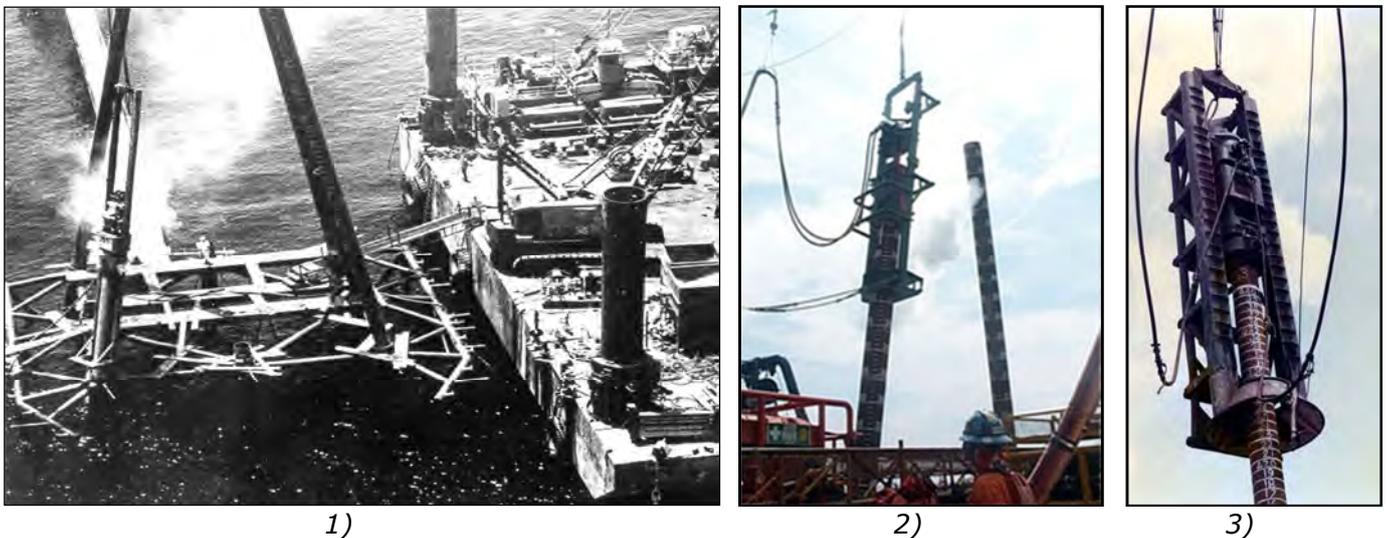
Fig. 7-3b. Sollevamento della fondazione dal mezzo di trasporto e discesa a mare

Per strutture, veicolate su bettolina/pontone in posizione verticale, è opportuno seguire una procedura di scarico, che tenga conto delle proprietà e di alcuni vantaggi, offerti da siffatto arrangiamento. L'operazione si sviluppa secondo alcune *fasi principali*, i cui criteri devono essere chiariti in documenti tecnici e devono essere integrati dalla consueta documentazione (*Stress Report*) per verificare lo stato accettabile di cemento/resistenza.

La loro successione è la seguente

1. *Sollevamento della fondazione.* L'operazione può essere condotta, imbracando la testa della struttura -praticamente l'estremità superiore della stessa- ed alzandola mediante la gru di bordo (Fig. 7-3b);

2. *Abbassamento della struttura nell'acqua marina.* La discesa della fondazione deve procedere ad una velocità consentita dal mezzo di sollevamento utilizzato e dalle cautele da prendere per condurre l'operazione in modo continuo, uniforme e graduale, oltre che dalle prescrizioni derivanti dalle verifiche eseguite nello Stress Report. Si deve esser certi che la struttura sia collocata con pieno rispetto delle coordinate del sito in modo da farle assumere sul fondale la posizione coincidente con quella finale nel pieno rispetto della posizione verticale prevista. Particolare cura va, quindi, applicata ad eventuali correzioni sugli spostamenti azimutali della gru e sull'apertura/chiusura del suo braccio. Per più ampi spostamenti occorre intervenire con opportuni accostamenti od allontanamenti dal sito, apportati al crane barge (operazione abbastanza lunga);



1) 2) 3)
Figg. 7-3c. Battipalo a vapore in azione su palo di ancoraggio inserito in montante (1, 2) e particolare di inserimento di apparecchio Vulcan sul palo di una fondazione Mc Dermott (3)

3. *Imbracatura di un palo di ancoraggio, suo inserimento nella gamba della struttura, calata sino ad incontrare il fondale ed applicazione del battipalo.* Il palo di fondazione è spinto entro il suolo marino da apparato pneumatico o da martello idraulico o preferibilmente da motore diesel (Figg. 7-3c). La potenza deve essere adeguata per far avanzare ad ogni colpo il palo negli strati del fondale e vincerne la resistenza alla penetrazione. Può essere opportuno dotare l'estremità di lavoro di adeguato irrobustimento (è da escludere il puntale conico chiuso al vertice);
4. Completato l'inserimento di un palo si passa in successione agli altri sino a che in tutte le gambe siano stati infilati i rispettivi pali. Si passa alla *sigillatura* di ogni estremità di palo col saldare la periferia esterna al bordo interno della rispettiva gamba (aiutando l'operazione col mettere in loco eventualmente settori d'anello per chiudere la corona circolare esistente tra diametro esterno del palo e diametro interno della gamba);

5. *Trasporto in sito del deck, sollevamento e posizionamento sopra il jacket.* Per fissare il deck al jacket occorre saldare l'estremità dei montanti del deck alle teste dei pali fondari. In tal modo si dà continuità al palo, che ne diviene l'elemento strutturalmente centrale della fondazione. A questo punto, condotte tutte le verifiche (ortogonalità, verticalità, etc.) dei vari elementi costitutivi dell'insieme, la struttura è pronta per ricevere la torre.

La procedura, appena descritta, si adatta, sia al caso in cui per la guida del palo non venga utilizzando ogni montante del castello, ma una appendice cilindrica saldata al piede di ogni gamba o, addirittura, la struttura monopila. Nel primo caso si dovrà impiegare un battipalo sommerso per inserire il palo di fondazione, nel secondo è il tubo stesso, che regge la turbina eolica, a fungere da palo di fondazione.

7.3.3.2 Installazione a mare in successione dei componenti dell'aerogeneratore

La *installazione dell'aerogeneratore* deve evolversi, seguendo la logica combinazione delle varie parti, che compongono l'aerogeneratore.

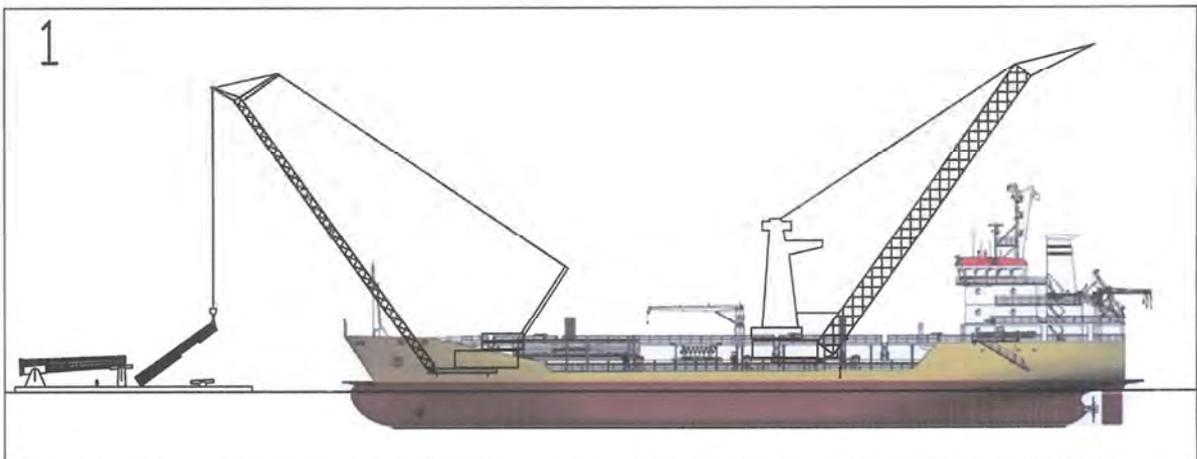


Fig. 7-3d. Prelevamento del primo tronco di torre dalla chiatta

Si procede, quindi, a

1. *carico e trasporto sul sito dei segmenti di torre e messa in postazione dei mezzi di sollevamento dei vari pezzi.* Il prelevamento dei materiali occorrenti dal cantiere in porto è fatto, o con la gru del cantiere, o con i mezzi di sollevamento del natante nel caso in cui sia dotato di tali apparecchiature. Se il trasporto è condotto con un jack-up, tale equipaggiamento è a bordo. Di solito i pezzi

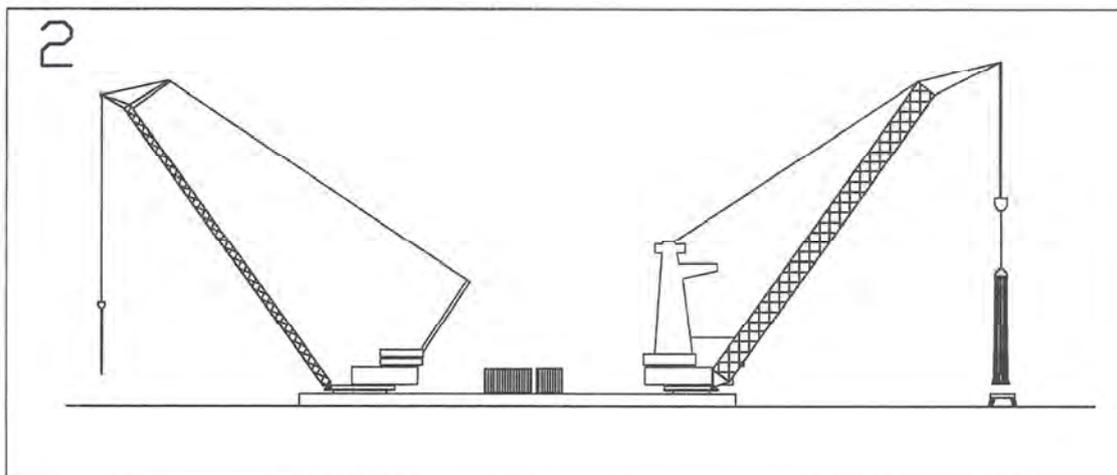


Fig. 7-3e. Posizionamento del primo tronco della torre

sono sistemati su un pontone non semovente, per cui il carico è effettuato direttamente con i mezzi del cantiere. Caricata la chiatta, essa è trainata mediante rimorchiatore sul sito, dove il mezzo, destinato all'installazione della turbina, provvede a imbracare il primo tratto della torre (Figg. 7-3d/e) e a spostarlo sulla fondazione;

2. *inserimento del primo troncone della torre nella fondazione e completamento del montaggio della torre.* Messo in asse con la flangia di base ed assicurato il troncone alla contro-flangia del blocco di base, che è inserito nella fondazione, è possibile proseguire nell'innalzamento della torre (Fig. 7-3f). I tratti successivi (da uno a due) sono fissati mediante flangia interna gli uni sugli altri. In ogni operazione occorre controllare le tolleranze specificate (parallelismo, verticalità degli assi, etc.) in modo da realizzare la torre secondo le prescrizioni costruttive;

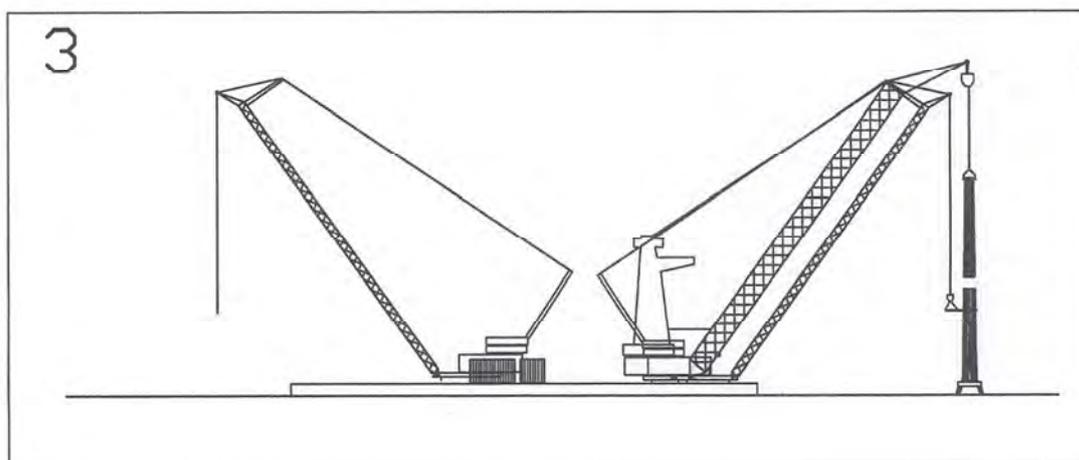


Fig. 7-3f. Completamento della torre

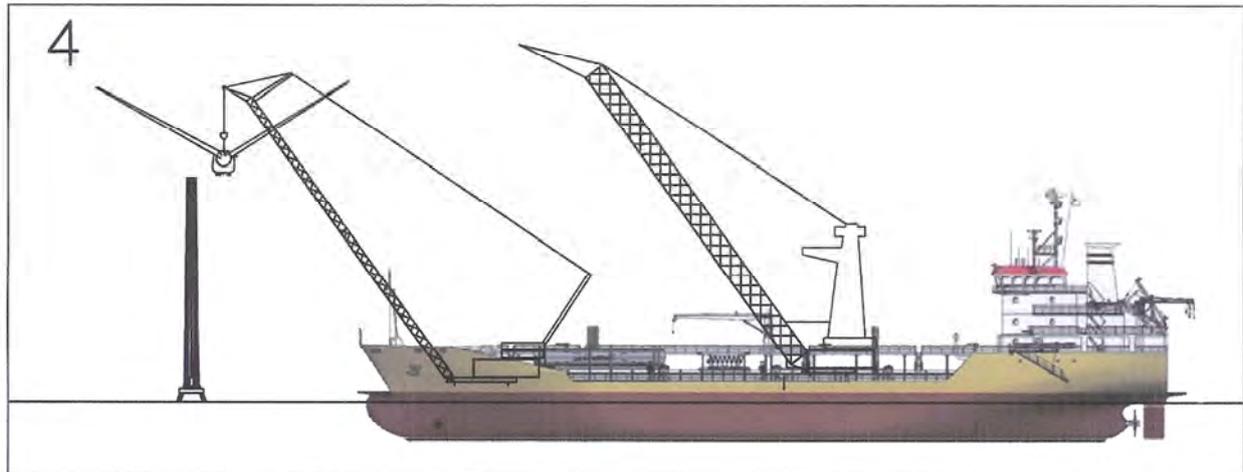


Fig. 7-3g. Spostamento della navicella sulla torre

3. *preparazione della navicella e del rotore, munito di una o più pale.* In cantiere si provvede a riunire i vari pezzi per procedere al montaggio del complesso da trasportare in situ. La soluzione, che è indicata nella Fig. 7-3g potrebbe essere sdoppiata nella installazione della navicella e successivamente del rotore. Le dimensioni dei vari componenti sono rilevanti. In Fig. 7-3h è rappresentabile

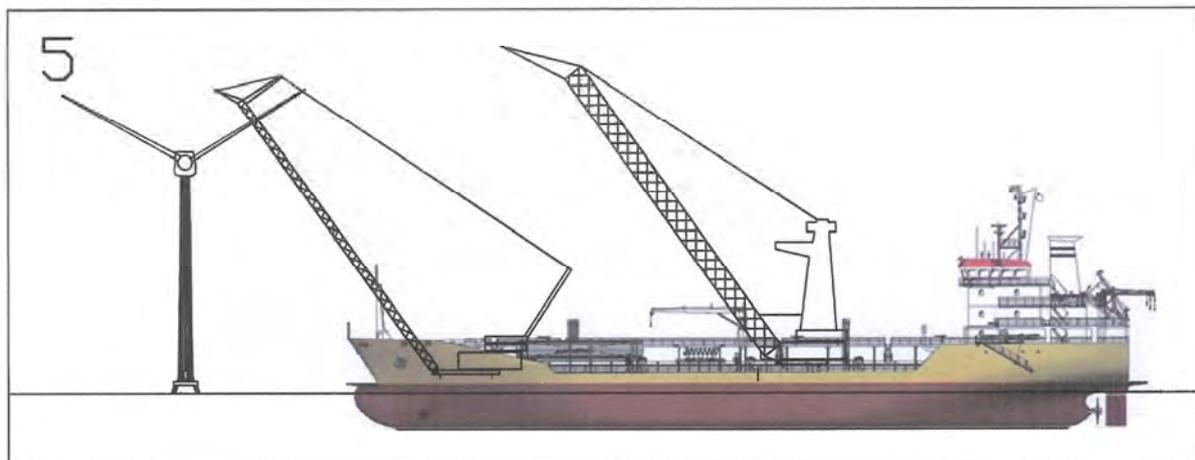


Fig. 7-3h. Posizionamento della navicella con due pale

visivamente la proporzione tra il corpo della nacelle e le dimensioni del personale addetto. Il confronto è quanto mai indicativo, seppur si riferisca ad una macchina da 5 MW rispetto a quella di interesse attuale, che è da 3 MW a rotore maggiorato, per cui il diametro rotorico (112 m per V112 e 126 m per 5M) non è molto diverso nelle due unità. Il peso del rotore attrezzato completamente è sulle 60/70 ton, di cui la metà per le tre pale, mentre il peso globale della navicella sale a 100/120 ton. I dati sono importanti, sia per la

gestione del cantiere, sia per le prestazioni dei natanti destinati ai lavori a mare. Tornando alla procedura di preparazione dei pezzi a cantiere, suggerita

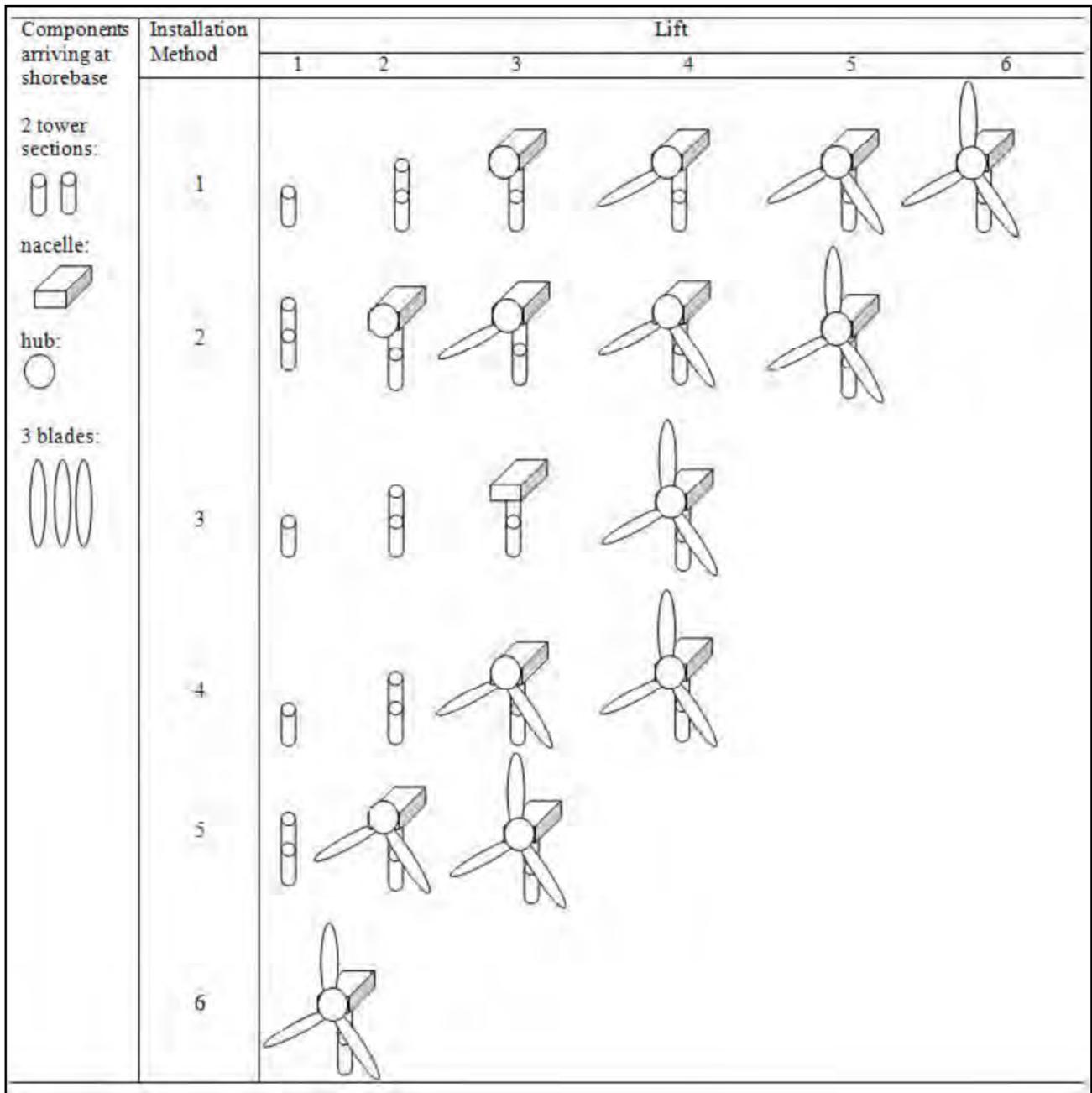


Fig. 7-3i. Quadro delle combinazioni possibili nel montaggio di torre-pale-rotore-navicella

dalla Fig. 7-3g, sono percorribili vie diverse a seconda delle diverse alternative, precisate dalla tavola della Fig. 7-3i. Dalla combinazione delle operazioni emergono alcune indicazioni, che corrispondono alla sequenze di No. 3 e 4/5, che toccano abbastanza concretamente le considerazioni precedenti e che meglio sono espresse nel punto successivo;

4. *sistemazione del rotore in linea con l'asse lento della navicella.* Il caso No. 3 della Fig. 7-3i è rappresentato dalla sequenza, in cui il rotore completo è messo in opera con la gru, di cui dispone il mezzo installativo (jack-up o pontone). Con la procedura, prevista dal caso No. 4, il rotore è composto da due pale soltanto ed è calettato sulla navicella, a cui viene in sol colpo assicurato (Fig. 7-3h);

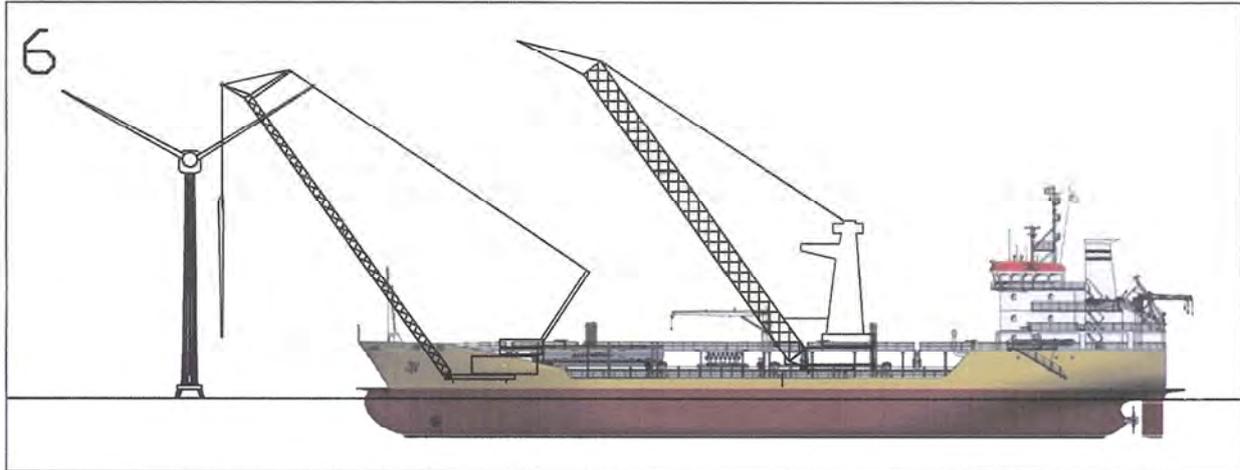


Fig. 7-3k. Inserimento dell'ultima pala nel mozzo

5. *completamento del rotore.* I casi No. 4 e 5 della Fig. 7-3i vanno trattati assieme almeno per quanto concerne il completamento dei pezzi che stanno in testa alla turbina. Resta da effettuare la operazione, illustrata nelle Figg. 7-3k;
6. *cablaggi e collegamenti elettrici interni per strumentazione, regolazione e potenza.* Quando la fase dei montaggi delle parti strutturali e funzionali della turbina eolica è conclusa, vanno continuati tutti i lavori, che devono permettere di collegare la macchina alla rete, come il completamento dei cablaggi, primo fra tutti la sistemazione dell'entrata e dell'uscita dei cavi di potenza della macchina.

Tab. 7.3.3 Numero di operazioni di aggancio e di sollevamento durante le manovre di installazione e pesi approssimativi di alcune turbine

Number of lifts	Typical limiting lift	Maximum weight (metric tons)		
		Siemens 3.6-107	Vestas V90 3 MW	Repower 5M 5 MW
6	Nacelle	125	70	305
5	Tower or nacelle	180-200	150	300
4	Nacelle	125	70	300
4	Nacelle/rotor assembly	190	105	380
3	Tower or nacelle/rotor assembly	180-200	150	380
1	Total assembled weight	400-420	262	655

A conclusione delle procedure installative della parte aerea dell'aerogeneratore qualche ulteriore considerazione può ancora proporsi. A commento della Tab. 7.3.3, si deve riconoscere che il numero delle operazioni necessarie per portare a compimento l'installazione della turbina sia un fattore non trascurabile. Ma tale parametro non può essere valutato singolarmente, in quanto ridurre ad esempio il numero di tronconi della torre ad uno solo significa affrontare anche le problematiche del trasporto di un pezzo così alto.

Lo stesso dicasi per il rotore più o meno equipaggiato con le pale. La navicella sola ha peso crescente con la potenza dell'unità eolica, passando da 70 ton con la V90 (attorno alle 100 ton con la V112) a ben 300 ton con la 5M. A fortiori succede con il rotore, che per gli stessi riferimenti passa da 105 ton a 380 ton. Variare il numero di pale significa variare il peso da spostare, tenendo conto che una pala può pesare tra le 7 e le 15 ton cadauna.

La tabellina propone alcuni argomenti di riflessione, mettendo in campo -anche se non apparentemente- tutto l'insieme delle decisioni, che sottendono l'installazione a mare. Si devono, infatti, considerare contemporaneamente i mezzi di trasporto, quelli di sollevamento e le procedure di attuazione del programma, che è stato definito. Non trascurando anche l'aspetto della movimentazione del personale attorno/entro torre e navicella.

7.4 INTERRO DEI CAVI SOTTOMARINI

La posa usuale mediante interro -che è la difesa più comune- del cavo elettrico richiede la tracciatura e l'esecuzione dello scavo lineare, la posa del cavo direttamente o successivamente al suo deposito lungo il bordo della fossa e la ricopertura del solco. Le fasi possono essere contemporanee o scaglionate in successione temporale. In alternativa, la posa diretta sul fondale -ovviamente senza interro- richiede, o la ricopertura del cavo con un materassino di corpi pesanti (in c.a o in ghisa o in materiali a prestazioni consimili con grande compatibilità con l'ambiente marino) per tenerlo in loco e proteggerlo da offese esterne, o il fissaggio al fondale in modo da ridurre al minimo l'eventualità di possibile strappo per azioni esterne impreviste.

7.4.1 Criteri generali

L'avvio delle operazioni per la posa dei cavi deve rispettare alcune indicazioni orientative di massima. Lo scopo operativo di navi o battelli, destinati a posizionare con cura cavi sopra/entro il fondale marino, deve tener presente alcune indicazioni, che sono inserite nello spazio riquadrato.

Si devono tener presenti alcune avvertenze, per cui

- i cavi per il trasporto d'energia elettrica (power cable) hanno sezioni molto maggiori di quelli per fibre ottiche per telecomunicazioni con la conseguenza che i mezzi navali, ad hoc destinati, devono essere dimensionati ed equipaggiati adeguatamente per rispondere alle esigenze installative;
- i sommozzatori possono essere impiegati per assistere e per cooperare all'installazione specialmente in acque basse o medie ed agli agganci del cavo elettrico con l'anima metallica, inserita nei J tube;
- in acque profonde l'operazione di interro può richiedere la collaborazione di mezzi in grado di spostarsi in profondità (ROV);
- una zona di esclusione di 500 m è bene sia imposta attorno al mezzo incaricato della posa del cavo per tutto il tempo dei lavori ed all'area di lavoro;
- nella zona a ridosso della costa il naviglio, impiegato in alto mare, può essere sostituito da mezzi minori per consentire una più accurata posa lungo il tracciato prestabilito a causa anche dei bassi/bassissimi fondali, ivi esistenti, evidenziandone anche mediante galleggianti (applicati direttamente al cavo in modo da lasciarlo in superficie) la linea di posa;
- lo scavo sul lido può essere condotto, o con mezzi terrestri (escavatore con benna, horizontal direct drilling, etc.), o con gli stessi dispositivi, che sono richiesti per il tracciamento a mare del percorso cavi (Figg. 7-4e/f).

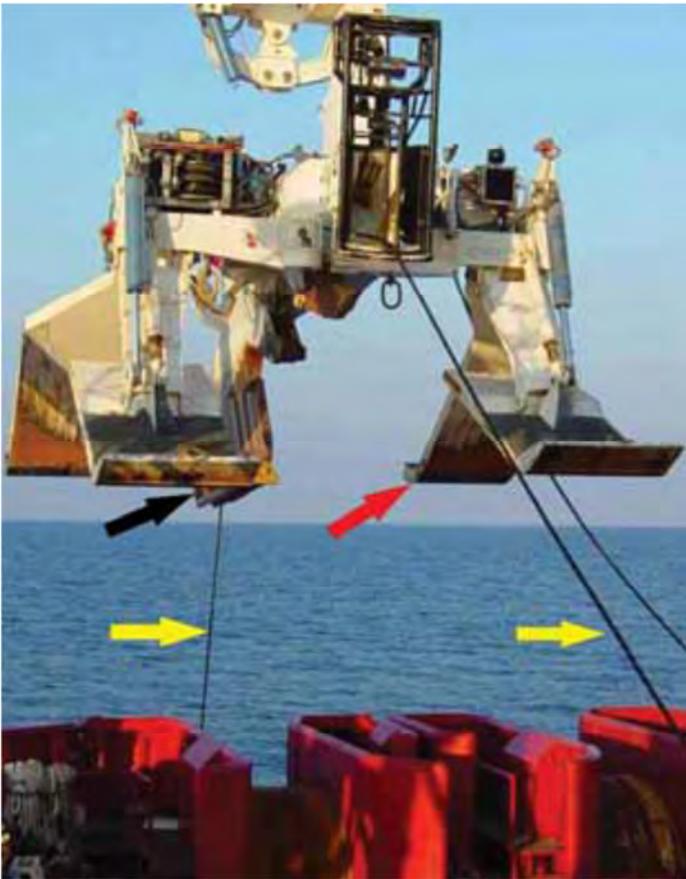
Secondo la *tecnologia delle operazioni di posa* sono prevedibili almeno tre diversi metodi di scavo (aratura, come nella Fig. 7-4b.1, getto ad acqua in pressione, come nella Fig. 7-4b.2, intervento diretto con escavatore) e mediante tre alternative nei confronti della effettiva deposizione/ricopertura del cavo e precisamente

- il *pre-scavo (pre-trenching)* della trincea, nella quale adagiare successivamente il cavo;
- lo *scavo contemporaneo (co-trenching)* con la posa, che avviene nello stesso momento in cui si solca il fondale (messa a dimora e ricopertura del cavo);
- lo *scavo successivo (post-trenching)* alla posa con susseguente ricopertura del cavo dopo che sia stato fatto scivolare e sistemare nella fossa, creata accanto (e al di sotto) del cavo.

Tutte le operazioni possono essere attuate direttamente dalla *nave appoggio*, con la quale i dispositivi immersi, specialmente quelli connessi con il trenching del fondale (Figg. 7-4b), restano in collegamento costante (per raggugli sulle diverse tecniche di scavo della trincea e di posa dei cavi si consulti il Cap.8 della *Rel. Spec. "Cavo elettrico sottomarino, posa e messa in opera"*, cui si rimanda).



Fig. 7-4a. Preparazione dello scavo in vicinanza di lido costiero



1)



2)

Fig. 7-4b. Aratro marino (1) per la posa di cavi sottomarini e varo (2) di apparecchiatura per scavi con getto d'acqua (Oceanteam). Il cavo a fibre ottiche (indicato dalle frecce gialle) è posato nel solco scavato dall'appendice dell'aratro (freccia nera), che è trascinato per il fondale grazie ai pattini, segnalati dalla feccia rossa (Alcatel Submarine Network -ASN- ora Alcatel-Lucent)

Il mantenimento del contatto tra la nave motrice e l'apparato esecutore si ottiene grazie ad un fascio di tubi e di cavi, che fanno da cordone ombelicale e che servono al passaggio dei segnali dei sistemi di controllo e di azionamento, oltre che ad effettuare tutte le alimentazioni necessarie (aria compressa, energia elettrica, etc.).

Il cavo, in realtà, è l'elemento trainante -se l'organo operatore è privo di autonomia tramite motori portati dall'apparato operatore stesso- ed il mezzo di guida lungo il percorso da compiere (anche a terra cfr. le Figg. 7-4g/h).

Deve, quindi, realizzarsi un continuo colloquio tra la strumentazione, che rileva le attività in acqua sul fondo marino, la loro completezza e la correttezza del funzionamento atteso in modo che si possa procedere secondo la velocità consentita dai parametri operativi (profondità/larghezza della trincea, velocità di avanzamento, intorbidamento dell'acqua, etc.)

7.4.2 Attraversamento del "posidonieto" e conseguenti mitigazioni

7.4.2.1 Caratteristiche del tracciato

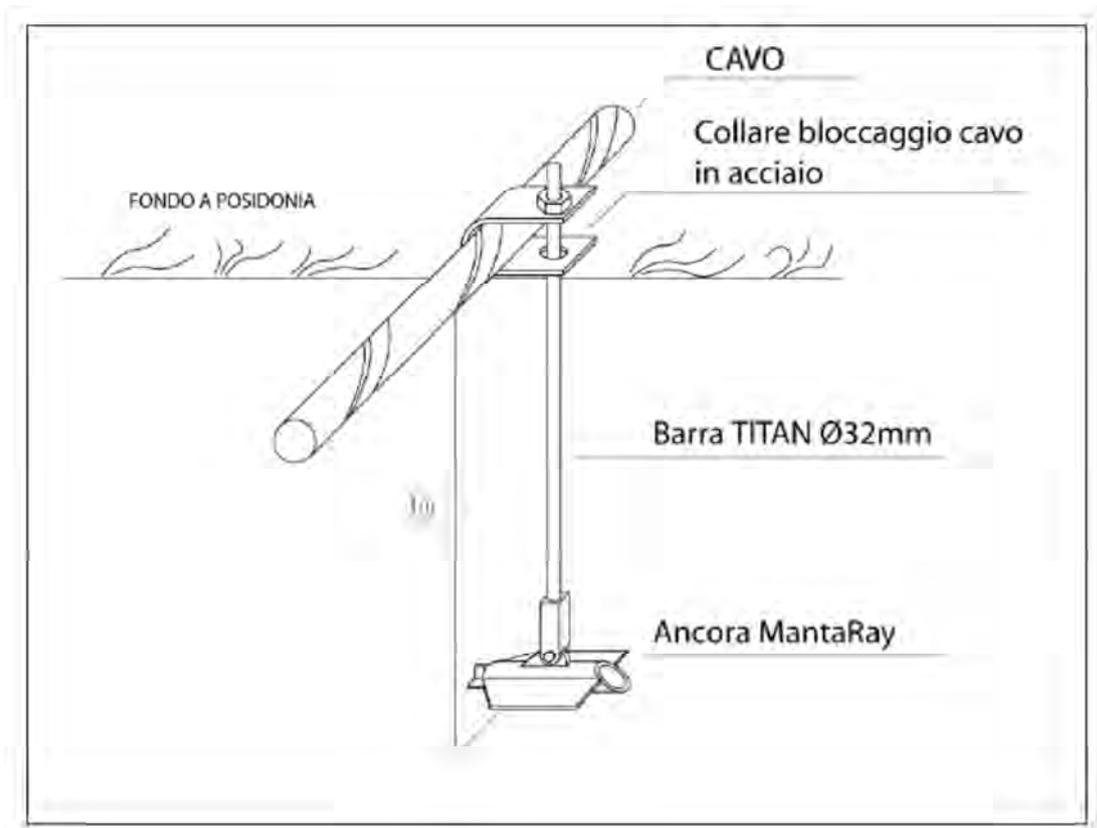
Si ritorni per una riflessione sul parag. 3.5.1.3 a proposito dell'attraversamento SIC, cioè del passaggio trasversale del cavo (*export/infield cable*) nel campo algale. Come è noto lungo la costa della zona prospiciente il sito eolico si estende una prateria -più o meno continua- di Posidonia Oceanica, di Coralligeno e di altri individui protetti, che nel prosieguo si identificheranno con la dicitura "*posidonieto*".

Il parco eolico sta a valle del posidonieto, mentre la costa sta a monte. In questa situazione si pone l'imperativo di creare il minor disturbo, dovendo necessariamente inoltrarsi in questo settore.

Una sola avvertenza può essere opportuno da sottolineare in queste note illustrative, che colpiscono gli aspetti più rilevanti dell'impianto elettrico. Ci si riferisce alle differenze installative, che pongono la diversa morfologia biocenotica/floreale del suolo marino nei vari spazi, interessati dal campo eolico e dalle sue propaggini.

In tutta la superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, si procede di solito all'interro del cavo sottomarino mediante dispositivi (aratro marino e getto d'acqua ad alta pressione), ben noti. Lo scopo è di inserire il cavo sotto un manto di materiale del suolo marino, che sia sufficiente a difenderlo da qualsiasi operazione avventata o spericolata da parte dell'uomo.

Il pericolo costante di tutta la distribuzione elettrica di un sito a mare è costituito dall'ancoraggio e dalla pesca (specialmente quella a strascico, che si attua sino a profondità di 40-50 m). Pur essendo solitamente vietate tali operazioni, non si può escludere che qualche utente del mare compia azioni improvvise e pericolose, che apparirebbero decisamente ostili negli effetti, pur non volendolo espressamente essere nelle premesse. Nella manovra di recupero del dispositivo di ancoraggio o della rete non si può escludere che si abbia un aggancio con il cavo: Ne conseguono distorsioni/spostamenti nel tracciato, ripercussioni sulla integrità fisica con lesioni superficiali/profonde, o, al limite, tranciatura del cavo.



1)



2)

Fig. 7-4c. Dispositivo di fissaggio del cavo (1) a fondale ricco di flora (2)

Per contrastare tali preoccupazioni si possono prospettare diverse soluzioni (alcune razionali, altre un po' arrischiate).

- Una -assolutamente poco sicura per il cavo- potrebbe configurarsi con il *far uscire dalla trincea il cavo all'inizio del posidonieto, tenerlo sollevato* rispetto al suolo marino sino a che non abbia superata l'estensione trasversale del campo. Al di là il cavo viene di nuovo inserito nel fondale. E' evidente che un'errata e improvvida operazione di ancoraggio potrebbe arpionare il cavo e tranciarlo (a parte la difficoltà di tenerlo in situ sollevato o appena appena sfiorante sulla prateria).

Un altro accorgimento potrebbe essere quello di *effettuare una sola trincea per tutti i cavi* anziché tante quante sono i sottocampi. Si dovrebbe confezionare una treccia unica dei cavi, che sono in numero pari ai sottocampi. L'insieme si potrebbe rivestire con una calza di contenimento (guaina continua in tessuto resistente, boa di materiale plastico anche fatto a spezzoni, nastratura che assicuri la forma di matassa dell'insieme, etc.) in modo da avere un unico corpo da affondare nella trincea, che eventualmente potrebbe essere un poco più grande di quella per cavo singolo. Questa specie di "salsiccia" dovrebbe essere realizzata fuori (a terra, ad esempio) ed esser portata successivamente a mare. Una difficoltà è data dalle sue caratteristiche, la lunghezza potrebbe superare la capacità della giostra e la sua rigidità potrebbe renderne difficile l'accumulo, richiedendo un raggio di curvatura diverso. Inoltre, si devono tenere fuori fondale -e forse anche fuori dell'acqua- i terminali dei cavi dei sottocampi, che sono stati interrotti all'attacco del posidonieto. Prima di procedere all'interro occorre ripristinare il collegamento elettrico tra questi terminali ed i corrispondenti della matassa. La giunzione deve risultare assolutamente stagna onde evitare corto circuiti o andate a massa.

A contrastare la soluzione stanno le esigenze elettriche, imposte dal costruttore del cavo, che consiglia di tenere i vari elementi tra loro distanti di alcuni metri (6/8 per la precisione), quando marciano di conserva.

- Un altro provvedimento, che è quello ovvio e immediatamente avanzato per mitigare il disturbo, è prelevare i ciuffi di Posidonia e metterli a dimora in zona con caratteristiche abbastanza analoghe a quelle d'origine per tentare di preservarne la sopravvivenza. Sono note le obiezioni contrarie, formulate a questa iniziativa, che si basano sulla diffidenza che essa abbia a far sopravvivere nel nuovo assetto i ciuffi asportati. Occorre prendere le massime precauzioni per poter contare sulla loro continuità di esistenza.
- Una avvertenza, che parrebbe quasi inutile sollevare e che è quella da seguire fin dall'inizio degli studi per trovare la miglior soluzione, sta nell'individuare un percorso reale -magari contorto e più lungo- che consenta di evitare tutti i problemi precedenti. Se sia possibile non si sa, se non ci si applica a rilevare con cura la configurazione del posidonieto e, successivamente, ad indicare quel tracciato in cui i ciuffi siano poco o punto presenti.
- Nelle zone di suolo, in cui prospera o vegeta la posidonia, simili procedimenti possono produrre gravi lesioni al tessuto floreale, lesioni che possono essere difficilmente mitigabili, pur facendo di tutto per preservare le piantine (adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste e continua successiva cura). Provvedimenti alternativi a quelli citati, che siano meno invasivi dei precedenti, possono essere più tollerabili e graditi.

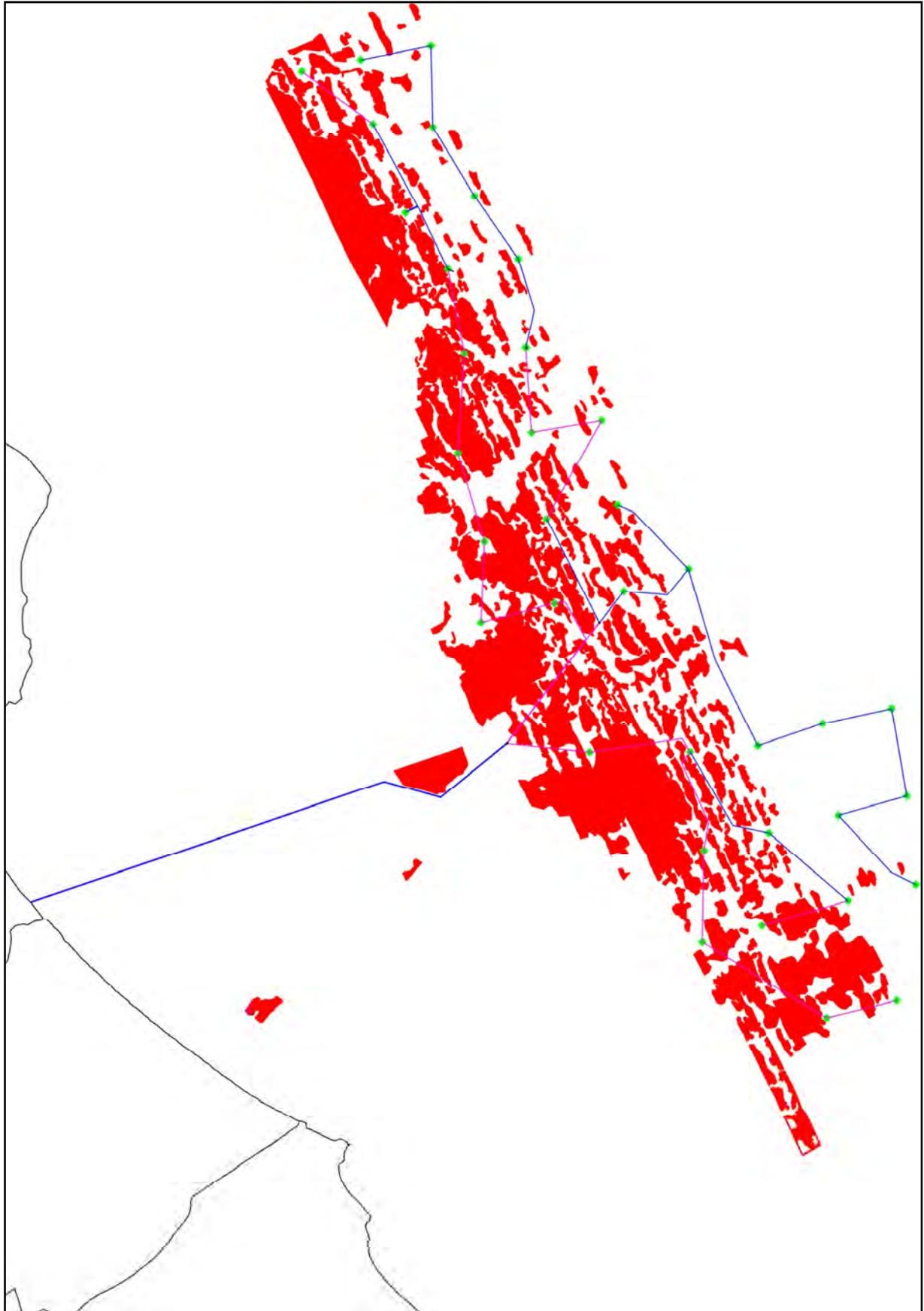


Fig. 7-4d. Mappa del posidonieta con indicazione dei cavidotti ad esso esterni (colore blu) ed interni (color fucsia)

Un procedimento assai diffuso è quello di *posare semplicemente il cavo sul fondale e di ricoprirlo con un "materassino" di difesa*. Questo è costituito da masse di materiale pesante (c.a., ghisa, etc.) ed idoneo a stare in ambiente aggressivo, come quello marino. I vari corpi, che sono di dimensione opportuna e abbastanza ridotta, sono connessi tra loro, lasciando un certo spazio mutuo per consentire e favorire il rigoglioso sviluppo della vegetazione. Naturalmente il piede di queste piccole masse osta la crescita della flora.

- Per limitare viepiù il disturbo si potrebbe -sempre adagiando i cavi sul fondale marino- *ancorarli ad esso mediante staffe* (Fig. 7-4c). Il numero per unità di lunghezza del cavo, la profondità e la tipologia dell'ancoraggio, il collegamento al cavo, etc. sono caratteristiche da determinare anche in funzione della forza da sopportare. E' evidente che per contrastare il tiro, esercitato dall'argano di bordo nel recupero dell'ancora o della rete, occorra dimensionare questo tipo di difese in modo opportuno, non trascurando le difficoltà di mettere in opera tali dispositivi a 30 m dal pelo libero. L'idea può trovare altre alternative tecnologiche, come il ricorso a micro pali fondari, che possano essere più facilmente installati mediante "battitura".

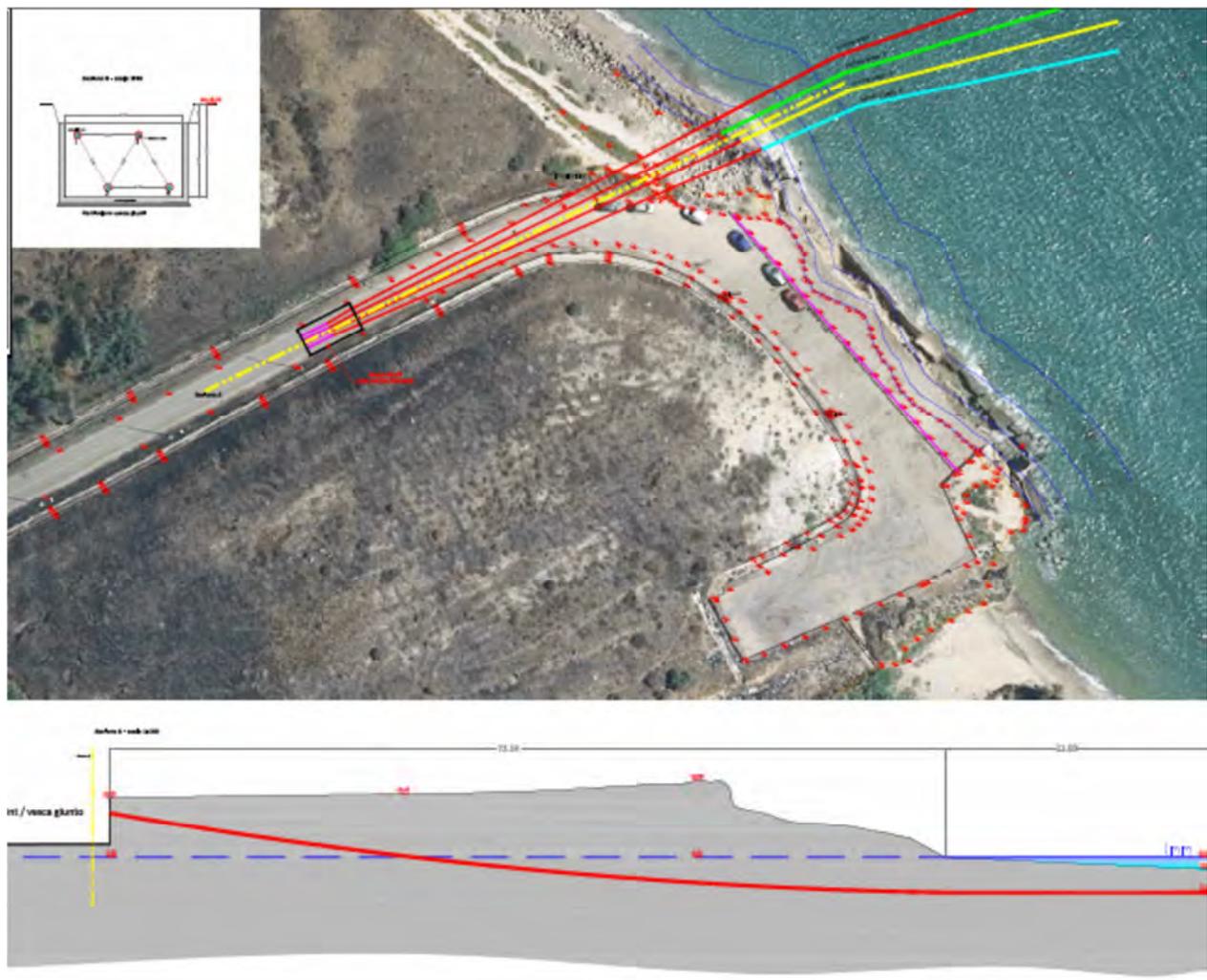


Fig. 7-4e.1. Punto di approdo dei cavi marini

L'elenco di alcuni dei provvedimenti, più o meno seguiti nella tecnica installativa del cavo sottomarino, ha solo lo scopo di illustrare quanto si fa o si potrebbe avanzare come ipotesi di lavoro.

7.4.2.2 Indicazioni generali sulle condizioni del tracciato

Il transito in fondali, abitati dalla Posidonia Oceanica, del cavo elettrico pone il problema della più corretta soluzione dei riflessi negativi imputabili al suo passaggio.



2)



3)

Fig. 7-4e.2/3. Vista dalla spiaggia e della costa verso la zona di approdo

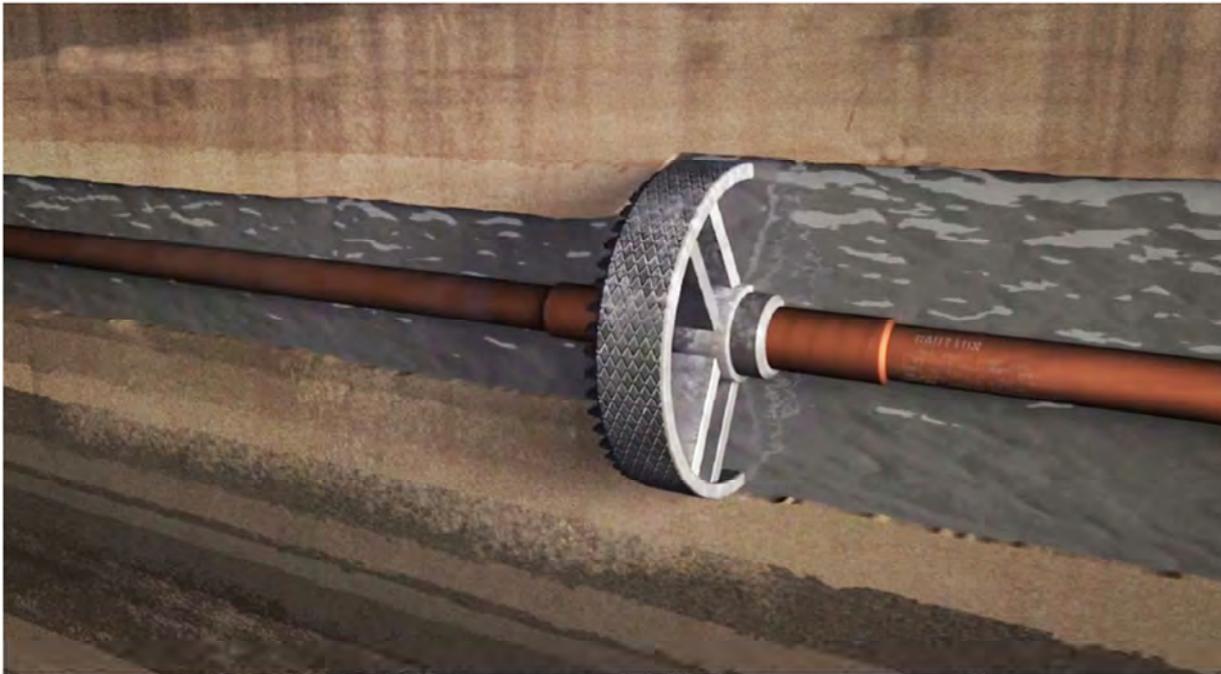
E' inutile ribadire il convincimento del gruppo progettistico, che è schierato per l'adozione dell'interro dei cavi sottomarini, laddove non sia interessato un habitat di elevato valore conservazionistico. E' procedura diffusissima nei campi eolici a mare del Nord Europa, nei quali il fondale è spessissimo a bassa profondità (*shallow water*).



1) Realizzazione vasca di entrata (Entry Point), posizionamento macchina perforatrice a mast inclinabile e gruppo di miscelazione e pompaggio fluidi a base d'acqua (con bentonite biodegradabile al 100% tipo BIO-BORE);



2) Perforazione pilota (Pilot Bore) di piccolo diametro (100-150 mm) tramite punte a becco d'oca, tricono o turbina ad acqua e bentonite, controllata attraverso il sistema di guida tipo "Para Track", walk-over o MGS.



3) Allargamento del foro pilota sino al diametro di progetto (back reaming) tramite alesatore;



4) Aggancio della tubazione a giunto rotativo

Figg. 7-4f. Operazioni di "foratura" del suolo tra vasca e litorale

Con battente d'acqua assai ridotto sembra che la possibilità di subire danni da utenti del mare siano più sensibili. Non che i pericoli siano diversi per fondali un po' più profondi, come è il caso di Cerano, che, toccando i 30/40 m, si colloca già in un ambito meno frequentato dai siti europei dei mari settentrionali.

Ciò che rende il caso Cerano più complesso è la presenza del posidonieto, che sposta non poco la prospettiva della tipologia di difesa da applicare al cavo

sottomarino. Non è, quindi, possibile in via immediata affermare categoricamente quanto sia meglio per tutelare il corretto funzionamento del cavo. Occorre inevitabilmente condizionare le scelte, visti i vincoli ambientali esistenti, in modo da raggiungere un compromesso accettabile tra la tutela della morfologia del fondale e la certezza di evitare qualsiasi offesa al cavo.



Fig. 7-4g. Posa cavo verso costa



Fig. 7-4h. Avanzamento del cavo sulla spiaggia

Con la attuale struttura degli strati superficiali del fondale, costituiti –stando almeno ai primi rilievi geotecnici- da limi e da sabbie, si può così provvedere in *successione diretta con l'aratura del suolo marino anche alla posa del cavo elettrico sottomarino* (con 1-3 m d'interramento) ed al suo occultamento con la ricopertura della fossa.

Per il *tratto dal bagnasciuga alla cabina (0 vasca) di approdo* si dovranno realizzare condotti (di larghezza opportuna mediante la tecnica del direct drilling – Figg. 7-4e.1/4f- per una profondità analoga o adeguata per passare attraverso/sotto la falesia costiera), che dovranno ospitare i cavi sottomarini e che dovranno essere ricoperti con lo stesso materiale, smosso nello scavo, per ripristinare le condizioni preesistenti (fatte salve le precauzioni contro le emissioni elettromagnetiche).

Nella prospettiva, enunciata nel primo capoverso di queste ultime note sull'argomento, particolare attenzione va posta nella penetrazione degli spazi, che sono sede del "posidonieto".

In primis, si deve tendere ad *evitare l'intrusione nelle zone a più folta vegetazione*, predisponendo a transitare ove minore è l'aggravio.

Successivamente, bisogna esaminare ogni possibile attenuazione del disagio arrecato, laddove non sia possibile evitare l'attraversamento, mediante opportune e ben *calibrate misure di mitigazione*.

Si dovrà ricorrere a soluzioni tecnologiche, già indicate nei precedenti paragrafi, non escludendo anche le *tecniche a getto*, che per brevi tratti possono rivelarsi utili, assicurando sempre l'interro del cavo elettrico e riducendo al contempo la larghezza superficiale della striscia di scavo. E' bene che siano utilizzate in associazione con provvedimenti per ridurre l'intorbidamento.

CAP.8
PRIMA CARATTERIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

8.1 PARAMETRI DELLA CENTRALE

Per una prima sintetica rappresentazione delle proprietà dell'insediamento e dei suoi riflessi positivi sulla condizione energetica locale (provinciale e regionale) e nazionale si possono formulare alcune considerazioni orientative (più estese ed approfondite analisi si possono rintracciare nell'analogo capitolo della Rel. Spec. PRO-REL-10 "Energia prodotta e costi").

La potenza utile dell'impianto è deducibile da quella teorica, applicando a questa alcuni fattori riduttivi, quali

<i>fattore di disponibilità dell'impianto</i>	$\eta_d = 0,97;$
<i>fattore di carico</i>	$\eta_c = 0,22-0,35;$
<i>efficienza aerodinamica</i>	$\eta_a > 93\%;$
<i>rendimento di trasmissione</i>	$\eta_e = 96\%;$

che danno luogo al seguente prodotto pari al *rendimento presunto*

$$\eta_t = \eta_a \times \eta_d \times \eta_e \geq 86\%.$$

Un'osservazione apparentemente pleonastica va avanzata a proposito del valore attribuito al rendimento globale. Stante alle voci ed alla rispettiva quantizzazione appare in netta discrepanza con quanto è osservato nel Cap. 5 della *Rel. Spec. PRO-REL-17*.

Colà è stata avanzata una valutazione leggermente inferiore a quella, che è stata qui prospettata. Infatti oltre alle perdite di scia, che sono stimate in 8,26% contro un 7% qui attribuito al rendimento aerodinamico, la divergenza sta in un diverso peso fissato per le perdite elettriche di rete e di trasformazione (4% contro un 3%) e per due altre voci non stimate, che riguardano le perdite dovute alla presenza di ghiaccio sulle pale e/o alla degradazione superficiale delle pale anche per corrosione causata dall'ambiente marino (2%) e per altre perdite (1%) non identificate, che sono considerate per maggior prudenza.

La differenza tra il valore qui indicato (~86%) e quello impiegato per le stime energetiche (~82%) sta proprio nelle valutazioni, che sono state appena esposte e che non inducono a dover modificare almeno al momento attuale l'impostazione data. Infatti, proprio i quattro punti, che stanno tra le due quantità numeriche derivano da un credito concesso o meno alle suddette voci di perdita.

Si ritiene, comunque, che l'aver incrementato le perdite, fornisce un elemento di maggior credito ai numeri, che sono stati dati alle perdite elettriche e di conseguenza all'energia elettrica generata. Risultando questa un po' inferiore, la determinazione è indubbiamente in difetto. Difficilmente potrà essere rigettata, in quanto anche con tali dati si afferma la positività della generazione di energia, che il sito assume.

Altri dati, di cui alcuni sono già riportati nella Tab. 3.1.1, sono il *numero di macchine per concessione*, i *posti di lavoro recuperati* (pari a 0,5-1 unità per MW installato in tutto il ciclo lavorativo), il *numero di famiglie alimentate con l'energia generata*, etc.

A proposito dei fattori, che sono stati appena citati, di uno di essi, cioè del *fattore di carico (Capacity Factor)*, qualche chiarimento sembra utile. Esso dà un ragguglio sulle ore di funzionamento equivalenti (riportate alla piena potenza dell'aerogeneratore) rispetto a quelle complessive dell'anno solare (8.760 ore).

Si consente così di valutare l'energia realmente generata e vendibile rispetto a quella teoricamente producibile in un anno con funzionamento a piena potenza.

Si può ritenere che per il sito considerato il fattore di carico sia molto prossimo al valore massimo indicato, anche in virtù della modernità delle macchine da utilizzare.

D'altronde, il valore di 0,22 corrisponde a 1.927 ore/anno e quello estremo di 0,35 è pari a 3.066 ore/anno. Nei siti offshore una quantità di 4.000/4.200 ore/anno (dato questo riferito al sito danese di Horns Rev), pari ad un η_c di 0,456/0,479, difficilmente può essere raggiunta (almeno a distanze dalla costa ragionevoli per i siti eolici offshore nazionali). Un livello, compreso tra le 2.325 e le 2.400/2.700 ore/anno, sembra essere abbastanza ragionevole (ancorché cautelativo), come può essere evidenziato anche dai calcoli, qui riportati

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 1.950 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 181.116.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.200 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 204.336.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.400 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 222.912.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.520 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 234.057.600 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.900 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 269.352.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 3.500 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 325.080.000 \text{ kWh/anno}$$

in cui le ore equivalenti, già rapportate al rendimento teorico, valgono

$$1.950 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 1.677 \text{ ore/anno}$$

$$2.200 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 1.892 \text{ ore/anno}$$

$$2.400 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 2.064 \text{ ore/anno}$$

$$2.520 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 2.167 \text{ ore/anno}$$

$$2.900 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 2.494 \text{ ore/anno}$$

$$3.500 \text{ ore/anno} \times 0,86 = 3.010 \text{ ore/anno}$$

8.2 ENERGIA PRODOTTA

8.2.1 Energia generata annualmente

Mettendo insieme tutti gli elementi sin ad ora discussi, è possibile risalire all'energia elettrica prodotta dal campo eolico, cioè all'energia, che è possibile cedere alla rete rispetto a quella, che è stata generata in un determinato lasso di tempo dal campo eolico.

L'energia elettrica, che è generata in un anno dal parco eolico ed è ceduta alla rete, varrebbe *in funzione del numero d'ore equivalenti reali* precisamente

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 1.950 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 181.116.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.200 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 204.336.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.400 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 222.912.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.520 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 234.057.600 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.900 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 269.352.000 \text{ kWh/anno}$$

$$3.000 \text{ kW/unità} \times 3.500 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 325.080.000 \text{ kWh/anno}$$

Utilizzando anche le carte degli atlanti eolici riguardanti la zona costiera interessata dall'investimento offshore, si ricava una previsione oraria annuale del valore, già appurato, che potrebbe concorrere ad una produzione finale di 269.352 MWh/anno. Il dato potrà essere variamente utilizzato nelle stime economiche. E', ad ogni modo, importante, perché definisce un traguardo, che non dovrebbe essere irraggiungibile.

Se si vuole prendere in esame anche le stime della *Rel. Spec. PRO-REL-17*, che farebbero ammontare con il rendimento all'82% circa a 280.662 MWh/anno la quantità energetica ridotta (cfr. le considerazioni finali del parag. 9.2), si avrebbero pur tuttavia delle conclusioni, che non sono per nulla differenti sostanzialmente da quelle che si traggono in questo capitolo.

8.2.2 Numero famiglie alimentabili dalla centrale eolica

Un quesito, che sovente viene posto ai progettisti dei campi eolici, si concentra nella richiesta d'indicare il *soddisfacimento energetico delle famiglie*. C'è da chiedersi quante case o famiglie -come solitamente si ricorre nella letteratura tecnica di lingua inglese- potrebbero trovare copertura alle proprie esigenze annue di energia elettrica tramite la fornitura da parte del parco eolico.

Prendendo come numero di riferimento, quello che è stato ritenuto raggiungibile, come è stato appena calcolato, in 269.352 MWh ed ammettendo che mediamente una famiglia possa assorbire annualmente una quantità di energia di 4/4,5 MWh/anno si avrebbe la possibilità teorica di provvedere a

$$269.352 \text{ MWh/anno} / 4 \text{ MWh/anno/ famiglia} = 67.338 \text{ famiglie}$$

$269.352 \text{ MWh/anno} / 4,5 \text{ MWh/anno/ famiglia} = 59.856 \text{ famiglie}$

o ad un tal numero di abitazioni familiari.

Ricorrendo alla quantità, derivata con le elaborazioni dei dati POWERED ed effettuata nella *Rel. Spec. PRO-REL-17* che fissa in *280.662 MWh/anno* il contributo da parte del sito di Cerano, porterebbe ad alimentare un numero di famiglie anche superiore, pari con i precedenti due indici rispettivamente a 70.165 e 62.369 famiglie.

CAP. 9

STIMA DEI COSTI E DEI RICAVI

9.1 COSTI CAPITALE

Per la stima dei costi capitale si possono assumere i seguenti dati

- macchina eolica della potenza di	3.000 kW/unità
- profondità del fondale (val. mediato)	~30 m
- dimensioni/pesi della fondazione	come da S.T. (Tab. 3.3.1)
- numero unità	36
- dimensioni/pesi della turbina	come da S.T (Tab. 3.2.1)

mentre tutti gli altri dati, necessari alle stime economiche, si desumano dalle S.T. progettuali, esposte nel corso della *Rel. Spec. PRO-REL-10 "Energia prodotta e costi"* e soprattutto dall'elenco più analitico, che è esposto nel "*Computo Metrico Estimativo*" dell'impianto di Cerano.

Si possono prevedere i seguenti valori di primo orientamento, seguendo stime del progetto (segnalate con asterisco) e valutazioni su dati di impianti del Nord-Europa -almeno per quanto riguarda i costi della macchina eolica e quelli relativi ad avviamento, imprevisti e spese generali- per il

- costo della macchina eolica	4.150.000 €/unità
	(*)2.878.880 €/unità
- costo della struttura fondaria	1.750.000 €/unità
- costo del montaggio macchina e fondazione	750.000 €/unità
- costo del cavo sottomarino e relativa posa	800.000 €/unità
- sottostazione e collegamento a rete elettrica locale	450.000 €/unità
- avviamento, imprevisti, spese generali	750.000 €/unità
	(*)621.120 €/unità
- opere di mitigazione	250.000 €/unità
- costo totale di un'unità	8.900.000 €/unità
	(*)7.500.000 €/unità

che portano ad un

- costo complessivo del parco eolico (36 unità)	320.400.000 €/parco
	(*)270.000.000 €/parco
- costo per unità di potenza installata	≈2.970 €/kW
	(*)2.500 €/kW

Nel prosieguo delle considerazioni sul bilancio economico si farà riferimento alle stime basate su informazioni estere, che, essendo anche superiori a quelle da fonte interna, consentono di avere una visione meno ristretta.

Secondo valutazioni più coerenti si potrebbe ritenere che il costo specifico possa anche essere maggiore, tenendo conto delle attuali tendenze del mercato delle macchine eoliche. L'intervallo di variabilità, che negli ultimi anni si è ritenuto attendibile nelle diverse realizzazioni, si situa nell'intervallo tra i 1.650 di Horns Rev ed i 3.300 €/kW di Princess Amalia, raggiungendo anche punte sino a 4.200 €/kW di Alpha Ventus ed a 5.000 €/kW (secondo le informazioni riguardanti il parco eolico di Thorton Bank I) al crescere della profondità e della potenza unitaria.

Un breve commento va pure fatto a proposito delle cifre, che sono presenti nel Computo Metrico ed in questo paragrafo a proposito del costo globale dell'impianto. La discrepanza nelle stime, che sono state riportate nel computo riquadrato, è dell'ordine di una cinquantina di milioni di Euro. E la ragione sta in una valutazione un po' abbondante, che qui è stata imposta ai costi di *avviamento, imprevisti, spese generali* (750 k€/unità contro 621,12 k€/unità) ed a quelli di acquisto della turbina (4.150 k€/unità contro 2.878,88 k€/unità).

Si ritiene, pertanto, di poter continuare a sviluppare le considerazioni economiche, che sono la finalità di questo capitolo, tenendo come base di riferimento il costo capitale, orientativamente valutato con dati del mercato estero, che sovrastima il costo capitale rispetto alle stime interne.

9.2 COSTI VARIABILI

Una voce importante dei *costi variabili* è rappresentato dalla *manutenzione*. Si è assunto cautelativamente nel 2,0 % del costo capitale (senza alcuna riduzione per sistemi del campo eolico, che sono meno esposti alla manutenzione) l'onere annuale per tale servizio, che è pari a

$$320.400 \text{ k€}/\text{anno} \times 0,02 = 6.408 \text{ k€}/\text{anno}$$

che al primo anno può essere considerata pari alla metà. Altre voci sono quelle del personale costituito genericamente da

1 responsabile	x 60 k€/anno	=	60 k€/anno
2 impiegati	x 40 k€/anno	=	80 k€/anno
3 tecnici	x 40 k€/anno	=	120 k€/anno
10 operai	x 24 k€/anno	=	240 k€/anno
	<i>totale</i>	=	500 k€/anno

e quelle per assicurazione pari al 5‰ del costo capitale per 1.602 k€/anno. Il totale per il primo anno -ipotizzando di conteggiare metà della spesa per manutenzione- ammonta a 5.306 k€/anno, mentre negli anni successivi varrebbe 8.510 k€/anno.

Il *ricavo annuale* è impostato sulla generazione di energia da parte di aerogeneratori da 3 MW in funzionamento a piena potenza per un numero convenzionale di ore, che esplori tutto l'intervallo credibile per un sito nell'Adriatico Meridionale, come è quello di Cerano.

Si può variare tra un valore tenuto volutamente modesto (2.200/2.400 h) sino ad un livello ritenuto proponibile (2.520-2.900/3.100 h) per consentire una valutazione economica in grado di esplorare tutta la gamma di producibilità, come è prassi in stime preliminari.

Si ritiene congruo un *prezzo d'acquisto del kWh prodotto* in regime di Certificati Verdi pari a 0,18/0,16 €/kWh con maggior credito sulla cifra inferiore nel caso non si dovessero riconoscere maggiorazioni per il caso offshore, che è innegabilmente gravato da spese maggiori per un numero più grande di componenti/operazioni (leggi, fondazione, installazioni a mare, etc.) e per una progettazione/costruzione più solida a causa delle condizioni meteo-marine esistenti nel sito.

Nel caso in cui tale sistema di agevolazioni dovesse venir modificato, il prezzo dell'energia potrebbe drasticamente ridursi. Non dovrebbe raggiungere livelli eccessivamente ridotti, rispetto al valore qui assunto, anche se esso possa in astratto apparire ai giorni nostri piuttosto conveniente o positivo per la gestione dell'impianto. Ma su questa sensazione occorre riflettere, come si tenterà di fare nel paragrafo successivo.

Se, invece, esso dovesse scendere oltre misura ed essere valutabile presuntivamente ad un limite, come quello di 0,12 €/kWh sostenuto da alcune fonti e corrispondente ad una decurtazione per ribasso d'asta massimo (pari al 20%), l'installazione eolica offshore sarebbe di fatto preclusa.

Con le precedenti ipotesi l'energia generata in un anno dal parco eolico, considerando il rendimento atteso, sarebbe teoricamente determinata dalla seguente espressione

potenza totale dell'impianto x rendimento globale x numero di ore equivalenti

ed il conseguente introito, che se ne deriverebbe, ammonterebbe al prodotto tra

energia totale prodotta x prezzo del kWh riconosciuto

Prima di avviare la valutazione del regime di cassa è opportuno considerare anche i valori, che sono stati elaborati nell'analisi di producibilità (cfr. la *Rel Spec. Pro-REL-15*). Utilizzando i dati elaborati dal Progetto POWERED, vi sono state determinate le quantità di energia elettrica, prodotte dal campo eolico. Nell'elenco sottostante è riportata la produzione energetica annua al netto delle perdite per effetto scia con il conseguente rendimento dell'impianto per un totale di 311.847 MWh.

<i>Produzione annua netta [MWh]</i>	<i>311.847</i>
<i>Perdite per effetto scia [%]</i>	<i>8,26</i>
<i>Rendimento parco eolico [%]</i>	<i>91,74</i>

Va ricordato che nei calcoli effettuati non sono incluse le seguenti perdite sistematiche

- perdite elettriche di rete e di trasformazione (4%)
- perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori (3%)
- perdite dovute alla presenza di ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale anche per corrosione causata dall'ambiente marino (2%)
- altre perdite (1%).

Il valore di queste perdite è del 10%, che vanno ad aggiungersi alle precedenti di natura aerodinamica. Il dato complessivo ammonta così al 18,26%, abbassando il rendimento totale al 81,74%, che sarebbe inferiore di altri 4 punti rispetto a quello considerato nelle valutazioni sull'energia prodotta dal campo eolico (da ~86% a ~82%).

Prendendo in considerazione anche le perdite del sistema di generazione i numeri del precedente elenco si modificano nei seguenti

<i>Perdite aggiuntive [%]</i>	<i>10,00</i>
<i>Produzione annua attesa [MWh]</i>	<i>280.662</i>
<i>Potenza nominale totale [MW]</i>	<i>108</i>
<i>Ore annuali equivalenti con funzionamento a piena potenza</i>	<i>2.600</i>

avendo abbastanza cautelativamente assunto un rendimento complessivo del 82,26 % rispetto ad 86% dei calcoli precedenti (ciò significa che ci si può riferire ad una stima teorica del contributo orario da $2.598/0,8226 = 3.158$ ore equivalenti a piena potenza).

La stima di produzione annua netta sopra riportata rappresenta la P50%, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua con la probabilità di raggiungerla del 50% nell'anno. Lo scarto quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato.

Si può valutare il valore di P75%, vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno. Si arriva così ad un valore un po' minore e pari a

252.035 MWh/anno per 2.335 ore equivalenti

Con i dati precedenti è possibile impostare una serie di valori (Tab. 9.2.1), che in funzione del numero di ore equivalenti a piena potenza derivi il quantitativo di energia generata ed il conseguente introito, ottenuto con la vendita dell'energia elettrica in base al prezzo presunto di cessione della stessa.

Tab. 9.2.1. Energia elettrica generata ed introiti annuali

Potenza Totale [MW]	Ore equivalenti teoriche [ore /anno]	Rendimento [%]	Energia elettrica prodotta [MWh/anno]	Prezzo energia [€/MWh]	Introito annuale [k€/anno]
108	2.200	0,86	204.336	180	36.780
				160	32.693
108	2.400	0,86	222.912	180	40.124
				160	35.666
108	2.520	0,86	234.057	180	42.130
				160	37.449
108	2.900	0,86	269.352	180	48.483
				160	43.096
108	3.000	0,86	278.640	180	50.155
				160	44.582
108	3.022	0,86	280.662	180	50.519
				160	44.905

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, la stima va impostata sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, in cui con le energie determinate si rilevano le ore equivalenti da inserire nella Tab. 9.3.1 e precisamente

Stime attuali

269.352 MWh/anno per 2.900 ore/anno $\times 0,86 = 2.494$ ore/anno
 278.640 MWh/anno per 3.000 ore/anno $\times 0,86 = 2.580$ ore/anno

Stime producibilità

280.662 MWh/anno per 2.598 ore/anno
 252.035 MWh/anno per 2.335 ore /anno

Per avere la stessa producibilità (~ 280 GWh/anno) ci si dovrebbe rivolgere alle 3.022 ore/anno delle stime attuali.

9.3 VALUTAZIONE DEL PIANO ECONOMICO AL PRIMO ANNO

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, impostata sempre sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, si può consultare la Tab. 9.3.1.

Tab. 9.3.1. Business plan: primo anno

Prezzo acquisto energia elettrica	0,18 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh
Ore equiv. a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900	3.000
Ricavo annuale vendita energia	35.666 k€	37.450 k€	43.096 k€	44.582 k€
Costi annuali	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€
MOL	27.156 k€	28.940 k€	34.586 k€	36.072 k€
Periodo di ammortamento	9 anni	17 anni	16 anni	16 anni
Numero rate all'anno	1	1	1	1
Ammortamento	24.880 k€	24.880 k€	20.025 k€	20.025 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno	2%/anno
Debito residuo	198.320 k€	198.320 k€	300.375 k€	300.375 k€
Interesse I anno	8.924 k€	8.924 k€	13.516 k€	13.516 k€
Ante imposte	300 k€	2.306 k€	1.045 k€	2.531 k€
Imposte (37,25%)	112 k€	859 k€	389 k€	943 k€
Netto	118 k€	1.447 k€	656 k€	1.588 k€

Se si ammette che per il primo anno i costi variabili siano 8.510 k€/anno e che si applichino i prezzi di acquisto dell'energia nella misura, già indicata (intervallo di riferimento 0,18/0,165/0,160 €/kWh), restano da fissare gli anni di ammortamento del debito necessario per finanziare l'intrapresa, che vale 320.400 k€ come si è valutato nel paragrafo precedente. Orientativamente si potrebbero prendere durate attorno ai 10 anni, che potrebbero indubbiamente esser significative, pur non trascurando il fatto che il costo capitale di un impianto a mare è molto più oneroso di uno analogo, realizzato su terraferma.

Con la prevedibile durata dei prezzi agevolati, si potrebbe invece tendere a periodi di ammortamento più lunghi di quanto si è fissato nella penultima colonna della Tab. 9.3.1. In essa si è considerata una quantità d'energia prodotta pari 269.352.000 kWh/anno, che è valore inferiore ai dati dedotti nel paragrafo precedente per P50% (280.662 MWh/anno) e leggermente superiore -del 6%- a quelli per P75%. Nell'ultima colonna si è preso -per approssimare tale quantità- come valore dell'energia prodotta 278.640 MWh/anno.

Pertanto, è da ritenere che il ritorno netto possa divenire maggiore di quanto vi è stato esposto nella penultima colonna. Infatti, nella colonna successiva, pur mantenendo i dati precedenti del periodo di ammortamento, cresce ovviamente il ritorno, che sarà più sostanzioso avendo conteggiato un valore di energia generata maggiore e non molto discosto da quello per P50% (280.662.000 kWh/anno).

Per il tasso d'interesse annuo si può assumere, tenendo conto delle tendenze del mercato, un valore -forse non molto cautelativo, pur se apparentemente attendibile- che è dell'ordine del 4,5%.

Ma è opportuno rifare il computo per l'energia, che è stata stimata con P50% (280.662 MWh/anno). Il risultato è leggermente migliore di quello riportato nell'ultima colonna della Tab. 9.3.1, valendo precisamente 1.791 k€/anno.

CAP. 10
INSERIMENTO SOCIO-ECONOMICO

10.1 IMPIANTO EOLICO ED ATTIVITÀ LOCALI

In linea generale la *zona interessata all'impianto* ha il suo riferimento nella parte Sud-orientale della Puglia corrispondente al Salento. La zona su terraferma, che fa parte della Terra d'Otranto e che contrasta il sito a mare, cade sotto la *giurisdizione dei Comuni di S. Pietro Vernotico*, che è un'amministrazione locale della Provincia di Brindisi, e di *Brindisi* (Fig. 10-2c).

La zona costiera, di cui già si è parlato nel parag. 5.4.1.3, è a *densità abitativa* relativamente bassa, considerando la presenza di pochi centri abitati (rispetto al resto delle aree abitate della Puglia).

Infatti, il centro abitato più rilevante -a parte il capoluogo di provincia- è San Pietro Vernotico. Altri nuclei abitativi di minor valore si trovano a Torre San Gennaro, Torre Specchiolla ed a Torchiarolo. Più lontano si trova Squinzano.

Poiché il progetto in questione sarà legato all'*industria energetica*, esso può al momento contare su un certo serbatoio di lavoratori/operatori da reperire in loco, la cui preparazione e le cui competenze non potranno certamente coprire le eventuali richieste avanzate dal cantiere e dall'impianto.

Ad ogni modo, gli occupati in tale settore (produzione e distribuzione) ammontano a meno di 50 unità nell'ambito del territorio, tracciato nel precedente capoverso.

L'*industria dell'energia eolica* potrebbe -stante le previsioni del settore alle attuali condizioni del mercato- portare alla creazione dai 5-20 posti di lavoro per MW installato (dati EWEA 1997), considerando tutto il ciclo di vita dell'impianto, cioè dalla sua manifattura all'installazione, al suo funzionamento ed alla successiva dismissione. Se il bacino eolico dovesse gravare sull'area, indicata all'inizio di questo paragrafo, la potenza da installare globalmente potrebbe ascendere (a meno di vincoli, limitazioni o riduzioni non facilmente individuabili ora come ora) anche a parecchie centinaia di MW (in relazione al numero dei lotti autorizzabili nella regione sulla base della potenzialità eolica e della disponibilità batimetrica, sia per impianti fissi, sia per centrali flottanti).

L'insediamento da installare nel sito, che è oggetto dell'attuale progetto, potrebbe far sentire la sua influenza sui livelli occupazionali locali. Pensare ad una promozione dell'ordine di qualche decina di *posti di lavoro* può essere credibile, come pure ritenere che tale aliquota vada individuata nell'area di localizzazione dell'impianto, di cui si è parlato all'inizio.

Il personale potrebbe essere destinato, soprattutto, nella realizzazione di infrastrutture (strade, allacciamenti, etc.), nei servizi all'installazione ed alla sua gestione, come pure nella manutenzione dell'impianto, senza considerare, poi, i benefici indiretti sull'occupazione e sulle altre attività umane prodotte dall'indotto, se una seria industria manutentiva potrà sorgere in loco e se si potranno avviare iniziative turistiche, suggerite da insediamenti (architettonici, naturali, archeologici, etc.) di pregio sul territorio in comunanza con lo stesso parco eolico (Fig. 5-1a).

10.2 CENNI DEMOGRAFICI

La Tab. 10.2.1 fornisce il quadro della popolazione residente nei vari comuni della provincia all'epoca dell'ultimo censimento ISTAT (21/10/2001). Delle 411.314 unità, di cui si componeva la popolazione, 211.787 (pari al 51,4%) erano femmine e 199.527 maschi (48,6%).

La popolazione ha continuato a crescere costantemente per 130 anni, raggiungendo il suo massimo in corrispondenza del penultimo censimento. Dopo tale massimo, riscontrato nel 1991, la popolazione della provincia ha imboccato una fase discendente, come il grafico della Fig. 10-2a chiarisce e documenta.

Tab. 10.2.1. Popolazione residente e densità di popolazione nella provincia

	COMUNE	Censimento 1991	Censimento 2001 <small>(popolaz. legale al 21 ott. 2001)</small>	Densità per Km ² 2001
1.	BRINDISI	95.383	89.081	271,2
2.	Carovigno	14.586	14.960	141,8
3.	Ceglie Messapica	20.805	21.370	164
4.	Cellino San Marco	7.367	6.818	182
5.	Cisternino	11.951	12.078	223,5
6.	Erchie	8.821	8.740	198,3
7.	Fasano	38.782	38.667	300
8.	Franca Villa Fontana	33.995	36.274	206,9
9.	Latiano	15.592	15.371	280,6
10.	Mesagne	30.267	27.587	224,9
11.	Oria	15.089	15.209	182,2
12.	Ostuni	33.551	32.901	147,1
13.	San Donaci	7.425	7.117	208
14.	San Michele Salentino	6.333	6.248	238,7
15.	San Pancrazio Salentino	10.624	10.551	188,6
16.	San Pietro Vernotico	15.469	15.004	325,6
17.	San Vito dei Normanni	20.483	20.070	302,4
18.	Torchiarolo	5.391	5.127	159,3
19.	Torre Santa Susanna	11.137	10.614	192,7
20.	Villa Castelli	8.263	8.635	248
	Totali	411.314	402.422	218,8

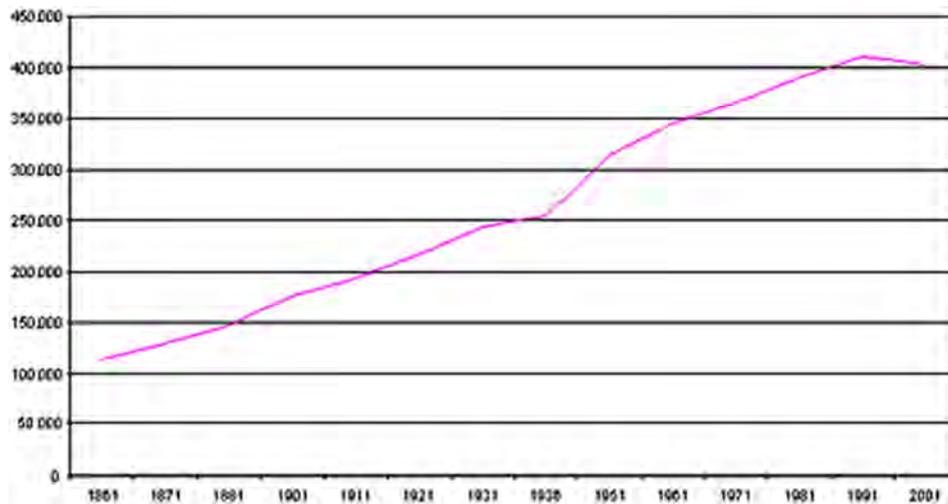


Fig. 10-2a. Andamento temporale della popolazione nella provincia di Brindisi

Nella Fig. 10-2b è riportata la distribuzione della popolazione maschile e femminile in base alle diverse fasce d'età.

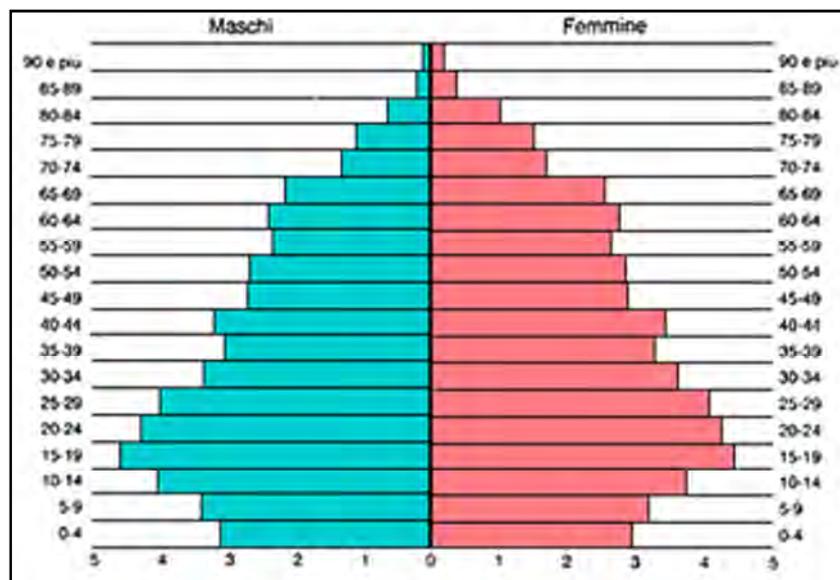


Fig. 10-2b. Distribuzione per sesso e classe d'età della popolazione residente in valori percentuali

Il centro veramente significativo della zona è la città di Brindisi, essendo il capoluogo della provincia, sotto la cui giurisdizione cade il territorio costiero, affacciato al sito a mare del parco eolico sotto concessione. E' città di 89.081 abitanti al censimento del 2001.

La popolazione legale della provincia con il censimento del 2001 rivela una tendenza verso la decrescita, che ammonta a 8.892 anime (pari al -2,2%) nel decennio tra le due rilevazioni demografiche. Il decremento è più lieve in certi comuni (a Latiano - 1,4%) e più accentuato in altri (a Mesagne -8,9%).

Nel capoluogo la riduzione è stata di 6.302 unità, pari al 6,6% della popolazione al censimento del '91 ed è anche un segnale della scarso sviluppo, che sta imponendosi alle attività industriali e portuali (Fig. 5-8c). Meno vistosa è la diminuzione a S. Pietro Vernotico (-3%) ed a Torchiarolo (-4,9%).



Fig. 10-2c. Banchine per il naviglio da diporto dello scalo brindisino

Soltanto in sei comuni (Francavilla Fontana, Ceglie Messapica, Carovigno, Villa Castelli, Oria e Cisternino) dei 20 comuni della provincia si è riscontrata un'inversione della tendenza, quasi ad attestare uno spostamento della popolazione dalla costa (escluso Cerovigno) verso la collina e dai centri abitati più grandi a quelli meno importanti.

Per i bisogni della popolazione sono state predisposte *linee di gasdotti* (cfr. la Fig. 10-2d) e le *linee elettriche* (cfr. la Fig. 3-5g), che sono in grado di alimentare i comuni più importanti o più significativi dal punto di vista della rilevanza delle utenze, del numero degli abitanti residenti, etc. La zona prospiciente il sito a mare non è servita da alcun ramo della rete distributiva locale dei gasdotti.

Importanti sono le linee elettriche, che allacciano le numerose centrali della provincia con la rete nazionale e che provvedono anche ad alimentare le imprese industriali

(settore chimico, meccanico, cantieristico, etc.), operanti prevalentemente nel capoluogo.



Fig. 10-2d. Linee di gasdotti nella parte meridionale della provincia di Brindisi

E' stato condotto uno studio da parte dell'IPRES (Istituto Pugliese di Ricerca Economica e Sociale), da cui risulta un sintetico *quadro della struttura produttiva* in Puglia in relazione ai suoi principali e più recenti aspetti rilevati in occasione del censimento del 1991 ed in particolare di quello intermedio al 1996 dall'ISTAT.

La dimensione delle unità produttive brindisine al censimento intermedio è riportata nella Tab. 10.2.2, che presenta una distribuzione della popolazione lavorativa

rispettivamente per numero di addetti sul numero di attività produttive locali, aventi una determinata dimensione media aziendale.

Tab. 10.2.2. Industrie ed addetti

<i>Classe di addetti</i>	<i>Numero unità locali</i>	<i>Dimensione media per numero di addetti</i>
<i>1</i>	<i>12.831</i>	<i>1,0</i>
<i>2-5</i>	<i>4.891</i>	<i>2,7</i>
<i>6-9</i>	<i>592</i>	<i>7,1</i>
<i>10-19</i>	<i>375</i>	<i>12,9</i>
<i>20-49</i>	<i>193</i>	<i>29,4</i>
<i>50-249</i>	<i>61</i>	<i>91,1</i>
<i>250-499</i>	<i>5</i>	<i>362,0</i>
<i>500-999</i>	<i>3</i>	<i>778,0</i>
<i>1.000 e più</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Totale</i>	<i>18.951</i>	<i>2,7</i>

Da tale analisi emerge che la struttura produttiva pugliese è insediata essenzialmente all'interno o nelle zone circostanti il tessuto urbano e solo il 25 % dell'industria pugliese è ubicata all'interno delle aree ASI.

Sono, tuttavia, numerosissimi i Comuni, che si sono dotati di un Piano per gli Insediamenti Produttivi (zone P.I.P.), anche se la maggior parte di essi a tutt'oggi stenta a farli decollare o a rappresentarne oasi nell'ambito di un territorio che tende a vedere ancora l'agricoltura come una delle primarie fonti di attività economica.

CAP. 11
INQUADRAMENTO LEGISLATIVO,
PROCEDURE PER AUTORIZZAZIONI
E NORMATIVE

11.1 QUADRO LEGISLATIVO E PREMESSA STORICA

11.1.1 Premessa storica

L'Italia è tra i paesi industrializzati quello che più dipende dall'estero per il suo *approvvigionamento energetico*. La necessità di perseguire una decisa politica di diversificazione delle fonti di energia e di valorizzazione delle risorse nazionali, nonché di una più efficace protezione dell'ambiente è stata riconosciuta da tempo dalle Autorità di Governo del Paese.

I primi *strumenti governativi* di un certo rilievo, a sostegno delle fonti rinnovabili in generale, e dell'eolico, in particolare, sono stati

- il *Piano Energetico Nazionale* del 1988, che stabiliva un obiettivo di 300-600 MW di eolico installati al 2000;
- le *Leggi 9/91 e 10/91*;
- e soprattutto la successiva *Direttiva* emanata dal CIP (Comitato Interministeriale Prezzi) il 29 aprile 1992 e correntemente nota come *Cip 6/92*, che stabilisce prezzi incentivanti per la cessione, al distributore, di energia elettrica prodotta con impianti da fonti rinnovabili o "assimilate" ed, in particolare, per l'energia eolica.

Il *prezzo di cessione dell'energia* prodotta e consegnata alla distribuzione, che è stato previsto dal CIP 6/92, è articolato in due voci

- 1. *costi evitati* (da parte del produttore/distributore di energia elettrica e relativi essenzialmente al combustibile convenzionale), riconosciuti per l'intera vita dell'impianto;
- 2. *sovraccosti* correlati ai maggiori costi della specifica tipologia d'impianti, riconosciuti solo per i primi otto anni.

Il provvedimento stabilisce una serie di *indicazioni in materia*. Prevede aggiornamenti periodici per tenere conto dell'inflazione, riduzioni in presenza di altri specifici incentivi e ripartizione degli oneri di allacciamento tra produttore e gestore della rete.

Il provvedimento Cip 6/92, che si è dimostrato il più importante strumento per lo sviluppo commerciale delle centrali eoliche, ciò nondimeno presentava, nella versione originaria difetti, che ne rendevano complessa e lenta l'applicazione.

Carente era il coordinamento tra la pianificazione energetica (eseguita dall'ENEL, con la pubblicazione delle graduatorie semestrali e con la successiva stipula delle convenzioni) e la copertura finanziaria (affidata ad un meccanismo non agganciato all'incremento della spesa indotta dal provvedimento stesso).

Nel luglio 1996 e successivamente nel gennaio 1997 furono emanati *due decreti*, che introducevano modificazioni alle originarie disposizioni in materia di cessione dell'energia elettrica di nuova produzione da fonti rinnovabili e assimilate. Si stabiliva che i prezzi di cessione, previsti nel provvedimento CIP 6/92, dovevano essere pagati solo per gli impianti già realizzati ed in corso di realizzazione, oppure impianti inclusi sino alla sesta graduatoria del 30 giugno 1995.

Più recentemente, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) ha modificato i valori delle componenti dei prezzi di cessione. Il CIP 6/92, benché in seguito alle modificazioni sopracitate sia un provvedimento a scadenza, continuerà ad essere utilizzato per l'incentivazione delle fonti rinnovabili fino all'esaurimento della sua efficacia nei confronti degli impianti beneficiari, che, per il settore eolico, assommano ad una potenza complessiva di circa 700 MW. La loro installazione era ancora in fase di ultimazione al momento della predisposizione di altri provvedimenti.



Fig. 11-1a. Vista del campo eolico di Horns Rev

11.1.2 Autorizzazione degli impianti offshore

L'iter autorizzativo degli impianti eolici off-shore, da installare in acque nazionali, sono regolati dal Decreto Legge n.387/2003 art. 12 comma 3, modificato dalla "Legge finanziaria 2008" n.244 del 24 dicembre 2007 art. 2 comma 158. Essa stabilisce che:

"per gli impianti off-shore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei Trasporti, sentiti il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima".

La procedura non si appoggia ad una specifica legislazione o ad un coerente e ben delineato iter autorizzativo. Conseguentemente, gli impianti vengono proposti

con adattamento alle consuetudini, seguendo percorsi sicuramente non ottimizzati, facendo perdere molto tempo e non poco denaro. Tale situazione rende l'investimento sicuramente poco appetibile. Pertanto urge la definizione di tutti quegli aspetti, che possano rendere l'impresa praticabile, ovvero l'emissione di apposite *Linee Guida* capaci di aiutare sin dalla prima impostazione le iniziative del possibile investitore.

Volendo analizzare l'attuale situazione, semplificando si possono avere due approcci diversi a seconda della distanza dalla costa italiana, ovvero

- a) impianti in acque nazionali
- b) impianti in acque Internazionali

Ci si limita soltanto alla prima delle due alternative. Infatti, sia nel progetto, che è oggetto della presente *Relazione Tecnica*, sia in tutte le altre iniziative, che sono state prese nel Mar Adriatico, non si è previsto di uscire dalle acque territoriali.

Sono applicati due procedimenti di autorizzazione in parallelo

- *Concessione demaniale marittima*, rilasciata dal Ministero dei Trasporti attraverso la Capitaneria di Porto competente, che accoglie l'istanza di concessione (Mod. D1);
- *Autorizzazione*, rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima.

Il comma 4 dell'art. 12 prevede che l'autorizzazione sia rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Il termine massimo per la conclusione del procedimento non può comunque essere superiore a 180 giorni.

11.1.2.1 Procedure di autorizzazione

Con la Legge 24 dicembre 2007, n. 244 è stata introdotta la seguente disposizione: "In caso di dissenso, purché non sia quello espresso da una amministrazione statale preposta alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale o del patrimonio storico-artistico, la decisione, ove non diversamente e specificamente disciplinato dalle regioni, è rimessa alla Giunta regionale ovvero alle Giunte delle province autonome di Trento e di Bolzano".

Tale disposizione, che riconosceva un potere di intervento alla Regione, venne successivamente soppressa con l'art. 27, comma 44, della Legge n.99/2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*". L'art. 27, comma 44, della legge 99/2009, è intervenuto a riformulare il comma 4 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 facendo venir meno, in caso di dissenso nel rilascio

delle autorizzazioni, la competenza della Regione a decidere sul rilascio delle autorizzazioni.

Ad oggi sulle procedure di autorizzazione l'unico soggetto legittimato a decidere è il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti secondo quanto riportato precedentemente.

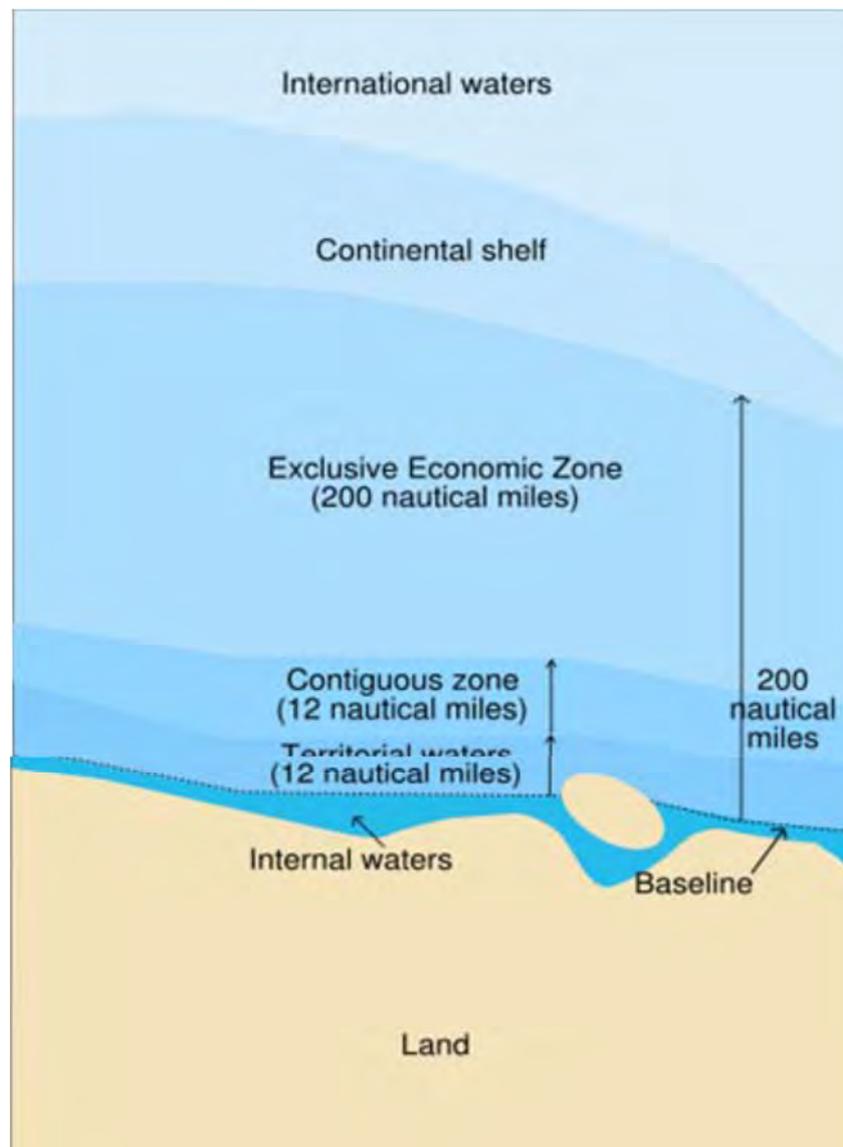


Fig. 11-1b. Aree di diversa destinazione amministrativa nel mare antistante il territorio: acque internazionali, piattaforma continentale, Zona Economica Esclusiva (EEZ, 200 mil), zona contigua (12 mil), acque territoriali (12 mil), acque interne

Le disposizioni sono ribadite dalla Circolare N.40 Serie II emessa dalla Direz. Gen. per i porti in data 5.01.2012.

11.1.2.2 Procedure di VIA

La Legge n. 99/2009, art. 43 esclude gli impianti eolici fino a 1 MW anche dalla verifica ambientale, ossia piena esclusione da qualsivoglia valutazione di carattere ambientale, ivi compresi gli effetti cumulativi di impianti frazionati in più torri singole da 1 MW.

Con riguardo alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) il testo originario del D.Lgs. n. 152 del 2006 (vigente fino al 12 febbraio 2008) attribuiva la competenza in ordine alla valutazione di impatto ambientale allo Stato o alle Regioni secondo la competenza ad autorizzare il progetto da esaminare. L'art. 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003 prevedeva la competenza regionale in ordine alla autorizzazione degli impianti di energie alternative (e, tra essi, pertanto, di quelli ad energia eolica).

Dal combinato disposto di tali disposizioni derivava che la competenza, in ordine alla autorizzazione ed alla VIA di tutti gli impianti eolici, era regionale (salva la necessaria partecipazione ai lavori della relativa conferenza di servizi del Ministero per i beni e le attività culturali, in caso di impianti in aree paesistiche, e del Ministero dell'ambiente).

Dopo la legge n. 244 del 24 dicembre 2007 e fino al 12 febbraio 2008, la competenza per la autorizzazione dei soli impianti eolici offshore è passata allo Stato e, con essa, è stata trasferita allo Stato anche la competenza in ordine alla VIA. E' rimasta alle Regioni la competenza relativa ad ogni impianto eolico su terraferma.

A partire dal 13 febbraio 2008, data di entrata in vigore del decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 (*Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, recante normativa in materia ambientale*), invece, la competenza in ordine alla VIA per tutti gli impianti eolici (su terra o offshore) è stata attribuita alle Regioni.

Conseguentemente in caso di impianti offshore si è prevista una duplicità di competenze, quella statale in ordine alla autorizzazione dell'impianto, quella regionale in ordine alla VIA.

Tuttavia, la Corte Costituzionale, con la sentenza 171/2010, ha dichiarato il difetto di competenza per una delle quattro procedure di VIA, presentate dalla Regione Puglia per valutare l'impatto ambientale di altrettanti parchi eolici offshore. Le procedure sono state impugnate dal Presidente del Consiglio dei Ministri per la violazione delle competenze statali in materia di tutela dell'ambiente e di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia contenute negli articoli 117 e 118 della Costituzione.

11.2 QUADRO NORMATIVO ATTUALE DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

L'ampio processo di liberalizzazione del mercato energetico europeo alla metà degli anni '90 ha preso avvio con la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea del 19 Dicembre 1996 n 96/92/CE concernente "*Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*", ha determinato profonde modificazioni del quadro normativo italiano con ripercussioni, in particolare, sulle fonti rinnovabili di energia.

Le principali tappe di tale processo sono state

L. 14 novembre 1995 n. 481

Con il titolo "*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*" il disposto legislativo ha portato all'istituzione dell'Autorità (AEEG) con compiti specificatamente nel campo delle tariffazioni e della disciplina tecnico-economica dei servizi.

Delibera CIPE 19 novembre 1998 n. 137

Approvata con il titolo "*Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra*", il testo tende ad avviare le azioni necessarie a rispettare gli impegni internazionali nel settore dell'ambiente, conseguenti al Protocollo di Kyoto.

Gli scopi prevalenti sono valorizzare il potenziale di riduzione e di assorbimento dei gas serra, orientare l'ammodernamento del sistema energetico ed industriale e delle infrastrutture per la mobilità ed il trasporto di persone/merci, favorire lo sviluppo delle tecnologie innovative a basse emissioni con particolare intervento sulle fonti rinnovabili ed, infine, attivare processi di assorbimento e di fissazione del Carbonio atmosferico con aumento della copertura vegetale dentro e fuori le azioni nazionali esistenti.

Vi sono indicate sei linee nazionali, tra le quali una riguarda la produzione di energia da fonti rinnovabili. La riduzione delle emissioni al 2008-2012 è stata prevista in 95-112 milioni di tonnellate (Mt) di CO₂ che, per circa il 20% (pari a 18-20 Mt), venga conseguita per mezzo del contributo delle fonti rinnovabili. E' opportuno considerare nella sua completezza la tabella (Tab. B.1), che ne presenta i singoli valori.

D.L. 16 marzo 1999 n. 79

Con il titolo "*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*", questo provvedimento ha ottemperato alla necessità di attuare la Direttiva 96/52/EC dell'Unione Europea. Concerne le norme comuni per un mercato interno dell'elettricità -ed è noto come decreto Bersani- ha definito le linee generali del riassetto del settore elettrico in Italia, fissando le tappe fondamentali dei provvedimenti attuativi, la relativa tabella di marcia e le date da rispettare.

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha comportato importanti innovazioni nei settori della produzione, della trasmissione, della distribuzione dell'energia

elettrica, come pure sulle attività di importazione e d'esportazione, sulle fonti rinnovabili, sulle concessioni idroelettriche e sull'assetto societario dell'ENEL.

Tab. 11.1. Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ a carattere nazionale

Settore	Obiettivi al 2002 [Mt di CO ₂]	Obiettivi al 2006 [Mt di CO ₂]	Obiettivi al 2012 [Mt di CO ₂]
Aumento efficienza nel parco termoelettrico	-4/5	-10/12	-20/25
Riduzione consumi energetici nei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione consumi in settori industriali/abitativo/terziari	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento emissioni di CO ₂	-	-	(-0,7)
Totale	-20/25	-41/55	-95/112

I circa 50 adempimenti previsti sono quasi nella totalità eseguiti, anche se in qualche caso l'operatività non sembra essere stata completamente attuata ed arrivata a conclusione. Per quanto attiene le fonti rinnovabili il DL prevede specifiche misure tra le quali in particolare

- al comma 1 dell'art. 11 l'obbligo per i soggetti, che producano o importino energia elettrica per quantità eccedenti 100 GWh all'anno al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, di immettere in rete dal 1 gennaio 2003 almeno il 2% dell'energia prodotta/importata su base annua di energia generata da fonti rinnovabili o di acquistarne una quota equivalente da altri produttori. Si tratta del cosiddetto "portafoglio verde";
- gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (è assodata la precedenza, nel dispacciamento, all'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili). I diritti relativi agli impianti -di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481- sono attribuiti al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Questi, 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 della Rete di Trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti, che utilizzino, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata;

- con decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (ora Ministero dello Sviluppo Economico), di concerto con il Ministro dell'Ambiente, sono adottate le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi 1, 2 e 3, nonché gli incrementi della percentuale di cui al comma 2 per gli anni successivi al 2002, tenendo conto delle variazioni connesse con il rispetto delle norme volte al contenimento delle emissioni di gas inquinanti, con particolare riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto;
- la determinazione da parte del CIPE di una nuova normativa, relativa alla incentivazione da adottare in futuro in sostituzione di quella contenuta nel provvedimento CIP 6/92, con definizione degli obiettivi per ciascun tipo di tecnologia rinnovabile della ripartizione delle risorse, di stimolo al mercato, tra Regioni e Province Autonome e del coinvolgimento delle comunità locali.

D.M. del MICA, 11 novembre 1999 recante "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art.11 del D.L. 16 marzo 1999 n.79"

L'aspetto principale riguarda il meccanismo dei "Certificati Verdi" o certificati di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

A partire dal 2003 i produttori e/o importatori di energia elettrica dovranno dimostrare che il 2% dell'energia immessa in rete nell'anno precedente proveniva da nuovi impianti (s'intendono inclusi anche quelli potenziati, rifatti o riattivati) a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 01.04.1999.

Ciò avviene per annullamento di "certificati verdi", corrispondenti alla detta percentuale di energia, emessi dal Gestore della Rete (ex-GRTN, ora GSE) su richiesta degli interessati, cioè dal produttore di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il diritto ai "certificati verdi" (C.V.) si limita ai primi 8 anni di produzione.

E' organizzata una sede per la contrattazione dei C.V., nel cui ambito i titoli possono essere liberamente negoziati tra soggetti detentori degli stessi ed i produttori ed importatori, soggetti all'obbligo dell'immissione in rete del 2% di energia da fonti rinnovabili.

Il Gestore di Rete sarà titolare dei certificati derivanti da impianti beneficiari del CIP 6/92, entrati in esercizio dopo il 01.04.99, che saranno collocati sul mercato ad un valore pari alla media della componente d'incentivazione riconosciuta, nell'anno precedente, all'energia prodotta da fonti rinnovabili in impianti CIP 6/92.

Sulla base dei criteri, contenuti nel provvedimento, il Gestore di Rete ha sviluppato una procedura di qualificazione degli Impianti Alimentati da Fonte Rinnovabile (IAFR) ed i produttori di energia elettrica devono far certificare i propri impianti dal Gestore stesso. Il proprietario del campo eolico o produttore da fonte rinnovabile deve ottenere dal Gestore di Rete l'apertura di un conto proprietà, nel quale vanno inseriti e contabilizzati i C.V., che hanno dimensione di 100 MWh ciascuno.

I produttori ed importatori, soggetti all'obbligo derivante dai C.V., sono tenuti a dichiarare tramite autocertificazione entro il 31 Marzo di ogni anno le proprie importazioni e produzioni di energia da fonte non rinnovabile relativamente all'anno precedente ed i C.V. relativi per l'annullamento e per la verifica di adempimento della imposizione (2% di energia rinnovabile sul totale di energia prodotta/importata).

Forse qualche osservazione complementare anche se risulterà un po' ripetitiva in qualche passaggio sembra opportuna. Nell'art. 11 del decreto legislativo n.79 del 1999, detto anche "decreto Bersani", che recepisce la direttiva 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato dell'energia, viene fissato l'obbligo per i produttori di energia elettrica, che eccedono i 100 GWh/annuo, a produrre dal 2002 il 2% di elettricità con Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR). Dal 2004 al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è incrementata dello 0,35% annuo. L'obbligo può essere soddisfatto anche attraverso l'acquisto di Certificati Verdi (CV) relativi

alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti. Il successivo decreto ministeriale del MICA dell'11/11/1999 definisce ufficialmente che cosa si intende per impianti IAFR (*cioè quelli la cui produzione è da ritenere valida ai fini della quota del 2%*). Vengono qualificati come IAFR tutti gli impianti a fonti rinnovabili di nuova costruzione, quelli già in funzione che vengono ripotenziati e quelli idroelettrici obsoleti che vengono rifatti o riattivati. *L'energia elettrica prodotta annualmente con impianti IAFR gode del diritto di avere la priorità di dispacciamento in tempo reale nell'immissione in rete.* Essa è raggruppata in pacchetti dal contenuto unitario di 100 MWh, a cui vengono abbinati dei titoli detti Certificati Verdi, che testimoniano l'origine dell'energia da un impianti IAFR. Tale abbinamento è consentito per i primi *otto anni di produzione dell'impianto*. I CV hanno *validità annuale*, vengono emessi Terna S.p.A. su richiesta dei produttori e devono accompagnare la fornitura di energia elettrica a Terna S.p.A. da parte degli stessi: in questo modo si garantisce il rispetto della quota del 2% nel flusso di energia elettrica immesso nel sistema di dispacciamento nazionale. *I CV sono messi a disposizione degli acquirenti come titoli e scambiati su un apposito mercato di Borsa, gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).* La validità dei CV non venduti entro l'anno, viene estesa agli anni successivi (*decreto "Marzano"*) a copertura delle future esigenze del mercato. Il produttore di elettricità da IAFR può decidere di non porre in vendita i CV nel corso dell'anno di produzione, ma può porli in banca nella previsione di negoziarli negli anni successivi a condizioni migliori. I produttori che non possono, o non vogliono, produrre in proprio elettricità con impianti IAFR, o che non riescano a raggiungere la quota del 2%, potranno acquistare i necessari CV dai gestori di impianti IAFR, o mediante accordi diretti, o rivolgendosi alla Borsa dei CV.

Per ottenere un certificato verde bisogna produrre annualmente *almeno 50.000 kwh di energia elettrica*, ma per piccoli impianti basta una produzione di energia superiore ai *25.000 kwh annui* per avere diritto ad un certificato verde. I certificati vengono concessi all'impianto qualificato per gli *8 anni* conseguenti all'entrata in esercizio, con la possibilità di ottenere per ulteriori anni nuovi certificati previo riammodernamento o ripotenziamento dell'impianto. Attualmente si sta discutendo la possibilità dal punto di vista legislativo di aumentare a *12 anni* il periodo di rilascio dei certificati verdi. La domanda di certificati è imposta dalla legge, in quanto vige l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2.35% incrementata dello 0.35% per anno dal 2004 fino al 2006 e per i successivi trienni 2007-2009 e 2010-2012 l'incremento sarà uguale o superiore. *Le condizioni tecniche per la cessione dell'energia devono essere concordate con l'ente distributore.*

Il prezzo dei certificati verdi è variabile e fissato di anno in anno in base agli incentivi concessi, ricordando che per il 2004 il valore è stato fissato in 9,739 eurocent per kwh e viene riconosciuto sulla totale produzione sia quella autoconsumata, sia quella ceduta. È molto importante evidenziare che i certificati verdi posseduti dal gestore di un impianto biogas e l'energia elettrica prodotta dallo stesso impianto *possono essere venduti separatamente poiché i certificati verdi vengono pagati sul totale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, mentre l'energia elettrica che viene pagata è quella ceduta alla rete nazionale, che a sua volta usufruisce della condizione favorevole di priorità di dispacciamento poiché prodotta da fonti rinnovabili.* Inoltre le opere per la realizzazione di un impianto IAFR sono di pubblica utilità, come previsto dal D.lgs 387/03. Pertanto fermo restando il rilascio del CPI di competenza del servizio antincendio del Ministero dell'Interno, tutte le opere connesse alla realizzazione ed alla gestione sono soggetti ad un'autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o da altro soggetto delegato, ed inoltre gli IAFR di potenza inferiore ai 3MWt sono attività considerate ad inquinamento atmosferico poco significativo

Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili

Approvato dal CIPE il 6 Agosto 1999, ribadisce la rilevanza strategica attribuita dal Governo Italiano alle fonti rinnovabili, individua per ciascuna di esse gli obiettivi, che devono essere conseguiti, indicando le strategie e gli strumenti necessari allo scopo. Per l'eolico, l'obiettivo che è stato fissato al 2008-2012, è di 2.500 MW.

Legge del 1 Giugno 2002 n. 120

Il parlamento nazionale ratifica il Protocollo di Kyoto sul cambiamento climatico. Su questo documento il Ministero dell'Ambiente promulga il "Piano nazionale per la riduzione dei gas serra", che viene approvato nel Dicembre 2002 dal CIPE con l'obiettivo di intervenire nella riduzione graduale della emissione dei gas serra sul suolo nazionale.

Approvazione doc. CIPE dell'Agosto 2002

Il CIPE approva un documento per lo sviluppo sostenibile, consentendo alle Regioni di intervenire a promuovere sul territorio nazionale -ed ognuna per la propria competenza territoriale- lo sviluppo delle centrali da fonte sostenibile. Ciò si attua tramite i Piani energetici regionali, con i quali si definiscono le modalità e le risorse per promuovere la generazione di energia elettrica da sorgente rinnovabile. Possono includere una serie di misure, che regolamentano l'installazione delle centrali eoliche, mantenendo costantemente il rispetto per l'ambiente e per il paesaggio.

D.L. del 29 Dicembre 2003, n. 387

Con tale provvedimento legislativo si approva la Direttiva 2001/77/CEE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 Settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Partendo, quindi, dal decreto 79/99, che fissa una percentuale di elettricità da fonte rinnovabile, e dal decreto attuativo dello 11 Dicembre 1999, che determina le modalità di acquisizione, valore e scambio dei Certificati Verdi attestanti l'origine e la quantità dell'energia prodotta, il D.L. in oggetto ne ribadisce sostanzialmente i concetti e ne rivaluta i significati.

DD.MM. 20 Luglio 2004 elettricità e gas, entrati in vigore nel Gennaio 2005

Sono definiti i certificati bianchi, detti anche *Titoli di Efficienza Energetica (TEE)* e rappresentano un incentivo atto a *ridurre il consumo energetico in relazione al bene distribuito*. Consistono in *titoli acquistabili e successivamente rivendibili il cui valore è stato originariamente fissato a 100 €/tep*, valore che è soggetto a variazioni stabilite dall'Autorità anche in funzione dell'andamento del mercato.

Gli interventi di risparmio possono essere, sia a monte del processo produttivo, sia presso l'utente finale, ad esempio *favorendo la sostituzione di elettrodomestici e caldaie più vecchie in favore di apparecchi a più alta efficienza*. Per la maggior parte degli interventi il periodo di concessione è di *5 anni*, mentre per gli interventi di isolamento termico degli edifici, di architettura bioclimatica e per altri interventi similari il periodo di concessione è di *8 anni*. La contrattazione dei TEE può avvenire bilateralmente tra le parti interessate o all'interno di uno specifico mercato gestito dal GME (*Gestore del Mercato Elettrico*). L'*Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)* è l'ente che autorizza l'emissione dei certificati bianchi, gestisce la valutazione economica dei TEE e si occupa del controllo dell'effettivo risparmio energetico ottenuto. Dal 2006 anche l'ENEA collabora con l'AEEG nella valutazione del risparmio energetico effettivamente ottenuto. I certificati bianchi riguardano tre tipi di interventi: *risparmio di energia elettrica; risparmio di gas naturale; risparmio di altri combustibili*.

I soggetti distributori interessati possono essere sia obbligati che volontari. *Sono soggetti obbligati tutti i distributori di energia elettrica e di gas la cui utenza finale è superiore alle 100.000 unità; possono essere soggetti volontari distributori con utenza finale minore di quella prescritta o anche le società di servizi, produttori, impiantisti, ecc.* L'osservanza dei limiti di risparmio energetico viene premiata dall'Autorità e da altre fonti governative di finanziamento con un contributo economico, il cui valore viene stabilito annualmente dalla stessa Autorità. Inoltre è possibile guadagnare vendendo i titoli in eccesso grazie al raggiungimento di un risparmio superiore a quello annualmente prestabilito. Di contro, *coloro i quali non riescono a ottemperare agli obblighi minimi assunti vengono conseguentemente sanzionati e dovranno acquistare sul mercato ulteriori titoli necessari al raggiungimento dell'obiettivo minimo prefissato*. I DD.MM. 20 luglio 2004 fissano anche gli obiettivi di risparmio in consumo energetico nazionale per il quinquennio 2005-2009 con valori che tendono a *raddoppiare*

annualmente: in tal modo, partendo da 0,10 Mtep per anno relativamente al 2005, si arriva a 1,60 Mtep per anno da conseguire nel 2009.

Per il 2005 gli obiettivi di risparmio energetico *sono stati superati di circa il 174%*, con il 75% dovuto al risparmio di energia elettrica, il 21% al risparmio di gas naturale e il restante 4% al risparmio di altre forme di energia. In Europa, nell'ottica delle politiche di basso impatto ambientale e di risparmio energetico, *i certificati bianchi non sono abbastanza diffusi. Oltre l'Italia, attualmente anche la Francia adotta tale certificazione*, mentre altre nazioni o adottano altri schemi di risparmio energetico o si stanno avviando all'introduzione dei certificati bianchi in un futuro prossimo (per esempio il caso di Gran Bretagna, Danimarca e Olanda).

Legge Regionale Emilia-Romagna del 23 Dicembre 2004 n. 26

In seguito al trasferimento delle competenze tra Stato e Regione la Provincia di Rimini si trova impegnata nella redazione del proprio piano energetico secondo i principi della sostenibilità ovvero promuovendo il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili. La legge, relativa alla "*Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia*", affida alle Province tra l'altro l'approvazione e l'attuazione del piano-programma per la promozione del risparmio energetico e dell'uso razionale dell'energia, la valorizzazione delle fonti rinnovabili (FER), l'ordinato sviluppo degli impianti e delle reti di interesse provinciale, anche attraverso l'adeguamento e la riqualificazione dei sistemi esistenti.

L'ente Provinciale è, quindi, chiamato a redigere il proprio Piano Energetico e, pertanto, si trova nella necessità di analizzare correttamente lo stato di fatto e di prevedere scenari futuri in termini di domanda energetica, disponibilità di fonti energetiche (rinnovabili e non) ed emissioni di gas serra.

Commentando le *iniziative legislative*, che sono state prese sin'ora, queste sembrano affermare che da un punto di vista strategico la politica energetica dovrebbe tendere verso la promozione delle fonti rinnovabili, seppur i dati sulla loro diffusione e sul loro utilizzo non siano confortanti. Infatti, l'energia prodotta da fonti rinnovabili è percentualmente bassa rispetto alla produzione netta totale (e forse è anche in decrescita), nonostante l'incremento del numero di impianti eolici e fotovoltaici.

Al momento attuale, l'unica tecnologia capace di produrre rilevanti quantità di energia da fonti rinnovabili a costi di mercato è quella connessa con la realizzazione e la gestione dei campi eolici di grandi dimensioni con un elevato numero di unità ad alta potenza specifica.

Per tale motivo, è stato sottoscritto un accordo tra il Ministero dell'Ambiente e le Regioni, che prevede la realizzazione di impianti eolici per circa 3.000 MW entro il 2010, in quote da stabilire.

Pur riguardando le emissioni, che non coinvolgono per nulla gli impianti eolici, non sembra possibile tralasciare qualche riferimento al *Protocollo di Kyoto*, che è un trattato internazionale in materia di ambiente sottoscritto nella città giapponese l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della *Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) ed il riscaldamento globale*. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il 16 febbraio 2007 si è celebrato l'anniversario del 2° anno di adesione al Protocollo di Kyoto, e nello stesso anno ricorreva il decennale dalla sua stesura. Il trattato prevede *l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti* (biossido di carbonio e altri cinque gas

serra, precisamente metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in una misura non inferiore al *5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990* (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012.

È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas. Perché il trattato potesse entrare nella pienezza di vigore si richiedeva che fosse ratificato da non meno di 55 nazioni firmatarie, e che le nazioni che lo avessero ratificato producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti; quest'ultima condizione è stata raggiunta solo nel novembre del 2004, quando anche la Russia ha perfezionato la sua adesione.

Premesso che l'atmosfera contiene 3 milioni di megatonnellate (Mt) di CO₂, il protocollo prevede che i Paesi industrializzati riducano del 5% le proprie emissioni di quel gas. Il mondo immette 6.000 Mt di CO₂, 3.000 dai Paesi industrializzati e 3.000 da quelli in via di sviluppo. Per cui con Kyoto dovrebbe immetterne 5.850 anziché 6.000, sul totale di 3 milioni: dato l'elevatissimo costo della riduzione è facile capire perché il protocollo non abbia raggiunto grandi adesioni.

Nel novembre 2001 si tenne la Conferenza di Marrakech, settima sessione della Conferenza delle Parti. In questa sede 40 Paesi sottoscrissero il trattato. Due anni dopo più di 120 paesi avevano aderito, sino appunto alla detta adesione e ratifica della Russia, considerata importante poiché questo paese produce da solo il 17,6% delle emissioni. I paesi in via di sviluppo, al fine di non ostacolare la loro crescita economica frapponendovi oneri per essi particolarmente gravosi, non sono stati invitati a ridurre le loro emissioni.

Nel dicembre 2006 gli stati aderenti erano 169.

11.3 ITER AUTORIZZATIVO ED AUTORIZZAZIONE UNICA

Per le installazioni dei campi eolici è necessario disporre di diritti, concessioni e autorizzazioni.

La *concessione* è l'istituto amministrativo in virtù del quale vengono consentiti l'occupazione e l'uso esclusivi dei beni del demanio marittimo in favore di enti pubblici o di privati. L'istituto concessorio è disciplinato prevalentemente dall'art. 36 e ss. del Codice della Navigazione, nonché dall'art. 5 e ss. del Regolamento per l'esecuzione del Codice citato.

Le concessioni per applicazioni eoliche offshore sono *Concessioni Speciali* per i limiti, che vengono a creare sullo specchio acqueo interessato al posizionamento della centrale nonché sullo specchio acqueo circostante ad essa asservito nei confronti degli usi del mare attinenti la navigazione, la pesca e la coltura di mitili, la balneazione, il diporto nautico ed altre attività.

Per zone di demanio, di uso diverso da quello del campo eolico, vi sono altre *amministrazioni pubbliche/locali*, che sono investite dell'autorità di rilasciare la relativa concessione. Per il caso del sito fronteggiante la costa adriatica ad un esame superficiale non sembrerebbe doversi contattare altro ministero limitatamente alla attribuzione della Concessione da parte del Ministero dei Trasporti.

Per le aree di proprietà privata, come possono essere i siti agricoli investiti da attività concernenti la realizzazione del parco eolico, si deve, come d'uso, contattare direttamente il *proprietario*, stipulando preliminarmente una convenzione con il Comune, sotto la cui giurisdizione cade l'appezzamento suddetto. E' questo il caso dei terreni necessari per la sottostazione costiera, per il cantiere da adibire alle operazioni preliminari sui componenti primari del parco, per punti di attracco, di banchinaggio, etc.

La Direttiva Europea 2001/77/CE stabilisce che tutti gli stati membri devono adottare azioni normative al fine di

- ridurre gli ostacoli normativi all'aumento della produzione di energia elettrica da FER;
- razionalizzare ed accelerare le procedure a livello amministrativo;
- garantire norme oggettive e trasparenti che tengano in considerazione le particolarità delle varie tecnologie.

In applicazione delle disposizioni dell'art. 6 della Direttiva 2001/77/CE, l'art. 12 del Decreto Legislativo prevede che le procedure vengano semplificate attraverso l'adozione di un'Autorizzazione Unica a conclusione di un procedimento unico, da svolgersi nell'arco di 180 giorni. Ci si propone, in questo modo, di rispondere ad una delle esigenze più sentite dagli operatori: la semplicità e la certezza del procedimento autorizzativo.

La realizzazione degli impianti che producono energia da fonte rinnovabile è sottoposta ad un'Autorizzazione Unica da rilasciarsi entro i tempi previsti dal Decreto Legislativo 387/03 art. 12 e secondo le modalità già regolamentate dalla Regione. La conferenza dei servizi si esprime dopo avere acquisito la valutazione di impatto ambientale (Art. 14 ter com. 4 e com. 5). Ai sensi del comma 5 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03, per la costruzione e l'esercizio di

impianti per i quali non è necessario acquisire alcuna autorizzazione, nulla-osta, parere o altri atti di assenso comunque denominati, non si procede all'autorizzazione unica.

Per gli impianti, che hanno capacità di generazione inferiore alle soglie sotto indicate, è necessario richiedere la DIA al/i Comune/i interessato/i ed inoltrare allo SRE per l'energia una relazione tecnico-descrittiva dell'impianto nonché la comunicazione relativa alla data di messa in esercizio (DGR 351/07)

Fonte	Soglie
Eolica	60 KW
Solare fotovoltaica	20 KW
Idraulica	100 KW
Biomasse	200 KW
Gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas (Tabella A della Legge 244 del 2007,)	250 KW

Gli impianti di produzione di energia elettrica, in quanto impianti produttivi, sono compatibili con aree destinate agli insediamenti produttivi, industriali ed artigianali individuati dagli strumenti urbanistici locali. Inoltre, secondo quanto disposto al comma 7 dell'art. 12 del D.Lgs. 387/03, gli impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili non necessitano di varianti di destinazione urbanistica.

11.4 PROCEDURA PER L'OTTENIMENTO DELLA CONCESSIONE

La *competenza all'emanazione di concessioni*, aventi durata tipica di quella prevista per i parchi eolici, è del Ministro dei Trasporti e della Navigazione. Il MINTN si serve per gli aspetti amministrativi del Corpo delle Capitanerie di Porto costituito da un Comando Generale e da uffici periferici a diversi livelli (direzioni marittime, capitanerie di porto). Lo svolgimento dell'attività istruttoria è attribuita solamente al Capo del Compartimento Marittimo competente per il territorio, al quale deve essere inoltrata la domanda corredata di specifica documentazione tecnica sulle opere da eseguire.

Di fatto le *concessioni demaniali marittime* sono disciplinate dall'art. 36 e ss. del Codice della Navigazione, nonché dall'art. 5 e ss. del Regolamento al Codice stesso. Questi ultimi articoli entrano nel contenuto delle domande, nelle modalità di presentazione delle stesse e nella documentazione da allegare e da far approvare. In particolare, l'art. 5 sancisce l'obbligo di presentare domanda al Capo del Compartimento competente anche per semplici limitazioni agli usi, cui le aree sono naturalmente destinate. L'art. 6 descrive minutamente i documenti, che devono essere allegati alla domanda.

Un aspetto specifico, contenuto nella domanda, riguarda la *durata della concessione*. Se la durata è pari od inferiore a quattro anni -concessioni per licenza- sono regolate con titolo emesso dal Capo del Compartimento (cfr. anche l'art. 8 del Regolamento al Codice nautico).

Per durate superiori e per concessioni speciali l'autorità investita di tale potere è esclusivamente il Ministero dei Trasporti, in quanto richiedono particolari adempimenti, sia nei contenuti, sia nelle procedure. Proprio per l'insieme dei vincoli, che va a toccare e ad imporre, è da ritenere che l'impianto eolico a mare richiami e richieda un provvedimento, rientrante nel capitolo delle concessioni speciali.

L'art. 6 dello stesso Regolamento, che determina il *contenuto della domanda*, pone a carico del richiedente l'onere della documentazione (esplicitando l'uso che si intende fare del bene demaniale e la durata di concessione; allegando relazione tecnica delle opere da eseguire, del piano della località e dei disegni particolari degli impianti con il piano ed i disegni in scala adatta e firmati da un professionista abilitato, etc.).

Nel caso di concessioni di particolare importanza il Capo del Compartimento può pubblicare la domanda nell'Albo del Comune e nel Foglio degli Annunzi Legali (FAL) della Provincia.

Di particolare rilevanza la indicazione delle *misure e dei dispositivi* da adottare (segnalamenti di natura ottica ed acustica) per la sicurezza dei natanti e tutti gli accorgimenti e tutte le cautele per la tutela della fauna e flora marina e per la prevenzione dell'inquinamento delle acque e dell'atmosfera.

In fase istruttoria è da prevedere il *coinvolgimento di altre Amministrazioni*, quali

- *Ministero Attività Produttive* (ex Min. INDUSTRIA COMMERCIO ED ARTIGIANATO). Preliminare è la necessità, che l'istanza venga presentata alla Direzione Generale Fonti di Energia del Ministero stesso;
- *Ministero della Difesa* (motivazioni e interessi che attengono alla difesa costiera). Va chiesto obbligatoriamente il parere in ordine al rilascio di concessioni, che abbiano ad oggetto zone demaniali di interesse militare;
- *Ministero dell'Ambiente* (tutela ambientale delle coste, del mare e del fondo marino). E' da controllare e da rispettare la normativa in materia di ambiente, di valutazione di impatto ambientale e di tutela del mare. Il DPCM del 27/12/99 inserisce gli impianti eolici tra quelli assoggettati a procedure di VIA allorché ricadano in aree protette e quando l'autorità competente (in base all'allegato D del DPR 12/4/96) ritiene che le caratteristiche del progetto ne richiedano l'applicazione [3];
- *Ministero delle Risorse Agricole Alimentari e Forestali* (tutela della pesca);
- *Ministero dei Beni Culturali*.

Parallelamente vengono avviati i rapporti con il *Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale* (ex-GRTN, GSE), al quale viene richiesto l'allacciamento elettrico dell'impianto e la possibilità di localizzare la sottostazione, da concordare con tale organismo.

Sarebbe importante che il *titolare della presente iniziativa* comunichi a tempo al GSE l'intenzione di collegare, sulla linea costiera a 150/380 KV, una potenza fino a xxx MW nell'area in oggetto, di modo che sia possibile valutare la disponibilità della linea e dell'utility esistente (TERNA, ENEL, etc.). E' evidente che occorra definire la persona giuridica, che assuma le veci del titolare.

11.5 CONSIDERAZIONI SULL'ITER AUTORIZZATIVO

La realizzazione di un parco eolico richiede numerosi *rapporti con amministrazioni pubbliche*, o per ottenere interventi autorizzativi, o per raccogliere pareri e consensi altrettanto utili se non indispensabili allo sviluppo dei lavori. Per avere un'idea della massa di azioni, che occorre predisporre, o alle quali è indispensabile pensare ed attrezzarsi, può essere propedeutico delineare alcuni passaggi, che bisogna inderogabilmente programmare.



Fig. 11-5a. Impianto scozzese semioffshore ed offshore di Blyth (le due macchine a mare sono dotate di turbine da 2 MW V66)

E' ovvio che non tutte le parti del progetto debbano sottostare allo stesso *tipo di iter*. Quello generale, cui deve soggiacere l'autorizzazione del parco nel suo insieme e per il tutto, passa attraverso a ciascun componente e non va ripetuto ogni volta per ognuno di essi.

E', invece, più probante e significativo considerarne soltanto alcuni ed in particolare l'aerogeneratore, che nel caso di impianti a mare si trova fuori della costa, la sottostazione e l'allacciamento alla rete elettrica, che si trovano a terra. E' questo il senso della lista, che si organizza in modo molto stringato nella Tab. B.2 (su informazioni IVPC) e che si sottopone alla considerazione, pur se orientativa, dei tecnici e per una conseguente valutazione tendente a far stimare difficoltà, tempi e forze da mettere in campo.

Da parte del gruppo, che deve predisporre permessi ed autorizzazioni, è opportuno, che dopo aver attentamente analizzato le varie fasi sotto l'aspetto del censimento delle domande da presentare, sia predisposto un *elenco dei nullaosta da*

chiedere, accompagnato dallo scadenziario relativo alla formulazione ed alle domande da avanzare insieme con le date ed i tempi da far trascorrere prima di ritirare i pareri, i permessi e quant'altro abbisogna di interventi da parte delle pubbliche Amministrazioni.

Nell'elenco è stata citata la *Valutazione di Impatto Ambientale* (VIA). Nel DPR 12 Aprile 1996, ribadito e modificato dal DPCM 3 Settembre 1999 e del DL 152/2006, si prevede per gli impianti eolici una *procedura di verifica* per stimare le condizioni da rispettare per richiedere l'applicazione di una procedura VIA completa.

Tale procedura si concretizza in un documento di "screening ambientale" da sottoporre a Regione/Provincia per ottenere la pronuncia di compatibilità ambientale, offerta e posseduta dalla centrale in oggetto attraverso la presentazione degli elementi principali e sostanziali del progetto ed i dati essenziali circa l'interazione tra impianto ed ambiente nella sua totalità.



Fig. 11-5b. Campo eolico di Lely composto da 4 Nordwind bipala da 500 kW (IJsselmeer, NL)

Dovrà, quindi, essere esaminato l'eventuale *insieme di disturbi ambientali*, che la costruenda centrale produce.

Si può immaginare che essi si estrinsechino, ad esempio, attraverso l'analisi dell'impatto visivo, dell'occupazione di aree demaniali e di suolo del territorio (per campo eolico, sottostazione, allacciamento con la rete elettrica, portualità, etc.), del rumore prodotto dalle macchine eoliche, dell'interazione con le onde elettromagnetiche delle comunicazioni radio, della offesa alla fauna avicola locale e di passo, delle influenze sulla biologia marina, delle modifiche sui regimi idraulici delle correnti costiere imputabili alla presenza degli ostacoli dovuti alle fondazioni e via dicendo.

Generalmente è indispensabile, sia fare *riferimento a criteri* prodotti in analoghe realizzazioni nazionali/estere, sia produrre criteri oggettivi tendenti a definire il reale impatto, che il nuovo insediamento ragionevolmente può introdurre nell'ambiente, sia valutarne le conseguenze a breve/medio periodo o per la durata della intera vita dell'impianto.

Il D.L. 156/2006 fissa i temi da affrontare nel predisporre le procedure VIA.

Tab. 11.2. Elenco dei permessi e dei nullaosta da richiedere genericamente alle amministrazioni prima, durante e dopo il completamento di alcuni componenti di una centrale eolica a mare

CENTRALE EOLICA

a) Sviluppo progetto

- 1) Autorizzazione Ministero dei Trasporti tramite domanda alla Capitaneria di Porto competente per territorio
- 2) Autorizzazione GSE
- 3) Comunicazione a Ministero Attività Produttive (Direz. Generale Fonti di Energia)
- 4) Comunicazione a ENEL/TERNA o utility di zona
- 5) Comunicazione a Comune
- 6) Comunicazione a Provincia
- 7) Comunicazione a Regione
- 8) Comunicazione a Direzione Territoriale Dogane
- 9) Contratti eventuali terreni per opere sulla terraferma

b) Costruzione centrale eolica

- 1) Procedura VIA (Regione/Provincia)
- 2) Conferenza dei Servizi
- 3) Concessione edilizia (Comune, Regione)
- 4) Nullaosta strutturale su fondazioni (RINA)
- 5) Nullaosta all'esecuzione dei lavori di scavo in caso di vincolo Idrogeologico per la parte a terra
- 6) Nullaosta paesaggistico (Regione, Soprintendenza dei beni culturali ed ambientali, Ministero Beni Culturali e Ambientali)
- 7) Nullaosta della Soprintendenza archeologica
- 8) Nullaosta sismico (Ufficio sismico regionale)
- 9) Nullaosta idrogeologico (Corpo forestale dello Stato, Corpo delle miniere) per le opere a terra
- 10) Deposito del progetto al Genio Civile

- 11) Comunicazione inizio lavori
- 12) Comunicazione di fine lavori
- 13) Certificazione di collaudo
- 14) Richiesta licenza di esercizio UTF

a) *Sviluppo progetto di sottostazione e cantiere (esclusione del passaggio per il Genio Civile per il cantiere)*

- 1) Individuazione terreno nel Comune di
- 2) Acquisizione terreno
- 3) Concessione edilizia
- 4) Deposito del progetto al Genio civile

b) *Costruzione sottostazione*

- 5) Comunicazione inizio lavori
- 6) Comunicazione di fine lavori
- 7) Certificazione di collaudo

c) *Connessione con la rete (ad es., a linea da 130 kV), costruzione linea ed allacciamenti*

- 1) Autorizzazione Amministrazione Provinciale
- 2) VIA (per tensione elettrica maggiore di 100 kV e lunghezza superiore a 10 km)
- 3) Notifica dei lavori di costruzione (Rende Noto) – Comune
- 4) Notifica dei lavori di costruzione (Rende Noto)
- 5) Nullaosta del Circolo delle costruzioni telegrafiche e telefoniche
- 6) Nullaosta Ispettorato territoriale delle foreste
- 7) Nullaosta della Provincia
- 8) Nullaosta Comando militare territoriale della Regione
- 9) Nullaosta 3° Reparto operativo infrastrutture
- 10) Nullaosta Comando squadra aerea
- 11) Nullaosta Ente nazionale aviazione civile
- 12) Nullaosta Azienda nazionale assistenza al volo
- 13) Nullaosta della Sovrintendenza archeologica regionale
- 14) Nullaosta della Sovrintendenza per i beni ambientali, architettonici, artistici e storici della regione
- 15) Nullaosta dell'Ufficio nazionale idrocarburi, sede regionale
- 16) Nullaosta del Ministero dei Trasporti (USTIF)
- 17) Nullaosta del Corpo delle miniere
- 18) Nullaosta dell'Azienda Nazionale autonoma delle strade (ANAS)
- 19) Nullaosta dell'Assessorato industria commercio e artigianato