



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

**PROGETTO DEFINITIVO**

<p>ELABORATO</p> <p><b>PRO-REL-04</b></p>	<p>TITOLO</p> <p align="center"><b>AREE DI SERVIZIO DURANTE LA COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE</b></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.

<b>REVI- SIONE</b>	<b>DATA</b>	<b>STATO MODIFICHE</b>	<b>ATTUALE E</b>	<b>AUTORE</b>	<b>APPRO- VATO</b>
<i>00</i>	<i>Marzo 2013</i>	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem Nuovo layout campo a mare Impianto elettrico a terra/mare</i>		<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli Grasso Fiandaca</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>	<i>Aprile 2013</i>	<i>Pag.8; Tab. 2.2.1; Figg. 2-2b/c</i>			<i>Cesari</i>

# INDICE

<b>INDICE .....</b>	<b>3</b>
<b>1 INTRODUZIONE.....</b>	<b>5</b>
1.1 <i>Contenuto della trattazione.....</i>	5
1.2 <i>Le aree di servizio.....</i>	9
1.3 <i>Impianti eolici a mare.....</i>	11
<b>2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA E A MARE E SITO EOLICO .....</b>	<b>15</b>
2.1 <i>L'impianto elettrico.....</i>	15
2.2 <i>Sito a mare.....</i>	17
2.3 <i>Componenti principali.....</i>	21
2.4 <i>Distribuzione sul sito.....</i>	24
<b>3 STRUTTURA FONDARIA .....</b>	<b>28</b>
3.1 <i>Fondazione a castello tipo jacket.....</i>	28
3.2 <i>Specifiche tecniche della fondazione.....</i>	34
<b>4 AEROGENERATORE .....</b>	<b>38</b>
4.1 <i>Aerogeneratore e suoi componenti primari.....</i>	38
4.2 <i>Analogie con le turbine a terra.....</i>	45
<b>5 AREE PER IL CANTIERE.....</b>	<b>46</b>
5.1 <i>Localizzazione e servizi.....</i>	46
5.1.1 <i>Criteri generali.....</i>	46
5.1.2 <i>Localizzazione ed ubicazione del cantiere.....</i>	47
5.1.3 <i>Montaggi a terra e a mare.....</i>	51
5.1.4 <i>Operazioni in cantiere (movimentazione, sollevamento, assiematura...)</i>	56
5.1.4.1 <i>Criteri di impostazione.....</i>	56
5.1.4.2 <i>Mezzi di sollevamento e fondazione.....</i>	57
5.1.4.3 <i>Navicella.....</i>	62
5.1.4.4 <i>Pale.....</i>	64
5.1.4.5 <i>Torre e lavori di pre-montaggio.....</i>	67
5.1.4.6 <i>Caricamento del mezzo navale per l'installazione a mare.....</i>	68
5.2 <i>Caratteristiche del cantiere.....</i>	72
5.2.1 <i>Superficie del cantiere.....</i>	72
5.2.1.1 <i>Esperienze internazionali.....</i>	72
5.2.1.2 <i>Influenza delle caratteristiche della turbina.....</i>	76
5.2.2 <i>Criteri finali per il cantiere.....</i>	81
5.2.2.1 <i>Prescrizioni per l'area.....</i>	81

5.2.2.2	<i>Caratteristiche finali</i> .....	82
5.3	<i>Direzione lavori</i> .....	84
5.3.1	Struttura organizzativo-gestionale.....	84
5.3.1.1	<i>Il caso OWEZ</i> .....	84
5.3.1.2	<i>Ingegneria e installazione</i> .....	86
5.3.2	Il caso di Cerano .....	87
5.3.2.1	<i>Assunzione del compito professionale</i> .....	87
5.3.2.2	<i>Appaltante ed appaltatore</i> .....	89
5.3.2.3	<i>Accantieramento</i> .....	89
5.3.2.4	<i>Gestione della DL</i> .....	90
5.3.2.5	<i>Fine dei lavori e collaudo tecnico-amministrazione</i> .....	91
<b>6</b>	<b>AREA DI SERVIZIO PER LA MANUTENZIONE.....</b>	<b>92</b>
6.1	<i>Operazioni di manutenzione</i> .....	92
6.2	<i>Aree di servizio e mezzi navali</i> .....	96
<b>7</b>	<b>AREA DI SERVIZIO PER LA DISMISSIONE .....</b>	<b>98</b>
7.1	<i>Dismissione e repowering</i> .....	98
7.2	<i>Area di servizio e mezzi navali</i> .....	101
7.2.1	Tempi ed area di servizio per la dismissione.....	101
7.2.2	Mezzi per la dismissione.....	103
<b>8</b>	<b>PORTUALITA' E PORTO DI CANTIERE .....</b>	<b>104</b>
8.1	<i>Portualità di appoggio</i> .....	104
8.2	<i>Brindisi ed il suo porto</i> .....	108
8.3	<i>Caratteristiche tecniche del porto di Brindisi</i> .....	111
8.4	<i>Collocazione cantiere</i> .....	117
<b>9</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>120</b>

# 1 INTRODUZIONE

## 1.1 Contenuto della trattazione

La presente *Relazione Tecnica Specialistica* o semplicemente detta Relazione Specialistica (a seguire richiamata con la sigla *Rel. Spec.*) raccoglie le informazioni utili a comprendere soluzioni, disegni e fotografie, che sono allegati per descrivere e per illustrare i provvedimenti relativi all'argomento in causa. Questi sono stati presi in sede progettuale e sono stati, o parzialmente inclusi nella *Relazione Tecnica Generale* (in seguito abbreviata come *Rel. Tec.*), o vi sono soltanto accennati.

I

La *Rel. Spec.* serve a presentare una

la *sezione virtuale dell'impianto eolico e delle sue componenti principali* come si succedono all'interno della centrale (Capp. 1-4);

- *area di servizio per il cantiere* con esame dei criteri fondamentali per la scelta e la localizzazione (Cap. 5);

- *area di servizio per la manutenzione* con esame dei criteri fondamentali per condurre manutenzioni preventive e correttive (Cap. 6).

- *area di servizio per la dismissione* con indicazione dei criteri fondamentali per Espletare la dismissione dell'impianto (Cap. 7).

Il componente primario è costituito dalla *turbina eolica*. Nell'economia espositiva del presente documento l'aerogeneratore, pur essendo il punto iniziale del ciclo energetico dell'insediamento eolico, viene a rappresentare solamente la ragione dell'impianto e non interviene direttamente sul percorso dell'energia, se non come origine dell'energia da trasportare a terra.

Il documento nasce, infatti, dalla sollecitazione formulata da organi tecnici (Capitaneria, etc.) dell'Amministrazione centrale o locale, richiedente in uno *schema la successione dei vari elementi*, che compongono il campo e che si allacciano alla rete a terra tramite una serie di cavi.

*Tutti gli elementi dell'impianto concorrono e servono soltanto a determinare la prima parte della trattazione. Essa ne è anche la parte introduttiva, che, però, è essenziale ai fini conoscitivi. Fornisce, infatti, tutto ciò che è indispensabile sapere sul progetto dell'impianto eolico e funge da sottofondo indispensabile al prosieguo della trattazione tecnica.*

*La parte successiva risponde appieno al tema, che è assegnato alla Relazione Specialistica e che è riassunto schematicamente nel titolo stesso. Saranno sviluppate tutte le considerazioni riguardanti i requisiti necessari per individuare e fissare le aree di servizio più determinanti per l'installazione, per la manutenzione e per la dismissione dell'impianto. La maggior attenzione va rivolta alla prima area, che deve offrire proprietà essenziali per le operazioni di deposito, protezione, collaudo, pre-montaggio, scarico da navi commerciali e carico sui mezzi per il montaggio a mare. Minor peso espositivo prendono le caratteristiche delle altre due aree Saranno analizzate, seppur in misura minore, le problematiche concernenti la Direzione Lavori, che esercita la funzione di rappresentare il Committente nella realizzazione dell'impianto.*

Gli *argomenti principali*, che saranno esposti in successione nei paragrafi a seguire e che fanno parte della sezione introduttiva ed illustrativa dell'impianto complessivo, si riferiscono

- in modo abbastanza riassuntivo al percorso dei cavi sottomarini, provenienti dal sito a mare (Figg. 2-1/2), al cavo sottomarino, alla sua dislocazione lungo il tragitto da ogni singola unità entro ogni sottocampo e dal nodo terminale dei sottocampi sino a riva, ivi comprese le problematiche installative;
- alla struttura fondaria (Cap. 3), che serve a sostenere la turbina eolica;
- al convertitore d'energia eolica in elettrica, di cui saranno prodotte soltanto indicazioni molto limitate sulla sua descrizione (Cap. 4) e più ampie per la sua installazione.

Il punto di atterraggio dei cavi è il terminale dello sviluppo a mare del cavo, se si assegna alla prima turbina di ogni sottocampo il punto d'inizio del suo tragitto.

Lo *sviluppo dei temi*, afferenti ogni componente dell'impianto eolico, non avrà lo stesso peso e la stessa ampiezza. Si dovrà necessariamente graduare la esposizione, tenendo ben fisso lo scopo della *Rel. Spec.* I componenti, che prenderanno molto spazio, saranno soprattutto il sistema fondario -almeno sotto alcuni aspetti capaci di evidenziare la sua funzione di sostegno- e la turbina eolica.

Per la fondazione e per l'aerogeneratore le caratteristiche determinati per la installazione (montaggio a terra/mare, trasporti, etc.) possono essere decisive ed essenziali al fine di rispondere al tema, che si è imposta alla presente trattazione e che riguarda fasi lavorative opposte a quelle installative.



a)



b)

*Fig. 1-1. Fase di installazione di turbine e precisamente del rotore (a) e vista (b) di alcune unità con il jack-up sullo sfondo nel sito di Ormonde (Vattenfall)*

Per il cavo sottomarino vale anche la pena di dedicare un po' di spazio per discutere le alternative, che la tecnologia delle operazioni a mare è in grado di offrire per mettere a dimora i cavi e per interrarli nel fondale.

Si è ritenuto di radunare in un documento ad hoc, sintetico in quanto orientato tematicamente alle soluzioni anche alternative a quelle progettuali, che sono quasi integralmente esposte nella *Rel. Tec.* (come nel Cap. I di quel documento là si spiega) e che vi appaiono sistemate con criteri più contenuti.

Criteri, che sono altrettanto rigorosi di quelli seguiti in questo documento, ma che qui riguardano anche soluzioni alternative a quella scelta per l'impianto ed abbandonate per le motivazioni, che soltanto qui vengono addotte e discusse. E', giocoforza, ricorrere alla *Rel. Tec.* generale ed ai suoi allegati -soprattutto grafici- per le informazioni aggiuntive od esplicative di più ampio respiro specialmente riguardanti l'impianto complessivo.

Si deve aver piena coscienza che quanto è in questa sede riportato non costituisce un documento alternativo al progetto. E' un ampliamento, una precisazione ed una selezione orientata di temi, che in parte sono stati elaborati in sede progettuale e, poi, abbandonati e che ora devono essere trattati, esposti, ampliati ed approfonditi in modo da corrispondere al tema centrale dell'attuale *Rel. Spec.*

Questa *Rel. Spec.* è predisposta ai sensi dell'art. 26 del D.P.R. 5 Ottobre 2010 n. 207 ed è unicamente un

*complemento per agevolare la comprensione di scelte e di soluzioni,*

adottate nel progetto per l'insediamento eolico e riportate nei disegni, negli elaborati e nei testi, allegati o inseriti nella *Rel. Tec.*

## 1.2 Le aree di servizio

Le aree di servizio, che sono necessarie alla vita di un impianto, non si restringono a quelle indispensabili e importantissime come sono quelle note con la notazione di cantiere. Se ne devono considerare almeno altre due, come si è pure accennato nel paragrafo precedente. Esse sono le aree per la manutenzione e per la dismissione.

*L'area cantierata* è la più evidente e la più discussa tra le tre, appena considerate. Ha grande evidenza in tutti i progetti, in quanto non è pensabile un impianto senza la corrispondente area in cui le attività propedeutiche e contemporanee alla installazione abbiano possibilità di effettuarsi. Alcuni requisiti sono da marcare, come

- la localizzazione rispetto al sito a mare;
- la ubicazione rispetto alle infrastrutture della zona;
- la dotazione di collegamenti energetici essenziali;
- la superficie utile;
- le caratteristiche intrinseche (geotecniche, acclività, drenaggio, etc.);
- le capacità di svolgere le funzioni di ricevimento dei materiali, provenienti via mare, e di smistamento verso il sito;
- capacità di deposito, conservazione, trattamento e pre-montaggio, oltre che di difesa e mantenimento al di fuori di offese dall'esterno dei materiali interessati.

Il numero ed il peso delle indicazioni precedenti compongono un insieme di condizioni non facili da ottemperare tutte insieme. Tra quelle, che sono state proposte, ve ne sono alcune che sono assolutamente determinanti e la cui applicazione favorevole influenza tutto il successivo svolgimento delle operazioni. E sono proprio quelle che sono state messe all'inizio.

*L'area per la manutenzione* è quella che, pur abbisognando di una superficie minore rispetto alle imposizioni per i montaggi a mare, non è certamente da trascurare. Se le esigenze di superficie sono meno acute, se ne presentano altre. I materiali impongono capacità di deposito e di conservazione, oltre che da azioni esterne, anche più precise per richieste altrettanto speciali. Capannoni ed edifici anche temporanei possono rientrare tra le richieste più specifiche in luogo di grandi spazi per l'accumulo di componenti di grosse proporzioni.

Non che la componentistica elettronica sia assente nel cantiere centrale, è soltanto una categoria tra le molte presenti. Componentistica non soltanto elettronica, ma generalmente di piccole/medie dimensioni/pesi sono in po' la costante dei pezzi presenti nei depositi di questa area tecnica. Le caratteristiche dei materiali che la manutenzione -soprattutto preventiva- richiede cure ed attenzioni diverse, ma più precise e fisicamente orientate alle proprietà dei materiali stivati e catalogati all'interno dei depositi, che raramente saranno scoperti ed all'aperto.

*L'area per la dismissione dell'impianto ha caratteri altrettanto specifici. La raccolta dei pezzi, recuperati durante lo smantellamento o il semplice smontaggio, ed il conseguente accoglimento nell'area richiede caratteristiche, che sono molto simili a quelle del cantiere, pur non sottovalutando la presenza di piccola componentistica specie di tipo elettrico.*

I grandi componenti, come il rotore o la struttura fondaria possono seguire strade diverse, se si preveda di recuperarli più o meno completamente o se si ritiene di doverli sottoporre a totale disfacimento. Le due strade non sono concomitanti, sia per quanto concerne i mezzi operativi, sia per le esigenze di accatastamento, come superficie destinata, modalità di conservazione, contatto o difesa contro gli agenti esterni, etc.



*Fig. 1-2a. Attività di cantiere nel porto di Staging*

Le motivazioni, precedentemente esposte in modo drastico e sintetico, come non può non capitare in una presentazione doverosamente ristretta, devono formulare le indicazioni, che saranno sviluppate nei capitoli successivi, cui si rimanda.

### 1.3 Impianti eolici a mare

A suggerimento ed a guida di molte citazioni su centrali eoliche a mare nel mondo, di cui alcune s'incontreranno nel corso della trattazione, può essere opportuno inserire e presentare in queste pagine iniziali un elenco di caratteristiche basilari in due serie separate di dati.

Nella prima, che è proposta con la Tab. 1.3.1, sono raccolte alcune proprietà di 25 impianti in funzionamento. Si correda l'elenco con alcune caratteristiche del parco eolico. Oltre al nome ufficiale vi si trovano la potenza complessiva, la nazione in cui è collocato, le coordinate geografiche, il numero ed il tipo degli aerogeneratori, la data di inizio servizio ed, infine, alcuni riferimenti. Di questi non si riporta l'elenco, che è rintracciabile direttamente nel sito Wikipedia, origine della tabella. Non tutti gli impianti esistenti sono censiti. La trascuratezza colpisce soprattutto quelli, o che sono più antichi, come Lely o Vindeby, o che sono contraddistinti da un piccolo numero di turbine, come Moray Firth.

Tab. 1.3.1. Impianti in funzionamento

<u>Wind farm</u>	<u>Total (MW)</u>	<u>Country</u>	<u>Coordinates</u>	<u>Turbines &amp; model</u>	<u>Official Start</u>	<u>Refs</u>
<a href="#">Greater Gabbard</a>	504 <sup>[2]</sup>	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">51°52'48"N</a> <a href="#">1°56'24"E</a>	140 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2012  2011 (phase 1)	<a href="#">[3][4][5]</a>
<a href="#">Walney (phases 1&amp;2)</a>	367.2	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">54°02'38"N</a> <a href="#">3°31'19"W</a>	102 × <a href="#">Siemens</a> SWT-3.6-107	2012 (phase 2)	<a href="#">[6][7]</a>
<a href="#">Sheringham Shoal</a>	315	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">53°7'N</a> <a href="#">1°8'E</a>	88 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2012	<a href="#">[8][9][10][11]</a>
<a href="#">Thanet</a>	300	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">51°26'N</a> <a href="#">01°38'E</a>	100 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2010	<a href="#">[12][13]</a>
<a href="#">Thorntonbank Phases 1 &amp; 2</a>	215 <sup>[14]</sup>	 <a href="#">Belgium</a>	 <a href="#">51°33'00"N</a> <a href="#">2°56'00"E</a>	6 × <a href="#">REpower</a> 5M, 30 x 6M	2012	<a href="#">[15][16][17][18]</a>
<a href="#">Horns Rev II</a>	209	 <a href="#">Denmark</a>	 <a href="#">55°36'00"N</a> <a href="#">7°35'24"E</a>	91 × <a href="#">Siemens</a> 2.3-93	2009	<a href="#">[19]</a>
<a href="#">Rødsand II</a>	207	 <a href="#">Denmark</a>	 <a href="#">54°33'0"N</a> <a href="#">11°42'36"E</a>	90 × <a href="#">Siemens</a> 2.3-93	2010	<a href="#">[20][21]</a>
Chenjiagang (Jiangsu) Xiangshui	201	 <a href="#">China</a>	 <a href="#">34°29'00"N</a> <a href="#">119°52'00"E</a>	134 × 1.5MW	2010	<a href="#">[22][23]</a>

<u>Wind farm</u>	<u>Total (MW)</u>	<u>Country</u>	<u>Coordinates</u>	<u>Turbines &amp; model</u>	<u>Official Start</u>	<u>Refs</u>
<a href="#">Lynn and Inner Dowsing</a>	194	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">53°07'39"N</a> <a href="#">00°26'10"E</a>	54 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2008	<a href="#">[24][25][26][27]</a>
<a href="#">Robin Rigg (Solway Firth)</a>	180	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">54°45'N</a> <a href="#">3°43'W</a>	60 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2010	<a href="#">[28]</a>
<a href="#">Gunfleet Sands</a>	172	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">51°43'16"N</a> <a href="#">1°17'31"E</a>	48 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2010	<a href="#">[29][30]</a>
<a href="#">Nysted (Rødsand I)</a>	166	 <a href="#">Denmark</a>	<a href="#">54°33'0"N</a> <a href="#">11°42'36"E</a>	72 × <a href="#">Siemens</a> 2.3	2003	<a href="#">[24][31][32]</a>
<a href="#">Bligh Bank (Belwind)</a>	165	 <a href="#">Belgium</a>	<a href="#">51°39'36"N</a> <a href="#">2°48'0"E</a>	55 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2010	<a href="#">[33]</a>
<a href="#">Horns Rev I</a>	160	 <a href="#">Denmark</a>	<a href="#">55°31'47"N</a> <a href="#">7°54'22"E</a>	80 × <a href="#">Vestas</a> V80-2MW	2002	<a href="#">[24][31][34]</a>
<a href="#">Ormonde</a>	150	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">54°6'N</a> <a href="#">3°24'W</a>	30 × <a href="#">REpower</a> 5M	2012	<a href="#">[4][35][36]</a>
<a href="#">Longyuan Rudong Intertidal Demonstration</a>	150	 <a href="#">China</a>	<a href="#">32°30'N</a> <a href="#">121°15'E</a>	21 × <a href="#">Siemens</a> 2.3-93; 20 × <a href="#">Goldwind</a> 2.5MW 17 × <a href="#">Sinovel</a> 3W	2011 (phase 1) 2012 (phase 2)	<a href="#">[37]</a> <a href="#">[38][39]</a>
<a href="#">Princess Amalia</a>	120	 <a href="#">Netherlands</a>	<a href="#">52°35'24"N</a> <a href="#">4°13'12"E</a>	60 × <a href="#">Vestas</a> V80-2MW	2008	<a href="#">[24][40]</a>
<a href="#">Donghai Bridge</a>	110.6 <sup>[41]</sup>	 <a href="#">China</a>	<a href="#">30°46'12"N</a> <a href="#">121°59'38"E</a>	34 × <a href="#">Sinovel</a> SL3000/90 1 × <a href="#">Sinovel</a> SL 5000 1 × <a href="#">Shanghai Electric</a> W3600/116	2010 2011	<a href="#">[42][43]</a>
<a href="#">Lillgrund</a>	110	 <a href="#">Sweden</a>	<a href="#">55°31'N</a> <a href="#">12°47'E</a>	48 × <a href="#">Siemens</a> 2.3-93	2007	<a href="#">[24][44]</a>
<a href="#">Egmond aan Zee</a>	108	 <a href="#">Netherlands</a>		36 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2006	<a href="#">[24][45]</a>
<a href="#">Kentish Flats</a>	90	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">51°27'36"N</a> <a href="#">1°5'24"E</a>	30 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2005	<a href="#">[24][46]</a>
<a href="#">Barrow</a>	90	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">53°59'N</a> <a href="#">3°17'W</a>	30 × <a href="#">Vestas</a> <a href="#">V90-3MW</a>	2006	<a href="#">[24][47]</a>
<a href="#">Burbo Bank</a>	90	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">53°29'N</a> <a href="#">03°10'W</a>	25 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2007	<a href="#">[24][48]</a>
<a href="#">Rhyl Flats</a>	90	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">53°22'N</a> <a href="#">03°39'W</a>	25 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2009	<a href="#">[24][49][50][51]</a>
<a href="#">North Hoyle</a>	60	 <a href="#">United Kingdom</a>	<a href="#">53°26'N</a> <a href="#">3°24'W</a>	30 × <a href="#">Vestas</a> V80-2MW	2003	<a href="#">[24][52]</a>

Nel secondo elenco, che corrisponde alla Tab. 1.3.2, è riportata la lista dei dieci impianti più importanti attualmente in costruzione, lista che è corredata dalle stesse caratteristiche considerate nella precedente tabella.

In questo gruppo non possono mancare siti come il London Array, che è composto da 175 unità da 3,6 MW nella prima fase e che nella seconda fase dovrebbe arricchirsi di un nuovo set di unità portando il campo ad una dimensione unica nel panorama eolico attuale (circa 1.000 MW), il Trianel Borkum West II da 80 turbine da 5 MW di produzione Multibrid, ora assorbita dalla società francese Areva, il Bard Offshore 1, costituito numericamente come il precedente campo, ma organizzato sulle unità da 5 MW della Bard, che sono impostate su un tipo di treppiede originato dallo stesso gruppo di progetto della turbina, l'inglese Gwynt y Môr, che con altri adotta la macchina più diffusa -secondo alcuni commentatori- nel settore offshore quale è la Siemens SWT-3.6-107 (o 120) per raggiungere una potenza complessiva assai elevata (la seconda in assoluto, cioè 576 MW a ridosso dei 630 della London Array in prima fase) e di altri che spesso sono richiamati nei testi tecnici e che anche in queste note trovano qualche riscontro.

Tab. 1.3.2. Impianti in costruzione

<u>Wind farm</u>	<u>Total (MW)</u>	<u>Country</u>	<u>Coordinates</u>	<u>Turbines &amp; model</u>	<u>Completion</u>	<u>Refs</u>
<a href="#">London Array</a> (Phase I)	630	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">51°38'38"N</a> <a href="#">01°33'13"E</a>	175 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-120	2012	<a href="#">[53][54][55]</a>
<a href="#">Gwynt y Môr</a>	576	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">53°28'00"N</a> <a href="#">3°36'00"W</a>	160 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-107	2014	<a href="#">[56][57]</a>
<a href="#">Trianel Borkum West II</a>	400	 <a href="#">Germany</a>		80 × Areva Multibrid M5000	2012 (Phase 1) 2015 (Phase 2)	<a href="#">[58]</a>
<a href="#">BARD Offshore 1</a>	400	 <a href="#">Germany</a>	 <a href="#">54°22'N</a> <a href="#">5°59'E</a>	80 × BARD 5.0	2014	<a href="#">[59][60][61]</a>
<a href="#">Anholt</a>	400	 <a href="#">Denmark</a>	 <a href="#">56°36'00"N</a> <a href="#">11°12'36"E</a>	111 × <a href="#">Siemens</a> 3.6-120	2013	<a href="#">[62]</a>
Nordsee Ost	295,2	 <a href="#">Germany</a>		48 × REpower 6M	2013	<a href="#">[citation needed]</a>
Meerwind Süd & Ost	288	 <a href="#">Germany</a>	 <a href="#">54°23'00"N</a> <a href="#">7°42'00"E</a>	80 x Siemens 3.6MW	2013	<a href="#">[63]</a>
DanTysk	288	 <a href="#">Germany</a>		80 x Siemens 3.6MW	2013	<a href="#">[citation needed]</a>
<a href="#">Lines</a>	270	 <a href="#">United Kingdom</a>	 <a href="#">53°11'00"N</a> <a href="#">00°29'00"E</a>	75 x 3.6MW	2012	<a href="#">[64][65]</a>

---

<u>Wind farm</u>	<u>Total (MW)</u>	Country	Coordinates	<u>Turbines &amp; model</u>	Completion	Refs
<a href="#">Thorntonbank Phase 3</a>	110	 <a href="#">Belgium</a>		18 x <a href="#">REpower 6M</a>	2013	<a href="#">[15]</a> <a href="#">[16]</a> <a href="#">[17]</a>

## 2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA E A MARE E SITO EOLICO

### 2.1 L'impianto elettrico

L'unica tratta del cavo sottomarino, che interessa in questa sezione e che in un certo senso fa parte ancora della gestione marina, è il tratto di percorso che va dal bagnasciuga al punto di approdo (Figg. 2-1a/b).

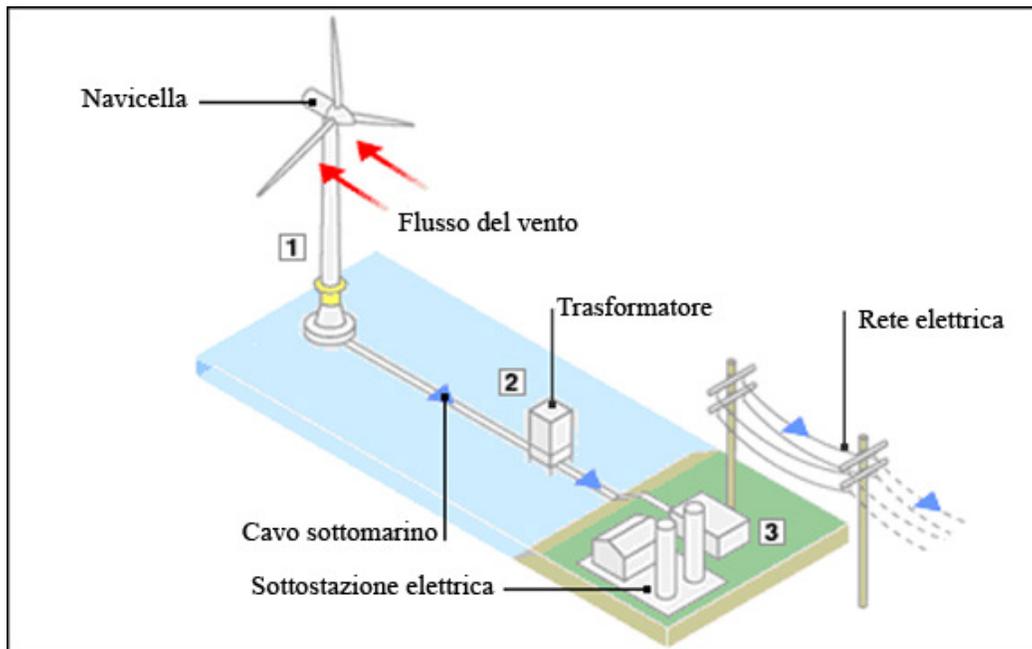


Fig. 2-1a. Rappresentazione schematica dei punti salienti dell'impianto elettrico del campo eolico (1. Alla navicella -nacelle- fa capo il rotore corredato di pale, che, mosse dal vento, consentono al generatore ed al suo campo magnetico di convertire l'energia cinetica -wind current- in energia elettrica; 2. Trasformatore, che innalza la tensione ai 30 kV circa e che è stato indicato separatamente dall'aerogeneratore per meglio sottolineare la diversità di tensione della distribuzione nella wind farm rispetto a quella -<1 kV- del generatore; 3. Stazione di trasformazione -power substation- alla tensione di linea e cabina di collegamento -national grid power lines- con la rete)

Una volta che i cavi sottomarini siano stati portati a riva in corrispondenza del punto di approdo, è indispensabile eseguire le giunzioni dei cavi sottomarini con una tipologia di cavo idonea alla posa terrestre.

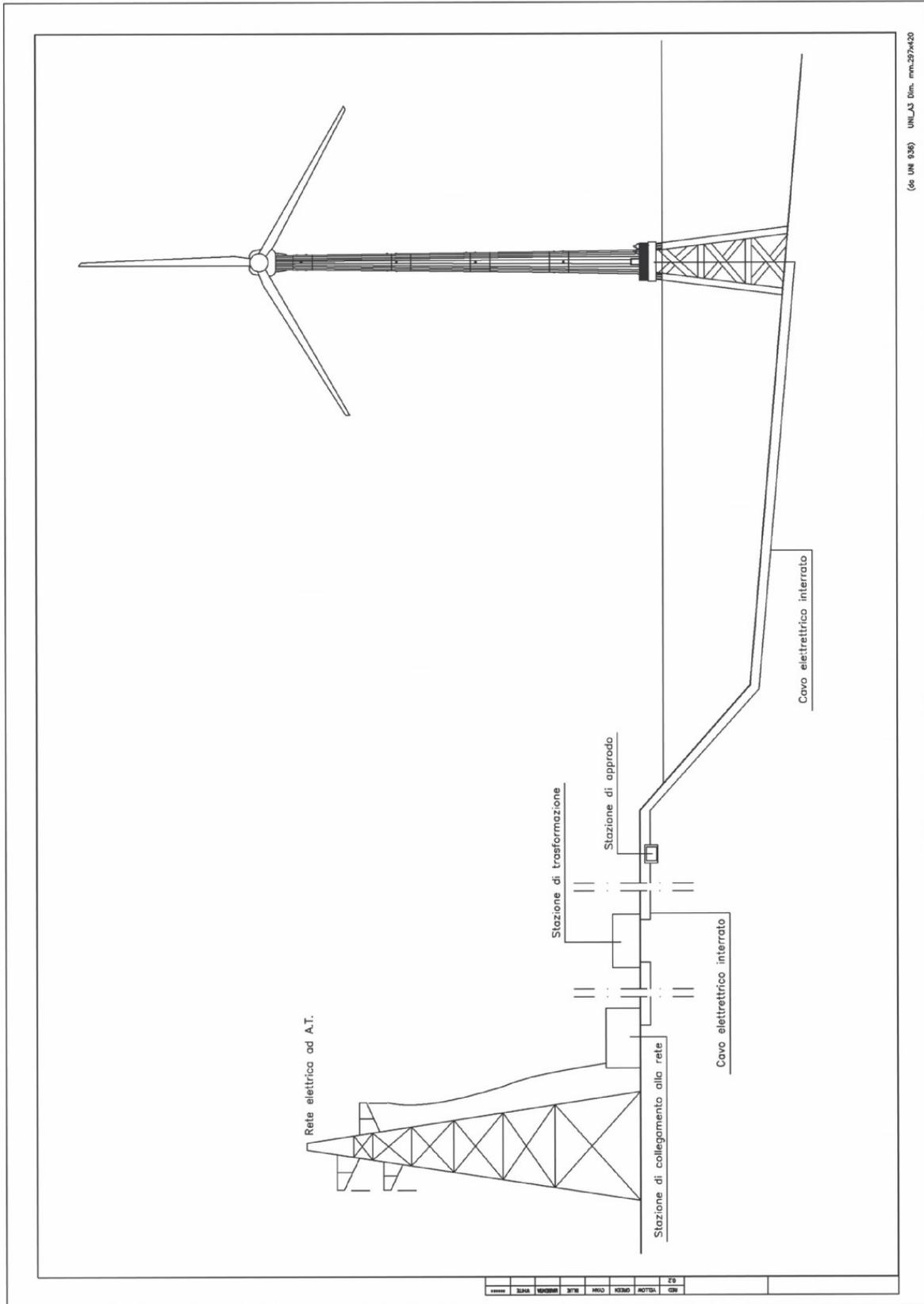


Fig. 2-1b. Sezione trasversale ideale del campo eolico

Ogni singolo conduttore di sezione del cavo sottomarino ( $500 \text{ mm}^2$ ) è giuntato con un cavo unipolare di sezione  $630 \text{ mm}^2$ . Dall'interno del cavo sottomarino è estratto, liberato dalle protezioni e giuntato con la nuova tratta a seguire anche il cavo *a fibra ottica* (Fig. 2-4c). Le connessioni, se sono state condotte a regola d'arte, devono ripristinare le caratteristiche elettriche e meccaniche di ogni cavo. Pertanto, non devono imporre protezioni aggiuntive.

## 2.2 Sito a mare

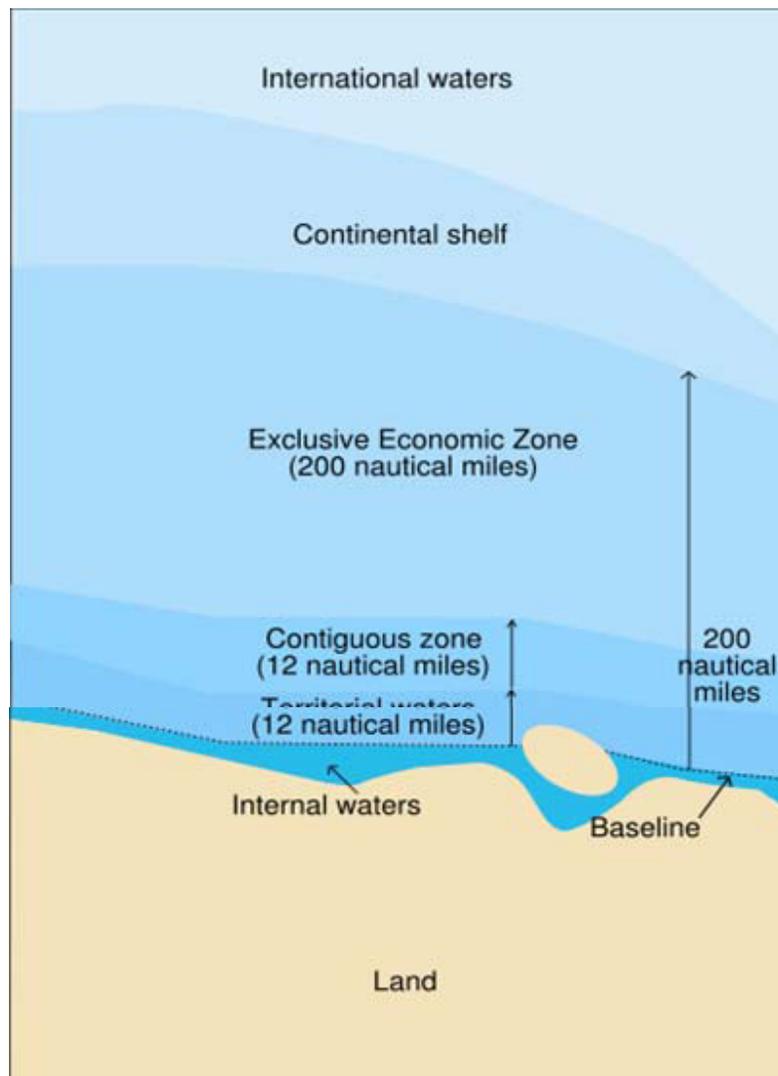


Fig. 2-2a. Aree di diversa destinazione amministrativa nel mare antistante il territorio: acque internazionali, piattaforma continentale, Zona Economica Esclusiva (EEZ, 200 mil), zona contigua (12 mil), acque territoriali (12 mil), acque interne

Con la locuzione sito a mare s'intende lo specchio d'acqua, che perimetra il complesso degli aerogeneratori. E' localizzato tramite le distanze dei vertici dalla costa e dai vincoli esistenti e si localizza entro le acque territoriali (Fig. 2-2a). La configurazione è determinata dalle singole postazioni degli aerogeneratori, che sono definite tramite le corrispondenti coordinate geografiche, e dalle superficie occupate dai singoli componenti (turbine eoliche, strutture portanti, cavi interrati, etc.), organizzate in sottocampi (cfr. l'Impianto Elettrico).

La localizzazione di un campo eolico è il risultato di molteplici fattori, che sono trattati diffusamente nella presentazione generale del progetto (cfr. la *Rel. Tec.*). 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. le Figg. 2-2a/b).

La *configurazione e la topografia del lotto*, interessato dalla Concessione, seguono i criteri, che sono stati dettati nel parag. A.4. della *Rel. Tec.* e ss. 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 (Tab. 3.4) 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. 2-2b. Le distanze dei vertici del lato della poligonale, affacciata alla costa, sono rispettivamente 4.686 m, 4.145 m, 5.215 m, 4.724 m e 4.634 m. La loro somma vale 23.404 m, che divisa per i cinque tratti, quanti sono i vertici, fornisce la media di 4.681 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 2,9 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.

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.

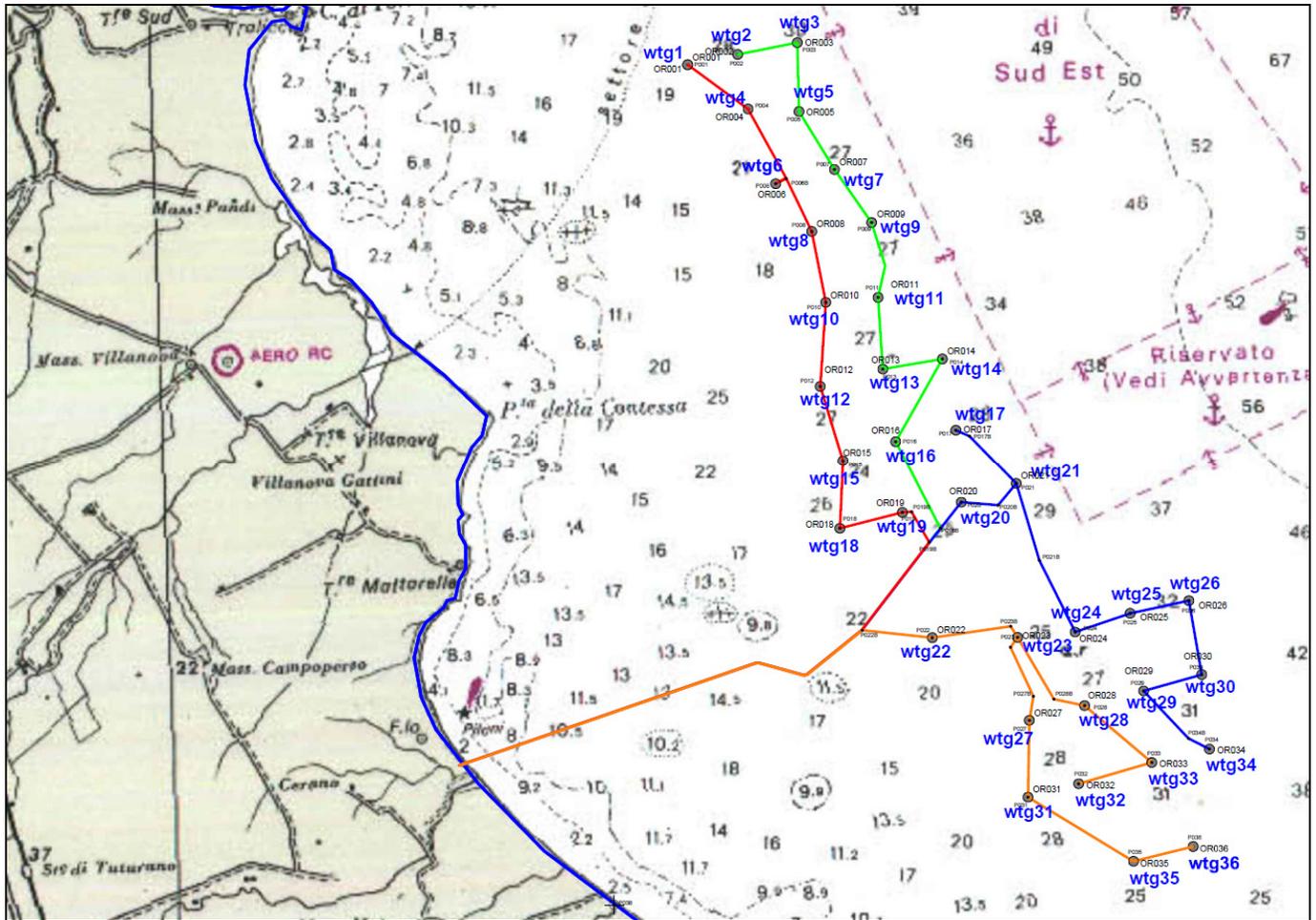
Gli aerogeneratori sono dislocati secondo una griglia con lati di circa 700m x 800/900m, orientata secondo la presunta direzione prevalente dell'area, ovvero i settori N-NW/SE.

Tab. 2.2.1. 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

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. 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.

Prima di condurre effettivamente la campagna di lancio dei cavi sottomarini tutta un serie di indagini deve essere impostata e sviluppata sul territorio marino, che ne è interessata. Ciò è indispensabile per fornire a chi deve in effetti svolgere la funzione suddetta nel miglior modo possibile.



*Fig. 2-2b. Campo eolico con sistemazione delle macchine aerogeneratrici e con distribuzione orientativa dell'impianto elettrico nel sito a mare e dei collegamenti con la riva tramite i sottocampi ed il punto di approdo*

Va, quindi, precisata tutta una serie di indagini e di metodologie, che sono consigliabili di usare per approfondire le conoscenze (prevalentemente fisiche, marine e geotecniche) ed offrire un quadro attendibile delle condizioni del suolo/sottosuolo immediato. Sono, poi, quelle che si troveranno lungo il percorso da battere per sistemare le linee elettriche interne/esterne al campo eolico.

## 2.3 Componenti principali

Tra le *opere elettromeccaniche a mare* si devono considerare

- la porzione appartenente all'aerogeneratore (Fig. 2-3a) ed alla cabina di macchina;
- 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 e 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.

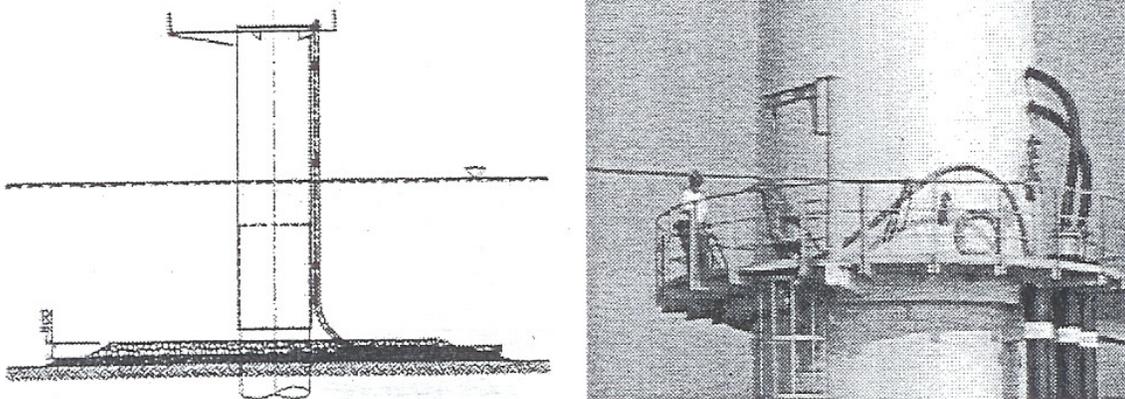


Fig. 2-3a. Sistemazione del tubo di discesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre

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 della turbina eolica, il quadro elettrico in bassa tensione (BT) e quello in 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.



Fig. 2-3b. Cavo sottomarino danneggiato da azione disruptiva particolarmente intensa

L'impianto elettrico del parco 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*.

Diverse sono le modalità per collegare fisicamente le varie componenti, che sono state considerate. In particolare, vanno citate le due alternative, che sono poste dall'impiego della corrente continua (DC) o della corrente alternata (AC) per le due sezioni principali, quella relativa alle macchine ed alla distribuzione all'interno del parco, e quella, che collega il parco alla terraferma ed alla rete locale.

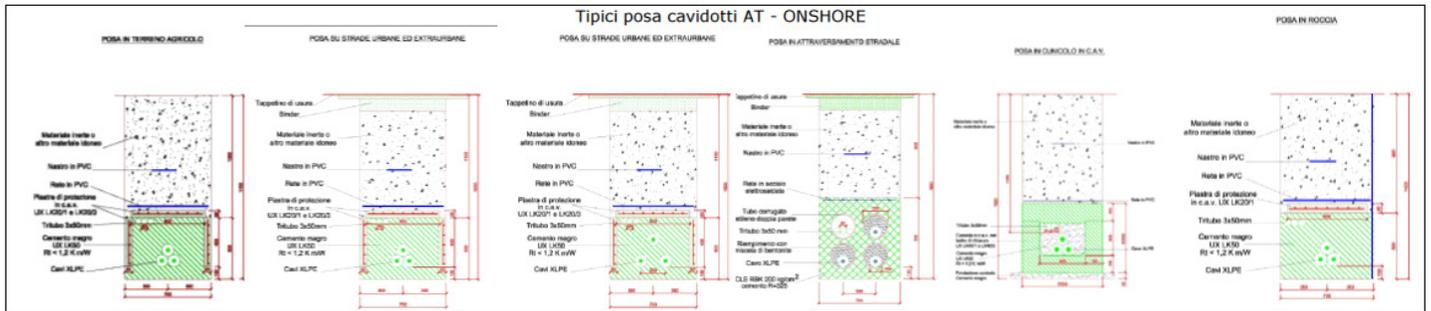


Fig. 2-3c. Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica

## 2.4 Distribuzione sul sito

Il sistema di collezione dell'energia all'interno del parco richiede (cfr. le Figg. 2-3a/b/c)

- *trasformatori elevatori* (da BT o dalla tensione del generatore, che è attorno ad 1 kV, alla MT) alla tensione 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. 2-4a/b).

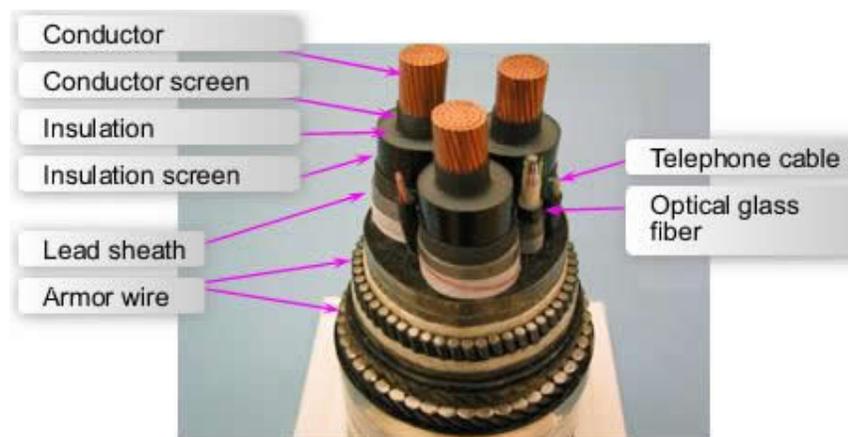


Fig. 2-4a. Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

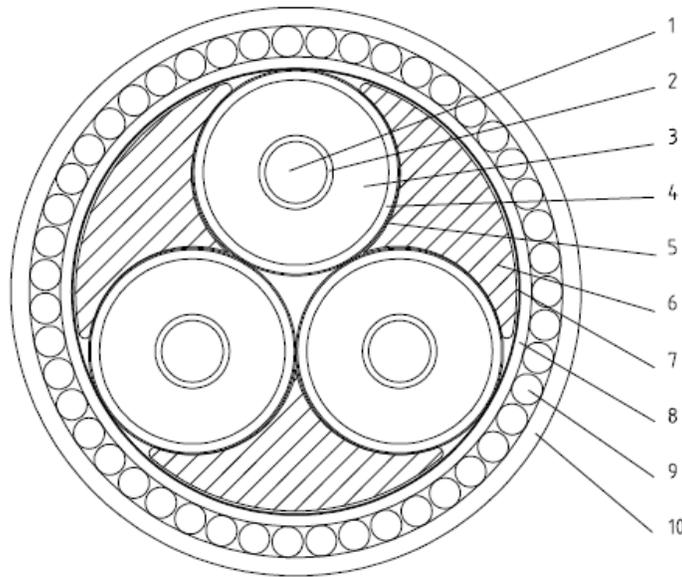
. Il *cavidotto*, che collega tra loro ed alla sottostazione generale le macchine aerogeneratrici, serve ad ospitare i cavi, che sono necessari a convogliare l'energia elettrica, generata alla tensione corrispondente nel tratto in considerazione.

La sua sezione è diversa da quella suggerita per la posa dei cavi su terraferma (Fig. 2-4a), che devono marciare in un assetto costante e raccolto. Nel caso di cavi multipli, come si verifica nel collegamento verso terra dei sottocampi in cui è suddiviso il parco eolico (Fig. 2-2b), ogni cavo è posto a distanza minima dal contiguo, se entrambi corrono l'un l'altro paralleli per tutto il loro sviluppo. L'interdistanza può essere variabile in funzione anche della profondità e della sicurezza. Può consistere, infatti, in

uno o più metri di intervallo mutuo, dipendendo anche dalla tecnologia della posa, che si è adottata.

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.



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. 2-4b. Sezione trasversale di cavo sottomarino da 30 kV (disegno non in scala)

Solitamente nelle grandi campate delle linee di telecomunicazione si applica una distinzione tra le sezioni di cavo che sono prossimi ad attività umane (approdi, isole, terraferma, etc.) da quelle distanti da tali zone, che hanno indici di rischio per la sicurezza del cavo. La Fig. 2-4c dà qualche ragguglio visivo di siffatti accorgimenti.

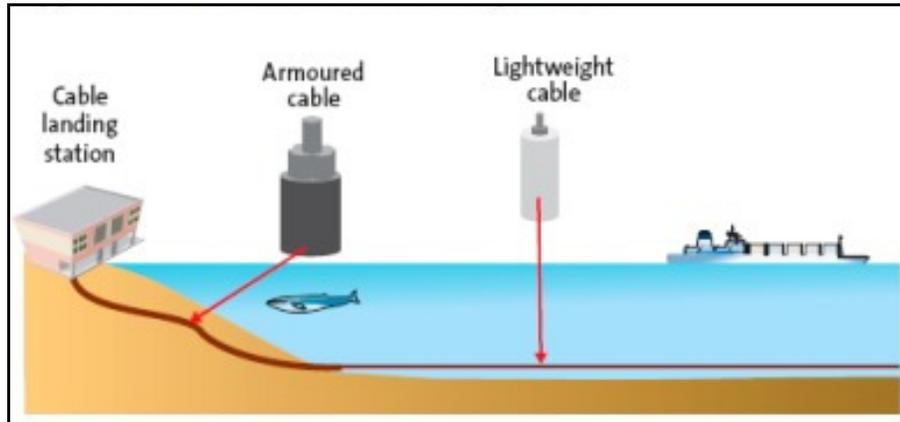


Fig. 2-4c. Tipico allestimento a mare (Thestar)

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.



Fig. 2-4d. Trincea tracciata da aratro marino anche lungo la costa (Thanet)

La trincea (Fig. 2-4d) 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.

## 3 STRUTTURA FONDARIA

### 3.1 Fondazione a castello tipo jacket

Le tipologie fondarie più adeguate alle caratteristiche del sito e precisamente alla profondità del fondale (40-50 m), agli elevati carichi trasmessi dalla turbina ed alla morfologia del fondo marino, sono innegabilmente i *castelli tubolari a 3 o a 4 montanti* (Fig. 3-1a).

La struttura di supporto è generalmente costituita da due componenti prefabbricati, una sottostruttura, detta *jacket*, ed una sovrastruttura, detta *deck* (Fig. 3-1c), che di fatto nei sistemi fondari eolici offshore fa da basamento per la radice della torre. Il secondo elemento 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 fondazione ed aerogeneratore, tanto che spesso con la voce *jacket* (Figg. 3-1f e 3-2) si intende la struttura portante



Fig. 3-1a. Struttura portante a jacket per turbina eolica 5M montata a Moray Firth (REpower)

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 (Figg. 3-1b 2 e 3-2c).

Rispetto alla soluzione a tre montanti, che è molto simile al tipo a tripode, la soluzione a quattro montanti (Fig. 3-1a) è, invece, quella che può essere adottata per fondazioni in alti (o medio-alti) fondali.



*Fig. 3-1b. Piattaforme accoppiate per sfruttamento di giacimento petrolifero (Alpha Beatrice)*

I tre o quattro tubi periferici 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 (Figg. 3-1a/b e 3-2c) tra loro ed i montanti.

Questa duttilità di concezione della struttura, proprio per l'intervento dei rinforzi, per la scelta delle tratte di libera inflessione e per il rapporto diametro/spessore dei tubi (che mantengono sempre valori molto ridotti rispetto a quelli coinvolti dalla tipologia a monopila), la rende applicabile facilmente a diverse condizioni di carico, d'impiego e di quota del fondale.

Nel campo petrolifero, poi, la postazione può essere servita non soltanto da una sola unità, ma se ne possono riunire più d'una (Fig. 3-1b) a seconda delle necessità e delle diverse vocazioni, cui rispondono (estrazione di gas, coltivazione di giacimenti, depositi di olio combustibile estratto, etc.).

Il castello, al crescere della profondità (fondali medio-alti) e dei carichi impressi (dovuti a macchine più potenti) finisce per essere molto meno pesante di altre strutture (monopila e tripode). Per fissare la fondazione al suolo le gambe, che sono



Fig. 3-1c. Montaggio del deck sul jacket di una postazione petrolifera (Bisso)

cave all'interno, consentono di guidare il *palo di fondazione*, che viene inserito nel sottosuolo per azione del battipalo.

E' la stessa procedura seguita con il monopila (Fig. 6-1e), soltanto che con la presente soluzione i pali hanno funzione diversa da quella dei montanti e possono essere tanti quanti sono i montanti e non uno soltanto, come nel caso del monopila.

Una alternativa all'impiego del montante per guidare il palo di fondazione sta uno spool di tubazione piuttosto corto, che va saldato al piede di ogni gamba. E' dotato superficialmente di imboccatura a imbuto (Figg. 3-1d/e) per agevolare l'introduzione del palo, che deve essere maneggiato dalla superficie del mare. Il battipalo, seguendo il corpo affondante, lavora in immersione sempre più profonda sino a toccare lo spool di guida.

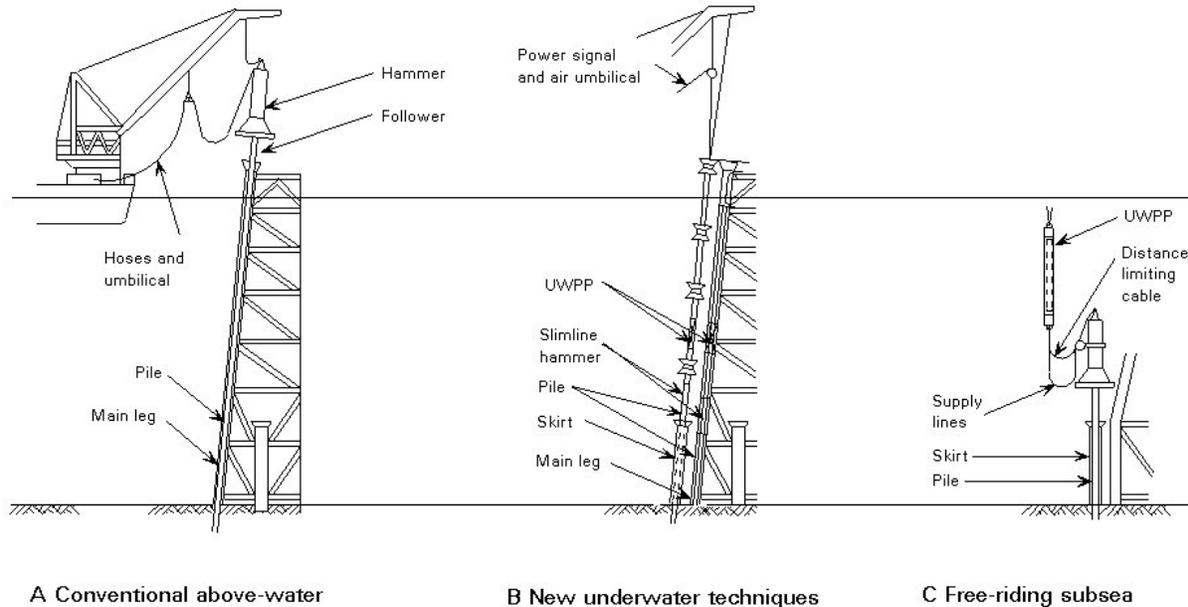


Fig. 3-1d. Schemi di strutture portanti con guide per pali di ancoraggio, rappresentanti varie tecniche di inserimento

Può anche essere evitato il ricorso a battipalo ad immersione, o per ragioni di costo (è evidente che l'impiego di una siffatta unità sia più caro di una che operi in aria), o per difficoltà di approvvigionamento.

Per condurre e tenere il palo verticale occorre (fissare alla fondazione o farla portare da un opportuno natante, che opera anche la sorveglianza durante l'inserimento del palo nel fondale) una manica, che si estenda verso il fondale e che consenta al battipalo di restare all'asciutto.

Ad operazione conclusa, quando il palo è nella sua posizione finale di inserimento, si procede all'intasamento con boiaccia e con materiali opportuni della intercapedine tra palo e guida, che appare abbondante soltanto all'imbocco (configurazione ad imbuto) per facilitare l'ingresso ed il centraggio del palo nella guida.

Un'altra proprietà del jacket è stata sfruttata nel montaggio delle due turbine REpower 5M (cfr. la Fig. 3-1f) dell'impianto eolico scozzese Beatrice (nome del progetto realizzato a Moray Firth, sito posto a 25 km dalle coste affacciate sul Mar del Nord e poggiante su fondale da 42 m circa di profondità).



*Fig. 3-1e. Grande struttura di supporto (6.000 ton) in fase di spostamento a mezzo scivolamento da cantiere a mezzo navale (Fagioli USA)*

A conclusione delle considerazioni, che sono state esposte in questa sottosezione, la struttura fondaria per le turbine eoliche del campo di Cerano è costituita da

*castello metallico (tipo jacket) a tre/quattro montanti*

per rispondere adeguatamente

- a batimetrie medio alte (anche superiori ai 30 m di profondità del fondale marino);
- ai rilevanti carichi esercitati dalla turbina, che è di adeguata potenza unitaria (3 MW);
- alla morfologia del fondo marino, che è di natura sabbiosa, senza introdurre la minima alterazione superficiale.

Al momento attuale -e, forse, per non molto tempo ancora- sono anche le macchine più potenti, che sono state installate a mare. La facilità di sistemazione, che consente alla base della torre di essere posata e fissata sulla cresta della fondazione, può permettere anche la messa in loco della turbina nel suo assetto finale (come è illustrato nelle Figg. 3-1f e 3-2a/b/c). Si può in tale arrangiamento portare sulla fondazione la turbina completa di torre, di navicella e di rotore, anziché procedere al montaggio successivo delle varie parti (i conci della torre, la navicella, il rotore con tutte le pale, etc.).



*Fig. 3-1f. Vista frontale degli equipaggiamenti per il completamento del montaggio di turbina REpower 5M al largo delle coste scozzesi*

## 3.2 Specifiche tecniche della fondazione

Per sostenere le turbine del sito eolico si è fatto ricorso alla fondazione a jacket, dotata di tre/quattro gambe (Fig. 3-1b/f), come è stato sottolineato nel paragrafo precedente. I dati di carico (carichi verticali, momenti e azioni del mare), assunti nel progetto e nel dimensionamento, insieme con le normative necessarie per le verifiche statiche e dinamiche sono riportati nella Tab. 3.2.1. Nella stessa tabella sono espresse ed illustrate tutte le caratteristiche anche esecutive della struttura (descrizione dei pezzi, trattamento superficiale, messa in opera, etc.) a tre montanti.

Tab. 3.2.1. Carichi di progetto, dati geometrici e normative

### Carichi verticali su fondazione

#### Forze orizzontali e momenti (statici)

forza orizzontale	750 kN;
momento flettente	54.000 kNm;
momento torcente	650 kNm;

#### Condizioni operative

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

#### Condizioni storm

altezza onda	12,6 m;
periodo onda	10,8 s;
lunghezza d'onda	160,7 m;
corrente a 0 m	0,51 m/s;

#### Quote (s.l.m.m.)

quota fondale	(-9) ÷ -25 (-30) m;
altezza fuori acqua teste pile	≈ 4/5 m.;
quota piazzola di servizio	≈ 4/7 m.;
quota flangia torre	≈ 4/7 m.;
inclinazione pile sulla verticale	pari a 1:4 o 1:5 (nei disegni della Tav. 4R è di 7,12°);



*Fig. 3-2a. Basamento di torre in cantiere (REpower)*

### **Dimensioni**

*palo d'ancoraggio (PIL)*

*spessore 3 cm, diametro esterno 90 cm;*

*parte inferiore ogni montante (LA1)*

*spess. 1,5 cm, diametro esterno 110 cm, lunghezza 17,132 cm;*



*Fig. 3-2b. Turbina 5M in fase di allestimento a terra (REpower)*

*parte superiore ogni montante (LA2)*

*spess. 2 cm, diametro esterno 110 cm, lunghezza 13,101 cm;*

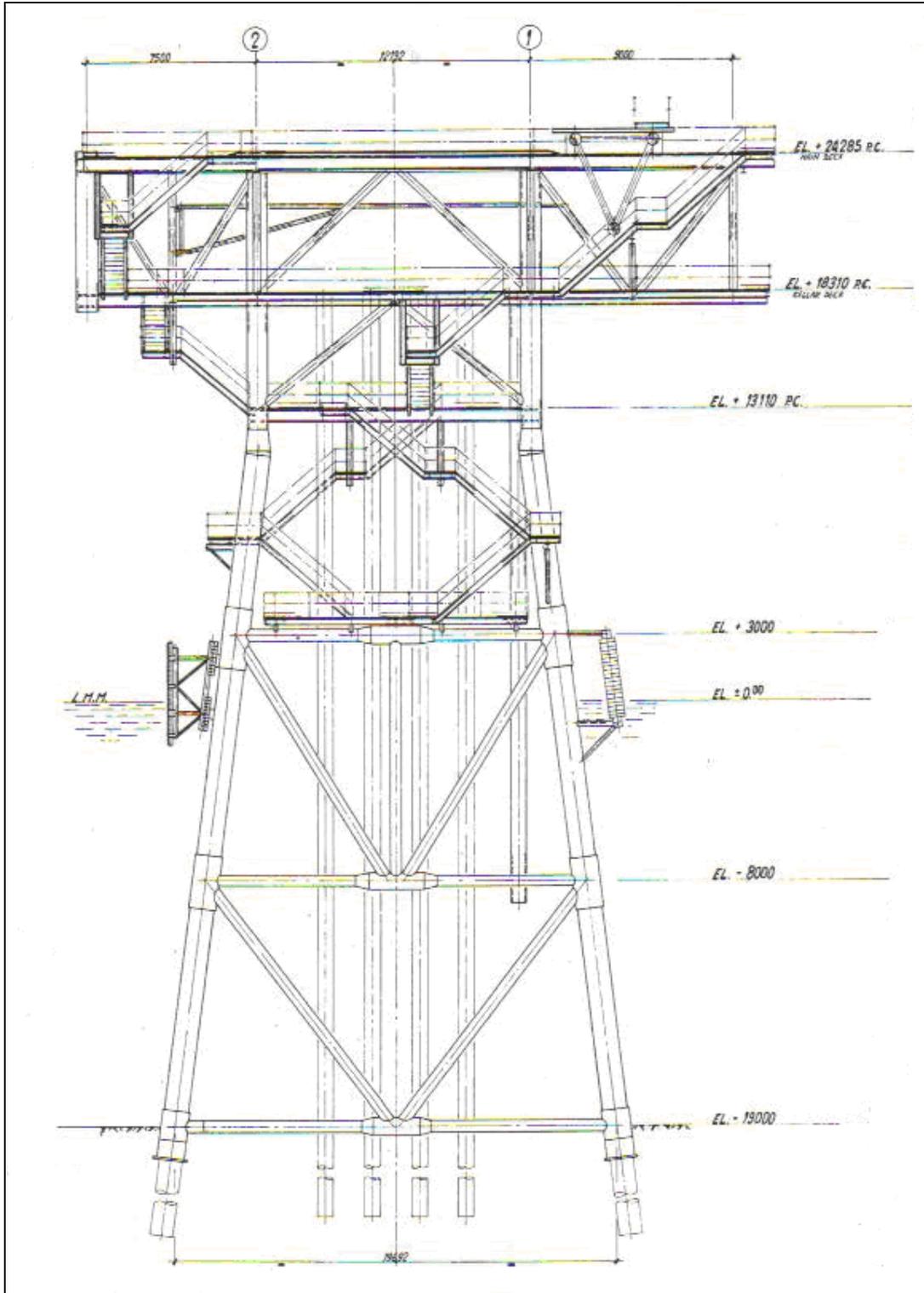


Fig. 3-2c. Tipica struttura a jacket per scopi petroliferi, in cui prevalgono i carichi verticali

<i>tubo orizzontale coronamento jacket (TU2)</i>	<i>spess. 1,588 cm, diametro esterno 35,56 cm, lunghezza ~5 m;</i>
<i>tubo orizzontale per traversi (TU1)</i>	<i>spess. 1,27 cm, diametro esterno 27,3 cm lunghezza 14,493 m;</i>
<i>tubo per diagonali superiori (VA1)</i>	<i>spess. 1,588, diametro esterno 40,64 cm;</i>
<i>tubo per diagonali inferiori (VA2)</i>	<i>spess. 1,588, diametro esterno 50,8 cm;</i>

**Battipalo**

<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>

**Peso proprio fondazione (valore indicativo)**

<i>peso proprio struttura</i>	<i>400,0 ton;</i>
<i>peso complessivo (compresi pali d'ancoraggio)</i>	<i>&gt;400 ton;</i>

**Strumentazione**

<i>di avvistamento</i>	<i>acustica e luminosa, come da regolamenti vigenti;</i>
<i>di misura</i>	<i>come da Specifiche Tecniche del Cliente;</i>

**Normativa di riferimento**

<i>per progettazione</i>	<i><u>RINA</u> "Rules for the Classification of Steel Fixed Offshore Platforms"; <u>API-RP-2A</u> "Recommended Practice for Planning, Designing and Construction Fixed Offshore Platforms"; <u>AISC</u> "Manual of Steel Construction"; <u>Germanischer Lloyd</u> "Rules for Regulations IV – Non-marine Technology", Part.2; <u>DIN 4131</u> "Steel Radio Towers and Masts";</i>
<i>per assicurazione</i>	<i>da definire a seguito di accordi con l'ente certificatore, come richiesto per aprire la pratica assicurativa.</i>

## 4 AEROGENERATORE

### 4.1 Aerogeneratore e suoi componenti primari

Gli *aerogeneratori* possono essere collocati a terra o a mare e sono collegati in sottocampi uniti in parallelo da linee elettriche di potenza, che nel caso d'unità a mare saranno costituite da cavi sottomarini interrati. Sempre a cavi interrati si dovrà ricorrere per collegare la cabina di allaccio e di trasformazione generale dell'impianto con la rete attraverso la linea a MT/AT più vicina (Fig. 2-2).

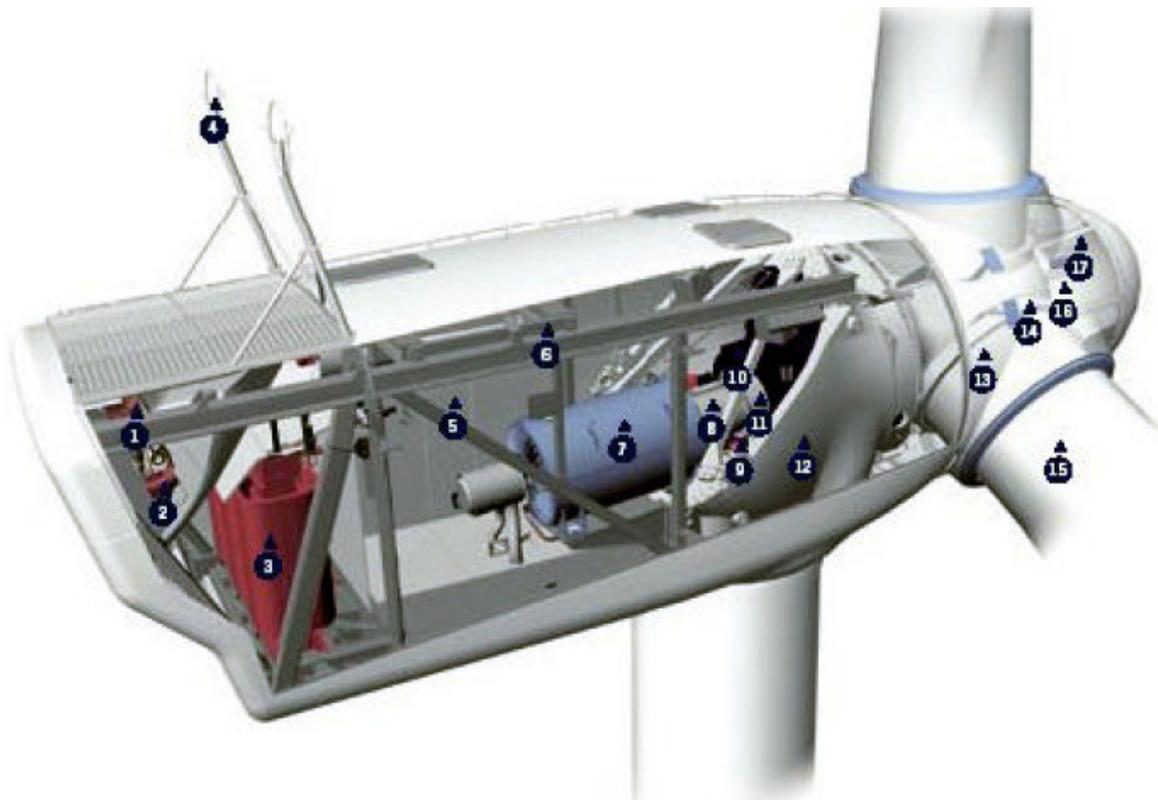


Fig. 4-1a. Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore giri; 9. Azionamento imbardata; 10. Moltiplicatore; 11. Freno di stazionamento; 12. Cella di sostegno macchinario; 13. Cuscinetto di pala; 14/15. Albero; 16. Collegamento per azionamento pitch; 17. Controller dell'albero)

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 esseri animati. L'energia elettrica, così generata, può essere riversata dalla sottostazione d'allacciamento nella rete elettrica locale/regionale di riferimento.

L'aerogeneratore (cfr. i dati della Tab. 4.1.1), 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. 4-1a). Partendo dalla base e dall'apparato di collegamento con la fondazione (flangia di base, codolo da inserire in corrispondenza di tasca cilindrica posta al centro della fondazione, etc.) segue la torre, alla cui cima è alloggiata la corona dentata per l'imbardata della navicella, con la navicella e con il rotore (Figg. 4-1b/c/d/e). Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati.

*Tab. 4.1.1. 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>V90</i>	<i>V112;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3.000 kW</i>	<i>3.000 kW;</i>
<i>Diametro rotorico</i>	<i>90 m</i>	<i>112 m;</i>
<i>Velocità di rotazione operativa</i>	<i>8,6-18,4 rpm</i>	<i>4,4-17,7 rpm;</i>
<i>Velocità nominale</i>		<i>12 (14) rpm;</i>
<i>Area spazzata</i>	<i>6.362 mq</i>	<i>9.852,03 mq;</i>
<i>Orientazione</i>	<i>sopravvento</i>	<i>sopravvento;</i>
<i>Altezza all'asse del mozzo</i>	<i>80 m</i>	<i>≈90 m;</i>
<i>Velocità di avvio (cut-in speed)</i>	<i>3 m/s</i>	<i>3 m/s;</i>
<i>Velocità d'arresto (cut-out speed)</i>	<i>25 m/s</i>	<i>25 m/s;</i>
<i>Intervallo temperatura di progetto</i>	<i>-20 °C - +40°C</i>	<i>-20 °C-+40 °C;</i>
<i>Peso rotore</i>	<i>55 ton.</i>	<i>- ton;</i>
<i><u>Navicella e componenti</u></i>		
<i>Lunghezza (compreso mozzo)</i>	<i>13,25 m</i>	<i>14 m;</i>
<i>Larghezza</i>	<i>3,6 m</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Altezza</i>	<i>4,05 m</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro</i>	<i>fibra di vetro;</i>
<i>Moltiplicatore di giri</i>	<i>4 stadi a planetari ed uno elicoidale;</i>	<i>id.</i>

<i>Rapporto</i>	<i>1:105 (50 Hz)</i>	<i>-;</i>
<i>Lunghezza moltiplicatore</i>	<i>2,1 m</i>	<i>2,1 m;</i>
<i>Larghezza moltiplicatore</i>	<i>2,6 m</i>	<i>2,6 m;</i>
<i>Peso complessivo (navicella + rotore completo di pale)</i>	<i>91 ton;</i>	



*Fig. 4-1b. Navicella della turbina V112 a cielo aperto*

*Pale*

<i>Numero pale</i>	<i>3</i>	<i>3;</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro rinforzata con resina epossidica</i>	<i>id.</i>
<i>Lunghezza</i>	<i>44 m</i>	<i>54,6 m;</i>
<i>Peso di una pala</i>	<i>7.000 dN</i>	<i>-;</i>

*Livello di rumore in funzionamento*

<i>7 m/s</i>	<i>100 dB(A);</i>
<i>8 m/s</i>	<i>102,8 dB(A);</i>
<i>10 m/s</i>	<i>106,5 dB(A);</i>

al 95% della potenza nominale

106,5 dB(A);

### Torre

Forma	tubolare conica rastremata verso la cima e composta da 3 sezioni;	id.
Diametro in cima	2,3 m	2,3 m;
Diametro alla base	4,15 m	4,15 m;
Altezza	≈90 m	84/94/119 m;
Distanza piano flangia superiore torre da asse mozzo	1,95 m	1,95 m;
Materiale	acciaio verniciato con applicaz. di protezione anticorrosiva	id.;
Peso	160 ton	-;

### Generatore elettrico

Tipo	asincrono	sincrono magneti permanenti e raffreddamento a liquido;
Potenza	3 MW	3 MW;
Tensione elettrica	1.000 V in AC	650 V;
Frequenza	50 Hz	50 Hz;
Velocità di rotazione	1.680 rpm	1.680 rpm;
Lunghezza	2,8 m	2,8 m;
Diametro max.	1,1 m	1,1 m;
Converter		su tutta la scala;
Peso	8.600 dN	-;

### Trasformatore di macchina

Tipo	a resine fuse	id.;
Potenza	3.140 kVA	3.140 kVA;
Tensioni	10/33 kV	10/33 kV;
Frequenza	50 Hz	50 Hz;
Lunghezza trasformatore	2,34 m	2,34 m;
Larghezza trasformatore	1,09 m	1,09 m;
Altezza trasformatore	2,15 m	2,15 m;
Peso	8.000 dN	-.

### 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.);*



*Fig. 4-1c. Vista d'insieme della turbina V112 (Vestas)*

- *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.*
- *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;*





*Fig. 4-1e. Vista di aerogeneratore con mare grosso*

## 4.2 Analogie con le turbine a terra

I sistemi ed i componenti principali della macchina eolica, da porre in postazioni a mare, sono funzionalmente gli stessi di quelli per analoghe macchine, destinate a funzionare a terra, a meno di alcune particolarità, come

- maggiore resistenza meccanica, essendo le azioni eoliche a mare più intense e più concentrate nel tempo anche in ragione del minor attrito offerto dal contatto con la superficie acquosa;
- maggior capacità di sopportare l'attacco da parte degli agenti atmosferici ed ambientali (aria molto umida, spruzzi di acqua marina, onde, etc.) a causa di una loro più alta concentrazione salina;
- minor ricorso alla manutenzione preventiva a causa di più lunghe procedure d'intervento (a causa della lontananza da riva, della lentezza dei mezzi di trasporto a mare, della imprevedibilità meteorologiche limitanti qualsiasi accesso, etc.).



Fig. 4-2a. Altra vista dell'unità V112

## 5 AREE PER IL CANTIERE

### 5.1 Localizzazione e servizi

#### 5.1.1 Criteri generali

Come si è esposto nel parag. 1.2, l'*area da cantiere* deve rispondere ad un insieme di esigenze, che sono conseguenza delle caratteristiche di una struttura del tipo, ed a raccomandazioni derivabili dal progetto in corso. Esse sono riassumibili nei punti seguenti e sono costituite da

- la localizzazione rispetto al sito a mare;
- la ubicazione rispetto alle infrastrutture della zona;
- la dotazione di collegamenti energetici essenziali;
- le capacità di svolgere le funzioni di ricevimento dei materiali, provenienti via mare, e di smistamento verso il sito;
- capacità di deposito, conservazione, trattamento e pre-montaggio, oltre che di difesa e mantenimento al di fuori di offese provenienti dall'esterno dei materiali interessati;
- la superficie utile;
- le caratteristiche intrinseche (geotecniche, acclività, drenaggio, etc.);
- la gestione dell'area e la direzione lavori.

Il numero ed il peso delle indicazioni precedenti compongono un insieme di condizioni non facili da ottemperare tutte insieme al cento per cento, ma nessuna di esse può essere trascurata. A seconda della soluzione, che si suggerisca, alcune possono trovare una migliore accoglienza di altre, come è logico che avvenga. La indicazione dell'area, che verrà fatta (alla fine di un processo valutativo sviluppato all'interno del gruppo di progetto, che non sarà esposto in queste note, bastando illustrarne i contenuti), ovviamente deriverà da un giusto bilancio delle varie proposte. Sarà probabilmente imposta da uno (o più di uno) dei precedenti requisiti, che sarà preminente. I restanti vi si dovranno adeguare nella misura migliore anche se per ognuno di essi non sarà quella ottimale.

Tra le condizioni, che sono state proposte, ve ne sono alcune che sono assolutamente preminenti e la cui applicazione favorevole influenza tutto il successivo panorama delle

operazioni. E sono proprio quelle che sono state messe all'inizio e che precisamente riguardano i primi tre punti. Possono essere, quindi, considerate un po' alla stregua di *proprietà generali o primarie*.



Fig. 5-1a. Mappa del porto di Brindisi (lat. Nord 40°39'00"; long. Est 17°58'00") e dell'aeroporto (Google)

### 5.1.2 Localizzazione ed ubicazione del cantiere

I requisiti, che stanno in testa all'elenco del paragrafo precedente fanno concentrare l'attenzione appunto sul *localizzazione ed ubicazione del cantiere principale*. Come in ogni cantiere, che è un'appendice essenziale per la gestione di qualsiasi impianto in costruzione, questo deve trovarsi il più possibile a ridosso del campo di lavoro. Per il caso eolico a mare deve, quindi, rispondere positivamente ai seguenti condizionamenti essenziali

- trovarsi a terra in zona prospiciente il sito;
- utilizzare terreni di buona qualità e di costo supportabile (affitto, leasing, acquisto, etc.)
- essere alla minor distanza dalla costa o addirittura esser posizionato interamente su di essa;

- essere equipaggiato con darsene possibilmente in modo diretto;
- sfruttare una posizione baricentrica rispetto alla viabilità ed in genere ai trasporti locali.

Per il momento è opportuno fermarsi sulle questioni, che sono state appena sollevate. La collocazione a terra è indispensabile (anche se in linea puramente ipotetica con le precedenti osservazioni si potrebbe attrezzare un'isola galleggiante vicino al sito per rispondere appieno a siffatta esigenza del cantiere), come pure è altrettanto stringente e determinante lo sbocco diretto a mare.

Come la gestione di ogni cantiere insegna, non si può prescindere da alcune attività relative alla ricezione materie. E' compito e scopo del cantiere ricevere merci per mare e per via terra (stradale prevalentemente, anche se esse potrebbero essere pervenire in zona anche per via aerea o ferroviaria). E' pure prioritario lo smaltirle. Essendo il sito a mare, dovrà avvenire necessariamente per via marina. Bisogna, così ricorrere a natanti per spostare merci dal cantiere al sito.

Stanti le osservazioni precedenti, 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 di natanti di differente stazza e non soltanto bettoline, rimorchiatori o jack-up e quant'altro sia necessario per le forniture e la componentistica primaria d'origine estera) e per il carico e per lo scarico delle merci.

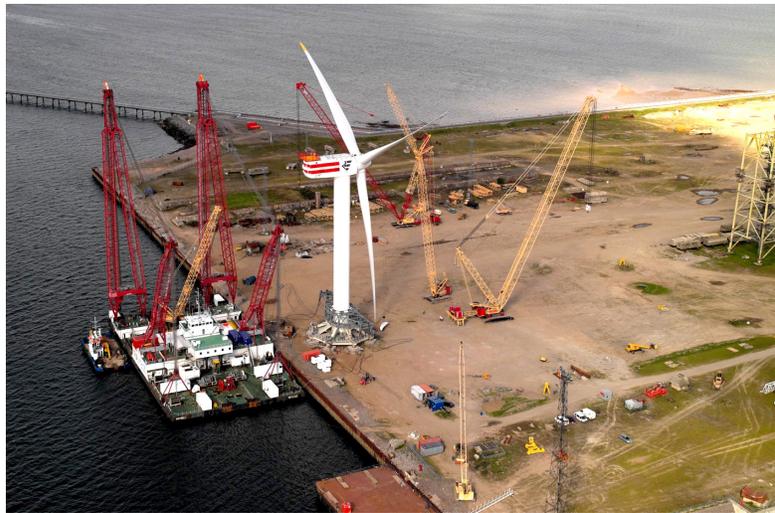
Bisogna, quindi, disporre di banchina di attracco dei mezzi navali per il trasporto dei pezzi a mare e dei relativi organi di sollevamento, oltre che di spazio per le evoluzioni dei veicoli e di riparo per i natanti.

Oltre alle preoccupazioni per l'operatività 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 assicurare la mobilità dei mezzi terrestri, che trasportano 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 (cfr. il paragrafo seguente).



1)



2)



3)

*Fig. 5-1b. Area di cantiere (1) durante la realizzazione di turbina 5M (REpower) ed al momento della preparazione per il varo (2; Moray Firth), in (3) la collocazione in situ di turbina Sinovel SL 5000 (Shanghai Donghai Bridge)*

*Analizzando gli approdi lungo la costa salentina, ove si trova il sito di Cerano, il bacino che ha caratteristiche consone con i criteri, enunciati all'inizio di questo paragrafo, è il porto di Brindisi (Fig. 5-1a).*

*E' caratterizzato da alcune proprietà favorevoli, essendo dotato di un bacino naturale con ampi specchi di mare (suddivisi in Porto Esterno, Porto Medio e Porto Interno), avendo fondali di buona profondità per accogliere il naviglio commerciale, offrendo agevole apertura all'ingresso ed efficiente difesa contro le mareggiate.*

*Inoltre, il Concessionario del Sito eolico può individuare aree di sufficienti dimensioni per ospitare il cantiere. Buone sono anche le condizioni d'accessibilità per via terrestre all'area, destinabile a cantiere.*



1)



2)

*Fig. 5-1c. Movimentazione di parti di torre per turbina V112 (1) e 5M (2)*

L'ipotesi, che si è andata formulando nel corso della trattazione, potrebbe fissare genericamente 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, con svariati mezzi di sollevamento in movimento e con aree di servizio altrettanto congrue.

### 5.1.3 Montaggi a terra e a mare

Un altro fattore complementare a quelli già isolati nella ricerca e nella determinazione (degli spazi e delle dimensioni) del cantiere è da ricercare nelle modalità di installazione della turbina. Come è stato trattato in altre sezioni del progetto (cfr. la *Rel. Spec. "Operazioni a terra, installazioni a mare e accessibilità all'impianto"*) il montaggio a mare dei vari componenti della turbina può seguire diverse procedure, che stanno in un range tra due tra loro opposte nei principi basilari.

Solitamente si procede all'installazione della turbina sulla struttura di supporto, già posata sul fondale, procedendo dai pezzi di basa e poi a tutti quelli, che compongono l'unità uno alla volta in successione. E' procedura che si svolge interamente a mare, ove si inizia con il collocare la fondazione e si conclude con navicella e rotore.

Nella soluzione installativa antitetica si deve immaginare di svolgere il montaggio della turbina in cantiere. Una volta conclusa l'operazione, si imbraca il tutto mediante le gru del pontone marino e si trasferisce la turbina direttamente sul corpo fondario, che già si è sistemato a mare, fissando la base della turbina sulla testa della fondazione.



1)



2)

Fig. 5-1d. Trasporto via terra di pala per turbina V112 (1) e 5M (2)

Qualche ragguglio ulteriore a queste smilze considerazioni è opportuno darlo. Le due Figg. 5-1b, che si riferiscono al *montaggio a terra di due turbine 5M REpower* da varare complete di tutti i componenti, servono a chiarire anche una serie di considerazioni, che sono state appena formulate.

*Tab. 5.1.1. Dati su alcuni installazioni europee nei confronti delle operazioni in cantiere*

<i>Campo eolico</i>	<i>Horns Rev</i>	<i>Nysted</i>	<i>Scroby Sands</i>	<i>Egmond aan Zee (OWEZ)</i>
<i>Numero turbine</i>	80	72	30	36
<i>Potenza turbina singola [MW]</i>	2,0	2,3	2,0	3,0
<i>Superficie cantiere [mq.]</i>	15.000	64.000	30.000	30.000
<i>Durata lavori [giorni]</i>	126	90	60	60
<i>Durata lavori a mare [giorni]</i>	105	81	55	55-90
<i>Durata traversata da cantiere a sito [ore]</i>	3	17	3	n.d.
<i>Tempo di installazione/turbina [giorni/WTG]</i>	1,09	1,1	1,0	n.d.
<i>Numero di installation vessels</i>	2	1	1	n.d.
<i>Periodo per installazione [giorni]</i>	87,2	79,2	30	n.d.
<i>Distanza dalla costa [km]</i>	14/20	9	3	n.d.
<i>Anno di avvio esercizio a piena potenza</i>	1998	2003	2004	2006
<i>Rapporti specifici [mq/unità]</i>	187	889	1.000	834
<i>[mq/MW]</i>	94	387	500	278

*N.B. n.d., non determinato*

La prima di esse (Fig. 5-1b.1) dà una indicazione visiva delle aree necessarie agli spostamenti dei mezzi di trasporto e degli spazi da lasciare

- sia per il deposito dei componenti da utilizzare (si intravedono due navicelle, tre serie di pale, di cui una già dislocata su opportuno pianale di pontone, ed una seconda torre, a sezioni già assiemate);
- sia per le operazioni conseguenti ai montaggi.

Fa anche rilevare la predisposizione di interventi per preparare il terreno e le rive, che lo segnano verso mare. E' indispensabile offrire

- la corretta portanza e consistenza del terreno ai pesi, trasmessi dagli organi di movimento dei trasporti (ruote anche di grande diametro, cingoli metallici o gommati, etc.), su cui devono evolvere tali mezzi, come pure le gru destinate ai montaggi;
- il dovuto consolidamento delle rive per consentire l'attracco dei natanti ed il loro avvicinamento e contatto con la banchina.

La seconda foto (Fig. 5-1b.2) evidenzia il corredo di attribuzioni, che devono essere assicurate al sito. In particolare, documenta

- della disponibilità di organi di sollevamento per condurre a termine la costruzione della torre ed il successivo posizionamento su di essa della navicella;
- della capacità del bacino (dimensioni, profondità di fondale, etc.) ad accogliere i natanti (e nella fattispecie il grosso pontone attrezzato per il sollevamento ed il trasporto a mare della turbina, come pure gli altri mezzi richiesti dalle operazioni);
- dell'opportunità di assicurare la debita difesa contro l'azione di correnti, maree e mareggiate, sia sul sito, sia sui mezzi navali ad esso afferenti.

*Il confronto tra le due procedure non può non condurre ad una qualche conclusione, che si rifletta sulle modalità installative da seguire nell'impianto di Cerano. Sembra evidente che in primis sia da scartare la soluzione di trasportare in situ la turbina completa di ogni suo pezzo dopo montaggio a terra e sia da ritenere quella che considera il montaggio a mare delle varie parti dell'unità.*

Le Figg. 5-1c/d danno indicazioni -anche visive, pur mantenendo il loro carattere di orientamento- delle dimensioni dei pezzi da movimentare, come pure degli spazi, che devono essere disponibili per le evoluzioni dei mezzi di trasporto terrestri necessari alle operazioni di carico/scarico, di accesso alla darsena e dei mezzi navali per i collegamenti da/per con il sito a mare.

Qualche notizia deve essere pure fornita in merito ai *tempi, che sono richiesti per l'installazione di una turbina*. Considerando la prima e la terza riga della Tab. 5.1.1, si constata che i lavori a mare sono durati da 2 giorni/macchina per Scroby Sands a circa 1,6 e 1,25 giorni/macchina rispettivamente per Horns Rev/Egmond e Nysted.

Non incide in misura significativa la distanza dalla costa, che vale per i tre siti 14/20 km (Horns Rev), 9 km (Nysted) e 3 km (Scroby Sands).

Non è possibile sottostimare la logistica d'impianto e quella in particolare del cantiere, in quanto difficilmente si potrà nel caso degli impianti offshore poter

intervenire ad ampliamenti in corso d'opera, come potrebbe avvenire –magari facilmente- con gli impianti a terra. Un cantiere non correttamente dimensionato e



1)



2)



3)

*Fig.5-1e. Pala (PN Rotor) in fase di carico su battello a Stade (DE), scarico da nave mediante trave di supporto in cantiere (Vestas) e movimentazione (3) per turbina 5M (Thornton Bank) non adeguatamente localizzato induce serie difficoltà nelle fasi operative e contrattempi nella gestione del cronogramma.*



1)



2)



3)

*Fig. 5-1f. Primo trasporto di pale (1) verso il porto di Mostyn (Burbo Bank) con scarico delle stesse (2) e trasporto CPL Progress (3) per trasferire monopila verso il sito (Belwind)*

L'aumento delle dimensioni dell'area, destinata all'assemblaggio ed al deposito delle unità di un parco eolico, tende a diventare evidente appena si considerino le 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.

## **5.1.4 Operazioni in cantiere (movimentazione, sollevamento, assiatura...)**

### *5.1.4.1 Criteri di impostazione*

Le precedenti considerazioni hanno avuto il pregio di dirigere lo sguardo sulla collocazione del cantiere senza aggiungere sufficienti informazioni sulle attività di competenza. Riprendendo l'elenco, esposto nel paragrafo 5.1.1, è opportuno dare qualche ragguaglio sulle altre voci del primo blocco, costituito dalle cinque caratteristiche iniziali. Ubicazione e localizzazione hanno già avuto esauriente considerazione nel paragrafo 5.1.2.

*In tempi diversi -e non tutti necessariamente successivi tra loro- si devono prevedere*

- *scarico da navi trasporto e consegna di pezzi e di componenti, che riguardano le strutture di supporto delle turbine (pali di fondazione, jacket, etc.); gli aerogeneratori (torri, navicelle, pale, rotor, etc.; Figg. 5-1f); quanto è necessario alle operazioni a mare (ed eventualmente e parzialmente per quelle a terra);*
- *attività per movimentare e depositare in settori opportuni del cantiere i materiali pervenuti;*
- *preparazione per l'installazione mediante lavori di carpenteria (connessione di spezzoni di palo fondario con interventi di saldatura, etc.);*
- *preparazione o pre-montaggi parziali per l'installazione delle turbine (sballo di pezzi, ordinamento degli stessi, operazioni di carpenteria pesante, apertura/chiusura di collegamenti imbullonati, etc.);*
- *opere di eventuale protezione superficiale (verniciature, etc.);*
- *movimentazione ed ordinamento dei pezzi da inviare sul sito secondo i programmi attuativi previsti;*
- *carico e fissaggio dei pezzi sui natanti per trasporto/installazione a mare.*

Sulla base di questo elenco, che non vuole essere esaustivo -né può d'altronde esserlo, esponendo soltanto per sommi capi gli argomenti fondamentali- e che è proposto soltanto per evidenziare gli interventi più importanti da operare sull'area si

darà qualche ulteriore ragguglio di orientamento. In particolare dei componenti principali si considereranno le caratteristiche da rispettare durante gli spostamenti all'interno del cantiere e verso il campo a mare, come pure le eventuali operazioni di assiematura da svolgere durante la permanenza a terra e prima di inviarle a mare.

#### 5.1.4.2 Mezzi di sollevamento e fondazione

Per rispondere alle esigenze di movimentazione dei pezzi, alcuni dei quali sono molto estesi in lunghezza, come le pale, ed altri sono molto pesanti, come la navicella,



Fig. 5-1g. Operazioni sul cantiere e sul jack-up Buzzard ormeggiato (Thornton Bank)

sono richiesti *opportuni mezzi di sollevamento*. La esigenza di effettuare movimenti entro un'area non piccola consiglia apparecchi di sollevamento mobili anziché gru fisse (Fig. 5-1e) a meno di un'area assai limitata con disposizione a cerchio di tutto quanto si debba inviare sul sito a mare (Fig. 5-2b.3). Gru montate su carrelli gommati (Fig. 5-1e.1) o cingolati (Figg. 5-1g e 5-2e.2) sono indubbiamente consigliabili, specialmente se il materiale da sollevare ha ingombri in verticale significativi.



1)



2)

Fig. 5-1h. Movimentazione di pala con una o due gru d'estremità (Vestas)

L'altezza del gancio dipende dalle dimensioni del pezzo più alto da sollevare in verticale. E' evidente che le altezze non siano quelle che si devono toccare sul sito,

quando bisogna raggiungere la quota della navicella per inserire il rotore, ma non sono molto diverse. Possono essere, infatti, ragguardevoli, come nelle Figg. 5-2a quando si drizzano gli spezzoni assiemati della torre, o nella Fig. 5-2e.2, quando si deve spostare il corpo fondario -completo dei codoli inferiori verticali e del pezzo di sostegno del basamento della torre- per una altezza complessiva di una cinquantina di metri.

Anche il peso non è fattore trascurabile. Nel caso della fondazione del campo attuale si raggiungono carichi verticali sulle 500 ton.



1)



2)

*Fig. 5-1i. Navicella completa di mozzo (1) in sollevamento ed appoggiata su gambe di sostegno temporaneo (2) in cantiere (Vestas)*

Altezze minori si possono raggiungere con corpi fondari diversi, come i monopila (Fig. 5-1f.3) o le strutture a gravità. Anche per questi casi, che non sono oggetto di

trattazione in queste note (concentrate prevalentemente sui castelli tubieri), l'altezza è un fattore determinante assieme ai carichi verticali. Specialmente con corpi massicci, sovente in c.a./c.s., il fattore peso diviene esclusivo.



1)



2)

Fig. 5-1j. Navicella senza mozzo al traino di trattrice e con mozzo (2) su cocodrillo (Vestas)

Congiunto con il tema riguardante i mezzi di sollevamento/movimentazione, sta quello del *deposito delle fondazioni*. Se la programmazione dei lavori prevede l'ultimazione dei lavori di tutte le masse fondarie prima di passare al montaggio delle parti aeree, il cantiere va organizzato principalmente attorno alle prime, non essendo presenti le strutture afferenti strettamente le turbine.

Se l'installazione degli aerogeneratori non può essere posta in serie con quella delle fondazioni, occorre particolare cura nel separare i flussi coinvolgenti le linee di montaggio dei due componenti, che richiedono movimentazione e carico su natanti di pezzi di rilevanti e differenti dimensioni/pesi.

*Tab. 5.1.2. Numero di sollevamenti a mare e peso approssimativo dei componenti della turbina*

Number of lifts	Typical limiting lift	Maximum weight (metric tons)		
		Siemens 3.6-107	Vestas V90 3 MW	Repower 5M
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	65



1)



2)

*Fig. 5-1k. Pale impilate (1) su sei piani a quattro ordini di colonne e pronte per essere assiate o inviate sul sito (Vestas) e sistemate accostate (2) tra loro (Horns Rev)*  
Sono riportate nella Tab. 5.1.2 alcune rilevazioni, effettuate durante le installazioni di alcune unità di diversa origine (Siemens, Vestas e REpower), che possono dare delle

indicazioni utili, seppur generiche in assenza delle modalità complessive seguite durante il montaggio.

#### 5.1.4.3 Navicella

*Dai dati, forniti nel Cap. 4, la navicella della unità V112 al momento della consegna in cantiere può pesare rispettivamente 73/125 ton senza/con la linea di generazione elettrica (drive train) o 165 ton completa di mozzo.*

Come si deduce dalla Fig. 5-1i.1, gli spostamenti per scaricarla dal battello di arrivo del pezzo verso spazi di appoggio entro il cantiere possono essere compiuti con una semplice gru.

Nell'area di deposito il pezzo è bene che mediante gambe temporanee sia tenuto sollevato dal selciato, pur se questo sia provvisto delle consuete precauzioni di drenaggio, anche per consentire l'ispezione della parte inferiore.



*Fig. 5-1i. Parcheggio di torri intere o in sezioni (Vestas)*

Durante il periodo di permanenza nel cantiere –meglio se entro brevi tempi dall'arrivo– si dovrà pure provare il sistema di distribuzione elettrica all'interno della navicella ed



1)



2)



3)

*Fig. 5-1m. Sollevamento di torre con intervento sulla testata inferiore (1) o (2) su due punti (Middelgrunden) e sezioni di base di torre (3) posti in verticale (in evidenza il portellone d'ingresso in alcune; Vestas)*

in particolare i principali sistemi in essa ospitati, quali illuminazione, condizionamento, generazione elettrica, allacciando la navicella all'impianto elettrico del cantiere. Per spostamenti di una certa entità all'interno dell'area cantierata si può ricorrere a mezzi terrestri, come è indicato nelle Fig. 5-1j.

In merito al *posizionamento delle navicelle* queste vanno sistemate in un ambito del cantiere, in cui si agevole portare l'energia elettrica per i collaudi di cui si è detto sopra. Essendo i corpi da installare alla fine del processo installativo più o meno in contemporanea con il rotore, è bene sistemare in zona opportunamente discosta da quelle in cui occorre operare nel frattempo.

#### 5.1.4.4 Pale

La *movimentazione delle pale* esige che si rispettino con cura le loro caratteristiche fisico-geometriche. Tali corpi sono molto snelli, estesi in una direzione e sagomati con profilo curvo e inflesso e sono formati da fibre vetroso-carboniose, impostate su una struttura di sostegno interno. Sono in grado di reggere i molteplici carichi d'esercizio una volta che siano incastrate alla base sul mozzo e che lavorino in un piano all'incirca verticale.



*Fig. 5-1o. Grigliato a grosse travi di legno per reggere torri complete/sezione di base nell'area prospiciente il punto di carico dei battelli per il sito con strato di ghiaia di diversa granulometria per livellamento (Vestas)*

Le *condizioni di trasporto e di deposito* prevedono di tenere tali corpi non incastrati per la base, ma appoggiati in orizzontale.

Esempi di supporto temporaneo a telaio con più celle si ritrovano nelle varie figure, già inserite nel testo (Figg. 5-1f.1, 5-1h/k e 5-2a.1). Possono esservi imbussolate in telai, in cui siano tutte disposte parallelamente e nello stesso senso, come nella Fig. 5-1k, oppure in senso inverso alternativamente, come nella Fig. 5-1h (in entrambe le soluzioni l'appoggio avviene in corrispondenza di due sezioni abbastanza allontanate tra loro). Quest'ultimo ordinamento è spesso seguito nei trasporti marittimi.

Se la tipologia di pavimentazione del cantiere lo dovesse permettere, si potrebbe anche accettare -magari temporaneamente e con condizioni climatiche favorevoli- il deposito a terra, come si verifica nelle situazioni rappresentate nelle Figg. 5-1b.1/h.1 e 5-5d.



Fig. 5-1p. Nave Resolution alla darsena di carico (Vestas)

Per *maneggiare le pale* durante il trasporto valgono le osservazioni, fatte all'inizio del paragrafo. Data la natura e la forma di questi corpi è opportuno sollevarli, o entro il telaio di cui si è detto, o agendo sui due punti intermedi o terminali, come nella Fig. 5-1e.1. Per agevolare l'impresa si appende il corpo palare ad una trave, che può essere spostata più facilmente (Fig. 5-1e-2), oppure sollevando le due sezioni mediante due gru, come nelle Figg. 5-1e.1/h.2.

Le due sezioni, a cui vanno applicate le corregge -fatte solitamente di materiale resistente e molto flessibile, come cuoio, o tessuto rinforzato meglio di altri attrezzi anche per l'assenza di qualsiasi aggancio sulla parete delle pale- vanno scelte abbastanza discoste tra loro. Ma devono essere accostate alla testa della pala per il maggior peso di quest'ultima, e per la dimensione di siffatto terminale, che è

circolare, e per i numerosi bulloni necessari a bloccare la pala sul mozzo, e per la struttura di sostegno interno alla pala stessa. La posizione dei due punti o sezioni di ancoraggio devono servire a tenere perfettamente orizzontale il corpo palare durante gli spostamenti.

Volendo spostare le pale per via terra, cioè con l'ausilio di trattore e carro, è bene intervenire pala per pala con l'avvertenza di ricorrere all'accorgimento di appenderla ad un'asta rigida, offrendo così due punti per sostenere il peso e mantenere la pala in equilibrio orizzontale indifferente (Figg. 5-1d/e.3).

*Il peso di una pala non rappresenta un vincolo particolare, essendo dell'ordine dei 7.000 dN per il caso della turbina V112.*



*Fig. 5-1q. Completamento della navicella con mozzo e sistema di raffreddamento, collocato sul cielo dell'unità (Vestas)*

In merito al *deposito delle pale* queste possono essere, o radunate a gruppi (di due o tre triplete per volta, come nella Fig. 5-2d), o disposte a serie, come nella Fig. 5-1k.2. La loro collocazione nell'area del cantiere deve tener conto non soltanto delle loro dimensioni e degli spazi necessari al loro maneggiamento, ma anche dei tempi in cui saranno utilizzate. Sono tempi, che si presenteranno dopo la sistemazione a mare delle fondazioni, delle torri, delle navicelle e dei mozzi; quindi, la loro messa in opera cadrà quasi al termine della fase installativa dell'impianto. Ciò spiega anche la disposizione a gruppi, che fa ritenere siano già state predisposte in vicinanza della "area di lancio", cioè di carico sul mezzo navale per un prossimo carico.

#### 5.1.4.5 Torre e lavori di pre-montaggio

La torre è composta di più sezioni; quella per V112 è di due segmenti. Naturalmente l'opera di collegamento può essere condotta –generalmente– a terra o a mare, imponendo sulla sezione di base la sezione di testa. Una volta completata la torre, bisogna finire anche i lavori all'interno (serraggio dei bulloni di collegamento, installazione del montacarichi, sistemazione dei cavi ad alta tensione venienti dalla navicella sino agli interruttori posti alla base, etc.).

*In questa fase la gru deve essere in grado di sollevare il gancio sino a 65 m di altezza per assemblare la torre, sollevarla e posizionarla nel sito grigliato (Figg. 5-1o/p). Il carico complessivo è di un paio di centinaia di tonnellate.*

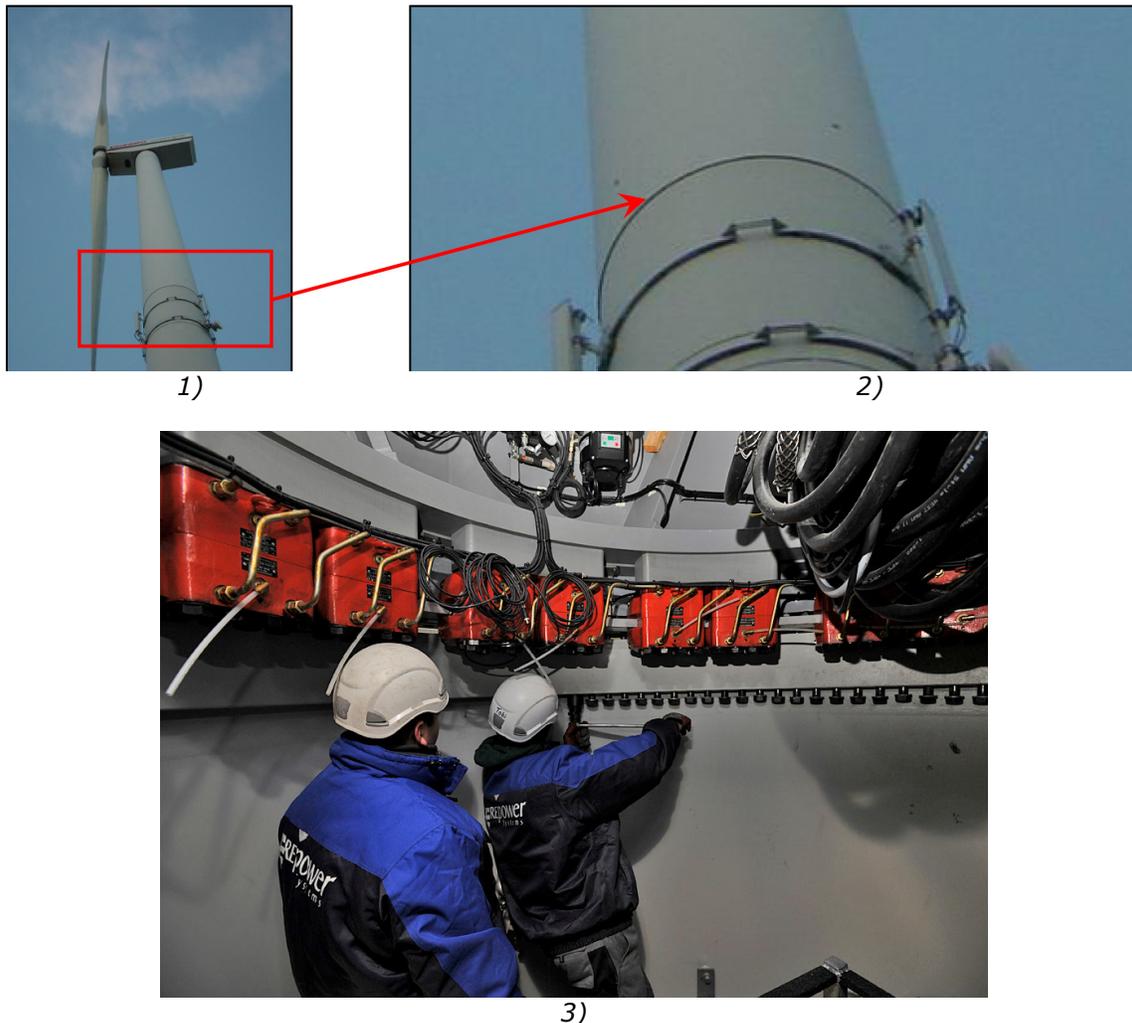


Fig. 5-1r. Connessione tra tronchi di torre (1, 3) e serraggio dei bulloni del collegamento flangiato

In merito al *deposito delle pale* queste possono essere, o radunate a gruppi (di due o tre triplette per volta, come nella Fig. 5-2d), o disposte a serie, come nella Fig. 5-1k.2. La loro collocazione nell'area cantierata deve tener conto non soltanto delle loro dimensioni e degli spazi necessari al loro maneggiamento, ma anche dei tempi in cui saranno utilizzate. Sono tempi, che si presenteranno dopo la sistemazione a mare delle fondazioni, delle torri, delle navicelle e dei rotor; quindi, la loro messa in opera cadrà quasi al termine della fase installativa dell'impianto.

La torre è solitamente -a meno di richieste particolari da parte del Committente- colorata di grigio chiaro. Ritocchi possono essere richiesti per cancellare eventuali zone in cui il colore sia deficiente o sia stato maltrattato durante i vari spostamenti dall'officina al cantiere.

Questo tipo di interventi, che consentono di portare ad un assetto adeguato il pezzo, non sono molti. Sono interessanti ed utili, in quanto portano a completamento alcune *azioni preliminari di montaggio o di finitura*, che si compiono più facilmente a terra e che riducono i tempi di lavoro a mare, costosi in se stessi e sempre pericolosi in un ambiente ostile come quello marino.

Maggiori possono essere i lavori da condurre sulla navicella e dipendono dal grado di completezza prevista alla consegna del pezzo in officina. La soluzione preferibile consiglierebbe di richiedere l'unità completa in tutti i suoi componenti. Solitamente si tralascia per motivi di sicurezza durante i trasferimenti il sistema di raffreddamento, che essendo collocato sul tetto della stessa (Fig. 5-1q) ed in configurazione piuttosto emergente è più facilmente esposta a danneggiamenti.

Una variante è suggeribile nei confronti della linea della generazione di potenza (*drive train*), la cui presenza può essere opzionale. Seguendo questa alternativa si riduce assai il peso della navicella, agevolando anche il sistema di scarico dalla nave.

Come si è detto parlando della navicella su questo componente in assetto finale sono da prevedere verifiche e collaudi funzionali con fornitura di energia elettrica (380 V, 200 A). A test positivamente adempiuti l'unità può essere spostata nella zona deposito, se quella per le verifiche sia differentemente collocata. I cambi di posizione nell'area del cantiere vanno compiuti con i mezzi mobili disponibili (gru gommate/cingolate, grossi muletti, etc.) o con gru fissa, se le due zone siano servite dallo stesso dispositivo di sollevamento.

#### 5.1.4.6 Caricamento del mezzo navale per l'installazione a mare

Per il trasferimento sul sito ogni componente a tempo debito deve essere spostato dall'area di stazionamento a quella di servizio al natante, che, attraccato alla darsena, è pronto per effettuare il trasporto a mare.

Si possono dare due alternative. Con la prima il mezzo navale, oltre che al trasporto, provvede anche all'installazione sul sito. In questo caso la gru, di cui è attrezzato il natante, può imbracare il pezzo e metterlo a bordo (Fig. 5-2b.3). Il componente va, quindi, portato il più possibile sotto coperta per agevolare la manovra.



1)



2)

*Fig. 5-1s. Montaggio (1) di turbina Siemens 2,3 (Nysted) e sollevamento (2) del rotore della turbina Bard 5.0 (Bard Offshore 1)*

Con la seconda soluzione il mezzo svolge unicamente la funzione di trasporto. Sul sito il componente sarà trasferito ad altro mezzo navale oppure un secondo mezzo procederà a prelevare il pezzo e a procedere all'installazione a mare, essendo il solo ad essere incaricato della bisogna per le capacità tecniche che possiede. In questo caso difficilmente il mezzo navale, che ha portato il pezzo a mare, avrà a bordo alcunché in grado di attuare qualsivoglia spostamento di corpi più o meno leggeri (Figg. 5-2e e 5-2f.1)



1)



2)

Fig. 5-1t. Installazione di rotore (1) dell'unità Siemens 2,3 (Lillgrund) e della turbina (2) Vestas V90 (Kentish Flats)

Non è stata affrontata, quando si è parlato delle assiature, l'operazione di assiatura del rotore. Questo pezzo può essere realizzato a terra secondo tre procedure, il cui risultato sarà, poi, trasferito sul sito a mare. Si può così, o inserire nel mozzo tutte e tre le pale (Figg. 5-1s e 5-2g), o collegarne soltanto due (cfr. le Figg. 5-1k.2, 5-2a e 5-2b.3), o lasciarlo così com'è. Con quest'ultima alternativa si dovrà procedere a mare, prima a calettare il mozzo sull'asse della generazione elettrica e successivamente a inserire le pale una alla volta, secondo la illustrazione delle Figg. 5-1t.

Come si deduce dalla documentazione fotografica, le procedure sono presenti tutte e tre nell'installazione delle turbine a mare.

La sequenza, che sembra avere una certa preferenza, è quella che lascia al compito di completare il rotore, già sistemato sulla navicella, montando a mare una sola pala. Ad ogni modo sarà il gruppo di progetto del campo eolico a determinare la procedura ottimale, tenendo conto di tutti i fattori (mezzi navali disponibili, tempistica dei montaggi, costi dell'operazione, etc.) che intervengono nel bilancio tecnico-economico dell'operazione.

## 5.2 Caratteristiche del cantiere

### 5.2.1 Superficie del cantiere

#### 5.2.1.1 Esperienze internazionali

Dei criteri, esposti nel paragrafo 5.1.1, restano da trattare gli ultimi tre, di cui qualche considerazione occorrerà dare. Dell'ultimo punto si tratterà nel paragrafo 5.3 e ss.

Una volta che sia stata localizzata la zona, in cui realizzare il cantiere a terra, occorre determinarne la superficie in modo appropriato. Per avere un ordine di grandezza occorre svolgere qualche indagine comparativa su precedenti realizzazioni, sfruttando l'esperienza di centrali, che abbiano caratteristiche tecniche non molto dissimili da quelle di Cerano. I dati della Tab. 5.1.1 possono venire in soccorso.

Per l'impianto di *Horns Rev* (80 turbine da 2 MW, iniziato a partire dal 1998/9 e completato con l'impiego di circa 120 giorni) sono stati richiesti 15.000 mq, corrispondenti a 94 mq/MW ed a 187 mq/unità.

Tab. 5.2.1. Turbine eoliche commercialmente disponibili per campi a mare

Manufacturer	Model	Date of Availability	Rated Power (MW)	Grid Frequency (Hz)	Rotor Diameter (m)	Hub Height (m)
BARD	5,0	2008-2009	5,0	50	122	90
Multibrid	M5000	2005	5,0	50	116	90
REpower	5M	2005	5,0	50	126	90
Siemens	3,6-107/120	2005	3,6	50	107/120	80-83,5
Siemens	2,3	2003	2,3	50-60	82-93	60-80
Vestas	V80	2000	2,0	50-60	80	67-80
Vestas	V90/V112	2004/2008	3,0	50-60	90/112	80-105

Source: City of Hendricks, MN/USA con aggiornamenti



1)



2)

Fig. 5-2a. Componentistica primaria nel cantiere nel porto di IJmuiden prima dell'invio sul sito a mare (Egmond aan Zee)

Per il *campo eolico di Nysted* (72 aerogeneratori Siemens da 2,3 MW per un totale di 165,6 MW su fondali molto bassi -tra 6 m e 9 m- distanti circa 11 km da costa), più o meno coevo con il precedente, si è fatto ricorso ad un'area ben superiore (64.000 mq) con un ragguglio superficiale di 387 mq/MW ed unitario di 889 mq/aerogeneratore. I lavori si sono conclusi più rapidamente (in tre mesi contro i quattro mesi di Horns Rev).

Diverso è il caso della *centrale inglese di Scroby Sands*, che dista circa 3 km dalla costa del Great Yarmouth su bassi fondali (tra 2 m e 10 m). Pur avendo il Concessionario E.ON aperto il cantiere nel 1993, per provvedere all'installazione in due mesi di 30 turbine da 2 MW ciascuna sono stati richiesti e messi a disposizione 30.000 mq con un ragguglio di 500 mq/MW e di 1.000 mq/unità.

Non molto distanti appaiono i criteri, seguiti per il cantiere del *campo eolico di Egmond aan Zee* (Figg. 5-2a). Aperto all'incirca nei primi anni del secolo (2000/2) si sono predisposti 30.000 mq per sistemare nel sito 36 turbine (Vestas V90 da 3 MW da collocare in situ a 10-18 km dalla costa su fondale da 18 m con fondazioni a monopila) con corrispondenti valori delle quantità specifiche di 834 mq/unità e 278 mq/MW.

Per completezza di valutazioni è opportuno considerare qualche altro sito, in cui si siano impiegate unità di potenza analoga a quella di Cerano. Siccome per questo sito il Committente ha indicato le turbine Vestas V112, che hanno potenza da 3 MW e diametro rotorico maggiorato, nel panorama delle centrali in esercizio si possono considerare almeno altri casi, oltre a quello dell'impianto olandese OWEZ, che viene anche qui censito. Tra i due impianti vi sono condizioni evidenti di similarità almeno geometrica. E' così in fatto di lunghezza di pala (i diametri rotorici sono rispettivamente 107 m e 112 m).

Tab. 5.2.2. Dati su alcuni impianti recenti di potenza simile a Cerano

Centrale	Numero unità	Potenza unitaria (MW)	Tipologia	Anno di fine costruzione
<i>Kentish Flash (GB)</i>	30	3,0	V90	2005
<i>OWEZ (NL)</i>	36	3,0	V90	2006
<i>Barrow (GB)</i>	30	3,0	V90	2006
<i>Burbo Bank (GB)</i>	25	3,6	SMT-3.6-107	2007
<i>Robin Rigg (GB)</i>	60	3,0	V90	2010
<i>Butendiek (DE)</i>	80	3,6	SMT-3.6-107	2013
<i>Ormonde (GB)</i>	30	5,0	5M	2012

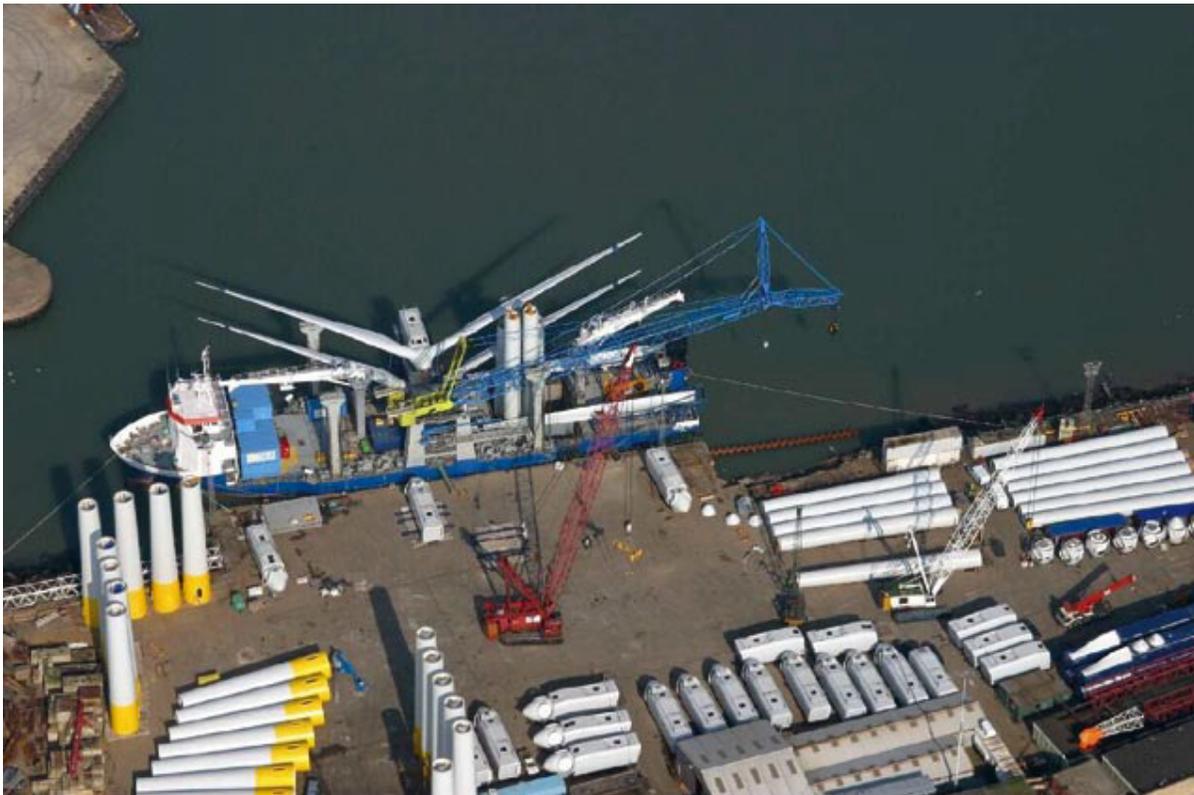
Le informazioni attese sono riassunte nella Tab5.2.2, in cui si sono aggiunti i dati dei campi di Butendiek e di Ormonde per ragioni differenti. Il primo è sembrato degno di nota per la superficie del cantiere; il secondo riceve la sua cittadinanza in questo passo della trattazione sui cantieri in forza dello stesso tipo di fondazione impiegato per sostenere la turbina eolica, cioè la struttura a castello tubiero tipo jacket.



1)



2)



3)

*Fig. 5-2b. Pale (1), torri (2) ed altra componentistica (3 ) durante il caricamento sul mezzo per i montaggi a mare nel porto di Ramsgate (Thanet)*

### 5.2.1.2 Influenza delle caratteristiche della turbina

Appare abbastanza evidente che l'estensione del cantiere dovrebbe essere commisurata ad alcuni fattori, fra i quali c'è naturalmente il numero delle turbine, ma anche -e soprattutto- la potenza unitaria. Conseguentemente vanno considerati tutti gli altri elementi, che in cascata ne definiscono le caratteristiche progettuali, come lunghezza di pale/altezza della torre, pesi di vari componenti, come navicella, torre etc.

Si fermi l'attenzione sul *campo di Burbo Bank*, che ha come base cantieristica il porto di Mostyn. Vi s'impiega una superficie di 20 acri, pari a (20 acri x 4.046 mq/acro) 81.000 mq, per 25 turbine. La potenza unitaria è leggermente superiore a quella degli aerogeneratori di Cerano (3,6 MW contro 3 MW). Il diametro rotorico è circa lo stesso Burbo 107 m e per il 3 MW di Cerano 112 m) e di quello che tale dato significa per pesi e dimensioni degli altri pezzi (cfr. Tab. 5.2.1).

Sulla base dei dati precedenti la superficie cantierata va contrassegnata con i valori di 3.240 mq per turbina e di 900 mq per MW installato.

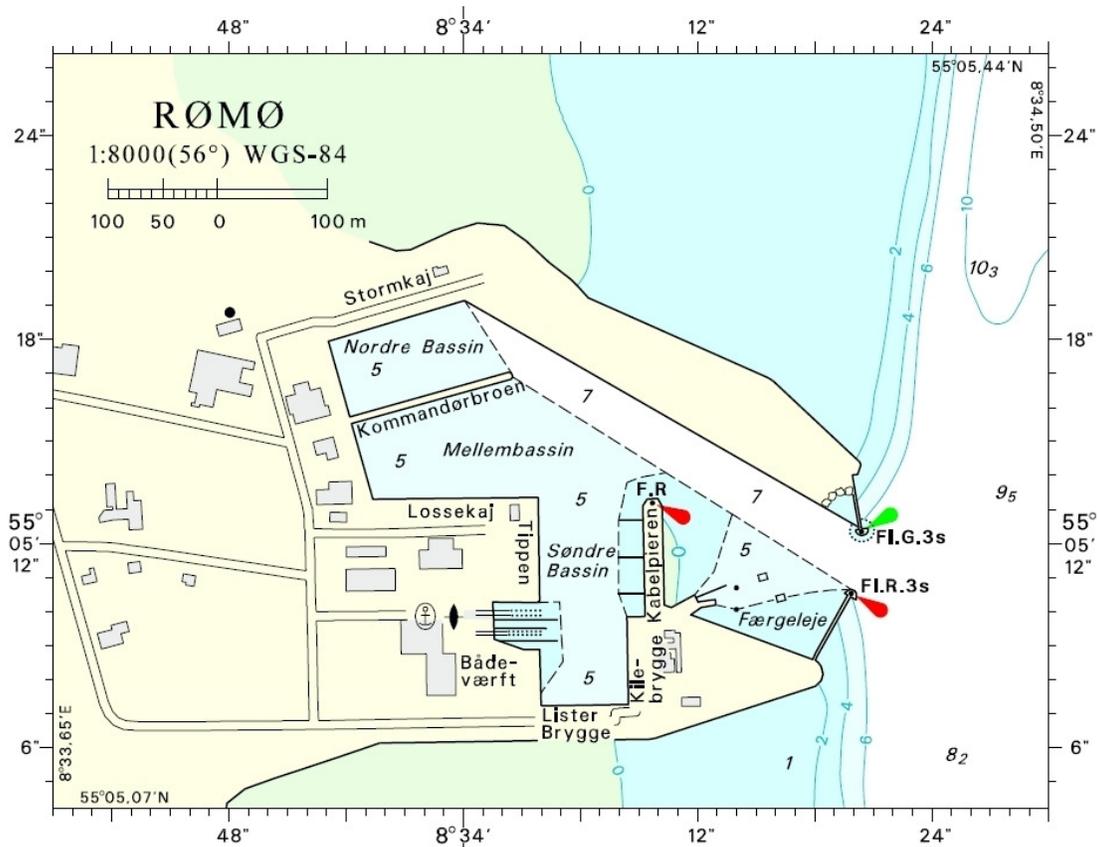


Fig.5-2c. Porto di Rømø in appoggio al sito di Butendiek (DE)

Rispetto alle aree, selezionate con i campi della Tab. 5.1.1, quest'ultima centrale ne richiederebbe una proporzione assai maggiore, circa tre volte almeno. Il confronto fa emergere la imperfetta coincidenza nei fattori di scelta con l'unico dato numerico, che è stato preferito e che è la potenza unitaria. Altri fattori, ben individuabili nella gestione di un cantiere, vanno messi in gioco.

E fra questi è il *piano di fornitura*, che può provocare aumenti o riduzioni anche evidenti dell'area necessaria, stimata con le precedenti considerazioni. Se i componenti primari arrivano in quantità considerevoli ed il loro invio sul campo a mare non è immediato, la permanenza e le dovute operazioni a terra (pre-montaggi, controlli funzionali, finiture, etc.) ne dilatano le necessità di spazio da asservire a queste esigenze.



Fig. 5-2d. Porto di Mostyn durante i lavori di installazione a mare (Burbo Bank)

Si prenda un altro caso, quello del *porto di Romoe* (Fig. 5-2c), che nonostante le dimensioni del bacino portuale si riescono ad individuare spazi sufficienti per il cantiere della *centrale di Butendiek* (composto da 80 turbine Siemens SWT-3.6-107 impostate su monopila in fondale da 17-20 m di profondità e distanti circa 32 km dalla costa). La superficie richiesta per il cantiere è di 60 acri, corrispondenti a 242.800 mq, per le necessità degli 80 aerogeneratori.

I rapporti, che ne conseguono, risultano essere ben 3.034 mq per unità e 843 mq per MW installato, che non sono molto dissimili da quelli di Burbo Bank.



1)



2)



3)

Fig. 5-2e. Cantiere (1 e 2) e carico (3) di fondazioni a castello su pontone (Ormonde)

A questo punto c'è da chiedersi, se appaia giustificato il valore proposto all'inizio di questo paragrafo e derivato dai numeri della Tab. 5.1.1. Cantieri di minor superficie specifica potrebbero esser accettabili, combinando opportunamente i fattori che ne condizionano l'estensione (disponibilità/capacità della banchina, attrezzature di



1)



2)

Fig. 5-2f. Fondazioni in spostamento sul sito (1) e (2) completamente installate (Ormonde)

carico/scarico, numero/potenza delle unità, distanza dei fornitori, durata dei lavori montaggio in situ, etc.), ma devono essere drasticamente confrontati con la tempistica dei lavori a mare e con date/quantità fissate dal fornitore primario delle turbine eoliche.

*Superficie comprese tra i valori, che sono stati evocati (ad es., 800 – 3.000 mq per turbina) fissano i limiti estremi. Il dimensionamento effettivo del cantiere realisticamente individuato farà il resto. E' evidente che l'area disponibile, se non potrà avvicinare i valori massimi suddetti dovrà avere una capienza ed una capacità di lavoro che siano concordi e rispettose degli schemi temporali fissati dal planning complessivo.*



1)



2)

*Fig. 5-2g. Cantiere per il sito svedese di Lillgrund (1) e sistemazione a terra di pale (2)*

Se così non è, qualche provvedimento deve essere preso, o in una direzione (incremento dell'area cantierata, diversa sua localizzazione, etc.), o in altra (modifica di tempi/durate di lavoro a terra/mare, etc.). Interventi di questo tipo non possono essere qui, né discussi, né teorizzati. Vengono esclusivamente evocati per sottolineare le azioni conseguenti. Vanno messe in correlazione le diverse influenze e le differenti caratteristiche che devono essere assunte e fatte corrispondere tra loro in modo da rispettare il risultato ultimo, che dovrebbe essere il rispetto della data di consegna dell'impianto.

## 5.2.2 Criteri finali per il cantiere

### 5.2.2.1 Prescrizioni per l'area

Per avviare il progetto dell'area da destinare alle attività, che si debbono svolgere nel cantiere sulla base dei criteri esposti e discussi nei paragg. 5.1.2/4 e rappresentati scheletricamente nel flusso della Fig. 5-2h, occorre raccogliere risultati positivi da parte di una serie di indagini e di collaudi sul terreno.



*Fig. 5-2h. Rappresentazione schematica delle fasi da svolgere a terra/mare per il compimento dell'impianto (dal costruttore al momento dello start-up finale)*

Questi devono affrontare a tempo (eventualmente da integrare anche nel corso dei lavori)

- ispezioni geologiche (Fig. 5-2i) e soprattutto la definizione della portanza del terreno da includere entro il perimetro cantierato con valori attorno ai 60 ton/mq nelle aree più esposte;
- studio e analisi delle fondazioni per opere fuori terra;
- strutture in elevazione per guardiania, depositi (circa 1.000 mq), uffici (per almeno 20 pax), aree di servizio /assistenza (ambulatorio, mensa, etc. per circa 50 pax) od altro;
- tracciato di cavidotti e conduzioni;
- rete di illuminazione e per la messa a terra di apparecchiature;
- installazione di sensori (misuratori di temperatura/umidità, sismografo, etc.);
- raccolta e regime delle acque;
- viabilità interna al cantiere;
- strade di accesso e collegamenti con la viabilità del porto e con quella extraportuale;
- piazzali e parcheggi, ivi compresa l'area prospiciente l'attracco dei mezzi navali e destinata a carico/scarico degli stessi con preparazione della pavimentazione;
- darsena per l'attracco di mezzi commerciali (profondità attorno a 8-10 m almeno con qualunque stato della marea) per il campo eolico e/o dei natanti per le installazioni a mare con priorità assoluta di attracco durante i montaggi a mare.

A questi vanno aggiunte anche attrezzature, che rientrano nell'equipaggiamento dell'area e che riguardano

- strutture o griglie di travi di legno per sostenere le torri in grado di reggere da 2 ton/mq sino a 10 ton/mq ed altre (gabbie) per reggere le pale sino a 3 ton/mq;
- alimentazione di energie da distribuire su punti diversi (MT, gas, aria compressa, etc.);
- recinzione con controllo a distanza (telecamere, allarmi, etc.);
- veicoli leggeri/pesanti da carico e per trasporti speciali;
- apparecchi di sollevamento statici e/o mobili (pressione da 260-460 kN/mq con capacità al gancio sui 170 ton e sbraccio sui 30 m) e con muletti (portata sino a 50 ton);
- mezzi navali veloci per controlli, ispezioni, supporto, etc.



Fig. 5-2i. Sondaggi e preparazione della pavimentazione (Vestas)

#### 5.2.2.2 Caratteristiche finali

La scelta dell'area per il cantiere arriva alla conclusione di un ampio dibattito sui criteri e sulle prescrizioni. Sono da riassumere, seppur siano state esposte in via preliminare trattandosi di uno studio su questo tema così vitale durante le operazioni a mare e così complesso per le diverse attività da compiere.

Nei precedenti paragrafi sono stati affrontati diversi aspetti delle problematiche collegate con l'area di servizio principale per i montaggi. Un esame esaustivo non può

essere condotto in queste pagine, che trattano esclusivamente del cantiere in astrazione delle impostazioni relative al piano generale dei tempi necessari per la realizzazione dell'impianto.

Si sono ad ogni buon conto correlate le conclusioni precedenti con i programmi installativi, già escussi in altra Relazione Specialistica (*"Operazioni a terra, installazioni a mare ed accessibilità all'impianto"*). Onestamente va ribadita l'assunzione di principio. Si suppone che la fase di battitura dei pali fondari per la soluzione del "jacket semplificato" -di probabile assunzione e applicazione per il campo di Cerano- possano essere stati predisposti con buon anticipo. Si ritiene in via di larga stima di poter separare i tempi per la messa a dimora dei tubi fondari inseriti nel fondale marino con quelli per le strutture fondarie vere e proprie e con quelli per le parti aeree delle turbine eoliche.

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 (cfr. il Cap. 8);*
- *i porti a Sud di Brindisi siano da considerare di semplice appoggio in caso di necessità, data l'esiguità di tali approdi;*
- *la superficie del cantiere sia cautelativamente dell'ordine di 40/50.000 mq in attesa di maggiori ragguagli rispetto alle diverse forniture.*

## 5.3 Direzione lavori

### 5.3.1 Struttura organizzativo-gestionale

Un esordio diverso da quello tecnico è indispensabile per ambientare il tema di questa parte della trattazione nel panorama delle varie partecipazioni alla gestione della società, che regge il progetto. Non è possibile -o non lo si ritiene confacente- discutere delle competenze della Direzione Lavori (D.L.) senza dedicare qualche osservazione anche all'humus amministrativo-strutturale, in cui va inserendosi un organo rappresentativo della Committenza nel pieno delle attività realizzative.

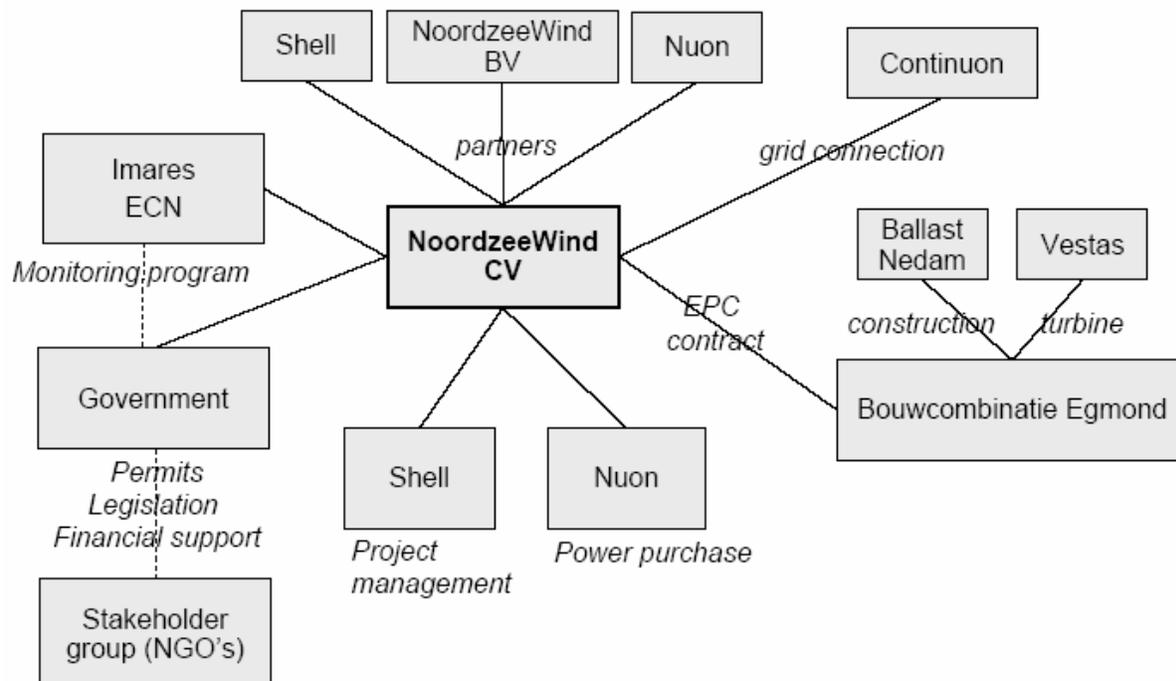


Fig. 5-3a. Parti coinvolte nel progetto OWEZ

#### 5.3.1.1 Il caso OWEZ

Se è prematuro fare previsioni sull'assetto societario, che verrà impresso alla realizzazione della centrale di Cerano, non è troppo presto né tanto men fuori tema

illustrare almeno una struttura che è stata data per la costruzione di un impianto all'estero. Già si è notata una parentela non approssimativa con la centrale olandese di Egmond aan Zee (OWEZ), considerando i dati di targa dell'impianto. In forza di queste affinità, emerse nella esposizione dei soggetti, che sono l'argomento del paragrafo 5.2.1 e ss., ci si sente confortati nella decisione di trarre da quell'esempio alcune considerazioni utili per il caso attuale del campo brindisino

Al centro del complesso di relazioni sta il NoordzeeWind (NZW), che è un'entità legale individuale e separata dai partecipanti e deriva dalla joint venture tra Shell, WindEnergy e Nuon Duurzame Energie (per semplicità di individuazione nel prosieguo la si richiamerà spesso con la denominazione un po' anodina di Committenza almeno per semplicità narrativa).

Tutti i documenti formali, che governano il progetto OWEZ, sono contratti tra l'associazione NoordzeeWind e le parti terze, siano esse inserite durante la fase progettuale, siano quelle chiamate per la realizzazione.

L'organizzazione del Progetto OWEZ è illustrata nella Fig. 5-3a. Vi si evidenziano a grandi linee i legami tra i partecipanti principali e le relazioni di responsabilità e di dipendenza, che ne scaturiscono e si riverberano dal centro verso tutti gli altri partecipanti.

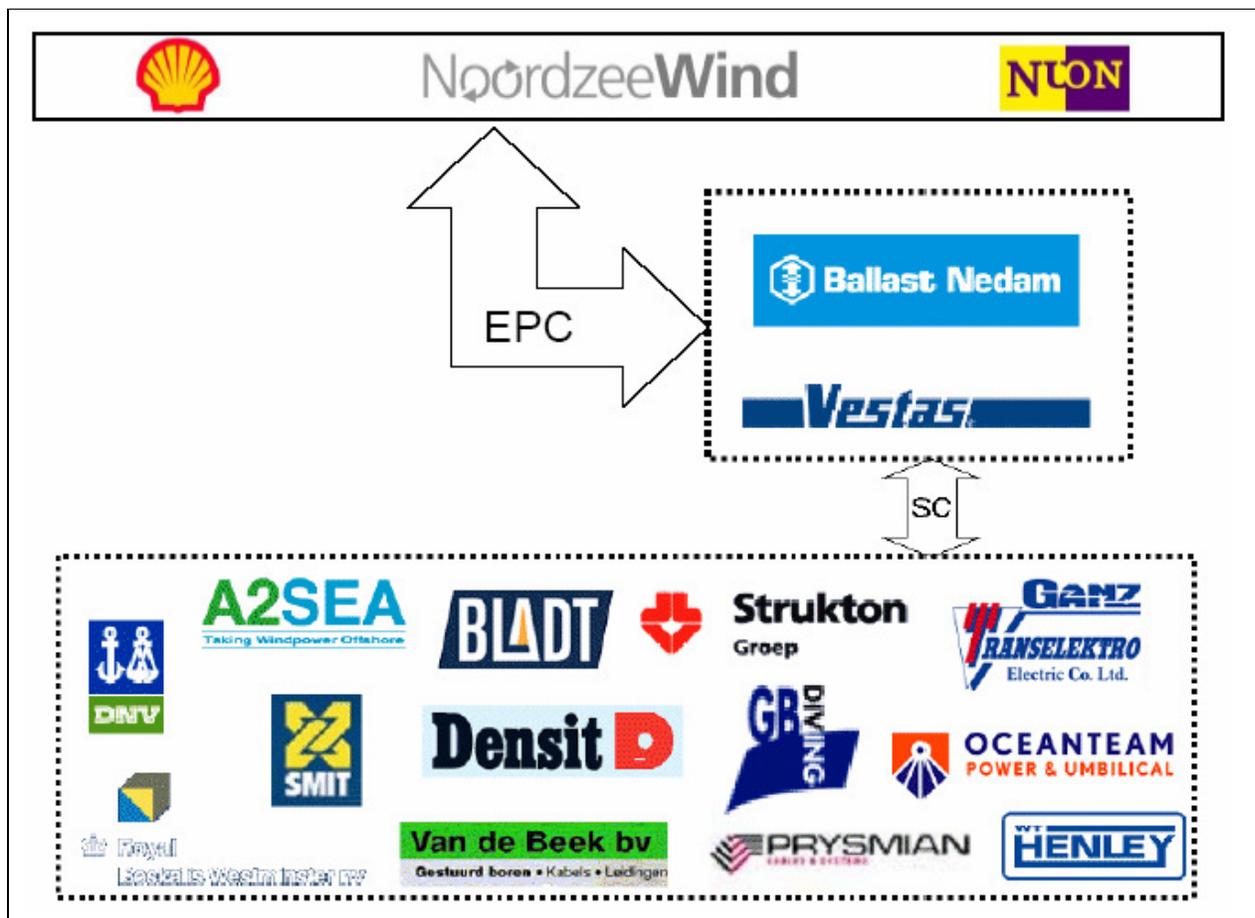


Fig. 5-3b. La galassia industriale riferita al consorzio BCE

### 5.3.1.2 Ingegneria e installazione

Per le attività prettamente ingegneristiche per la costruzione, dette sinteticamente EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), è stato istruito un contratto tra la Committenza ed il consorzio Bouw Combinatie Egmond (BCE). Questa unità è a sua volta un'associazione in joint venture tra una società dedita all'impiantistica industriale, la Ballast Nedam, ed il fornitore principale ed unico per le turbine eoliche, la Vestas.

Tutti gli altri fornitori di servizi o di componenti, chiamati direttamente od indirettamente ad espletare funzioni realizzative, hanno qualifica di sotto-fornitori, essendo legati da relazioni di sub-contratto (SC) con la BCE. Una illustrazione dell'insieme di questi collegamenti industriali tramite il logo degli stessi partecipanti è evidenziato e schematizzato nella Fig. 5-3b.

Le attività ingegneristiche progettuali sono basate principalmente su un gruppo di tecnici provenienti da Nuon e da Shell e sono dirette e svolte sotto la responsabilità di EPC. Lo staff progettuale è composto da individualità professionali di diversa provenienza, che sono selezionate esclusivamente sulla competenza e sull'esperienza curriculare.

Per esigenze gestionali di EPC le incombenze contrattuali sono demandate e frammentate in gruppi di lavoro ognuno con proprio responsabile, la cui composizione complessiva si deduce anche dalla Fig. 5-3b.

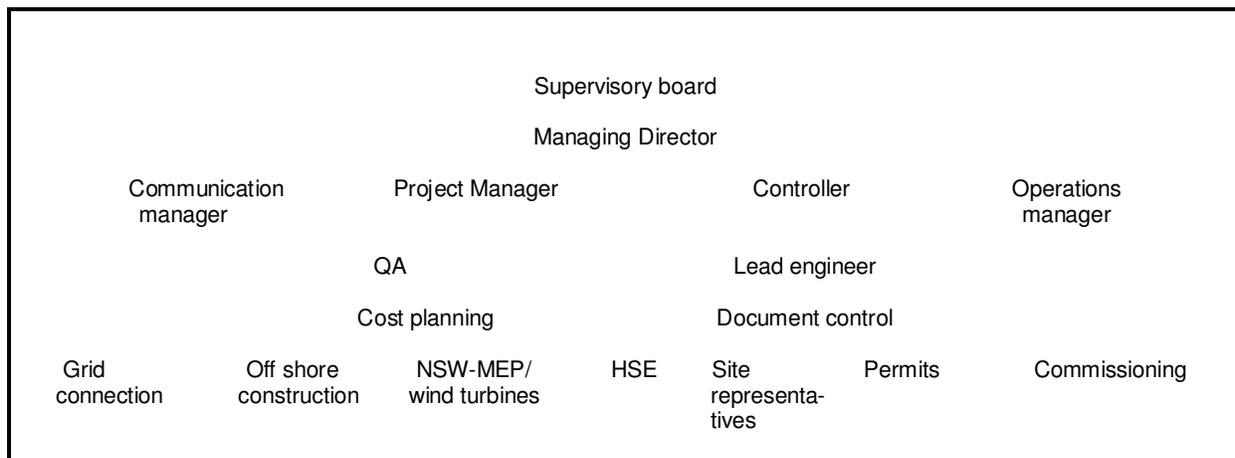


Fig. 5-3c. NoordzeeWind organization chart

I tecnici, che fanno capo e realizzano il team NZW, sono in numero ridotto e durante la fase realizzativa sono cresciuti sino a circa 25 unità (numero variabile a seguito delle incombenze e dello sviluppo del programma d'installazione). Uno schema

delle competenze, che compongono il vertice di tutta l'organizzazione per l'impianto OWEZ, è suggerito dalla Fig. 5-3c . Una casella importante è quella detenuta dal Project Manager, che opera come punto singolo e formale di contatto tra il consorzio BCE e il vertice NZW.

Rappresentanti della Committenza (NZW) sono sovente –per non dire sempre-presenti, sia sul cantiere, sia a bordo dei mezzi navali impiegati nelle installazioni a mare durante l'esecuzione dei lavori. Sono assidui per non dire che lo siano quotidianamente, essendo un po' "l'occhio e l'orecchio del padrone", come diretti inviati della Committenza.

Per assicurare una transizione costante e decisamente in tutto cosciente dalla fase della costruzione a quella dell'esercizio il responsabile dell'esercizio (*operation manager*) sarà parte del gruppo addetto all'installazione.

### 5.3.2 Il caso di Cerano

Nella illustrazione della organizzazione, che il gruppo NZW si è data, si è giunti ad ammettere che è stata imposta una presenza assidua di personale dello staff centrale durante tutti i lavori a mare.

Il provvedimento, che è una decisione autonoma della Committenza, appare meno drastica e singolare se confrontata con la prassi italiana, che è ispirata dalla Legge Merloni sulla Direzione Lavori.

In effetti, una simile autorità non è solitamente prevista nelle organizzazioni estere, ma è ancora istituzionalizzata specialmente nei contratti per lavori pubblici ed anche in quelli edili. Alla luce delle esperienze estere alcuni aspetti della DL sono abbastanza coincidenti con le esigenze, appurate ed attuate anche oltr'Alpe.

D'altronde la DL ha la funzione di rappresentare il Committente ed ha il compito di accertare che le prescrizioni, contenute nel P.E., siano attuate correttamente in tutte le fasi dei lavori e siano rispettose dei programmi temporali imposti (*general planning*). Al seguito di questi controlli può emettere decreti liberatori di pagamento. In tal modo la sua autorevolezza risulta anche funzionale sul piano della gestione contabile ed amministrativa ed i suoi interventi operano in tempo reale con il progredire -o meno- dell'installazione.

#### 5.3.2.1 Assunzione del compito professionale

Con la *assunzione del compito professionale* da parte di un singolo tecnico o di un ente (srl, SpA, studio professionale, etc.) si tratta di conoscere in prima istanza l'oggetto della realizzazione, come pure le finalità e le aspettative dell'opera in oggetto e di quanto sia stato elaborato sino ad allora.

Consiste anche nella ricognizione della situazione ambientale generale e nella assunzione dei rapporti con le amministrazioni pubbliche implicate nei lavori a seguire. Le osservazioni attuali derivano da una nota dell'arch. A. Nicoli, che ringrazio.

Si tratta di svolgere una serie di azioni riguardanti

1. la *documentazione attuale e pregressa* consistente in
  - a. Progetto Esecutivo approvato, che comporta anche un contatto serrato con il gruppo incaricato della progettazione e una presa in possesso dei riferimenti generali, che hanno condizionato e sviluppato le elaborazioni;
    - Progetto impiantistico e di funzionamento (schema di processo e lay-out generale dell'impianto), che richiede la conoscenza dell'ingegneria dell'intera progettazione, con particolare cura per le connessioni tra i vari sistemi, evitando lacune o distanze di valutazione progettuale;
    - Analisi strutturale, che verifichi, oltre al regime statico e di fatica, gli assetti secondari, assunti dai manufatti, durante i trasporti a terra/mare, in cantiere o nella discesa per una inconsueta posizione rispetto a quella di progetto (orizzontale – verticale);
    - Sistemazione a terra/mare di cavi e di componenti dell'impianto, che consideri mezzi ed apparecchi adatti ad intervenire sul terreno come a mare per rispondere alle esigenze installative, operative e dismissive dell'impianto;
  - b. Programma dei lavori, che è impostato mediante un Gantt, più o meno sofisticato (ore e unità lavorative, mezzi impiegati, materiali, costi, tempi, etc.) e su cui si basa la verifica del lavoro sviluppato e, quindi, l'importo dei SAL;
  - c. Fasi dei lavori e, soprattutto, il fondamentale Giornale dei Lavori;
  - d. Programma di controllo dei lavori;
  - e. Registro degli Ordini di Servizio;
  - f. Contabilità con
    - Capitolato d'appalto;
    - Elenco dei prezzi per lavorazioni o a corpo;
    - Libretti delle misure;
2. Stati di Avanzamento dei Lavori, che dopo congrua verifica comporta l'emissione conseguente del Certificato di Pagamento;
3. Programma dei Collaudi, che in gran parte sono compiuti in corso d'opera per verifiche su quanto è stato eseguito e che permettono le chiusure per ultimazione parziale delle opere;
4. Corpus normativo e giuridico, per il cui rispetto si possa adire anche a consultazione continua di ufficio legale;
5. Indagine geologica sul terreno di cantiere che giustifica la disanima delle compatibilità con i lavori di cantiere;
6. Conoscenza delle disposizioni della Pianificazione di Sicurezza Cantieri, che contrasta ogni eventuale condizione di pericolo e che imposta una corretta politica di protezione per la salute e la sicurezza dei lavoratori.

In questo elenco vi sono comprese anche azioni, che devono essere svolte non esclusivamente prima dell'assunzione dell'incarico professionale. In molte delle incombenze è previsto che il Progettista principale e/o l'Impresa Appaltatrice dei lavori di installazione -anche responsabile del cantiere- fornisca alla DL quanto è di competenza. E' ovvio, pertanto, che anche il progetto del cantiere sia di competenza dell'ente, che ha assunto l'appalto dei lavori.

Dall'insieme delle attività, che sono state brevemente descritte nei vari punti, appare evidente che la DL possa assumere la figura di rappresentante della Committenza e che possieda tutte le funzioni di verifica e di controllo dei lavori in corso anche in forza delle disposizioni di legge vigenti in Italia.

#### 5.3.2.2 *Appaltante ed appaltatore*

In una ipotesi corretta che i lavori di realizzazione, che sono differenti e successivi a quelli di progettazione, siano svolti da un esecutore (appaltatore), che operi sotto un unico contratto concesso dal Committente (o stazione appaltante), alla DL spettano alcuni compiti anche sussidiari e formali.

Tra *Stazione appaltante ed Impresa appaltatrice* occorre prima di tutto verificare la identificazione e liceità autorizzative, la programmazione finanziaria, l'iscrizione alle Camere di Commercio, etc.

A seguire devono essere analizzati anche i rapporti con gli *Enti territoriali preposti e determinanti l'urbanizzazione delle opere*. Come già si è evidenziato nel paragrafo precedente tutta la serie di allacciamenti vanno concordati e richiesti ad Enti locali. Così avviene per energia elettrica, per telefono, per le linee telematiche o satellitari, per le forniture dall'acquedotto sovente tutt'altro che trascurabili, per la distribuzione del gas o per altra condotta di rifornimento energetico, per l'installazione di pannelli solari, etc.

#### 5.3.2.3 *Accantieramento*

Con il termine di *accantieramento* s'intendono le attività prodromali sullo spazio produttivo temporaneo del cantiere.

Vi si includono

1. Progetto del cantiere, che come un *layout* industriale va esaminato sotto il profilo della funzionalità e dei tempi di lavoro (anche in questo caso è importante verificare la corrispondenza con il Piano di Sicurezza del cantiere)
  - 1.1. Controllo della conformità con quanto previsto nella realizzazione;
  - 1.2. Verifica delle forniture energetiche;
  - 1.3. Accessi e percorsi di forniture materiali costruttivi e mezzi d'opera;
  - 1.3. Protezioni, sorveglianza, recinzione e guardiania;
  - 1.4. Ospitalità e confort personale (mensa, servizi igienici, dormitori, aree comuni, etc.);
  - 1.5. Infermeria;
2. Contatori energetici;
3. Stoccaggio materiali;
4. Stoccaggio e smaltimento differenziato dei rifiuti;
5. Rimessaggio dei mezzi d'opera;

6. Quartiere con uffici della DL (mezzi e linee informatiche);
7. Quartiere con uffici della Direzione tecnica di Impresa;
8. Bonifica del terreno, con il controllo di relitti e di preesistenze (a volte occorre anche lo sminamento e la storia micro-territoriale può essere illuminante);
9. Cartellonistica di cantiere, che comprende le segnalazioni sull'accesso di cantiere con i responsabili di legge, le segnalazioni sulla strada pubblica di carattere viabilistico, le segnalazioni del regime funzionale all'interno del cantiere, etc.

#### 5.3.2.4 Gestione della DL

Il cantiere ha una sua organizzazione con capo-cantiere ed assistenti per i vari servizi/settori, in cui è suddivisa la gestione. Questa è separata da quella della DL, che non ha giurisdizione sul cantiere, ma è abilitata ad effettuare controlli ed interventi, in parte già evidenziati ed anche in questo paragrafo adombrati.

##### E' compito della DL

1. Comunicazione di inizio dei lavori, con accettazione dei tempi di esecuzione;
2. Presa visione degli atti di documentazione: progetto e amministrazione contabile e qualitativa;
3. Disposizioni di partenza a carattere generale;
4. Tenuta dei verbali di riunione e visita dei lavori, nel libro D.L.;
5. Controllo dell'Avanzamento dei lavori, anche in relazione ai SAL;
6. Conferenze di coordinamento dei Direttori dei lavori coordinati da un responsabile generale;
7. Stesura dei *reports* da inviare alla committenza;
8. Collaudi specifici in corso dei lavori;
  - 8.1. Terreno (si vedano le ispezioni geologiche e soprattutto la portanza);
  - 8.2. Fondazioni;
  - 8.3. Strutture in elevazione;
  - 8.4. Cavidotti e conduzioni;
  - 8.5. Messa a terra;
  - 8.6. Sensori locali (anemometri, misuratori di temperatura e umidità, sismografo, etc.);
  - 8.7. Raccolta e regime delle acque;
  - 8.8. Viabilità interna al cantiere;
    - 8.8.1. Strade;
    - 8.8.2. Piazzali e parcheggi;
9. Gestione delle "riserve" eventuali, quali obiezioni tecniche e amministrative nei confronti dell'operato della DL; avanzate dalla Direzione tecnica della Impresa esecutrice;
10. Varianti in corso d'opera; queste sono, nel loro insieme, il grimaldello per abbassare la qualità delle scelte progettuali, mantenendo inalterato il percepibile economico in contabilità; oppure, nel caso si maggiorino i prezzi, costituiscono una via amministrativa per alterare l'economia di

cantiere, a favore della impresa appaltatrice; nel peggiore dei casi, sono delle alterazioni post gara d'appalto;

#### 5.3.2.5 *Fine dei lavori e collaudo tecnico-amministrazione*

Anche per la determinazione formale di fine-lavori sono previsti interventi da parte della DL, come segue

*Fine dei lavori;* con emissione del SAL finale e certificazione con raccolta delle certificazioni di legge; si tratta di documentazione obbligatoria per l'impresa esecutrice; occorre fare attenzione al fine di non disperdere le responsabilità nella catena dei sub-appalti; oppure nei casi di consorzio di Imprese, evitare la indeterminatezza di responsabilità (cfr. i principi della riforma Merloni);

*Collaudo tecnico-amministrativo.* Si tratta di un raccordo tra la gestione amministrativa della DL con un collaudatore nominato dalla stazione appaltante con

1. Gestione delle prescrizione di collaudo: implica un paziente controllo dei ripristini che in genere non trovano una tranquilla esecuzione da parte della Impresa appaltatrice;
2. Trascorsi i tempi contrattuali dalla fine dei lavori, un punto delicato è lo svincolo delle cauzioni, previa verifica della qualità: e verificato la eliminazione di precedenti inadempienze;

## 6 AREA DI SERVIZIO PER LA MANUTENZIONE

### 6.1 Operazioni di manutenzione

#### 6.1.1 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. 6.1.1.

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.

Tab. 6.1.1. Schema di massima degli interventi di manutenzione ordinaria

Sistema	Componente	Intervento	
		1y	5y
Pala	Superficie esterna	V	F, R
	Connezione	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.

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.

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.

### **6.1.2 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 (palamozzo, 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 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 da considerare 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 oltre cinque anni dalla 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. 6.1.1).

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.

## 6.2 Aree di servizio e mezzi navali

### 6.2.1 Mezzi per la manutenzione

A questo punto della trattazione andrebbero esaminati i riflessi, che gli interventi manutentivi, specialmente indirizzati ai sistemi a mare, hanno sia sui mezzi marittimi, sia sulle aree da tenere a disposizione a terra. L'argomento può essere suddiviso in due linee. La prima riguarda tutto ciò che è oggetto di manutenzione e di questo si è già discusso.

La seconda coinvolge direttamente, sia i mezzi, che occorre predisporre e lasciare a disposizione del personale addetto per permettere lo svolgimento delle operazioni necessarie, sia la tipologia delle aree da tenere in funzione a terra, come deposito di spare per venir incontro alle esigenze manutentive, già esposte.



Fig. 6-1a. Nave per manutenzioni in alto mare (Damen)

Per uniformare le considerazioni sui trasporti, impiegati da/per la centrale eolica, le informazioni, che sono inerenti ai mezzi da richiedere e da predisporre per effettuare gli interventi manutentivi, sono trattati nella *Rel Spec. "Operazioni a terra, installazioni a mare, accessibilità all'impianto"*, cui si rimanda per maggiori informazioni sul tema. Data la ridotta distanza del campo dal porto di riferimento

sembra assai opportuno a meno di decisioni, che dovranno essere prese con il conforto dell'esercizio e del costruttore delle turbine, ricorrere a mezzi non così specifici e predisposti per le grandi distanze, come nella Fig. 6-1a.

E' mezzo della Damen interamente dedicato allo scopo manutentivo, utilizzando il sistema di posizionamento a quattro punti (*4-point mooring system or Dynamic Positioning System*) per raggiungere il massimo di stabilità durante gli interventi sulle turbine. E' altresì indispensabile che il natante offra possibilità di permanenza ad un certo numero di tecnici durante le missioni.

### **6.2.2 Aree per la manutenzione**

Per le aree a terra occorre fare riferimento ad un porto, i cui requisiti tecnici possono essere meno critici di quelli imposti per le installazioni e per i montaggi a mare. Nel caso attuale tale approdo è configurabile nel porto di Brindisi. Le esigenze in fatto di natanti (per numero, dimensioni e personale addetto) sono meno onerose, richiedendosi mezzi di minor tonnellaggio/ingombri e di operatività per materiali in quantità, pesi e dimensioni ben inferiori, a meno di grosse procedure di sostituzioni (pale, componenti della linea di generazione elettrica, etc.) abbastanza eccezionali.

Nella zona di atterraggio può essere ricavata una *pista per elicotteri*. Converrebbe nel caso in cui l'eventualità di far partecipare un simile mezzo aereo sia stata ritenuta valida e sia stata concordemente attuata.

## 7 AREA DI SERVIZIO PER LA DISMISSIONE

### 7.1 Dismissione e repowering

*La decisione di interrompere il funzionamento di un impianto e di procedere successivamente alla sua eliminazione deriva da un insieme di fattori, che possono intervenire singolarmente o casualmente tutti (o tanti) assieme.*

*In proiezione agli eventi del momento, difficilmente ipotizzabili ora ed in qualche modo immaginati o esposti nella loro influenza più ostile, un clima favorevole a siffatta decisione è da far risalire al raggiungimento dei limiti, che giocano sul governo dell'impianto e in particolare a fattori tecnici, economici ed amministrativi.*

Quanti di questi fattori saranno così efficaci e decisivi da essere inesorabili negli effetti, non è da sapere. Quello che è da indicare è la loro natura, avvertendone e sottolineandone il peso, la criticità e la inderogabilità.

Nel *campo tecnico* il degrado delle strutture è indubbiamente da accertare, sia sotto il profilo fisico (invecchiamento dei materiali da condizioni ambientali, cicli di fatica, etc.), sia sotto l'azione chimica (corrosione, alterazione della caratteristiche strutturali fisico-chimiche, etc.).

Il deperimento della capacità di resistenza dei materiali, cui in varia misura e in differente regime i precedenti fenomeni cooperando tra loro definiscono, va commisurato con l'età dell'impianto e con la gravosità dell'esercizio sopportata sino a quel momento. Epoca questa, che segna il raggiungimento del valore limite di accettabilità ed a cui consegue la dichiarazione di fine dell'esercizio normale.

Nel *campo economico* la continuità dell'esercizio trova la sua giustificazione nella positività del bilancio annuale (o, a fortiori, pluriennale). Qualora la differenza tra ricavi calanti (in prevalenza per modifiche nel mercato dell'energia e del valore

economico dell'elettricità generata dalle turbine, per la capacità di produrla in difetto di rendimento, etc.) e crescenti spese di funzionamento (costo personale operativo, più frequente manutenzione, materiali di consumo, tassazione più alta, maggior peso dei finanziamenti, etc.), oltre all'attesa e dovuta remunerazione del capitale, cessa ad essere positiva si apre una necessaria revisione dell'operatività dell'intrapresa.

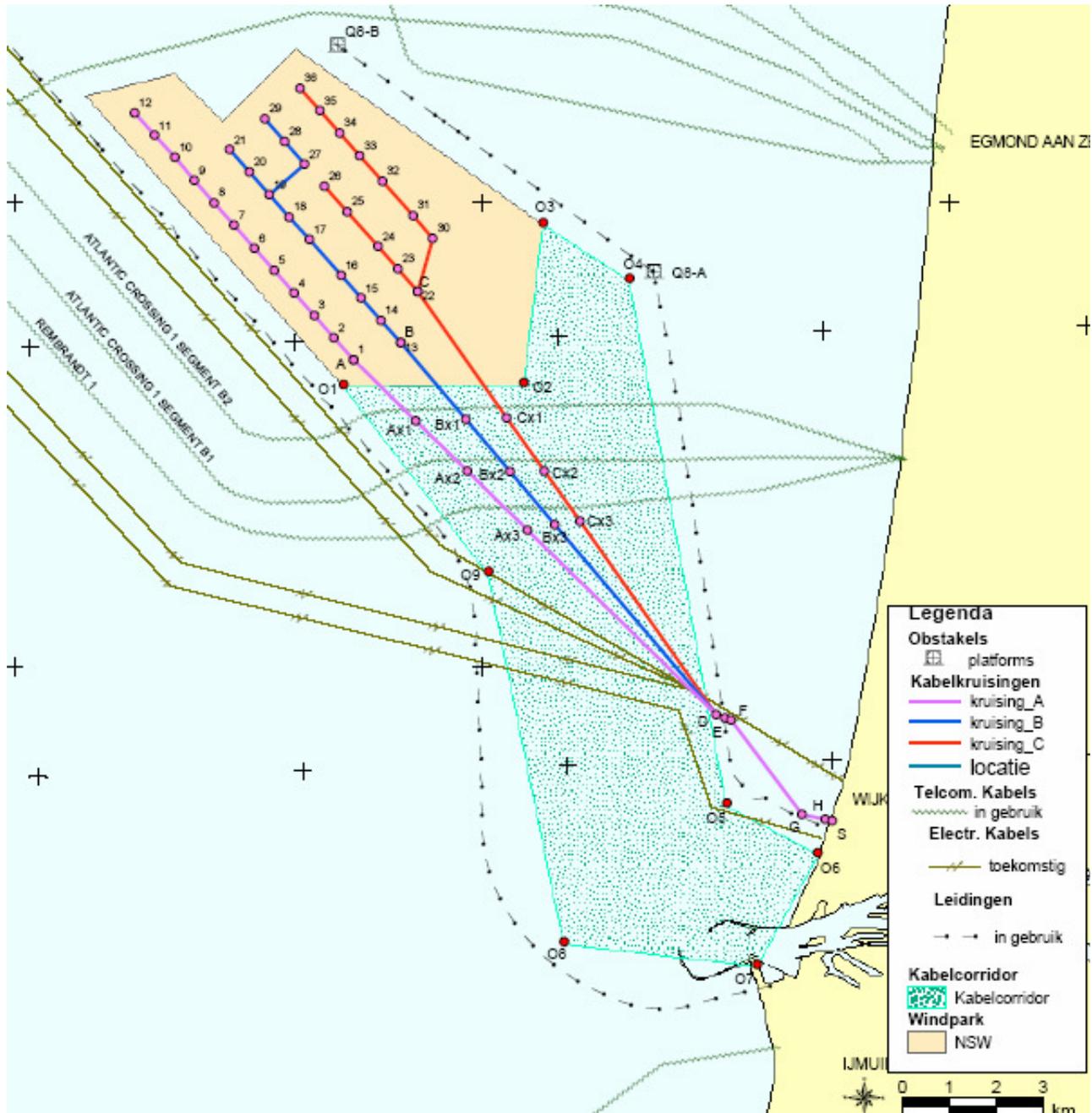


Fig. 7-1a. Sito eolico composto da 36 unità V90 a 10/18 km dalla costa olandese (OWEZ)

E' evidente che il disequilibrio tra voci economiche in entrata ed in uscita fa emergere un problema, che è quello del mantenimento dell'esercizio attraverso un bilancio accettabile. E' allora che necessariamente si ponga -con grande evidenza e con inevitabile drammaticità- al gestore/padrone dell'impianto la opportunità -o meno- della conservazione della concessione.

Nel *campo dei permessi da autorità amministrative* la permanenza delle autorizzazioni e dei regimi previsti dalla Concessione e dai regolamenti, sui quali sono stati impostati i progetti, la realizzazione ed il funzionamento della centrale, è una condizione assoluta.

Lo è pure l'accettazione da parte della popolazione, che sopporta il peso dell'inquinamento visivo, pur se mantenuto entro i limiti prestabiliti ed attenuato grandemente dalle misure mitigatorie offerte dal Concessionario ed accolte dagli organi amministrativi pubblici. Il cambiamento nel clima di collaborazione tra pubblico e privato è innegabilmente un fattore condizionante. Le ripercussioni possono essere anche acute con rivalse e condizionamenti (furti, manomissioni, ingerenze indebite, intimidazioni, etc.), che appesantiscono a tal punto le operazioni normali da far appalesare dubbi sulla presenza in loco di una simile attività produttiva.

Le considerazioni precedenti si attagliano ad una situazione, determinata dalla eliminazione non di una sola turbina, fatto che ancora potrebbe configurarsi alla stregua di una manutenzione straordinaria, ma di *un tal numero di macchine* da mettere in discussione l'atto e la natura della Concessione stessa dell'impianto. Soltanto in questo senso è corretto parlare di dismissione.

## 7.2 Area di servizio e mezzi navali

### 7.2.1 Tempi ed area di servizio per la dismissione

Nel paragrafo 6.2.2 della Rel. Spec. *“Criteri, programmi, aree di raccolta e tempi per la dismissione”* si sono stimati previsionalmente i tempi per la rimozione completa dell’impianto senza determinare la necessità delle aree di servizio.

In via presuntiva si può ammettere che la superficie di un cantiere dismissivo possa non essere di molto inferiore a quella per la costruzione. Al limite potrebbe esserne molto prossima.



Fig. 7-2a. Parco eolico svedese composto da 48 unità Siemens SWT-2.3-93 ed entrato in linea nel 2008 (Lillgrund)



1)



2)

Fig. 7-2b. Dismissioni nel Golfo del Messico

## 7.2.2 Mezzi per la dismissione

Anche nella valutazione dei mezzi, che sono da impiegare nell'opera di disfacimento di un impianto a mare si deve convenire che per i lavori da condurre sul sito non possono essere molto dissimili da quelli richiesti per la fase installativa.

Saranno molto numerosi i mezzi veloci (Fig. 7-2a) per le varie incombenze specialmente impreviste e/o imprevedibili, cui si dovrà dare risposta anche per le difficoltà intrinseche a tali lavori. Operando con componenti e pezzi nuovi, le procedure da impostare e da eseguire sono più agevoli e più precise di quelle che si devono prospettare per gli stessi dopo un esercizio a mare -più o meno certo e privo di inconvenienti- e per di più per lungo tempo.

E' immaginabile che numero/tipologia dei mezzi navali essenziali per lo smontaggio dei componenti principali non possano essere molto diversi da quelli che sono stati teorizzati nella *Rel. Spec. "Operazioni a terra, installazioni a mare e accessibilità a mare"*, cui si rimanda per maggiori ragguagli.

## 8 PORTUALITA' E PORTO DI CANTIERE

### 8.1 Portualità di appoggio

La zona costiera, che è compresa tra Punta della Contessa a pochi chilometri dal porto brindisino e Torre San Gennaro (cfr. la Fig. 8-1a), non annovera significativi nuclei abitativi.



Fig. 8-1a. Carta del territorio, che fronteggia il sito eolico di Cerano

A ridosso della riva s'incontrano insediamenti minimi o abitati isolati, come Torre Matterello e Cerano, o masserie, come Masseria Maime, Masseria Mangello, Masseria Monache. Un po' più a Sud c'è il nucleo abitativo di Lindinuso, che sta tra Torre San Gennaro e Torre Specchiolla. Più nell'interno a circa una decina di chilometri dalla costa si presenta Torchiarolo, che è più correttamente allineato con la Torre Specchiolla, mentre San Pietro Vernotico, che è anche il municipio di giurisdizione del tratto di costa, che si sta considerando e che potrebbe essere sede di un campo eolico, si trova a maggior distanza rispetto a quella di Torchiarolo ed è in linea con Torre Specchiolla.



*Fig. 8-1b. Movimentazione di pala per aerogeneratore 5M (REpower)*

Si devono rilevare anche fenditure nelle falesie e nel terreno. Particolarmente significativo è il Canale di Siedi, che sfocia in corrispondenza di Cerano. Per trovare un altro sbocco bisogna spostarsi su Lindinuso e sulle aree umide a Sud di Torre Chianca o a Nord della Torre della Contessa.



*Fig. 8-1c. Spostamento di pala (Lynn & Inner Dowsing)*

Il *centro abitato*, che ha dimensioni veramente tali da essere segnalato, è la città di Brindisi, che è il capoluogo provinciale e che è sede di un'importante portualità. Altra città, anch'essa capoluogo di provincia del Salento, è Lecce.



*Fig. 8-1d. Analoga manovra in altro sito inglese (Burbo Bank)*

E' situata a circa 27 km a Sud di Brindisi, se si misurano le distanze lungo la SS 613, che collega i due capoluoghi. L'influenza, che si potrebbe avere -da un possibile campo eolico in zona- sulla vista da parte della popolazione cittadina, diventa assolutamente nulla. La distanza dal sito a mare è in linea d'aria sulla ventina di chilometri ed è prevalentemente determinata dall'attraversamento di territorio con tutte le intrusioni (abitazioni, piante, strade, terrapieni, falesie, etc.) tipiche di una zona agricola attraversata dalla consueta rete viaria di servizio e da alcune arterie di grande traffico.



*Fig. 8-1e. Trasporto di pale per aerogeneratore 5M da sistemare nel campo di Moray Firth in Scozia (REpower)*

Proseguendo lungo il tratto di costa, in parte messo sotto osservazione sin qui ed in parte a seguire, i porti significativi per approdi d'emergenza o di parziale servizio -e non capaci di offrire spazi per cantiere- sono Otranto e Santa Maria di Leuca, che è anche il punto più a Sud della nostra penisola. Procedendo, invece, da Brindisi verso Nord, il porto di maggiore capacità per i commerci e per il traffico passeggeri è Bari. Vi fanno capo le linee di navigazione con l'altra sponda adriatica e, soprattutto, con la Grecia, un tempo dirottate su Brindisi, ove la Stazione Marittima è in disuso e in smantellamento.

Da Bari verso il Gargano, oltre alla provincia barese si attraversa anche quella recente dei tre capoluoghi Andria, Trani e Barletta, i quali ultimi due hanno anche rade a mare. In provincia di Foggia ci sono ancora da considerare Margherita di Savoia e Manfredonia prima del Promontorio del Gargano con Lesina subito dopo. Nessuno di questi, ad eccezione molto parziale, di Bari, che ha destinazione ben definita, si propone come alternativa per risolvere le esigenze del cantiere.

Le figure, che sono qui presentate e che illustrano le problematiche nel maneggio delle pale (Figg. 8-1b/c/ d/e), ne danno conferma. Possono, invece, in misura opportuna rispondere alle richieste di approdi d'appoggio.

## 8.2 Brindisi ed il suo porto

L'impossibilità di trovare attracchi protetti -almeno al momento attuale- nella zona del Mar Adriatico Meridionale, che possano avere i requisiti per le operazioni, richieste dai siti a mare, fanno convergere l'attenzione e le considerazioni progettuali sullo scalo di Brindisi, sia per la sua naturale conformazione, sia per il retroterra industriale esistente.

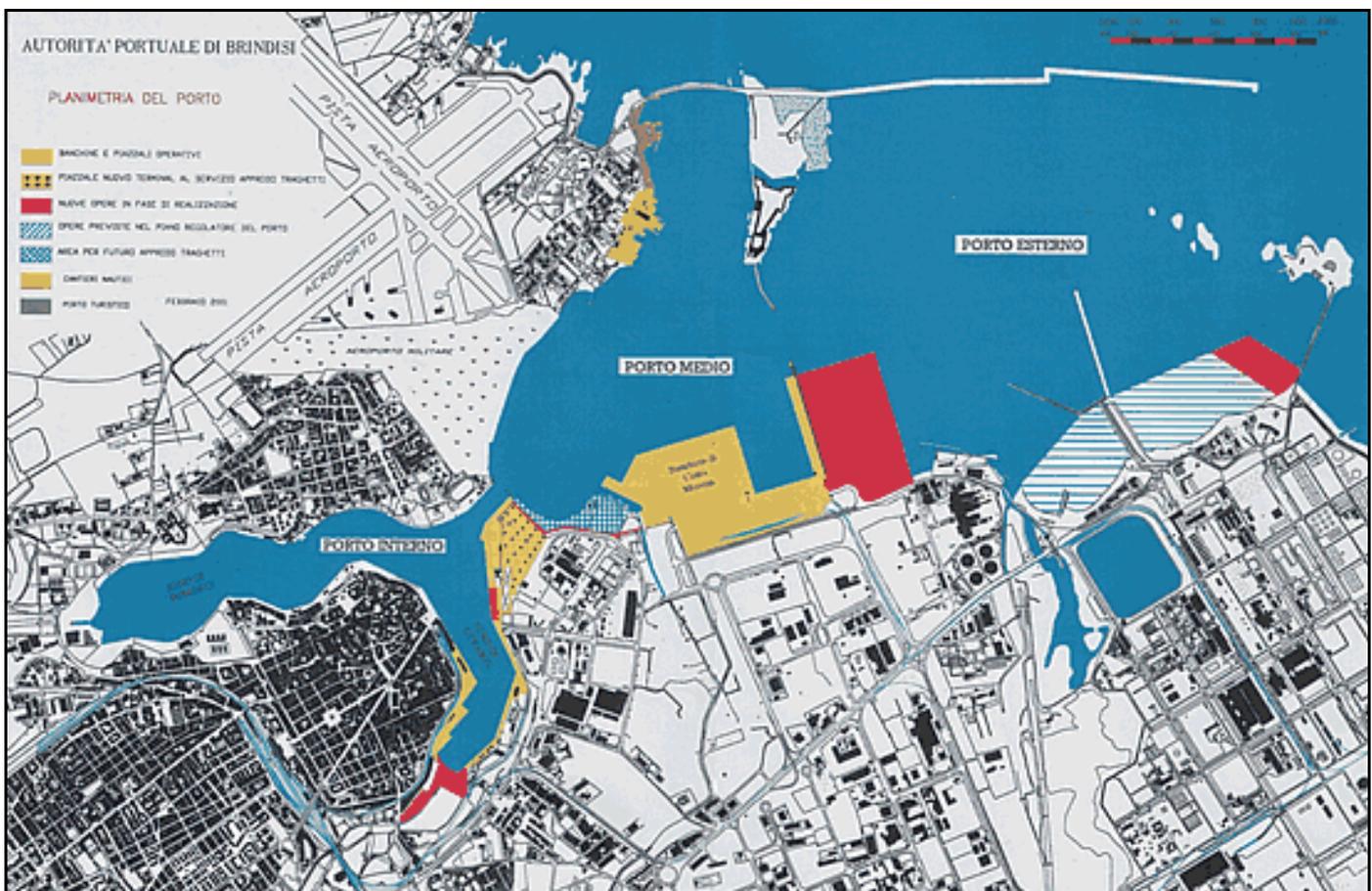


Fig. 8-2a. Mappa del porto di Brindisi (lat. Nord 40°39'00"; long. Est 17°58'00")

Il porto di Brindisi (Figg. 8-2a) è un importante scalo, non solo per la provincia brindisina, ma anche per un sito eolico in zona o localizzato altrove. 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.

La storia del porto di Brindisi è strettamente legata con quella della città, come possiamo vedere dalle colonne ritenute terminali della via Appia. In realtà, è una specie di Porta verso il mare, omaggio al mare stesso. Basti pensare alle decorazioni della stessa con divinità e tritoni, a testimonianza del forte legame della città con il suo porto.

Il porto di Brindisi è stato certamente utilizzato già in età messapica, ma il massimo splendore lo tocca in età romana, quando diviene uno dei porti fondamentali per i traffici di Roma, proprio per il suo naturale slancio verso l'Oriente. Basti pensare che le anfore di "tipo Brindisi" sono state rinvenute in tutto il bacino mediterraneo.

Con la caduta dell'impero romano, anche il porto e la città perdono l'importanza, che avevano rivestito in precedenza. E' nel VI secolo, che il suo declino diviene più manifesto, avendo acquisito maggior rilievo economico il porto di San Cataldo (Lecce) e, soprattutto, quello d'Otranto. Essi risultano preferiti per la minore distanza dalle coste balcaniche nei traffici verso Bisanzio.

Con il XII secolo il porto ritrova un po' della sua passata importanza. E' forse da mettere in relazione con una ricostruzione urbanistica avviata nel secolo precedente, ad opera del protospatrio Lupo e per ordine degli imperatori bizantini, come attestato nella celebre epigrafe della colonna.



*Fig. 8-2b. Molo vecchio*

Da Brindisi partono verso la Terra santa molti contingenti della Prima crociata (1096) e anche di quelle successive. Drammatica è stata la preparazione della sesta crociata ad opera di Federico II. La lunga permanenza di un gran numero di soldati in città e nel porto e le conseguenti scarse profilassi hanno causato una acuta epidemia nell'anno 1227.

Fortune alterne ha avuto lo scalo brindisino sino all'epoca dei lavori di colmamento del canale, che collega il Porto Medio con il Porto Interno. L'opera è voluta nel 1446 da

Giovanni Antonio Orsini Del Balzo per difendere in questo modo i suoi domini da un presunto attacco dei Veneziani. Sotto i Borboni il porto e la città non risorgono, almeno sino all'intervento di Ferdinando IV. La data della ripresa viene fissata al 1775, quando è affidato all'ingegner A. Pigonati l'incarico di ripristinare il canale di comunicazione tra i due bacini.



*Fig. 8-2c. Molo nuovo o diga foranea di Punta Riso*

Il porto di Brindisi, a seguito della costruzione della Ferrovia Adriatica, è eletto a terminale per l'imbarco delle merci e dei viaggiatori in arrivo con i treni internazionali. Il viaggio inaugurale della Valigia delle Indie è del 25 ottobre del 1870 con il primo piroscafo della società inglese *Peninsular and Oriental Steam Navigation Company*. Si sviluppa tra il porto di Brindisi a quello di Alessandria, dove la ferrovia portava passeggeri e merci sino a Suez. Colà venivano imbarcati su un'altra nave diretta in India. Il convoglio, che partiva da Londra, giungeva a Brindisi Marittima in 44 ore e a Bombay in 22 giorni. Con l'apertura del Canale di Suez (1896) il porto aumenta la sua importanza per il rifiorire dei traffici con l'Oriente.

### 8.3 Caratteristiche tecniche del porto di Brindisi

Il porto di Brindisi 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 ed, infine, a Nord la diga di Punta Riso (Fig. 8-2c);
- il *Porto Medio* (Fig. 8-3b) 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. 8-3c) 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".



Fig. 8-3a. Centrale termoelettrica ENEL 'Federico II'

Le banchine di Costa Morena si sviluppano per 1.170 m, con profondità di 14 metri e piazzali per 300.000 m<sup>2</sup>. 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 prevalentemente carbone- delle centrali elettriche di Brindisi Sud e Nord (Fig. 8-3a).

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. 8-3b. Vista aerea della città con il Porto Interno, il Canale Pigolati e sullo sfondo le dighe foranee*

Nel Porto Interno (Fig. 8-3c) 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 (Figg. 8-3d/e).



*Fig. 8-3c. Porto Interno con vista sul monumento al Marinaio d'Italia (Wikipedia)*

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. 8-3d. 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;



*Fig. 8-3e. Porto di Brindisi (brindisireport)*

*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. 8-3f. Ortovista complessiva del porto, in cui l'area rettangolare bianca è la Banchina Costa Morena ed il rettangolino interno è area di discarica (Autorità Portuale)*

*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 (parte inferiore della Fig. 4-2°);

*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;

*Traversia:* i venti da Greco e Greco-Levante provocano risacca sensibile solo alle banchine Centrale e Dogana;

*Ridosso:* da tutti i venti il Greco e Greco-Levante, di cui si è detto sopra;

*Maree:* 44 cm alle sizigie (ampiezza massima).



*Fig. 8-3g. Vista aerea del Porto Esterno, che è limitato a Sud dalla terraferma, a levante dalle isole Pedagne, a ponente dall'isola S. Andrea, dal molo di Costa Morena e a Nord dalla diga di Punta Riso e che ha la superficie maggiore pari a 3.000.000 mq (Autorità Portuale)*

*Autorità Portuale - p.zza Vittorio Emanuele II, 7 BRINDISI - tel. +39 0831.562.649-562.650 - fax +39 0831.562.225, P. IVA 01683450744 - email: [info@portodibrindisi.it](mailto:info@portodibrindisi.it) - pec: [segreteria@pec.porto.brindisi.it](mailto:segreteria@pec.porto.brindisi.it)*

## 8.4 Collocazione cantiere

All'interno del porto di Brindisi l'area, che potrebbe ragionevolmente ospitare il cantiere sarebbe da inserire nelle concessioni, già esistenti, sul *piazzale Costa Marina Est* (grande area rettangolare campita di rosso nella Fig. 8-2a e sita nel Porto Esterno, Fig. 8-3g meglio servito rispetto al Porto Medio, Fig. 8-3f). La superficie complessiva è di 282.000 mq. Alcune aree sono state messe a disposizione di precedenti decisioni di utilizzo, come la lingua di darsena per l'attracco di navi crociera lungo il lato perimetrale più esterno e meno esteso (Figg. 8-4a/b/c).

Per le esigenze del cantiere sarebbe, quindi, da individuare lungo il lato lungo un settore adeguato (opposto a quello attrezzato per lo sbarco dei carboni, che è chiaramente riconoscibile nelle Figg. 8-4a/c).

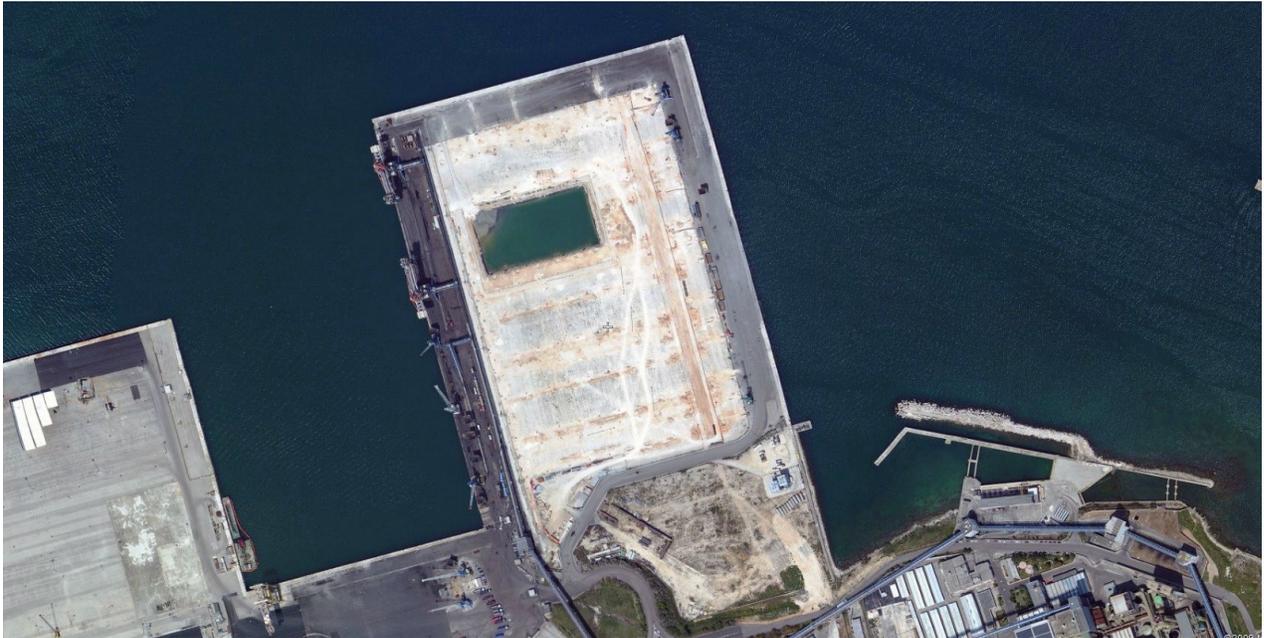


Fig. 8-4a. Vista dall'alto della banchina Costa Morena (Autorità Portuale)

La pavimentazione dovrebbe avere portanza sufficiente per i carichi movimentati nel suo ambito. Occorre naturalmente predisporre i mezzi di sollevamento corrispondenti ai pesi da spostare.

L'attracco delle navi può avvenire lungo il lato lungo. Il pescaggio nei punti più bassi non è inferiore mai agli 8 m. Si deve ricordare che il materiale da sbarcare da navi commerciali deve essere effettuato da agenzie del porto, come la Perrino (un elenco completo delle imprese portuali è riportato nelle Pagine Azzurre in corrispondenza del Porto Medio)



1)



2)

Fig. 8-4b. Prospettive da vari punti di vista della banchina Costa Morena (Autorità Portuale)

Si ricorda, inoltre, che per le manovre di entrata ed entro il porto è obbligatorio avere a bordo il pilota per il traffico commerciale con naviglio superiore alle 500 ton.

Una limitazione importante è imposta dall'ENAC a causa della vicinanza con l'aeroporto. L'altezza massima raggiungibile nell'area della banchina Costa Morena sarebbe attorno ai 53 m.



*Fig. 8-4c. Vista della banchina Costa Morena (Autorità Portuale)*

## 9 BIBLIOGRAFIA

Atkinson, P. (2010) "Securing the safety of offshore wind workers", *Renewable Energy Focus*. Vol. 11, No.3, pp. 34-36.

Barrow (2009), "Construction Monitoring Report Full".

Caithness Windfarm Information Forum (CWIF) (2010), "Summary of Wind Turbine Accident data to 30th September 2010".

Deutsche WindGuard GmbH; University of Groningen; "Case study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms".

Eggen, A.O., Heggset, J., Gjerde, O., Valland, A., Nonas, L.M. (2008), "Deep sea offshore windturbine technology. Operation and maintenance – state-of-the-art study", SINTEF, Trondheim.

European Wind Energy Technology Platform - TPWind (2008), "Strategic Research Agenda - Market Deployment Strategy from 2008 to 2030".

Fisker Jensen, J. (2010), "Jacket Foundations for Wind Turbines, IABSE", Ramboll.

Goulding, L. (2011), "Offshore Wind in Scotland, Session 2A Substructures & Foundations", Britannia House, Arnhall Business Park, Aberdeenshire, AB32 6UF.

HSE (2006), "The health and safety risks and regulatory strategy related to energy developments. An expert report by the Health and Safety Executive contributing to the Government's Energy Review".

Knudsen Tveiten, C., Albrechtsen, E., Heggset, J., Hofmann, M., Jersin, E., Bernt Leira, Norddal, P.K. (2011), "HSE challenges related to offshore renewable energy. A study of HSE issues related to current and future offshore wind power concept", SINTEF Technology and Society, Trondheim.

International Electrotechnical Commission (2005), "Wind Turbines, Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines".

Kentish Flats (2007), "Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report".

Nitschke, J., Kragelund, N., Thiede, J., Fusselbaugh, M., Johst, M., van de Velde, F. (2006), "Engineering Insurance of Offshore Wind Turbines", Paper presented at the 39th IMIA Annual Conference on 12 September 2006, Boston.

Salzmann, David Cerda (2009), "Amplemann – The development of an offshore access system", Presentation at We@Sea Conference on 2.12.2009.

Sharples, M., Sharples, B.J.M. (2010), *"Damage and Critical Analysis of Accidents to Assist in Avoiding Accidents on Offshore Wind Farms on the OCS"*, Report prepared for Minerals Management Service, Department of the Interior, US. Project No. 633, Contract M09PC00015.

Tougaard, J., Carstensen, J., Teilmann, J., Ilsted Bech, N. (2005), *"Effects of the Nysted Offshore Wind Farm on harbour porpoises"*, Annual status report for the T-POD monitoring program, Technical Report to Energi E2 A/S.

The Crown Estate (2009), *"A guide to an offshore wind farm"*.

Vattenfall (2005), *"Horns Rev Offshore Wind Farm Annual Status Report for the Environmental Monitoring Programme 2005"*.

Per maggiori ragguagli sulle realizzazioni offshore si consideri anche il Global Offshore Wind Farms Database, <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>.