



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

PROGETTO DEFINITIVO

<p>ELABORATO</p> <p>PRO-REL-05</p>	<p>TITOLO</p> <p>CRITERI, AREE DI RACCOLTA E TEMPI PER LA DISMISSIONE</p>	<p>SCALA</p> <p align="center">—</p>
---	--	--------------------------------------

Responsabile Progetto : Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



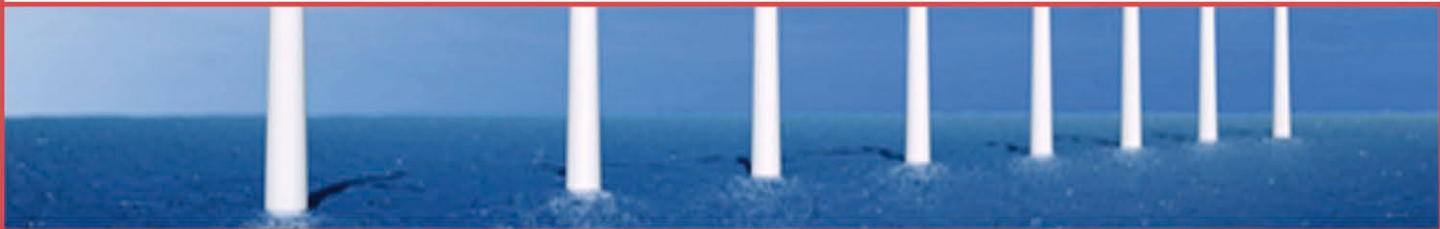
TG Energie rinnovabili S.r.l.
Ravenna via Zuccherificio n.10
P.IVA 02260730391

Timbro e firma
TG
Energie rinnovabili
Il Presidente

Gruppo di progettazione

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

Ing. Franco Cesari



GESTIONE DOCUMENTO

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

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

REVI- SIONE	DATA	STATO MODIFICHE	ATTUALE	E	AUTORE	APPRO- VATO
<i>00</i>	<i>Marzo 2013</i>	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem</i>			<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>	<i>Aprile 2013</i>	<i>Pag.8; Figg. 2-2b/3c; Tab. 2.2.1</i>				<i>Cesari</i>

INDICE

INDICE	3
1 INTRODUZIONE	5
2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA E A MARE E SITO EOLICO	9
2.1 <i>L'impianto elettrico.....</i>	9
2.2 <i>Sito a mare.....</i>	11
2.3 <i>Componenti principali.....</i>	15
2.4 <i>Distribuzione sul sito</i>	18
3 STRUTTURA FONDARIA	21
3.1 <i>Fondazione a castello tipo jacket.....</i>	21
3.2 <i>Specifiche tecniche della fondazione</i>	27
4 AEROGENERATORE.....	31
4.1 <i>Aerogeneratore e suoi componenti primari.....</i>	31
4.2 <i>Analogie con le turbine a terra.....</i>	37
5 DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO.....	39
5.1 <i>Dismissione e repowering</i>	39
5.1.1 <i>Quando dismettere una centrale eolica.....</i>	39
5.1.2 <i>Dismissione e repowering</i>	41
5.2 <i>Fasi nella dismissione dell'impianto</i>	45
5.2.1 <i>Definizioni e principi di riferimento</i>	45
5.2.2 <i>Aspetti procedurali, formali ed esecutivi della dismissione e dello smantellamento delle opere a mare.....</i>	46
5.2.3 <i>Dismissione e smantellamento delle opere a terra.....</i>	49
6 OPERAZIONI DI DISMISSIONE	51
6.1 <i>Componenti dell'impianto da rimuovere.....</i>	51
6.1.1 <i>Considerazioni orientative.....</i>	51
6.1.2 <i>Turbina e generatore elettrico.....</i>	52
6.1.3 <i>Struttura fondaria</i>	61
<i>Fig. 6-1g. Installazione di jacket sui tubi fondari mediante meda ed intervento finale di grouting, come indicato dalle frecce</i>	62
<i>Fig. 6-1h. Jacket con codoli verticali al piede dei montanti</i>	63
6.1.4 <i>Torre anemometrica.....</i>	70
6.1.5 <i>Cavo sottomarino.....</i>	72
6.1.6 <i>Deposito materiali recuperati.....</i>	75
6.2 <i>Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive.....</i>	78
6.2.1 <i>Aggiornamenti del Programma di Dismissione.....</i>	78

6.2.2	Tempi per l'applicazione del programma dismissivo	80
7	BIBLIOGRAFIA.....	83

1 INTRODUZIONE

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

- *sezione virtuale dell'impianto eolico e delle sue componenti principali* come si succedono all'interno della centrale (Capp. 1-4);
- *criteri, fasi e programma dello smantellamento* delle parti a mare/terra della Centrale (Cap. 5);
- le problematiche relative a *operazioni di dismissione e della corrispettiva durata* (Cap. 6).

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 la organizzazione della dismissione, le operazioni effettive per la rimozione dei componenti primari (aerogeneratore, struttura fondaria, palo anemometrico non ancora deciso e di inevitabile realizzazione, impianto elettrico) specialmente a mare con trasporto a terra, ove condurre la "lavorazione" dei pezzi e dei materiali conseguenti all'allontanamento dal sito.

Saranno analizzate, seppur in misura minore, le problematiche concernenti la programmazione delle operazioni e la disciplina da imporre al deposito dei pezzi recuperati.

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.



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)

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.

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.*

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).

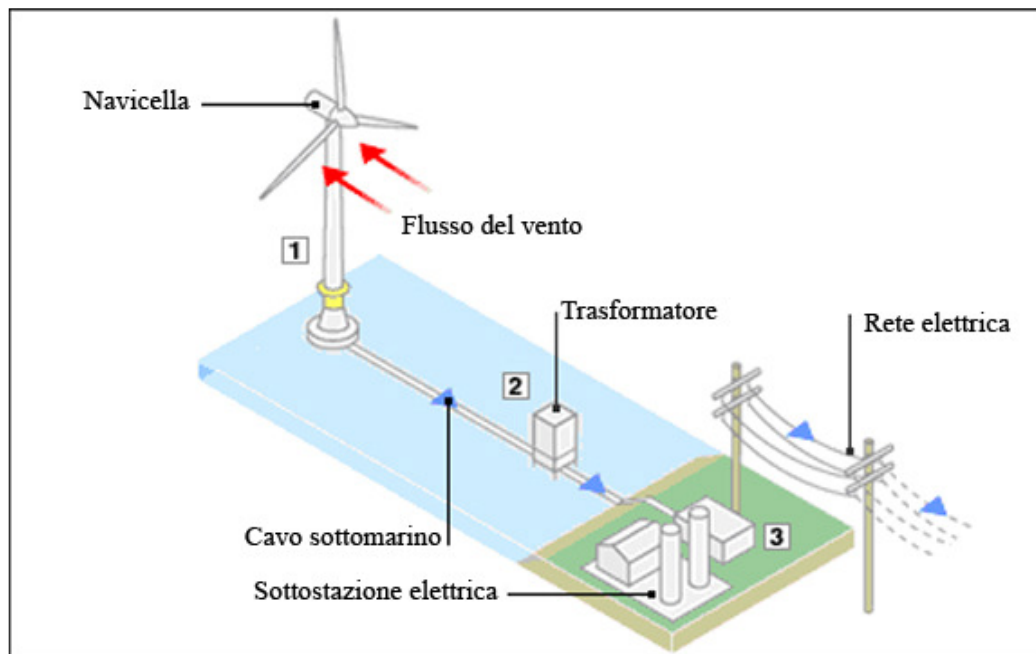


Fig. 2-1a. Rappresentazione schematica dei punti salienti dell'impianto elettrico del campo eolico (1. Alla navicella -nacelle- fa capo il rotore corredato di pale, che, mosse dal vento, consentono al generatore ed al suo campo magnetico di convertire l'energia cinetica -wind current- in energia elettrica; 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*.

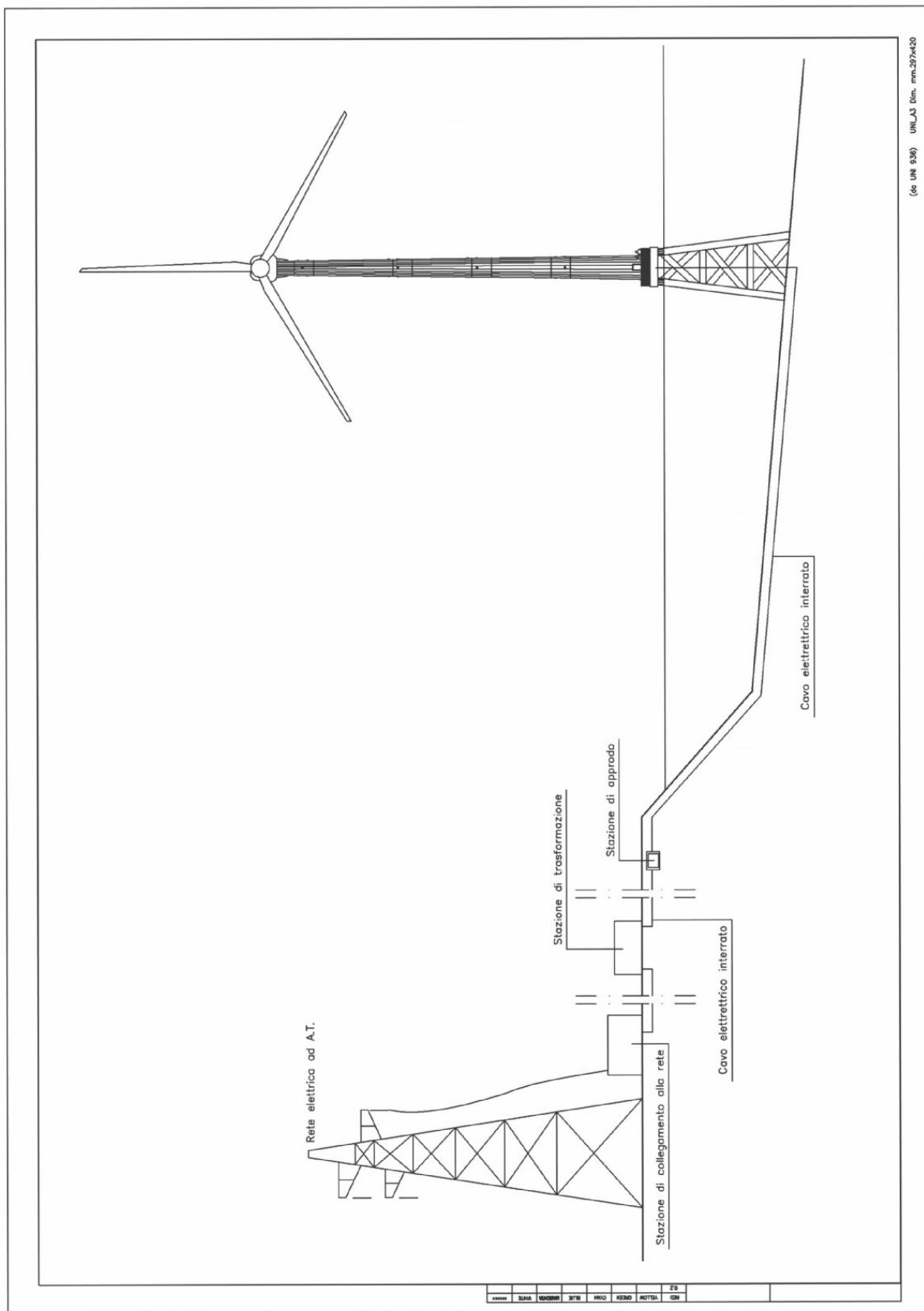


Fig. 2-1b. Sezione trasversale ideale del campo eolico

Ogni singolo conduttore di sezione del cavo sottomarino (500 mm²) è giuntato con un cavo unipolare di sezione 630 mm². 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

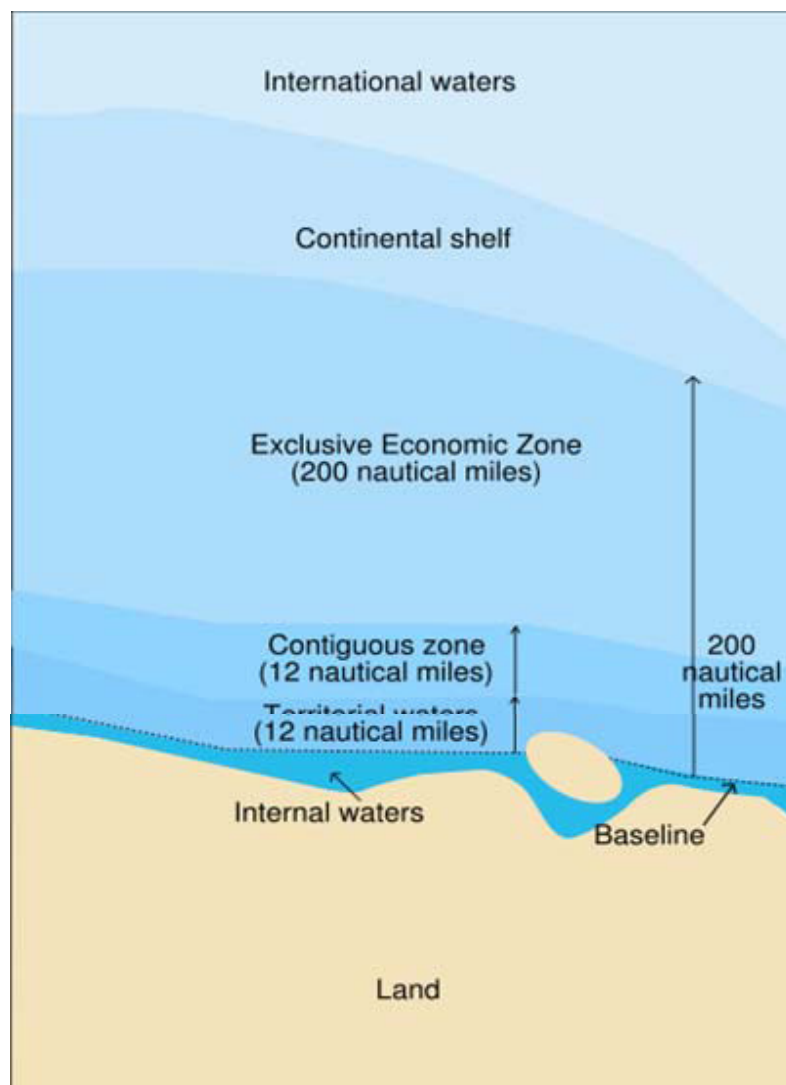


Fig. 2-2a. Aree di diversa destinazione amministrativa nel mare antistante il territorio: acque internazionali, piattaforma continentale, Zona Economica Esclusiva (EEZ, 200 mil), zona contigua (12 mil), acque territoriali (12 mil), acque interne

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.

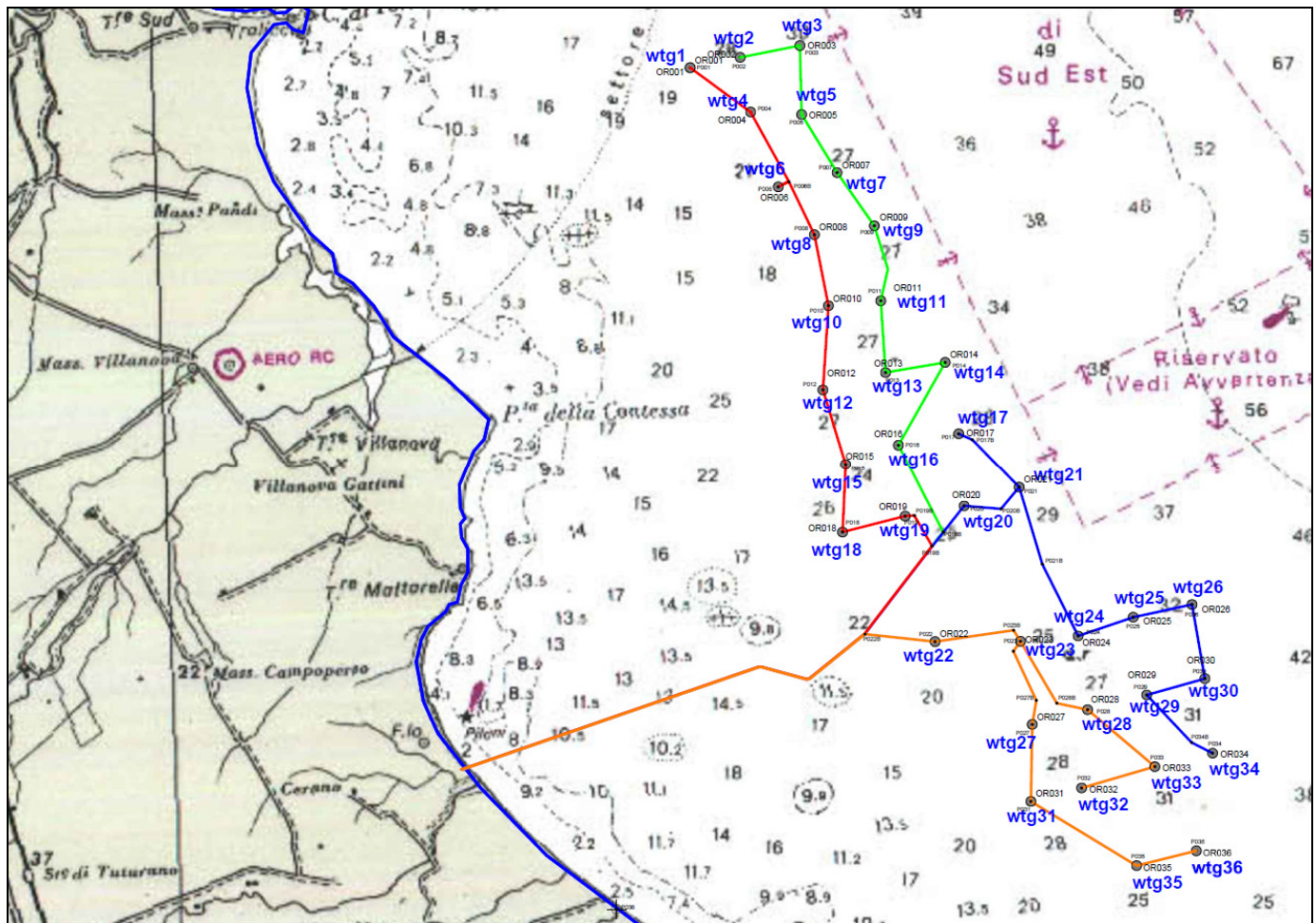


Fig. 2-2b. Campo eolico con sistemazione delle macchine aerogeneratrici e con distribuzione orientativa dell'impianto elettrico nel sito a mare e dei collegamenti con la riva tramite i sottocampi ed il punto di approdo

Prima di condurre effettivamente la campagna di lancio dei cavi sottomarini tutta una 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.

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.

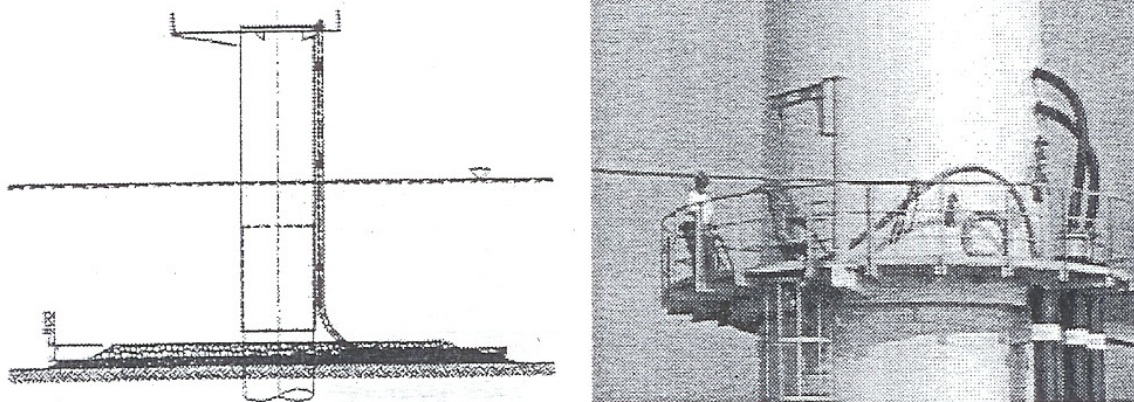


Fig. 2-3a. Sistemazione del tubo di discesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre

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.

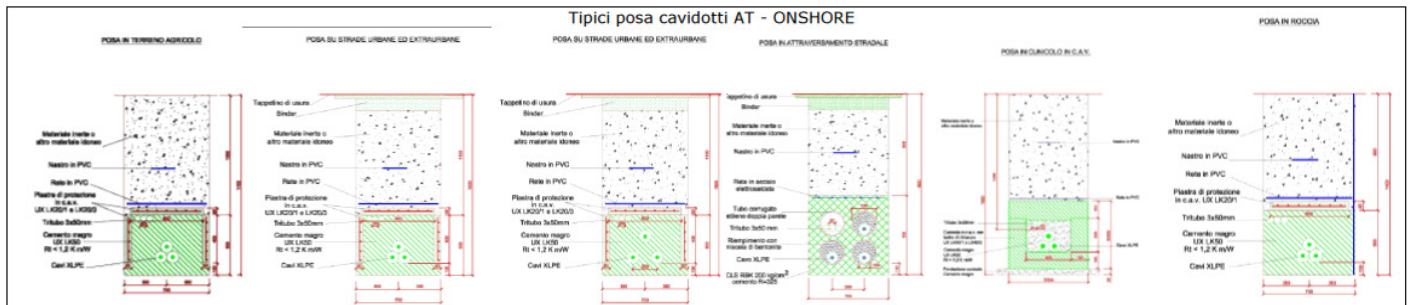


Fig. 2-3c. Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica

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).

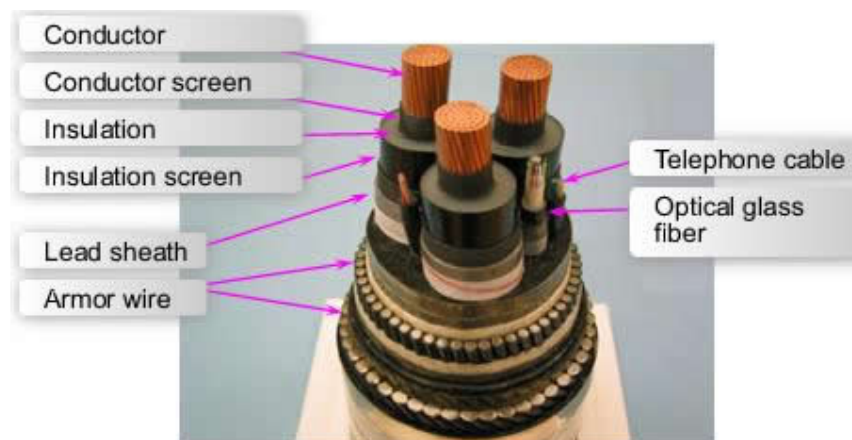
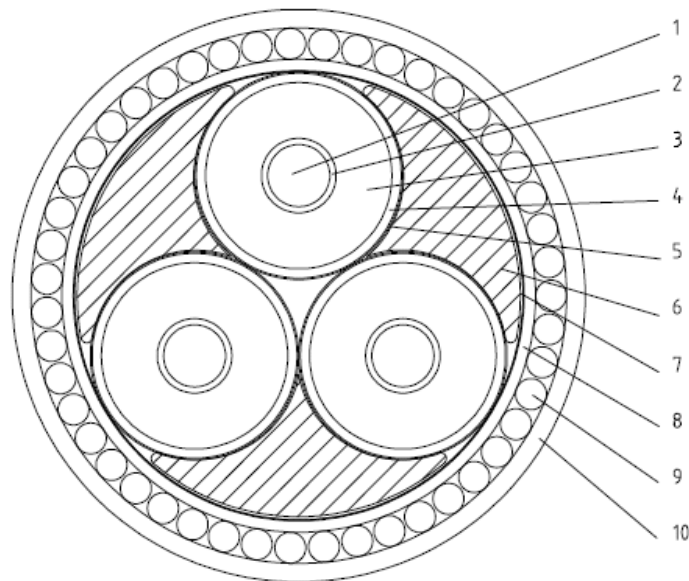


Fig. 2-4a. Sezione schematico-illustrativa di un cavo sottomarino con doppia armatura

. 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.

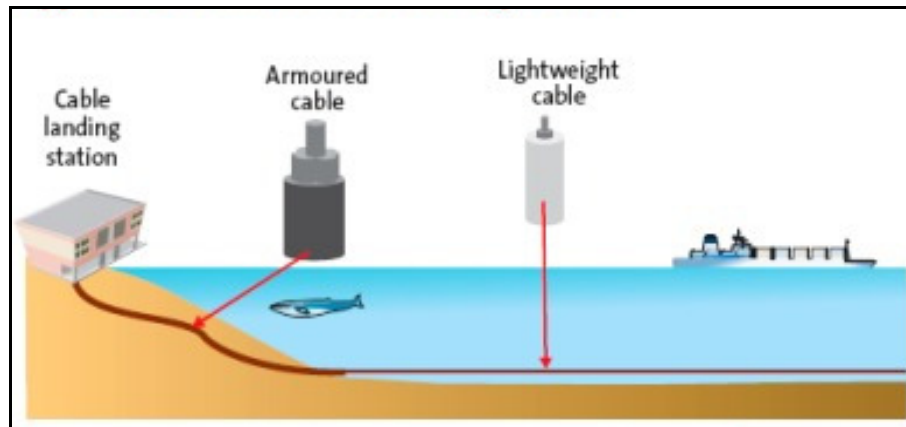


Fig. 2-4c. Tipico allestimento a mare (Thestar)

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. La trincea dovrebbe essere profonda almeno 1,5 m in assenza di pericoli specifici, come zone di ancoraggi particolarmente pesanti. In siffatti casi, invece, la profondità dello scavo deve aumentare almeno sino a 5 m. In situazioni particolari occorre deporre il cavo a profondità ancora maggiori e ben oltre i 5 m sino al doppio di tale cifra. Per conferma basti ricordare che nelle aree portuali di Hong Kong e di Singapore la tecnologia dei 10 m è stata applicata costantemente.

Queste osservazioni servono a spiegare il perché nella distribuzione elettrica entro/fuori il campo eolico si ricorre sempre a cavi sottomarini e di tipo corazzato.

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 (Fig. 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.

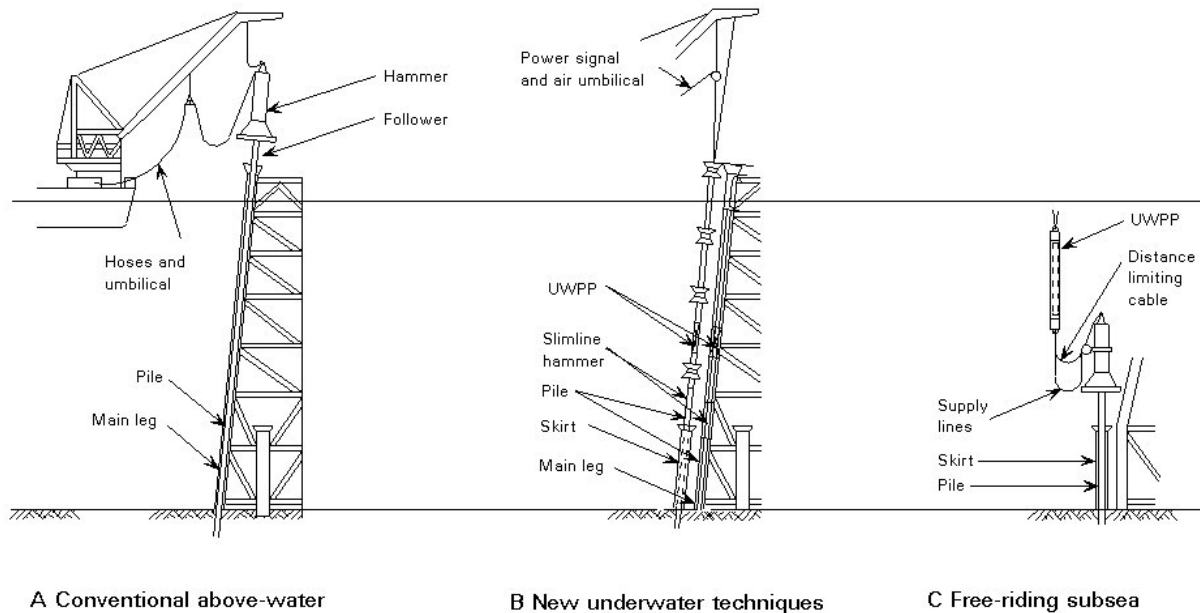


Fig. 3-1d. Schemi di strutture portanti con guide per pali di ancoraggio, rappresentanti varie tecniche di inserimento

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 espone 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 conchi 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	$(-9) \div -25 (-30) \text{ m};$
altezza fuori acqua teste pile	$\approx 4/5 \text{ m};$
quota piazzola di servizio	$\approx 4/>17 \text{ m};$
quota flangia torre	$\approx 4/>17 \text{ m};$
inclinazione pile sulla verticale	pari a 1:4 o 1:5 (nei disegni della Tav. 4R è di $7,12^\circ$);



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

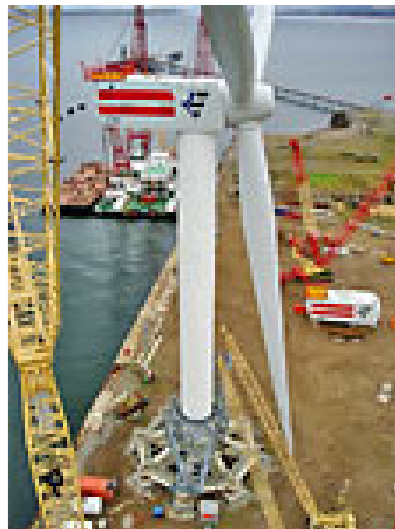
Dimensioni

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;*

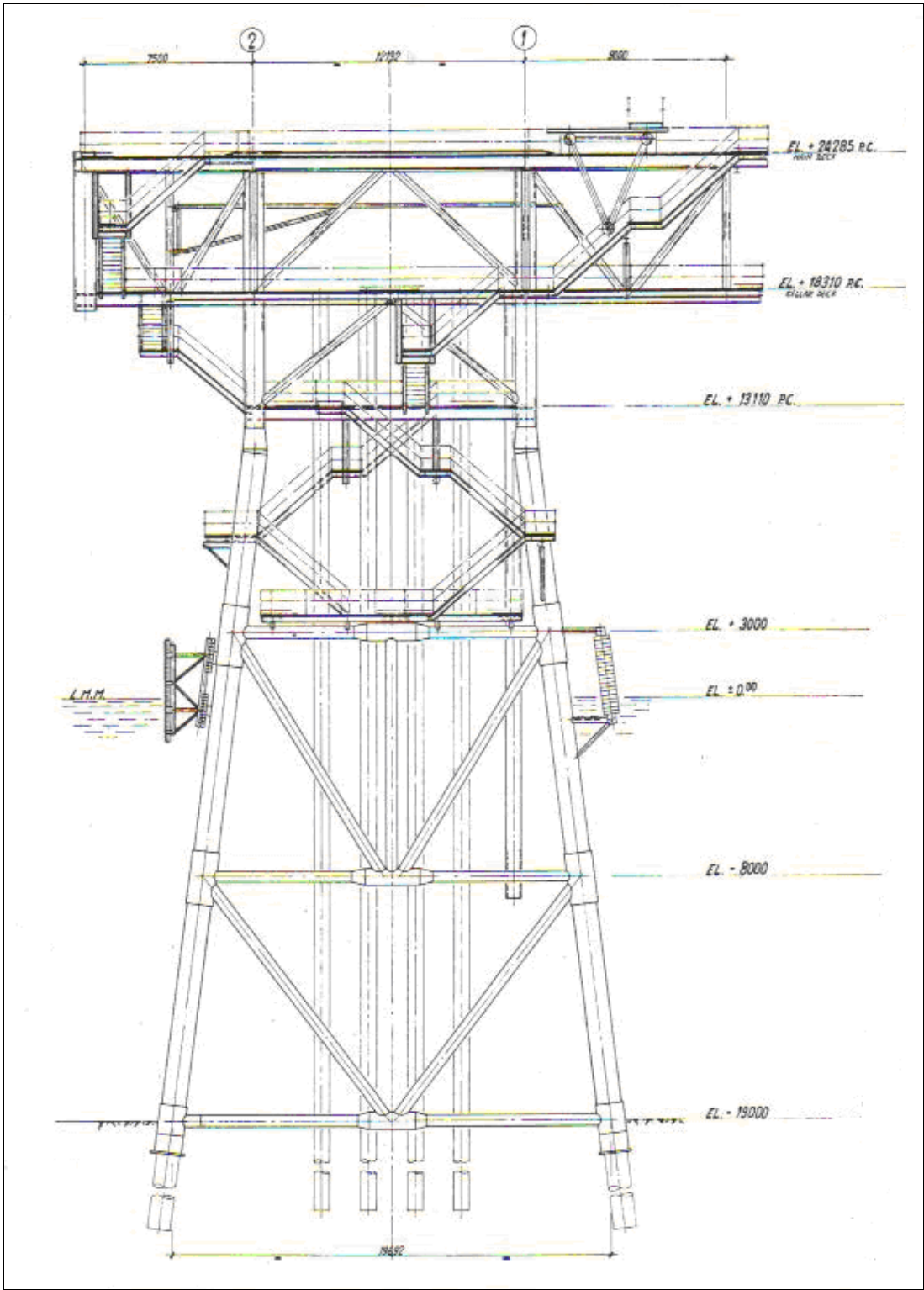


Fig. 3-2c. Tipica struttura a jacket per scopi petroliferi, in cui prevalgono i carichi verticali

<i>tubo orizzontale coronamento jacket (TU2) spess. 1,588 cm, diametro esterno 35,56 cm, lunghezza ~5 m;</i>	
<i>tubo orizzontale per traversi (TU1) spess. 1,27 cm, diametro esterno 27,3 cm lunghezza 14,493 m;</i>	
<i>tubo per diagonali superiori (VA1) spess. 1,588, diametro esterno 40,64 cm;</i>	
<i>tubo per diagonali inferiori (VA2) 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>91,6 t;</i>
<i>peso complessivo (compresi pali d'ancoraggio)</i>	<i>~386 t;</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).

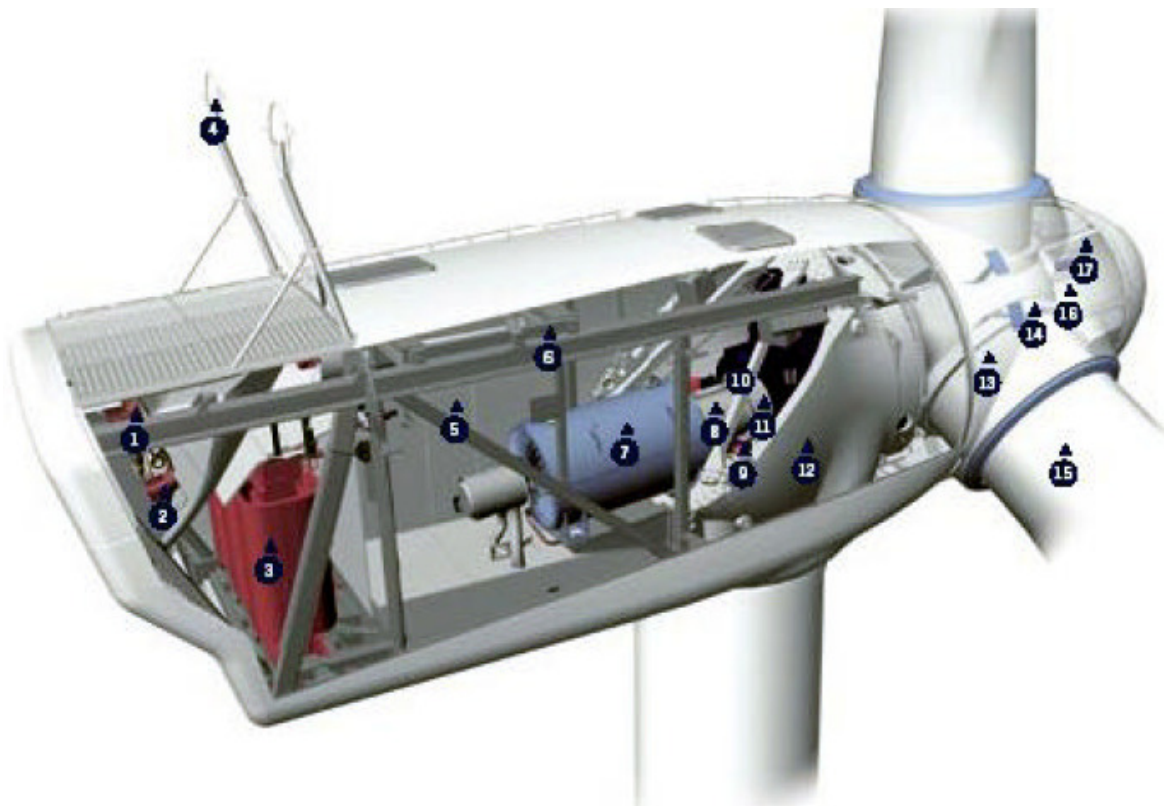


Fig. 4-1a. Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore 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). 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

Quantità	Valore numerico	
<u>Rotore</u>		
Modello	V90	V112;
Potenza	3.000 kW	3.000 kW;
Diametro rotorico	90 m	112 m;
Velocità di rotazione operativa	8,6-18,4 rpm	4,4-17,7 rpm;
Velocità nominale		12 (14) rpm;
Area spazzata	6.362 mq	9.852,03 mq;
Orientazione	sopravvento	sopravvento;
Altezza all'asse del mozzo	80 m	≈90 m;
Velocità di avvio (cut-in speed)	3 m/s	3 m/s;
Velocità d'arresto (cut-out speed)	25 m/s	25 m/s;
Intervallo temperatura di progetto	-20 °C - +40°C	-20 °C-+40 °C;
Peso rotore	55 ton.	- ton;
<u>Navicella e componenti</u>		
Lunghezza (compreso mozzo)	13,25 m	14 m;
Larghezza	3,6 m	3,9 m;
Altezza	4,05 m	3,9 m;
Materiale	fibra di vetro	fibra di vetro;
Moltiplicatore di giri	4 stadi a planetari ed uno elicoidale;	id.
Rapporto	1:105 (50 Hz)	-;

<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>
<i>al 95% della potenza nominale</i>	<i>106,5 dB(A);</i>

Torre

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

Generatore elettrico

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

Trasformatore di macchina

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

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;*
- *riduzione del livello di potenza in caso di condizioni di alta temperatura.*

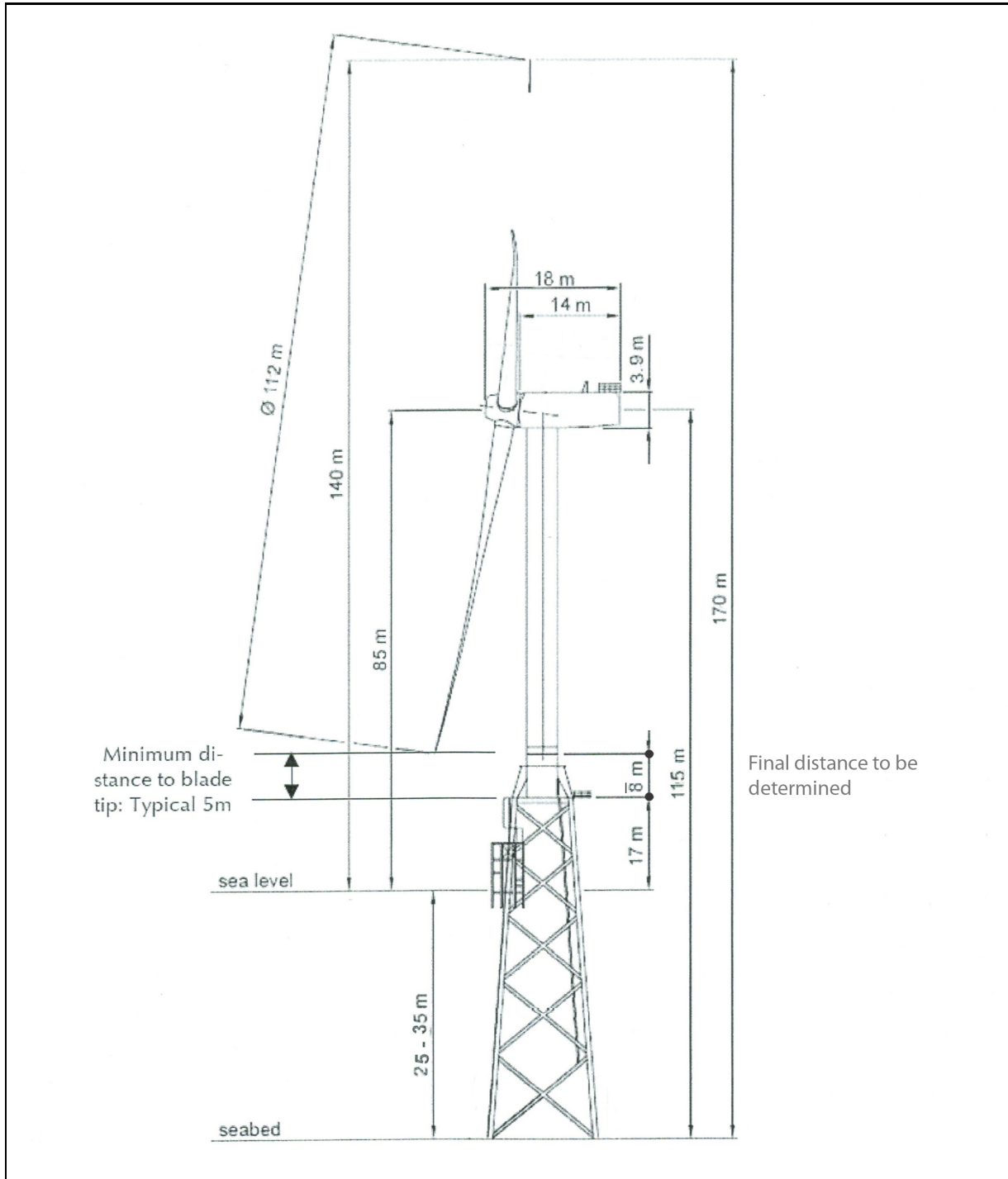


Fig. 4-1d. Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica



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 acqua;

- 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. 4-1e. Altra vista dell'unità V112

5 DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO

5.1 Dismissione e repowering

5.1.1 Quando dismettere una centrale eolica

La decisione di interrompere il funzionamento di un impianto (Fig. 5-1a) 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.

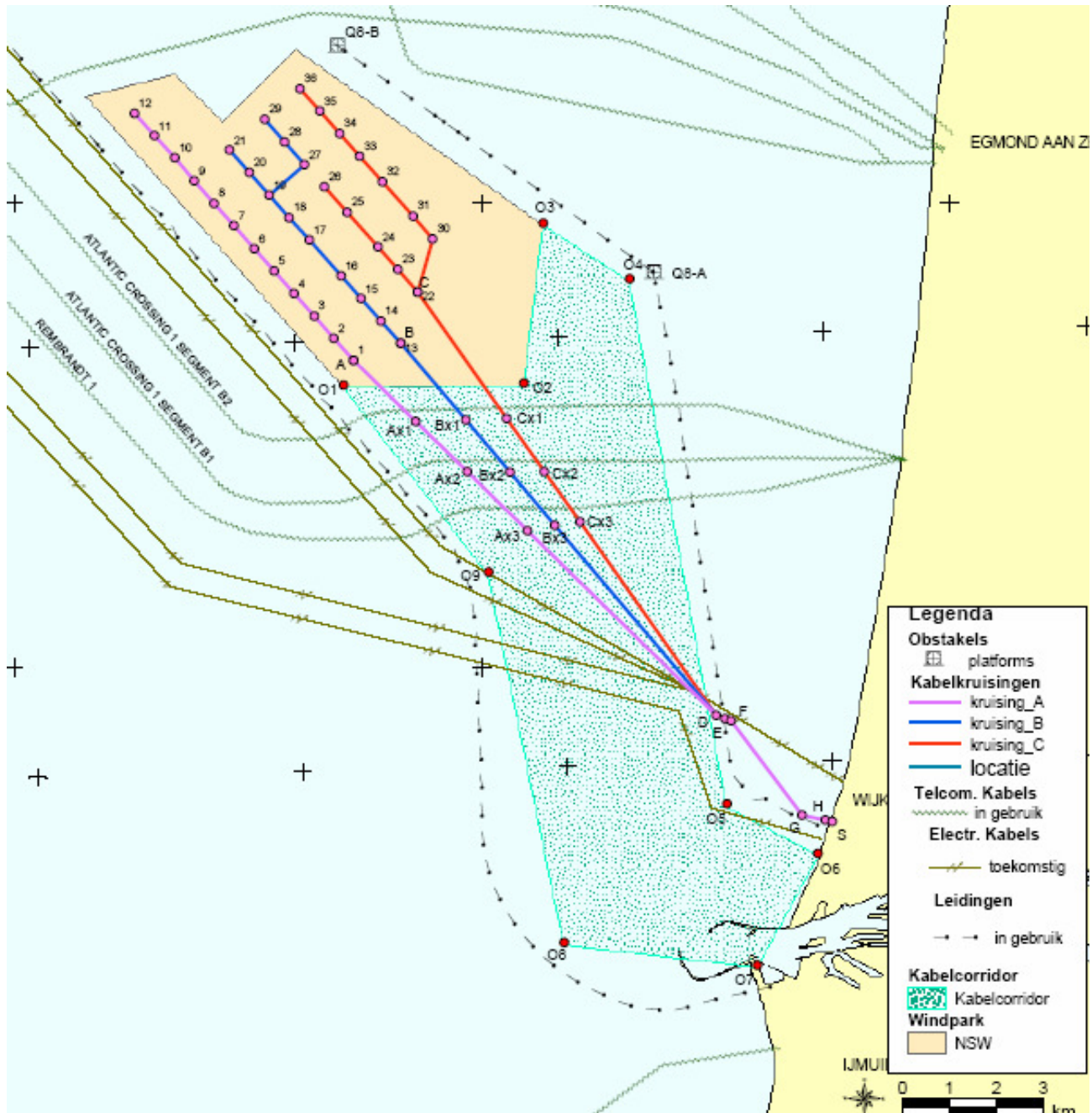


Fig. 5-1a. Sito eolico composto da 36 unità V90 a 10/18 km dalla costa olandese (OWEZ)

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 riverse 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.

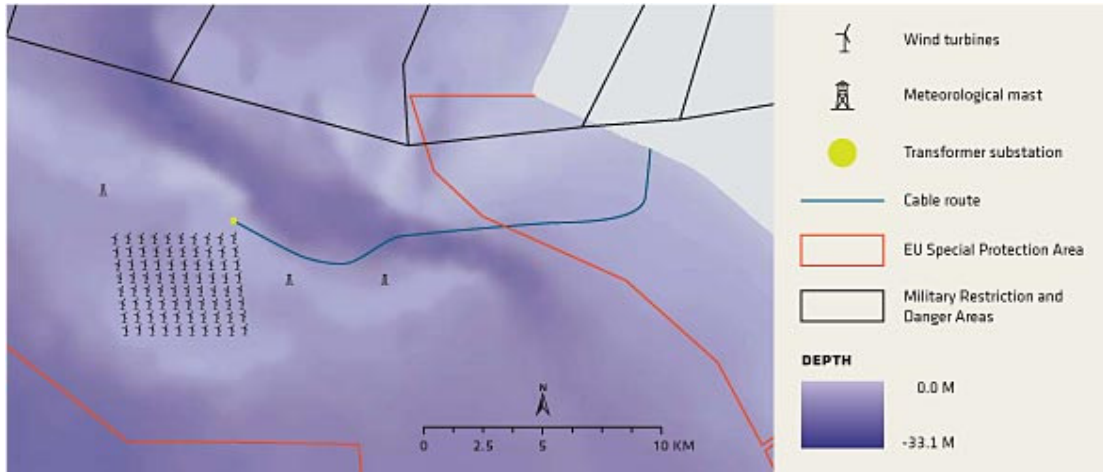
5.1.2 Dismissione e repowering

Se nel precedente paragrafo si è ragionato sui fattori condizionanti la dismissione-e non sugli eventi atmosferico-meteorologici anche gravi (fulminazioni, uragani, etc.) che devono essere stati previsti nelle loro manifestazioni e conteggiati nelle Specifiche Tecniche d'Impianto- resta da porsi la domanda relativa al futuro del sito dopo l'eliminazione della configurazione esistente.

L'allontanamento degli aerogeneratori non sarà di certo imputabile ad un peggioramento della produttività locale. Se i conti non tornano, può essere peggiorato il rendimento o non essere completamente soddisfacenti la resa delle macchine, che sono ormai vecchie di una ventina d'anni o più.

Se delle tre classi di fattori, che sono stati messi in campo con il ragionamento sviluppato nel precedente paragrafo, quelli, che tra i fattori tecnici, economici ed amministrativi siano i primi ad essere i più compromessi, ne vien che la riproposizione del sito possa in linea generale apparire sostenibile e credibile.

Questo vorrebbe significare che il sito sia ancora suscettibile di ospitare un campo eolico. A parte il numero/potenza delle turbine e la configurazione del parco -elementi dettati da



1)



2)

Fig. 5-1b. Mappa (1) e campo eolico (2) composto da 80 turbine, da una SSE a mare, da una stazione meteorologica da un collegamento con la terraferma mediante cavi da 150 kV (Horns Rev)

consueti criteri progettuali- è la destinazione dello specchio acqueo a non essere lesa ed annullata.

Anzi, permanendo interessi industriali ed economico-finanziari e non essendo stati alterati significativamente anche le prescrizioni amministrative, è logico ritenere che un "altro" campo eolico più recente e più moderno del precedente possa prenderne il posto.



Fig. 5-1c. Parco eolico svedese composto da 48 unità Siemens SWT-2.3-93 ed entrato in linea nel 2008 (Lillgrund)

Si profila l'opportunità di un riaggiustamento del vecchio parco, cioè di un intervento di aggiornamento del sito alle nuove condizioni del mercato degli aerogeneratori ed ai criteri impostativi e progettuali allora vigenti.

Se, ad esempio, si modifica la potenza unitaria, si dovrà riconfigurare il campo nel senso che le distanze tra le macchine dovranno tener conto delle prescrizioni aerodinamiche, conseguenti alla nuova progettazione in corso. Tutto il complesso degli elementi e dei dati

di targa dell'impianto si muoveranno di conseguenza. Si tratta di nuovo campo, cioè di un intervento di vero e proprio repowering.

5.2 Fasi nella dismissione dell'impianto

5.2.1 Definizioni e principi di riferimento

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

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

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

La decisione di *abbandonare l'esercizio* –non di una o di più d'una unità, ma- del campo è procedura estremamente rilevante e non può che essere presa se non dopo il realizzarsi di fatti e di provvedimenti decisivi ed importanti, come è stato illustrato nel paragrafo 5.1.1. E non possono essere che tali, avendo la capacità di mettere in discussione la continuità dell'esercizio.

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

Si tralascino per il momento tutte le *operazioni sostanziali e prevalentemente meccaniche*, che una siffatta decisione di fermare le macchine, di smantellare le costruzioni in acqua ed aeree, di lasciare la concessione e di ripristinare le condizioni quante, farebbe assumere. Sembra opportuno far rilevare la non-congruità di trattare

l'argomento in queste note, che devono essere dedicate all'impostazione formale del processo dismissivo del campo eolico.

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

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

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

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

Fase 1: azioni preliminari verso le Autorità competenti

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

Fase 2: smontaggio e recupero delle parti della turbina eolica

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

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

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

Fase 4: eliminazione di ogni infrastruttura

- messa a nudo dei tratti di cavo interrato secondo le istruzioni, concordate e previste dal Piano di Dismissioni;
- taglio e ricupero del cavo da parte del mezzo navale incaricato ed in grado di effettuare l'operazione;
- trasporto/scarico dei pezzi nell'area di deposito e di recupero materiali;

- ispezione diretta del fondale per accertarne lo stato di pulizia dopo sgombero totale e contro l'eventuale permanere di detriti ed intervento per raccogliere documentazione probatoria (fotografica, etc.);

Tutte queste attività devono corrispondere al P.d.D., che è stato, come è precisato dal contenuto della Fase 1, sottoposto, concordato ed approvato dalle Autorità competenti. La mancata osservanza può essere seguita da sanzioni tali da rendere invalide certe concessioni e la decadenza da eventuali diritti conseguenti.



Fig. 5-2a. Campo eolico inglese composto da 30 unità da 2 MW (Vestas V80) impostate su fondazione monopila su fondale posto tra 13 m e 30 m di profondità a circa 2,5 km dalla costa (Scroby Sands)

5.2.3 Dismissione e smantellamento delle opere a terra

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

I procedimenti di dismissione devono riguardare

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

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

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

6 OPERAZIONI DI DISMISSIONE

6.1 Componenti dell'impianto da rimuovere

6.1.1 Considerazioni orientative

Il *metodo di dismissione (decommissioning)* sarà influenzato da alcuni fattori specifici, come le scelte del progetto finale del campo eolico ed in particolare dalla tipologia delle fondazioni e dai mezzi navali disponibili. Le misure, che sono oggetto della trattazione attuale, non possono che dipendere dallo stato della tecnologia esistente e dal livello di informazioni/conoscenze raggiunto al momento dell'intervento, ma si deve ammettere che i metodi considerati oggi possano evolvere con il passar degli anni.

Periodiche revisioni al *Piano di Dismissioni* ed alle misure in esso contenute dovranno aversi durante la vita dell'impianto per aggiornare il livello cognitivo allo stato della tecnologia esistente, per il fatto che è sempre in evoluzione.

In particolare, si deve riconoscere che ogni lezione tecnica può essere modificata attraverso il progetto e la realizzazione di nuovi impianti ed attraverso le differenti tecnologie che l'industria starà elaborando per ogni fase dello smantellamento di impianti. Può, inoltre, capitare che le misure supposte ed avanzate in data odierna non siano in sintonia con le disposizioni (amministrative e/o legislative) del momento e che non corrispondano alla miglior pratica della sicurezza operativa. Così pure si dovranno rivedere i tempi e la successione delle revisioni del programma, come è stato delineato per assicurare che la miglior tecnologia sia scelta e le procedure di sicurezza siano le più efficienti e le più moderne. E' questo il complesso di ragioni per cui il Programma di Dismissione potrà esser rivisto anche a tempi diversi da quelli che si ipotizzano in queste note.

Sulla base degli orientamenti del gruppo di progetto attuale, come pure delle impostazioni datesi da altri organismi consimili e di proposte accettate da parte di organismi esteri o internazionali, appare indispensabile proporre un *elenco di componenti della centrale, che debbano essere evacuati*, una volta che sia stata decisa ed approvata la dismissione totale del sito.

L'elenco, che si propone, è riportato nella Tab. 6.1.1 e riflette la cautela e la preoccupazione del Committente nel tener bassi o minimizzare del tutto i rischi per la sicurezza e per l'ambiente, che si potrebbero evidenziare durante il percorso sempre accidentato e ricco d'imprevisti quale si ha nell'applicazione di un piano di dismissione globale dell'impianto.

Sarà evacuazione, in evidente assenza di repowering. E si ritiene di avviarla al compimento del venticinquesimo anno di esercizio e di completarla nel giro di un anno solare nelle sue fasi essenziali.

Tab. 6.1.1. Componenti da dismettere

Component	Decommissioning proposal
Turbine/generating equipment	Complete removal from site
Foundations (for wind turbine, met mast, removed transformer platform, if any)	Cut off at or below seabed and
Cables (inter-array and export)	Left in situ
Anemometry mast	Complete removal of structure
Transformer platform (if any)	Complete removal of topside

La tabella è stilata in inglese anche per mantenere quello schema interpretativo delle cose da fare, che riguarda campi eolici offshore e che sono state più volte esaminate -data la diffusione di parchi a mare lungo le coste inglesi- per quei siti.

6.1.2 Turbina e generatore elettrico

La rimozione delle sovrastrutture, che corrispondono a tutti i pezzi fondamentali della turbina, come pale, navicella, torre e corpo fondario, ripete all'incontrario -e quasi completamente ribaltato- il processo installativo. In questo senso vanno interpretate le figure, che, scattate durante la fase della realizzazione, possono anche valere -se lette alla rovescia nel senso di compiere gli atti collegati in successione contraria- per chiarire i processi dismissivi.



1)



2)



3)



4)



5)

6)

Fig. 6-1a. Montaggio (1, 2) del monopila (Horns Rev,), (3) del transition piece (Arklow Bank), della (4) torre (North Hoyle), della (5) navicella con due pale (Horns Rev) e (6) dell'ultima pala (Greater Gabbard)

La possibilità di reimpiegare l'equipaggiamento complessivo della generazione elettrica sarà portata al suo massimo risultato con il costante rispetto delle condizioni di sicurezza fisica e di salute del personale coinvolto. La reale reimpiegabilità sarà da confermare volta per volta.

Tutti i lavori devono ovviamente rispettare raccomandazioni, derivate da disposizioni di legge o da prescrizioni emesse da enti o amministrazioni responsabili ad hoc.

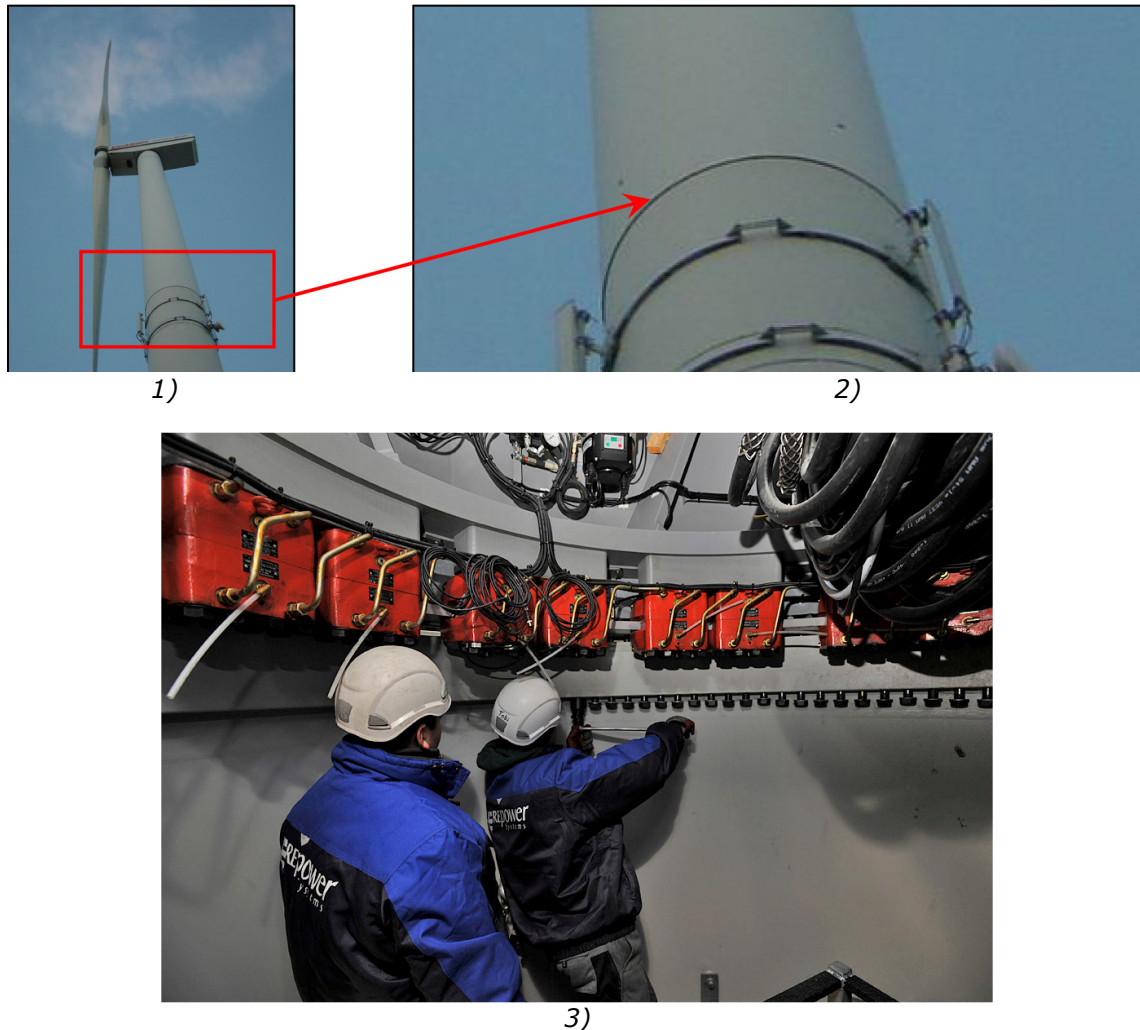


Fig. 6-1b. Connessione tra tronchi di torre (1, 3) e serraggio dei bulloni del collegamento flangiato

La *procedura consigliabile* deve seguire passo passo alcuni stadi funzionali, che sono già stati evocati, come

- fermare ed isolare l'impianto dalla rete, seguendo le prescrizioni imposte dal gestore della rete elettrica, che consiste nell'uscita dal parallelo con la rete, la diseccitazione di tutto quanto non concerne i controlli di sicurezza e tutte le alimentazioni, richieste dai segnali luminosi;
- predisporre e movimentare i mezzi navali necessari sino al sito;
- rimuovere i diversi pezzi componenti il rotore, procedendo secondo la procedura più spedita e più coerente con i mezzi disponibili (lo smontaggio in un sol colpo della navicella completa di rotore e di mozzo dipende dai mezzi di sollevamento disponibili, per cui potrebbe essere invece indicata la manovra opposta di smontare un componente alla volta, come nella Fig. 6-1c.1/2/3, tenendo conto della congerie di azioni da compiere per smontare singolarmente le varie parti, come nella Fig. 6-1d, o soltanto mozzo-pale, come nella Fig. 6-1c.4;



1)



2)

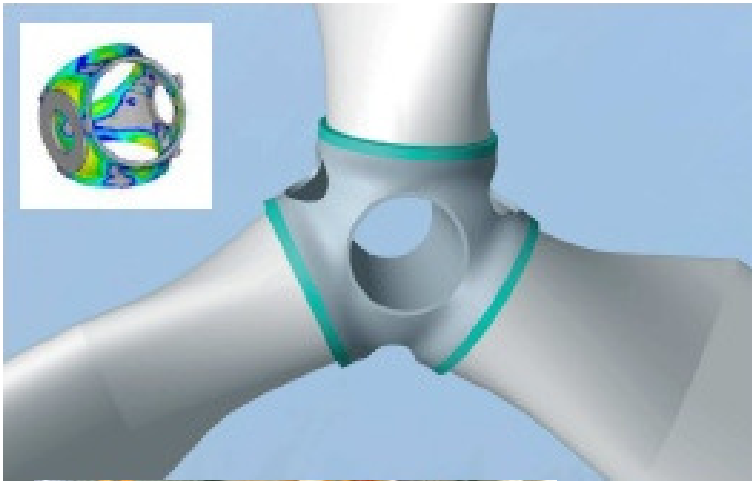


3)



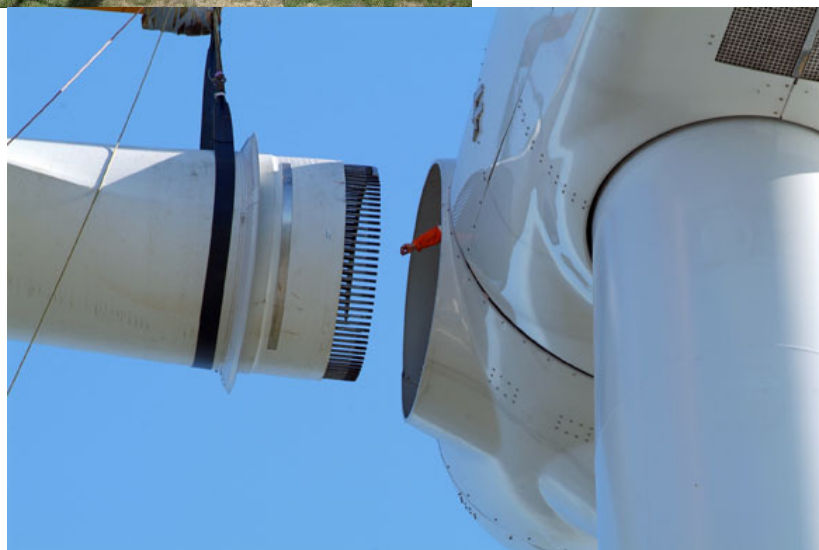
6)

Fig. 6-1c. Costruzione pezzo a pezzo (1, 2 e 3) del rotore (Greater Gabbard) o sistemazione (6) del rotore completo sull'asse lento (Nysted)



1)

2)



3)

4)



5)

Fig. 6-1d. Mozzo (1, 2 e 3), naso (o cover, 5) e connessione pala mozzo in fase di attuazione (4)

- allontanare dalla torre la navicella, completa di tutti i sistemi in essa ospitati e principalmente il moltiplicatore di giri ed il generatore di corrente;
- separare i vari tronchi di torre tra loro a mano a mano che ognuno venga sbullonato dal successivo con conseguente evacuazione verso il natante di competenza;
- tagliare i cavi sottomarini di interconnessione, che entrano ed escono dalla torre poco sopra il piano di base del terrazzino operativo alla sommità della fondazione per consentire, sia la completa liberazione del tronco di base della torre dopo aver sbullonati i dadi di connessione tra la flangia della torre e la contro-flangia sulla fondazione, sia la sua rimozione;

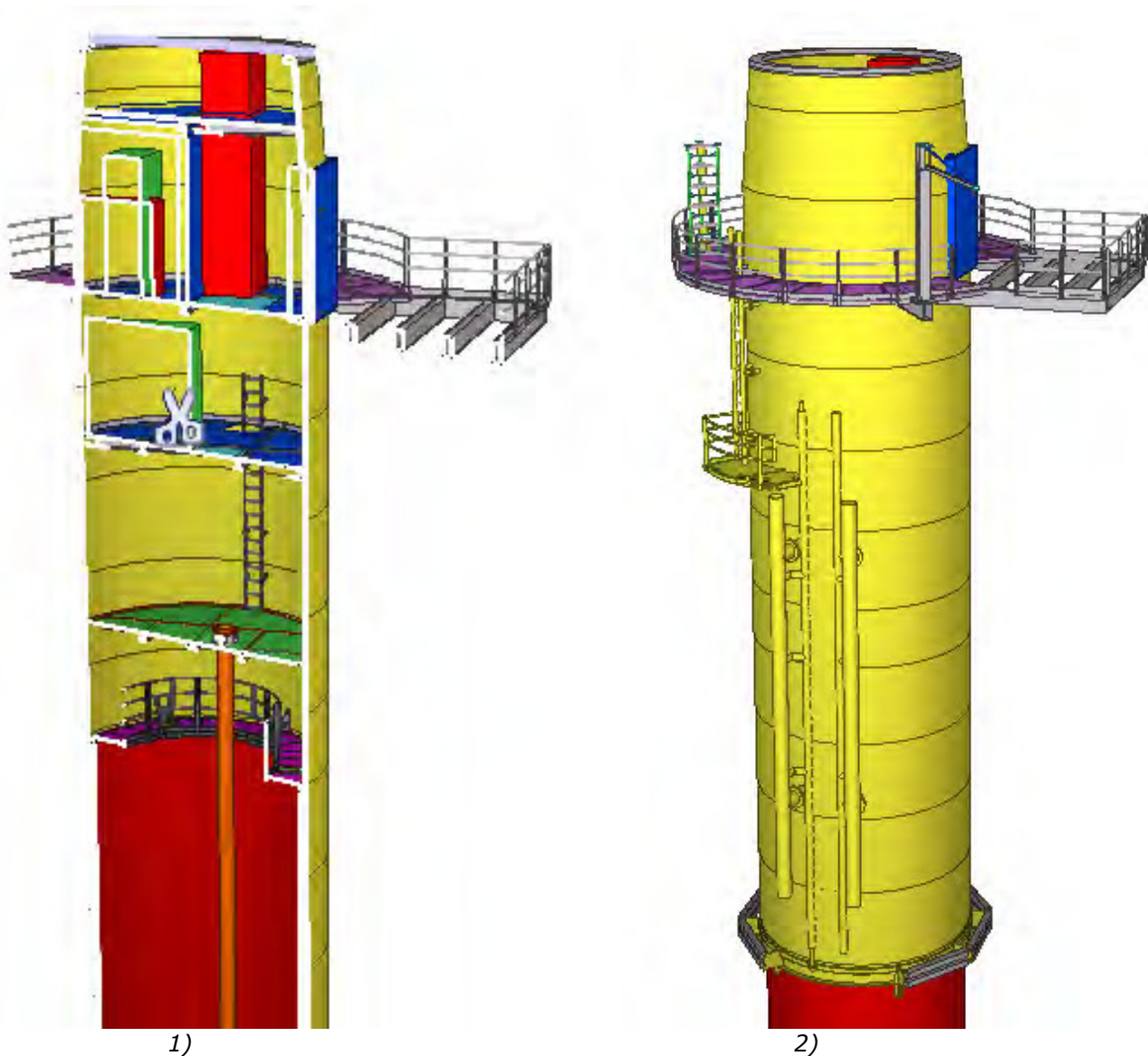


Fig.6-1e. Sezione longitudinale di (1) Transition Piece (T.P.) e (2) vista esterna di monopila e di T.P.

- trasporto ed accumulo nel deposito, ove sia previsto e sia possibile selezionare, riusare, riciclare o definitivamente inviare a discarica i vari pezzi.

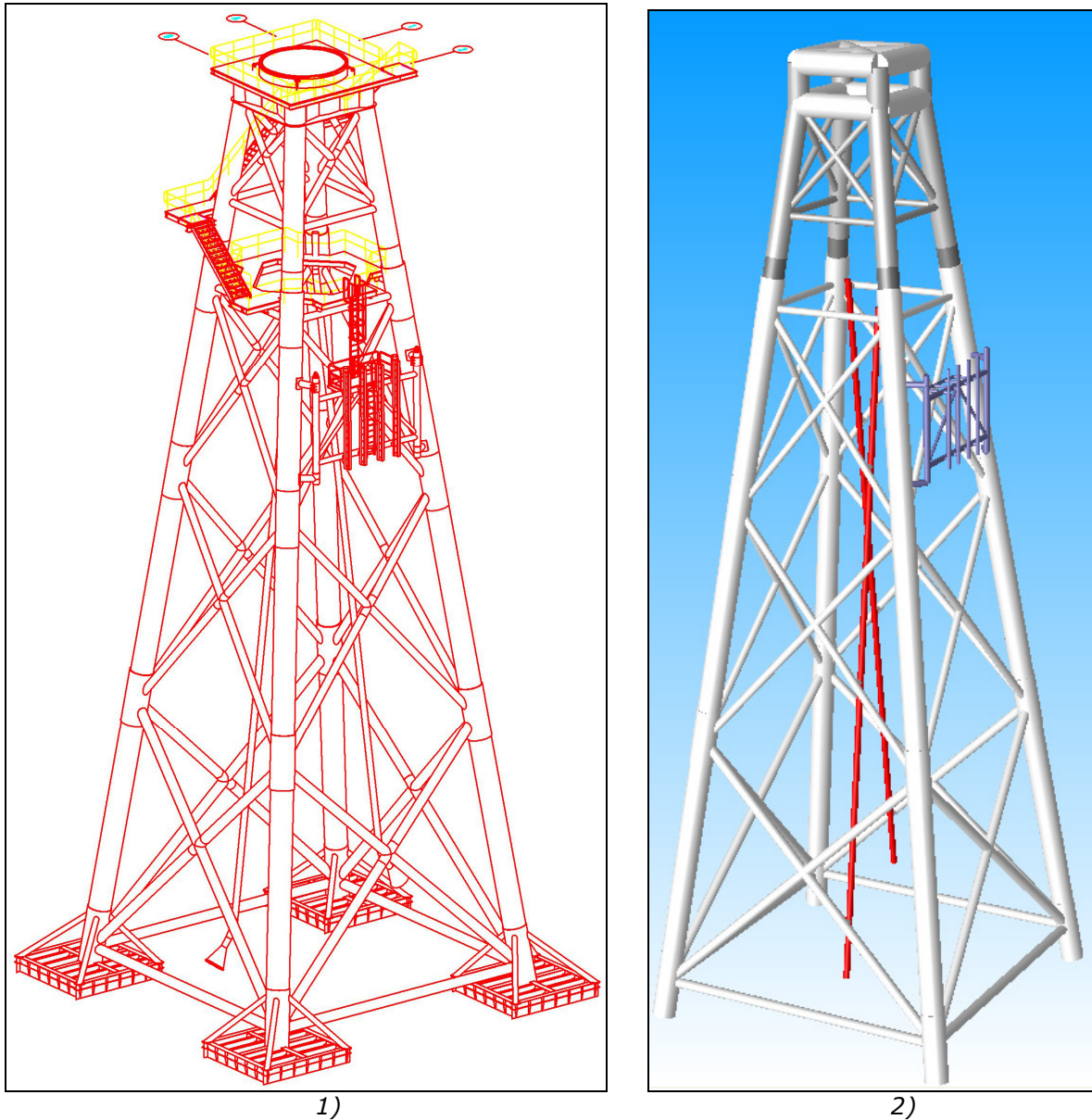


Fig. 6-1f. Schema installativo della fondazione con illustrazione di tutti i componenti ad eccezione del palo di ancoraggio (1) ed in rappresentazione schematica (2)

A terra i componenti suddetti saranno *ridotti ai pezzi singoli od alle forme strutturali*, che sono compatibili con la funzionalità e le disposizioni afferenti il deposito, e precisamente

- evacuazione di sostanze pericolose e di liquidi presenti nelle turbine, come serbatoi di lubrificanti, depositi di fluidi, e di componenti da tenere separati o da raccogliere separatamente secondo le disposizioni vigenti;
- tutti i componenti metallici (ferrosi o meno) da cedere o da vendere nelle forme e nelle pezzature in grado di essere ancora utilizzati (costituiscono la massa dei materiali da riciclare);
- le pale di fibre di materiale opportuno (vetro, carbonio, etc.) da selezionare e da separare come da regolamentazioni in vigore, ma anche in considerazione delle utilizzazioni da derivare mediante il trattamento del materiale per ottenerne prodotti per isolamento e coibentazione, ad es. di ambienti civili;
- i motori elettrici, la cui usura e funzionalità consenta ancora un corretto funzionamento ed un altrettanto conveniente riutilizzo (in numero e percentuale rispetto a quelli rilevati dall'impianto indubbiamente abbastanza ridotti).

Le varie tipologie di materiali, che vengono a mano a mano recuperate, devono essere accatastate e raccolte in depositi specifici e catalogati per materia.

6.1.3 Struttura fondaria

Prima di affrontare il tema fondamentale di questo paragrafo, che è la rimozione del corpo fondario, è opportuno ricordare di quali parti si compone la struttura. Essa, infatti, prevede

- difese contro l'approccio ed il contatto con natanti (*boat fender o boat landing*);
- corpi per consentire l'approccio e l'accesso di personale (*access ladder*);
- J-tube per la difesa dei cavi sottomarini da/per la turbina;
- scala alla marinara per arrivare al primo terrazzino con guide (*handrail section*), scale a gradini per servire gli altri punti di sosta sino alla piattaforma di base della torre (Fig. 6-11);
- struttura primaria composta da montanti e da traverse, da piattabande ai piedi delle gambe, dal deck porta contro-flangia per il basamento della torre dai nodi realizzati a mo' di calza sui montanti senza interruzione degli stessi

(in tal modo l'acqua di mare invade esclusivamente i montanti, mentre in tutti gli altri elementi resta soltanto aria).

Il peso globale di tutto il corpo fondario (jacket e deck) ammonta a circa 600 ton, se si comprende anche il peso dei tubi fondari. Di questi soltanto la porzione, che sta al di sopra della sezione di segmentazione, sarà da recuperare, riducendo un poco il peso complessivo.

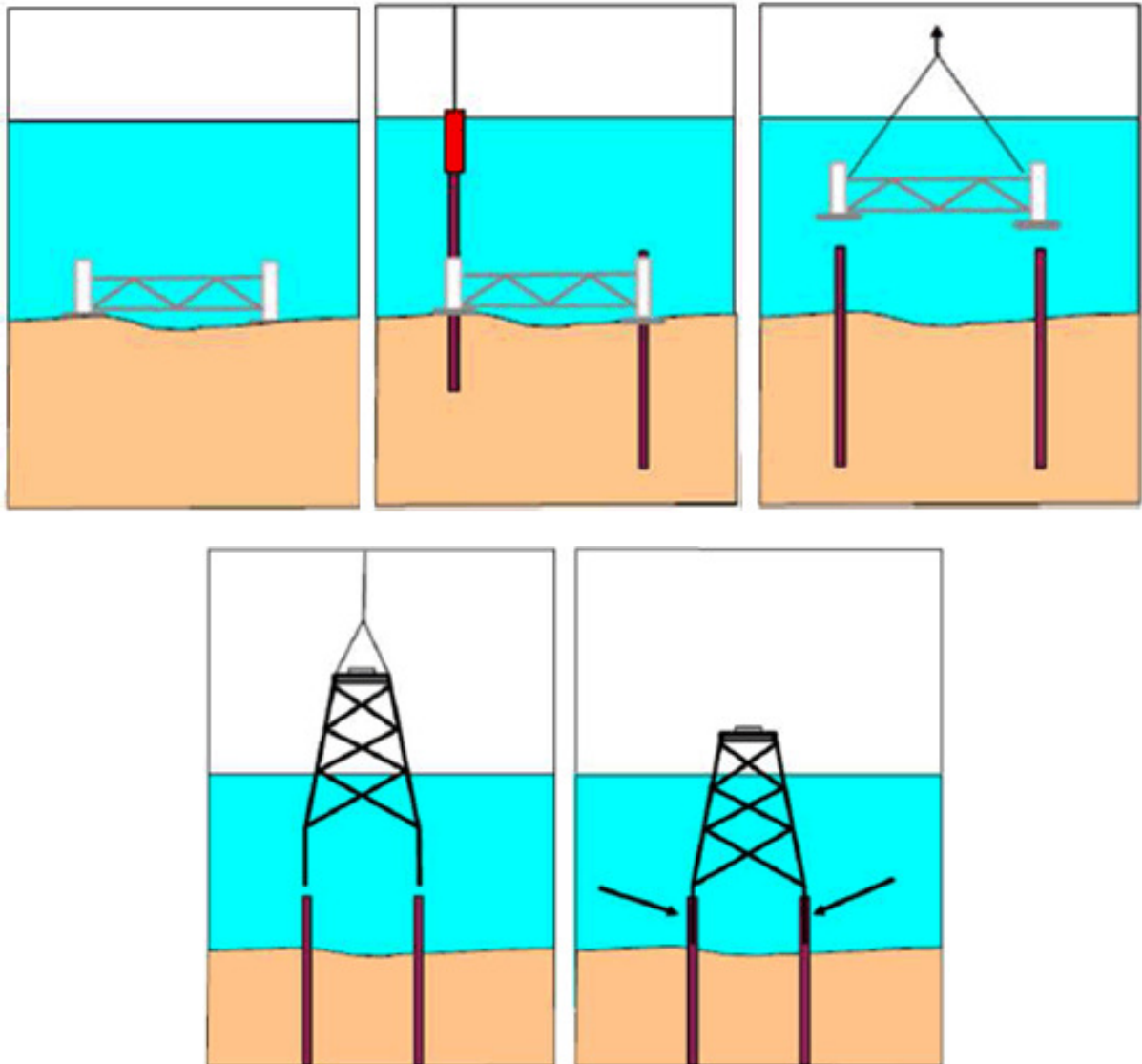


Fig. 6-1g. Installazione di jacket sui tubi fondari mediante meda ed intervento finale di grouting, come indicato dalle frecce

La eliminazione o, meglio, la rimozione della fondazione si appoggia su metodi tecnologici, che sono anche condizionati dalla forma e dalla tipologia del corpo fondario. E' ben diverso dover eliminare un blocco di calcestruzzo, come è nelle fondazione a gravità, o un grosso palo cilindrico, come nelle fondazioni a monopila, o una struttura reticolare, come nei jacket tubolari.

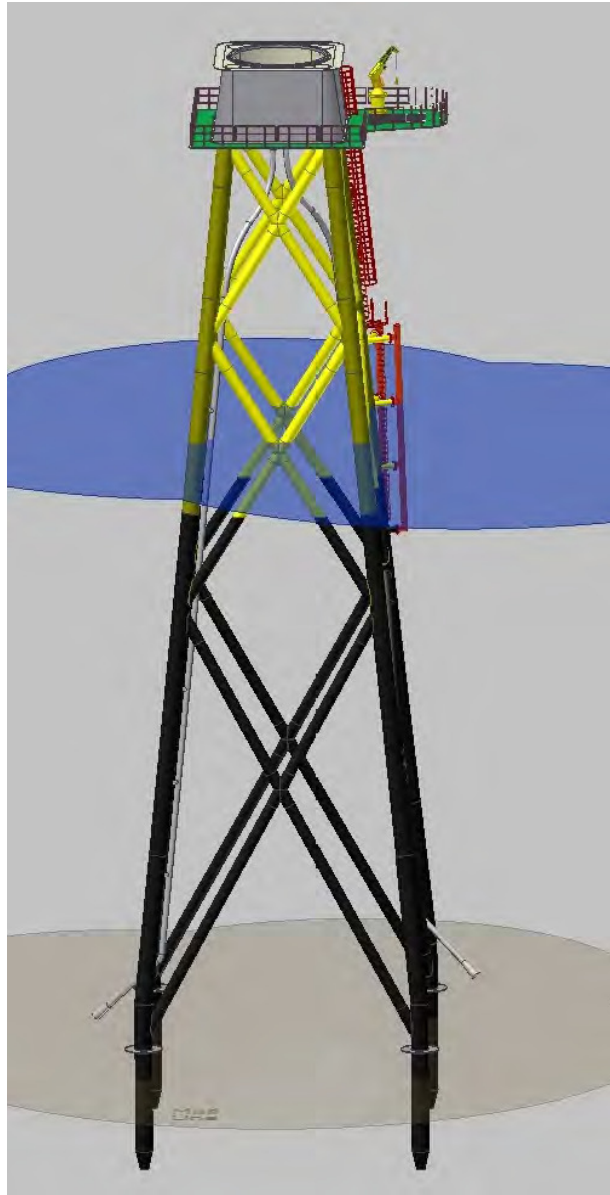


Fig. 6-1h. Jacket con codoli verticali al piede dei montanti

Riferendosi naturalmente al progetto dei corpi fondari per le turbine del sito in questione, si tratta di dover tagliare i pali fondari, che costituiscono l'elemento strutturale collegante

fondazione e sottosuolo. L'operazione può essere condotta in vari modi, sia con metodi fisici di sezionamento tramite l'impiego di dispositivi diamantati, come filo, sega o disco, sia con processi chimici, come esplosioni.

Il metodo finale, cui rivolgersi, dovrà far ricorso a procedure, che siano le meno danneggianti per il fondale circostante, ed a mezzi, che abbiano la miglior accettabilità per l'ambiente.

Anche il ricorso a sommozzatori dovrebbe essere limitato o evitato del tutto, tenendo conto dei rischi per l'uomo, che sopravverrebbero in operazioni connesse con la movimentazione di masse metalliche imponenti.



Fig. 6-1i. Rimozione di jacket (Shell)

Lo schema proponibile per il *ricupero del complesso fondario* può presentare una doppia attuazione. La duplicità dei provvedimenti deriva dalla soluzione, che è applicata alla struttura.

Nella ipotesi, che è per altro insita nei disegni citati, l'edificio metallico si compone di una parte inferiore, contenente anche i pali fondari, ed una parte superiore o deck, che fa da sostegno alla turbina ed è la base per la flangia inferiore della torre (Figg. 6-1f).

L'alternativa alla soluzione esposta è più semplice nell'impostazione, avendo collegato in un corpo unico deck e jacket ed avendo eliminato i pali fondali sostituiti dai codoli verticali (Figg. 6-1g/h).

Questi vanno ad inserirsi in tubi, che sono battuti precedentemente nel fondale e che hanno diametro interno leggermente superiore al diametro esterno dei codoli. Il gap tra i due diametri deve consentire un agevole inserimento dei codoli e lasciare un gioco sufficiente a rendere efficace l'azione del grouting.



Fig. 6-1j. Operazione di recupero nel Golfo del Messico del castello metallico di jacket petrolifero mediante gru montata su pontone e sistemazione del traliccio a tubi su piccolo pontone (Bisso-Gulf)

La metodologia, consueta con la *prima alternativa della coppia jacket-deck*, ricorre alle seguenti operazioni

- taglio dei cavi sottomarini di interconnessione, che si dipartono dalla turbina verso le due unità adiacenti dello stesso sottocampo (così per tutte le turbine meno quella iniziale, che ha soltanto il cavo in uscita) e che vanno tagliati a valle di ogni J-tube dopo la piega a collo d'oca e l'ingresso svasato a imboccatura di campana (*bell-mouth shaped opening*), se il cavo lasciato sotto traccia non è da riutilizzare (in caso opposto sarebbe meglio chiudere con un tappo a tenuta la testa del cavo, rimasto sulla piattaforma, e tentare di sfilarlo mentre si solleva la struttura fondaria);
- sezionamento dei pali fondari mediante adeguati mezzi (disco/filo diamantato, sega, etc.) ad una quota sotto a quella della faccia superiore del fondale (se la profondità è di circa un metro, la quantità di materiale da asportare attorno al tubo è minima; diversamente si dovrà operare, se si immagina di tagliare a quote inferiori, ad esempio 3 o 5 metri, quota che non è molto praticabile se si ritiene che ad ogni metro di scavo occorra aumentarne la larghezza di un paio di metri);
- rimozione del corpo metallico, come un pezzo unico mediante mezzo navale dotato di dispositivo opportuno di sollevamento (Figg. 6-1i/j);
- trasporto a riva nella zona dedicata al ricevimento/deposito del jacket;

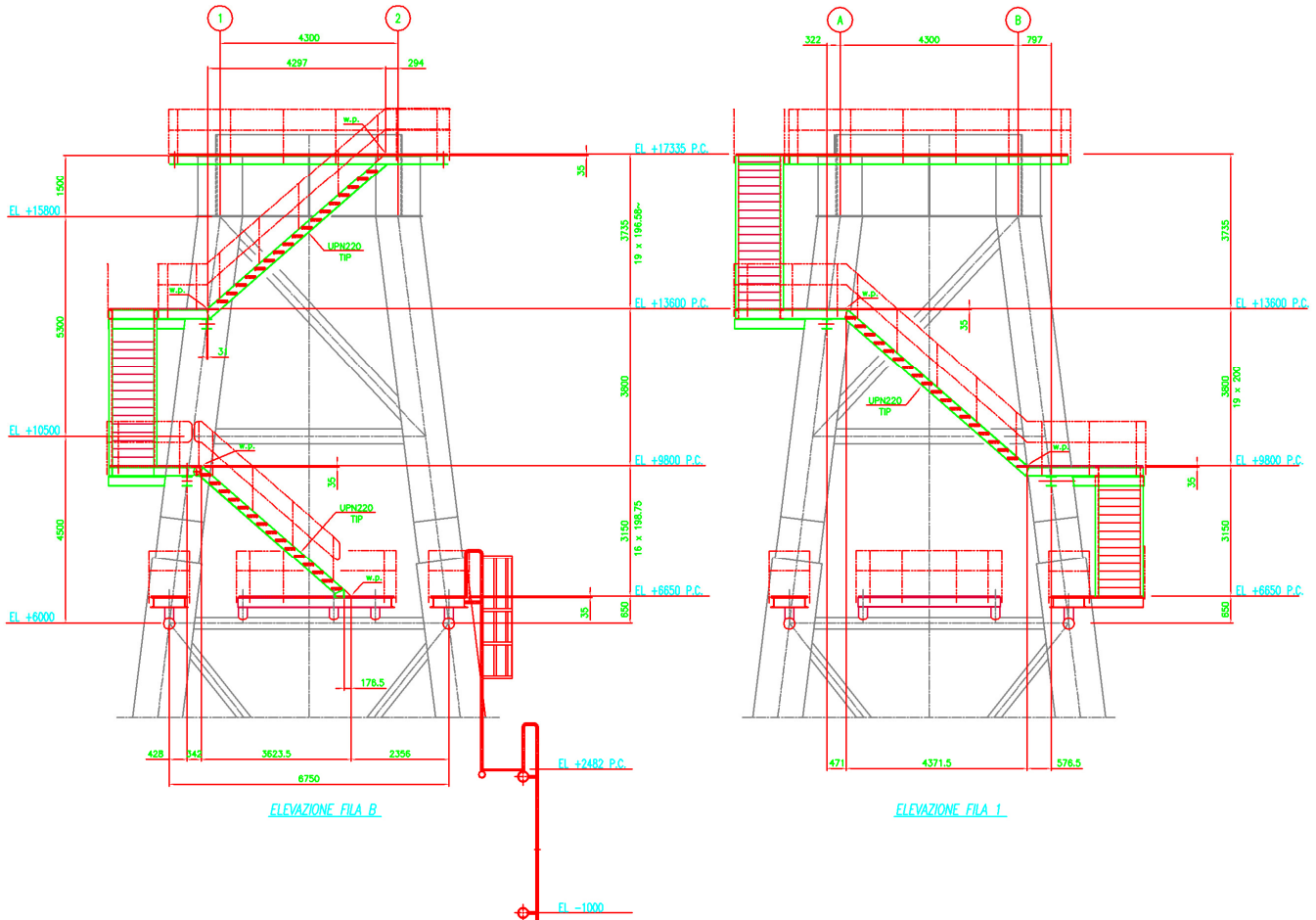


Fig. 6-11. Insieme di scale e di passerelle per gli spostamenti del personale su un deck di struttura portante a quattro montanti (Tecon)

- intervento sulle superficie esterne con pulitura dalle incrostazioni marine (molluschi, mitili, alghe, etc.), con depigmentazione delle applicazioni anticorrosive e sulle superficie interne con asportazione dei residui (di fondale, etc.) e disfacimento del corpo fondario per recuperarne i pezzi da riutilizzare, come pali fondari, piattabande, tubi, etc.

La parte eccedente lo spezzone di tubo fondario, segmentato dall'insieme nella fase di separazione dal tubo fondario, resta infisso nel suolo marino. E' da definire la quota di taglio, che deve essere tenuta qualche metro al di sotto del piano superiore del fondale marino per consentire la ricopertura completa della parte infissa.

Tab. 6.1.2. Confronto tra rimozione completa della fondazione o con taglio al di sotto del piano fondale

Criterion	Complete removal	Cutting below seabed
Safety for all at all times	High risk to personnel associated with lifting extreme weights. Risk compounded by significant length of time needed to undertake works offshore. Diver operations would be required	Fewer activities to be undertaken over a shorter time period offshore, minimizing risk to personnel. Post decommissioning site monitoring will identify any unlikely exposure with the result that safety risk is insignificant.
Consideration of the rights and needs legitimate users of the sea	Disadvantages to other users of the marine environment include disruption over a longer time period whilst the works are undertaken and remaining scour holes associated with excavation	No risk presented providing cutting is to sufficient depth, site is monitored post decommissioning; any unlikely exposure identified.
Minimize environmental impact	Excavation pits over a wide area causing significant impact to marine environment. Associated dumping of excessive volume of waste material also required. Disturbance would take place over long time period. Some artificial reef habitat may be lost, but long term risk of decay and pollution will be eliminated.	Considerably reduced works footprint relative to complete removal. Works would take place over reduced time period and involve less equipment. Seabed recovery time shorter than complete removal scenario. Some artificial reef habitat may be lost, but long term risk of decay and pollution will be eliminated.
Promote sustainable development	In the long term complete removal affords maximum flexibility over use of seabed, though considerable destruction over the whole site in short-medium term	Some activities may be limited at turbine locations: eg extraction (given incidence of clay on site demand for extraction unlikely). Providing remaining structures do not become exposed most future Activities will not be affected. Seabed recovery is highly likely.
Adhere to the Polluter Pays Principle	Consistent in principle, assuming a suitable disposal solution can be found for the excavated waste material and that the seabed can be restored.	Consistent as far as is reasonably practicable – all remains to be suitably buried.

Maximize the reuse of materials.	Maximum material potentially available for reuse	Less material available for reuse relative to complete removal.
Commercial viability	Not commercially viable because excavation and extreme lifting involves major equipment requirements over longer periods of time	Less expensive alternative to complete removal, involving minimal excavation
Practical Integrity	Not a practical solution: extreme risk associated with heavy lift, considerable excavation needed with associated storage or disposal of large volume of waste.	Standard procedures and equipment

Riflettendo alle modifiche da introdurre, qualora si voglia affrontare la rimozione della *soluzione alternativa della fondazione*, la sola variante sta nel taglio del tubo, che è inserito

nel suolo, anziché del palo fondario. La funzione dei due tubi è approssimativamente la stessa, che è quella di fissare la struttura al suolo, pur nascendo da diversa impostazione funzionale. Infatti, il palo fondario è portato dal jacket ed infisso nel suolo, il tubo di basamento è battuto prima di calare il jacket e trattiene il jacket mediante il grouting tra codolo e tubo (cioè, iniezione di boiaccia di cemento nell'intercapedine tra i due tubi, come nell'ultimo riquadro della Fig. 6-1g).

A parte queste diversità la vera differenza sta nelle modalità di taglio. Con la prima alternativa si può immaginare di far avanzare l'attrezzo di taglio attraverso il palo fondario, che è cavo all'interno, previa svuotamento dello stesso per la distanza necessaria ad assicurare un certa quota, inferiore al fondale.

Con la seconda versione è difficile operare dall'interno, in quanto si può incontrare del calcestruzzo. Sarebbe più consono -almeno dal punto di vista razionale- intervenire dall'esterno, previo abbassamento del materiale circostante sino alla quota di taglio. Questa è la vera differenza, che incide rispetto alla precedente sui termini dei tempi impiegati e dei costi da affrontare.



1)
2)
Fig. 6-1m. Torre anemometrica del campo di North Hoyle (1) e della stazione tedesca Fino 3 (in fase di montaggio)

Nella Tab. 6.1.2 sono espone le considerazioni di paragone tra due soluzioni contrastanti che in linea di principio si potrebbero anche avanzare (essendo state formulate con tanta precisione che non si ritiene di dover tradurre quanto l'autore ha precisato con sagacia). Si ridurrebbero, sia ad estrarre la fondazione direttamente dal fondale tutt'intera, sia a tagliare ad una prestabilita quota rispetto alla superficie del fondale la parte infissa nel sottosuolo marino.

L'esame delle osservazioni, contenute nella seconda e nella terza colonna, fanno emergere la convenienza economica, la praticabilità tecnica e la sostanziale sicurezza contro rischi evidenti e notevoli, che si correrebbero con la soluzione un po' avveniristica e incongrua del voler estrarre la struttura dal fondale così com'è. E si trascura che talora la parte inserita nel sottosuolo ha un'altezza anche superiore a quella sovrastante il fondale (la parte interrata vale 30-50 m ed oltre).

6.1.4 Torre anemometrica

Al momento attuale non è ancora stato elaborato alcun palo meteorologico (*anemometry masts*) negli elaborati progettuali del campo eolico di Cerano. E' indubbio

che una qualche struttura sia necessaria anche per obbedire ai criteri di accettazione del progetto da parte degli enti bancari finanziatori.

La torre sarà permanente, essendo richiesta dall'esercizio della centrale. Avrà un'altezza pari a quella dell'asse rotorico (tra 95 m e 105 m s.l.m.). Sarà collegato al campo mediante cavo sottomarino di opportune caratteristiche.

In linea generale è composto dalle seguenti parti

- corpo fondario con boat landing e porta-cavi;
- piattaforma impostata sulla testa della fondazione (quadrato 10x10 o 14x14 metri);
- torre tralicciata con strumentazione meteo-marina (da disporre sopra e sotto il pelo marino);
- contenitore con gruppo controlli, pannelli solari, batterie in tampone;
- segnali/luci per segnalazioni aeree e per navigazione marittima.

La differenza rispetto alle manovre precedenti sull'evacuazione della fondazione può aversi per la tipologia della fondazione. Per la parte aerea si tratta di eliminare il traliccio (Fig. 6-1m/p), che sostiene i vari braccini porta-strumenti. Ma la successione dei lavori non presenta grandi differenze tra montaggio e smontaggio.

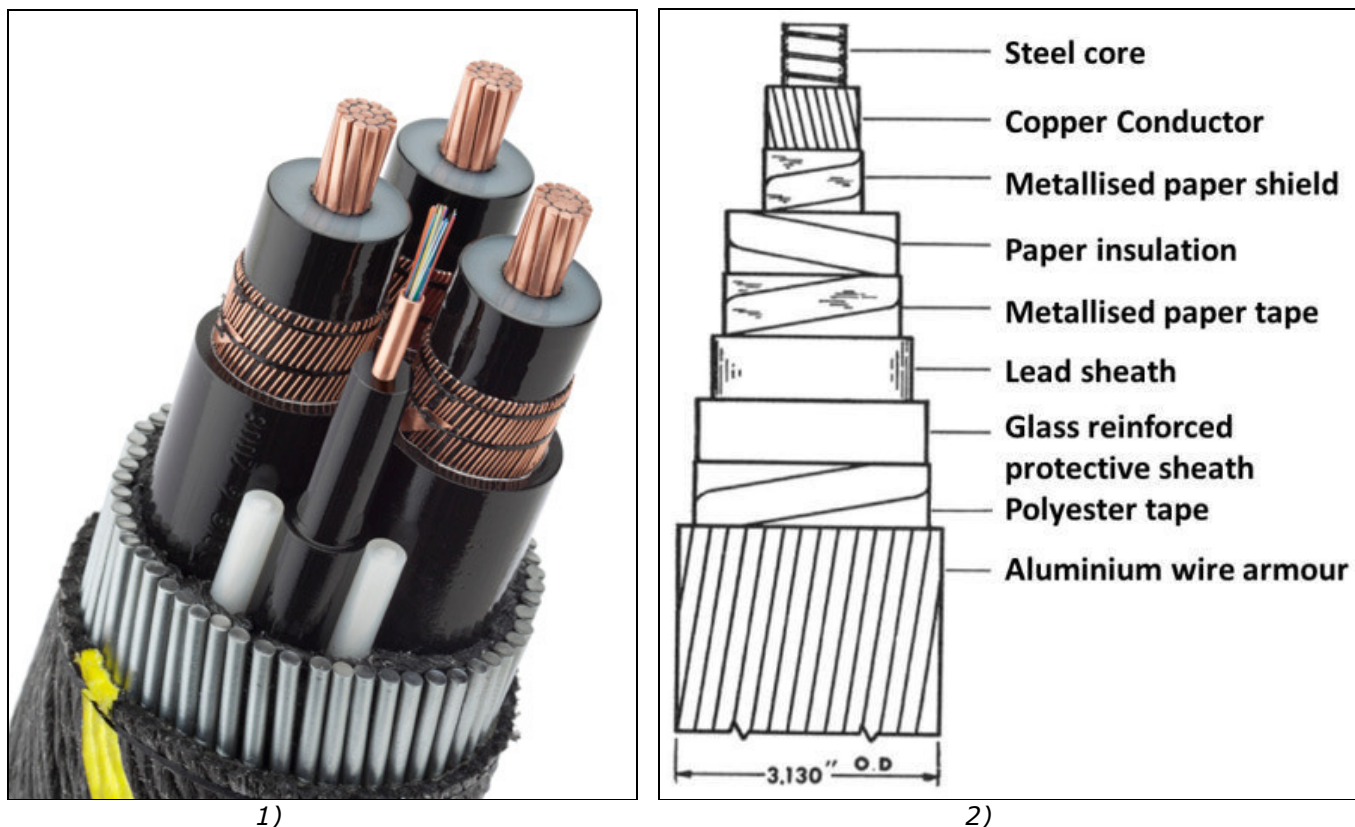


Fig. 6-1n. Cavo sottomarino, (1) tripolare con cavo a fibre ottiche e (2) cavo monopolare schematizzato da 115 kV (IEEE, 1962)

La asportazione del corpo fondario, invece, impone procedure un po' diversificate, se il traliccio è portato da un corpo a monopila anziché da un castello tubiero. Se così si fa -e la soluzione può essere anche credibile, seppur strutture a jacket siano state impiegate per reggere il palo meteo specie con profondità del fondale elevate- la procedura di eliminazione è un po' diversa soltanto per il sezionamento del monopila.

Per quanto riguarda il dimensionamento del tubo monopila questo può avere circa 2,5 m di diametro ed una lunghezza di una settantina di metri, di cui circa 30 m infissi nel sottosuolo, per un peso totale sulle 300 ton. Non molto diverso sarebbe il peso di un jacket.

6.1.5 Cavo sottomarino

Per gli scopi del trasferimento dell'energia elettrica, che è prodotta a mare, sono previsti due tipi di cavi, quelli per il collegamento con la stazione di atterraggio a riva (*export cable*) solitamente ad AT e quelli di interconnessione all'interno del campo (*inter-connection/inter-array cable*) a MT (circa sui 30 kV). Entrambi sono da interrare, in quanto il loro sviluppo avviene in zone particolarmente poco sicure per la sicurezza ed il perfetto funzionamento durante la vita della centrale.



Fig. 6-1o. SSE a mare (Lillgrund)

I *primi o cavi di collegamento* (Fig. 6-1n), che sono abbastanza lunghi coprendo la distanza campo-litorale, sono composti da tre tracce di fili di rame (*three core cable*) e da uno o più cavi a fibre ottiche per le comunicazioni a vario titolo (controllo, regolazione, allarme, etc.) tra la stazione centrale e le turbine in campo.

Per gli scopi, cui sono destinati, sono generalmente a doppia armatura per aver adeguata rigidità e resistenza all'urto e con isolamento termico e dielettrico per evitare corto circuiti pericolosi. Sono interrati ad una profondità, che è compresa tra 1 m ed 1,5 m e che è ritenuta sufficiente mantenere la perfetta operabilità del cavo.

Tale profondità va rispettata anche a riva, ove possono essere schermati da opportuno tubo contro gli effetti dell'elettromagnetismo su esseri umani, eventualmente presenti sul lido. La quota d'interro è determinata anche dalle maree ed in particolare dalla bassa marea. In occasione di tale evento, che abbassa il pelo acqueo al livello più basso, il cavo non deve essere scoperto. Per le nostre latitudini la variazione tra le maree è ben inferiore alla quota dell'interramento.

I *secondi o cavi di distribuzione interna* coprono tratte abbastanza brevi (500-1.200 m), collegando tra loro due turbine di uno stesso sottocampo. Sono composti da tre tracce di fili di rame (*three core cable*) e da uno o più cavi a fibre ottiche per le comunicazioni a vario titolo (controllo, regolazione, allarme, etc.).

Per gli scopi, cui sono destinati, sono generalmente a doppia armatura per aver adeguata rigidità e resistenza all'urto e con isolamento (XPLE) anche dielettrico per evitare corto circuiti pericolosi. Sono anch'essi interrati alla stessa profondità dei precedenti. Hanno sezioni congrue con la corrente trasferita.

I cavi sottomarini di entrambe le categorie possono esser lasciati in situ (cfr. la Tab. 6.1.1).

Le motivazioni, che concorrono a questa decisione, si giustificano con l'orientamento del gruppo di progetto e si collegano anche ad indicazioni tratte da testo ufficiale inglese (*Decommissioning of Offshore Renewable Energy Installations in Energy Act 2004: Guidance notes for Industry, DTI, December 2006*), che qui si riportano integralmente e che limitano l'evacuazione di strutture o impianti a mare quando

- *entire removal would involve an unacceptable risk to personnel;*
- *entire removal would involve an unacceptable risk to the marine environment.*

Naturalmente, queste istanze non vanno isolate dal contesto autorizzativo globale. La rimozione di parti, che sono interrate e che hanno risposto egregiamente alla sicurezza durante la vita dell'impianto, può non essere necessaria anche per altre ragioni supplementari oltre alla continuità di un corretto funzionamento. Una fra esse è il costo del lavoro, un'altra sono le conseguenze derivanti dalla scopertura accidentale del cavo. Appare evidente che l'eventuale eliminazione del materiale, ricoprente il cavo sottomarino, non creerebbe alcun danno o rischio per l'ambiente.

Per evitare che possano restare dei monconi di cavo d'estremità si dovrebbe operare il taglio in modo che ciò che resti sia interrato o, al limite, si ricopra il moncherino con materiale adatto (sabbia mista a ghiaia, roccia, etc.) nel caso di temuti incidenti.

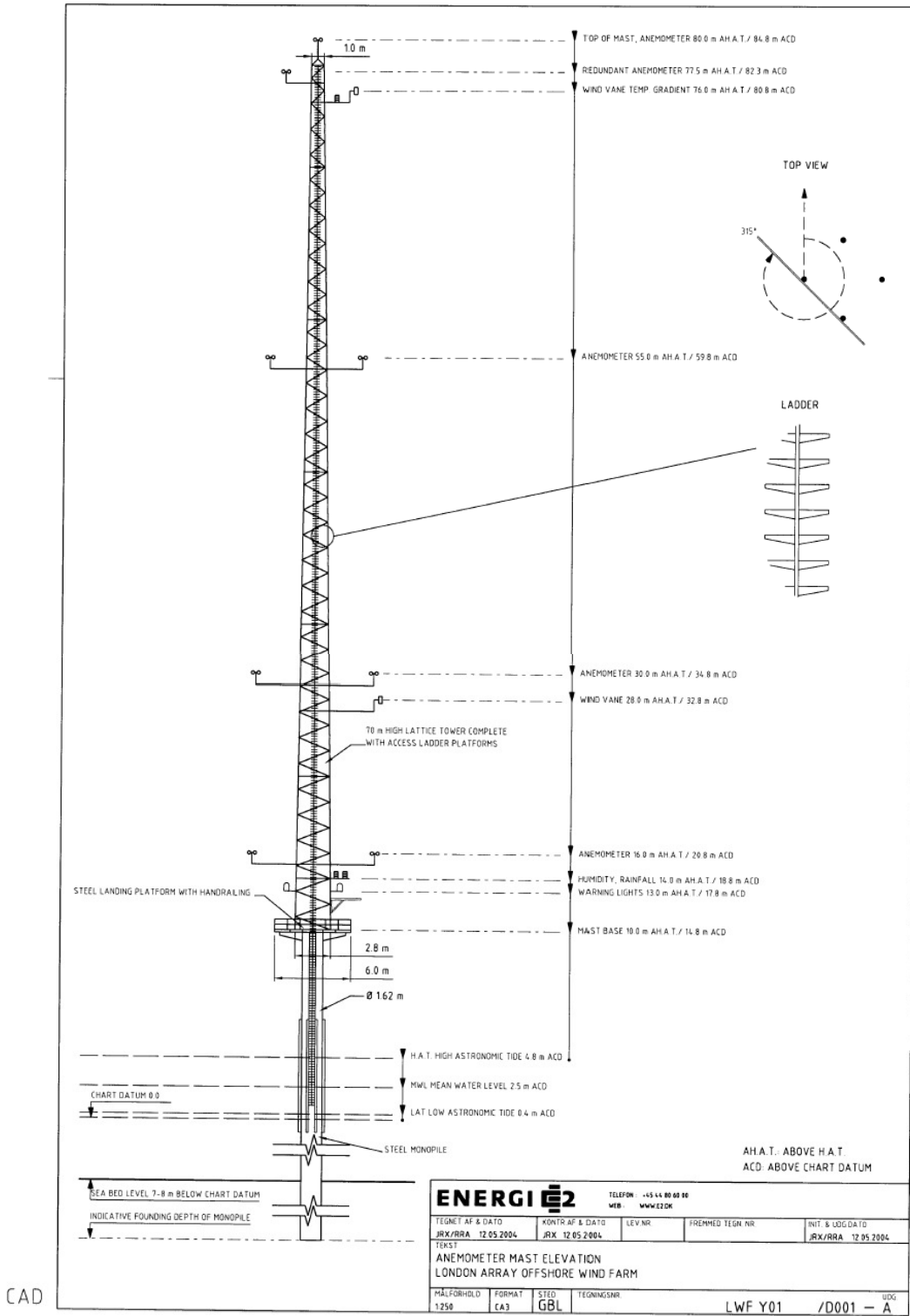


Fig. 6-1p. Palo meteo installato nel 2004 sull'estuario del Tamigi (London Array)

6.1.6 Deposito materiali recuperati

Il Committente deve provvedere al ricupero del materiale raccolto durante la dismissione. Le attività devono anche essere guidate da un criterio fondamentale, che veda in primis il riciclaggio, poi l'eliminazione con ricupero dell'energia emessa nel processo (di incenerimento, etc.) ed, infine, la discarica.

Per qualunque evento di questo tipo l'area di deposito (ed ogni conseguente attività) dovrà essere impostata e retta secondo le disposizioni di legge vigenti (anche se non sarà molto diverso da quello previsto nella fase installativa della centrale; Figg. 6-1q e 6-2). Qualunque iniziativa conseguente deve avvenire esclusivamente su terraferma.

Tab. 6.1.3. Schema degli interventi sui componenti principali da smantellare

Waste type	Pre-treatment	Disposal/Recycle/Reuse
Wind turbine foundations	Establish available design life at end of 25 years	Reuse by repowering with new/superior wind turbines or other renewable generation technology
Steel from wind turbine foundations, tower and nacelle removed to shore	Break down into transportable size	Recycle
Copper from power cables and transformers	Strip cable from power cables and transformers	Recycle
Glass-fibre Reinforced Epoxy (GRE) from the blades	Break down into transportable size	Recycle
Used lubricants from wind turbine	Filter	Recycle
Non-recyclable materials and fluids		Landfill

Una traccia delle linee di intervento sui vari sistemi dell'impianto eolico è rappresentato nella Tab. 6.1.3, tenendo presenti l'evoluzione della tecnologia, le modifiche nei regolamenti che in un arco temporale di venticinque anni non mancheranno, la richiesta di materiali durante la vita della centrale e tutti gli altri elementi, che modifichino tale quadro.



Fig. 6-1q. Vista del cantiere per unità V112 con sezioni di base delle torri, con torri durante/a montaggio ultimato e con gru (Vestas)

L'analisi di questi elementi e la loro connessione con il progetto e con i principi, adottati nel Piano delle Dismissioni va fatta a tempo. Si sta ribadendo l'opportunità di introdurre tutto ciò che rendono migliori, più sicure e più adeguate ai tempi tutte le fasi della dismissione, compreso anche ovviamente quanto occorre predisporre in termini di documentazione in appoggio al Piano stesso. In conclusione, si ribadisce la bontà di un processo temporale, come quello che sarà esposto nelle note riquadrate nel paragrafo 6.2.1. Cioè, è corretto introdurli a tempo debito.

Lo schema è stato espresso e proposto in inglese in armonia con l'impostazione della Tab. 6.1.1 ed anche per rispettare l'origine di siffatti rapporti tecnici, che trovano ampio sviluppo soltanto laddove gli impianti eolici si realizzano veramente.



Fig. 6-1r. Movimentazione di tronchi di torre mediante coppia di elevatori e mediante cinghie (Vestas)

6.2 Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive

6.2.1 Aggiornamenti del Programma di Dismissione

Si deve riconoscere che i passi più importanti da seguire nel processo di dismissione siano la pianificazione delle attività e la selezione delle opzioni più adatte allo scopo prefissato. Sono già state evidenziate in vari punti della trattazione l'opportunità e l'essenzialità di disporre di un piano, che sia il più possibile aggiornato, oltre che sicuro e ragionevolmente economico, sulle attività da condurre dal momento del fermo della centrale in poi.

Non è sufficiente sentire l'urgenza e l'inderogabilità di disporre di un documento organico e meditato su quanto occorra predisporre e fare, ma deve essere altrettanto assoluta la attualità delle prescrizioni da imporre. Ne deriva che non si possa far a meno di introdurre revisioni ed aggiornamenti al testo, che è stato preparato quando si è sottoposto il P.E. della centrale e con esso le idee per la eliminazione della centrale. Non è, infatti, pensabile né credibile che si possa seguire un Rapporto Tecnico, steso più di due decenni prima, e ritenere che questo sia attuabile sic et simpliciter.

Un insieme di operazioni di tale portata e di una complessità almeno pari a quella della costruzione deve essere stato rivisto con gli anni in modo da non trovarsi all'ora "X" impreparati, sia per quanto riguarda le regole da rispettare, sia per tutto ciò che bisogna fare per rendere il sito restituibile nelle condizioni quo ante. Dopo tutto quel po' po' di eventi tecnologici, commerciali ed autorizzativi, che si saranno manifestati e sviluppati nel periodo di vita dell'impianto, è doveroso ed ineluttabile un processo di revisione da attuare durante tale lasso di tempo.

Quante volte sarà necessario od utile rivedere il testo e le fasi del Programma di Dismissione? E' indubbio che sia compito del Committente sottoporre il programma a revisioni interne a mano a mano che l'impianto prosegua nel suo percorso di funzionamento, manifestando punti di forza e di debolezza da valutare e da ritenere, ed esponendoli a confronti con altre installazioni più recenti e con le novità apparse nel settore dei componenti fondamentali.

Le attese di un ammodernamento delle prescrizioni dismissive passa attraverso questi filtri, che sono suggeriti dal mercato, dall'industria e dall'esercizio stesso della centrale.

E', quindi, da ritenere inderogabile una successione di riesami, che possano ragguagliare il Concessionario sul da farsi. E siano in linea con un ipotetico e costante adeguamento, che si potrebbe lanciare durante il periodo di vita della centrale.

Potrebbe essere da consigliare un riassetto dei criteri all'interno delle attività e delle competenze del Concessionario stesso

a due anni dall'avvio della centrale;

a 12 anni dall'avvio della centrale ed in corrispondenza della mezza-vita dell'impianto;

ad un paio d'anni prima della conclusione dell'esercizio delle turbine eoliche.

Si propone che la revisione finale sia operata al 23mo anno dall'andata a potenza e dalla consegna dell'impianto.

Sarà l'occasione per

- finalizzare il programma e con esso definire le azioni, i particolari tecnici, la scheda tempi e le previsioni di spesa, coinvolti dallo smontaggio e dallo smaltimento di tutti i componenti;
- esaminare l'impatto di tale intervento e cioè che i lavori dismissivi siano stati correttamente analizzati e siano in accordo con le imposizioni ambientali iniziali e con quelle vigenti in tale specchio di mare o lungo le coste prospicienti il sito;
- concordare eventualmente accordi con le autorità amministrative per condurre in sicurezza le operazioni, per salvaguardare la salute della popolazione e per rispettare l'ambiente durante l'effettuazione dei lavori;
- definire i controlli per documentare lo stato finale del suolo marino e la sua concordanza con gli impegni iniziali.

E' un complesso di studi e di iniziative di vario tipo e con diversi interlocutori. Sembra opportuno tenerli presenti nel tempo, oltre che darne applicazione alla dismissione.

6.2.2 Tempi per l'applicazione del programma dismissivo

Dopo aver analizzato l'iter migliorativo dei criteri per la dismissione dell'impianto è altrettanto doveroso stimare il lasso di tempo, che le operazioni precisate nel Programma di Dismissione richiedano.

Si dà per iniziato il processo di dismissione con smontaggio e recupero pezzi a partire dalla conclusione effettiva dell'esercizio e dopo la conclusione delle denunce e dei permessi previsti presso le Autorità amministrative responsabili.



Fig. 6-2a. Trasporto mediante gru gommata di pala per unità V112 (Vestas)

Per eliminare e rimuovere le 36 unità del campo eolico, corrispondenti ai 108 MW complessivi, si può tracciare un quadro temporale almeno orientativo e di massima. A parte la difficoltà di ipotizzare un simile tragitto in assenza di un riscontro con la installazione delle macchine un approccio di primo tentativo sembra opportuno.

In primo luogo le stime, che sono state avanzate per i montaggi a terra/mare non possono essere ritenute valide e ripetibili anche per le operazioni contrarie dello smontaggio. La ragione è evidente. La cura e l'attenzione estrema, che si deve applicare in ogni momento della installazione, non è quella da osservare nel percorso opposto.



Fig. 6-2b. Scarico da natante della torre retta da asta di supporto e sistemazione su cocodrillo per V112 (Vestas)

Non che la sicurezza venga abbandonata o che il mantenimento delle difese ambientali sino da scordare, ma, pur rispettandole accuratamente come si è fatto nei montaggi, la procedura inversa si presta a semplificazioni e a manipolazioni non accettabili prima ed ora da consigliare. Manovre più spedite, minor personale impegnato, naviglio ridotto all'essenziale, procedure qualitative di più basso livello e precauzioni conservative anch'esse più smilze -a meno di quelle essenziali- fanno sì che tempi e costi siano differenti.

E lo devono essere perché proprio su questi due fronti si gioca buona parte della credibilità di un ragionevole -e ragionato- programma di dismissioni.

In prima battuta si possono ritenere congrui i seguenti tempi descrivibili con le operazioni definite nel Programma di Dismissione per

<i>progetto, management, pianificazione e procurement dei lavori a mare</i>	<i>90 giorni lavorativi;</i>
<i>effettuazione delle operazioni dismissive a mare</i>	<i>50 giorni lavorativi;</i>
<i>lavori a terra nell'area del cantiere ad hoc predisposto, comprendenti smantellamento, recupero/riciclo e stoccaggio/discarda.</i>	<i>60 giorni lavorativi</i>

Il ciclo completo di lavoro non deve prendere la somma dei tempi parziali. Non tutte le attività precedenti si svolgono in serie, sicuramente -anche se non completamente- sono quelle previste nel secondo e nel terzo punto del precedente elenchino. Pertanto, la durata complessiva potrebbe essere di 160/180 giorni. In sei mesi si dovrebbe raggiungere lo scopo di liberare completamente lo specchio d'acqua, che prima era occupato dal sito eolico.



Fig. 6-2c. Navicella per turbina V112 completa del mozzo e del sistema di raffreddamento (Vestas)

Al computo precedente potrebbero mancare le manovre, i controlli anche strumentali e le ispezioni dirette, che servono a dimostrare il raggiungimento dello stato di sgombero atteso. Sono, comunque, coinvolte durate temporali assai limitate.

7 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/>.