



CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI - SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO

VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE

IT9140006

ELABORATO

ED_1

TITOLO

RELAZIONE DI VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE

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



COORDINAMENTO SIA
ARKE' INGEGNERIA S.r.l.
Via Imperatore Traiano n. 4
TEL/FAX 080/2022423
e-mail: segreteria@arkeingegneria.it

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

ING. ALBERTO FERRUCCIO PICCINNI



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione		N° edizione	
Data revisione	Aprile 2016	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.

INDICE

1. PREMESSA	2
2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO.....	4
2.1 FINALITÀ E MOTIVAZIONI DELL'INIZIATIVA.....	4
2.2 UBICAZIONE DELL'INTERVENTO	10
2.3 CARATTERISTICHE FISICHE DELL'IMPIANTO	12
2.4 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO	14
2.4.1 AEROGENERATORE	14
2.4.2 SPECIFICHE TECNICHE DELLA FONDAZIONE	19
2.4.3 CAVIDOTTI DI COLLEGAMENTO	34
CAVIDOTTO SOTTOMARINO	37
CAVIDOTTO TERRESTRE.....	44
3. DESCRIZIONE DEI SITI NATURA 2000: IT9140006	47
3.1 CARATTERISTICHE DEL SIC TERRA "BOSCO DI SANTA TERESA"	48
4. ANALISI SULLE SINGOLE COMPONENTI AMBIENTALI	49
4.1 COMPONENTI AMBIENTALI TERRA: CODICE HABITAT 9340 – QUERCETI A QUERCUS ILEX E QUERCUS ROTUNDIFOLIA	53
4.2 COMPONENTI AMBIENTALI TERRA: CODICE HABITAT 9330 – FORESTE DI QUERCUS SUBER	54
SPECIE VEGETALI DELLA LISTA ROSSA NAZIONALE.....	54
SPECIE VEGETALI RARE.....	55
ORCHIDACEE PROTETTE DALLA CONVENZIONE CITES.....	55
5. ANALISI DEGLI IMPATTI	55
5.1 FASE DI CANTIERE.....	55
5.2 FASE DI ESERCIZIO.....	56
5.3 FASE DI DISMISSIONE.....	62
6. INDIVIDUAZIONE DELLE MISURE DI MITIGAZIONE PER IL CAVIDOTTO A TERRA INTERFERENTE INDIRETTAMENTE CON L'AREA SIC	69
7. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	70
8. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DELL'INCIDENZA	81
9. CONCLUSIONI	84

1. PREMESSA

La presente relazione ha lo scopo di fornire gli approfondimenti richiesti dalla commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS del “Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare”, in merito al progetto di un impianto eolico off-shore composto da 36 aerogeneratori, ubicato a ridosso della Penisola Salentina, nel braccio di mare antistante la costa settentrionale della terra d'Otranto, interessante uno specchio acqueo a poco più di due miglia nautiche al largo di Cerano, entro il limite della zona delle acque territoriali (12 miglia marine dalla costa).

La commissione tecnica ministeriale in seguito alla attività di valutazione e analisi della documentazione presentata, con nota prot. 0000616/CTVA del 19/02/2016 comunica la sua necessità di acquisire, al fine del prosieguo istruttorio, le integrazioni di seguito indicate:

- Valutazione di Incidenza Ambientale (V.Inc.A) redatta con i requisiti della valutazione appropriata, LIVELLO 2
- Una V.Inc.A specifica per ogni sito direttamente/indirettamente interferito, tenendo conto dell'interferenza dovuta ai 36 aerogeneratori in esercizio
- Cartografia specifica con le perimetrazioni degli habitat e la quantificazione delle interferenze, sia in fase di cantiere che in fase di esercizio, evidenziando le misure di mitigazione e le attività di ripristino previste.

Pertanto, al fine di soddisfare tale richiesta, sono state redatte sei relazioni di Valutazione di Incidenza Ambientale in modo da analizzare l'incidenza delle opere di progetto con i siti naturali protetti appartenenti allo stesso codice di classificazione attribuito dalla Direttiva CEE 79/409 e 92/43.

Di seguito vengono riportati i codici per i quali è stata valutata l'incidenza dell'impianto in oggetto:

IT9140003:

- SIC Mare “Stagni e Saline Punta della Contessa”
- SIC Terra “Stagni e Saline Punta della Contessa”
- ZPS “Stagni e Saline Punta della Contessa”

IT9140004:

- SIC Terra “Bosco I Lucci”

IT9140001:

- SIC Mare “Bosco Tramazzone”
- SIC Terra “Bosco Tramazzone”

IT9140006:

- SIC Terra “Bosco di Santa Teresa”

IT9150006:

- SIC Mare “Rauccio”

Parchi/Riserve/Oasi:

- Parco Naturale Regionale “Saline Punta della Contessa”
- Riserva Regionale “Bosco di Santa Teresa e dei Lucci”
- Oasi di Protezione “Fiume grande-Cerano” e “Campo di Mare-Lendinuso”

Le relazioni sono state redatte seguendo le indicazioni riportate al paragrafo 4 dell'Allegato unico alla DGR n.304 del 14 marzo 2006. Per una più semplice valutazione dei contenuti, i capitoli sono stati organizzati secondo le su citate indicazioni, ossia:

- Descrizione delle caratteristiche tecniche e fisiche del progetto, delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera e delle motivazioni che ne rendono necessaria la sua realizzazione;
- Analisi delle singole componenti ambientali secondo quanto esplicitato nei paragrafi successivi;
- Analisi degli eventuali impatti secondo quanto esplicitato nei paragrafi successivi;
- Individuazione degli eventuali impatti secondo quanto esplicitato nei paragrafi successivi;
- Individuazione delle eventuali misure di mitigazione;
- Individuazione e valutazione preventiva delle alternative di progetto.

Inoltre, sono stati elaborate specifiche cartografie dedicate ad ogni sito esaminato, in particolare:

- Cartografia del pSIC e/o ZPS, di eventuali Siti Natura 2000 limitrofi, Aree Protette istituite, interessate indirettamente o parzialmente dal progetto;
- Carta d'Uso del Suolo;
- Rilievo fotografico dell'area interessata direttamente o indirettamente dall'opera.

La presente relazione esaminerà le interferenze determinate dalla realizzazione del parco eolico offshore con i siti protetti identificati con il codice **IT9140006** e di seguito elencati:

- ***SIC Terra "Bosco di Santa Teresa"***

2. CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO

2.1 Finalità e motivazioni dell'iniziativa

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

La società proponente, che persegue l'obiettivo del progetto in esame oramai da alcuni anni, sta svolgendo da tempo una *pianificazione partecipata*, attraverso un coinvolgimento paritario di *utenti* e *attori*, al fine di rilevare gli umori e le intenzioni delle amministrazioni e delle associazioni di rappresentanza della cittadinanza, in maniera da portare avanti una iniziativa supportata e condivisa a priori dai diversi livelli decisionali, accogliendo sin dalla fase iniziale di progettazione i suggerimenti tecnici e le proposte migliorative emerse durante tale campagna di sensibilizzazione sociale.

I fattori che hanno indirizzato in modo pertinente la scelta del progetto, sono elencati di seguito:

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

Oltre al presupposto del significativo potenziale eolico, su cui occorre predisporre rilevazioni, calcoli e valutazioni statistiche in merito, partendo da rilevazioni storiche, a conferma dell'orientamento verso la costituzione dell'impianto eolico, sono da valutare tra gli altri la valorizzazione dell'iniziativa può avere sul territorio in relazione ai suoi contenuti tecnico-scientifici ed alle specificità di tale zona, la creazione di posti di lavoro, l'utilizzazione e la

qualificazione di attività industriali esistenti o nascenti nel settore delle energie alternative, la ricaduta sull'immagine ecologica dell'utilizzo di energia pulita presso la comunità, l'eventuale contributo a sostegno dei servizi locali (illuminazione pubblica, etc.) e via dicendo.

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

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

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

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

L'interesse per le iniziative nel campo dell'eolico offshore è dimostrato anche dalla diffusa presenza di tali impianti in diversi stati, soprattutto nei paesi del Nord Europa, che sono caratterizzati da un forte impegno ambientale, come la Danimarca, la Germania, l'Olanda e la Svezia, e che hanno iniziato, sia realizzando centrali semi-offshore, vale a dire utilizzando infrastrutture già esistenti in zone costiere, come pennelli a mare, dighe foranee e banchine di porti (situazioni, quindi, di minimo impatto e costi di realizzazione contenuti), sia direttamente a mare.

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

Per una doverosa documentazione degli impianti esistenti si riproduce l'elenco nella tabella seguente, che è stato redatto da una rivista tecnica (Absolute Astronomy).

La potenza installata a tutto il Settembre 2010 risulta essere di 2.746 MW.

L'impianto di maggior potenza è quello detto di Thanet (Thanet Offshore Wind Project, 300 MW), seguito dal campo danese di Horns Rev II (209 MW) di poco più potente dell'altro sito danese di Rødsand II (207 MW).

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

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

Fig. 2-1 Impianti eolici offshore realizzati

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

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

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

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

Fig. 2-2 Impianti eolici offshore in fase di sviluppo

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

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

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

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

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

Fig. 2-3 Impianti eolici offshore in costruzione

Per quanto riguarda le iniziative nazionali, in Italia non si è ancora fatto molto a fronte di reali disponibilità di siti di buona producibilità energetica. Alcuni studi preliminari sono stati eseguiti, ma nessuno studio di fattibilità ha avuto ancora qualche coronamento realizzativo.

Da citare sono gli studi, condotti dalla Soc. EDENS in Sardegna, l'analisi di fattibilità da parte della Provincia di Ragusa circa la potenzialità eolica di una zona di mare prospiciente la costa di Pozzallo, altre proposte lungo le coste marchigiane-abruzzesi e della Sicilia meridionale (lidi di Gela e dell'agrigentino) in tempi più recenti, ma nessuna proposta, neanche a livello di prototipo, è stata coronata dalle autorizzazioni necessari ed avviata a cantiere.

Le uniche iniziative nazionali già approvate dal Min. dell'Ambiente riguardano i progetti per il campo eolico molisano della Efferenti, il parco near shore di Taranto della società Energy Spa, e il parco da installare nel Golfo di Gela a cura della Mediterranean Spa.

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

C'è soltanto una realizzazione, in cui è stato previsto di installare un unico esemplare di turbina eolica a potenza ridotta (80 kW), sistemato su un corpo sommerso. E' stato ancorato al fondale ad una decina di chilometri dalla costa salentina meridionale (Tricase su fondale di un centinaio di metri) per qualche

tempo, prima di essere dirottato in Albania in carenza di rinnovo della Concessione. L'energia, che potrebbe esser prodotta, non è trasportata a terra.

Il progetto di costruire una centrale eolica offshore nel nostro Paese rappresenta, pertanto, una evidente innovazione. Causa principe -fra le altre di non minor rilievo- del ritardo accumulato, può indubbiamente essere l'assenza di una normativa adeguata.



Fig. 2-4 Vista di un impianto eolico offshore con mare grosso

2.2 Ubicazione dell'Intervento

Il progetto prevede la messa in opera di 36 aerogeneratori off-shore, con una potenza pari a 3000 kw cadauno, posti lungo il litorale del comune di Brindisi. L'area di ubicazione dell'impianto si sviluppa in particolare lungo la linea di costa prospiciente la località di Cerano.

Il trasferimento dell'energia riguarda quindi sia il comparto marino, tra il porto esterno di Brindisi e Torchiaro e il comparto terrestre, con i comuni di Tutturano e Brindisi.

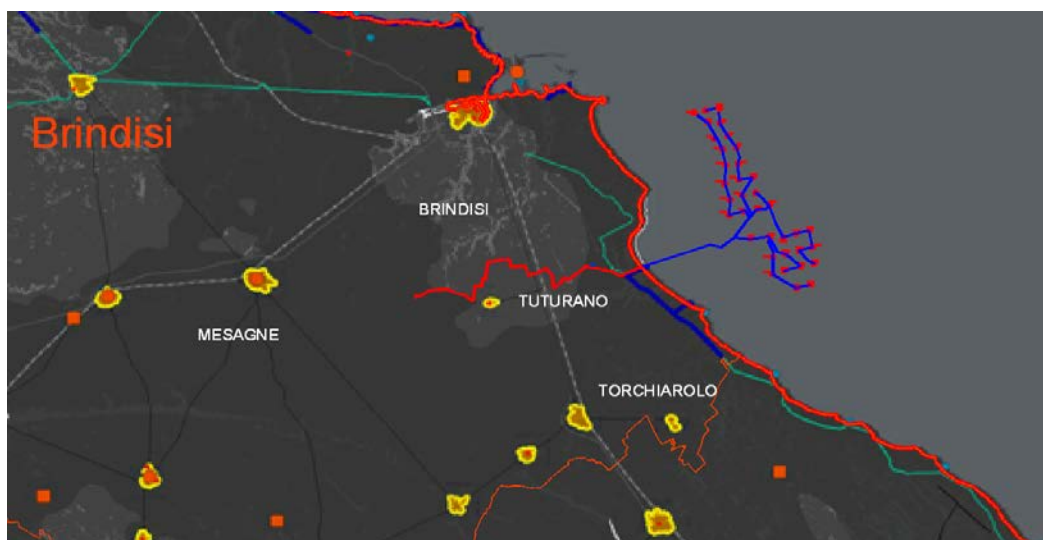


Fig. 2-5 Ubicazione dell'impianto off-shore e dei cavidotti connettori mare-terra.

I punti di ubicazione delle singole pale off-shore, in WGS84, sono illustrati nella tabella seguente (Tabella 1).

Coordinate Torri Sistema di rigetimento UTM WGS 84		
	Latitudine	Longitudine
wtg 01	760151,952	4502650,595
wtg 02	760734,646	4502771,52
wtg 03	761429,633	4502910,52
wtg 04	760856,516	4502128,603
wtg 05	761449,635	4502098,535
wtg 06	761178,077	4501247,534
wtg 07	761862,066	4501415,534
wtg 08	761598,517	4500684,432
wtg 09	762295,928	4500789,394
wtg 10	761761,414	4499848,911
wtg 11	762370,624	4499906,579
wtg 12	761697,01	4498857,438
wtg 13	762426,625	4499061,595
wtg 14	763120,611	4499181,595
wtg 15	761961,847	4497977,102
wtg 16	762575,624	4498205,611
wtg 17	763277,858	4498341,305
wtg 18	761925,639	4497171,629
wtg 19	762654,554	4497359,711
wtg 20	763340,612	4497480,627
wtg 21	763981,599	4497702,625
wtg 22	763002,746	4495878,91
wtg 23	763997,278	4495883,207
wtg 24	764667,591	4495945,66
wtg 25	765308,579	4496167,657
wtg 26	765992,566	4496316,656
wtg 27	764133,813	4494903,587
wtg 28	764777,592	4495076,676
wtg 29	765465,578	4495250,675
wtg 30	766142,565	4495443,673
wtg 31	764118,16	4493995,222
wtg 32	764708,305	4494153,884
wtg 33	765560,579	4494404,691
wtg 34	766232,566	4494563,69
wtg 35	765348,055	4493237,666
wtg 36	766043,045	4493412,665

Tabella 1 Punti di ubicazione delle 36 aerogeneratori

Le opere da realizzare (OR) sono così definite:

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

2.3 Caratteristiche fisiche dell'impianto

L'aerogeneratore pensato per il progetto in questione, è una macchina che sfrutta l'energia cinetica posseduta del vento, per la produzione di energia elettrica.

L'impianto in oggetto è costituito da **36 aerogeneratori** di potenza nominale pari a **3 MW**, per una **potenza complessiva di 108 MW**.

La posizione degli aerogeneratori è stata 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. Partendo dai suddetti punti fissi, il layout ottenuto ha un andamento abbastanza sinuoso, con uno schema geometrico ispirato 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.

Quindi nella localizzazione del campo eolico, come detto risultato risultato di molteplici fattori, 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 hanno determinato larghezza e profondità delle fasce costiere, tra le quali è stato calato il campo eolico.

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

La configurazione e la topografia del lotto, interessato dalla Concessione (richiesta dalla società proponente alla Capitaneria di Porto di Brindisi con nota del 30/11/2007 integrata il 04/11/2011), viene fornita oltre che attraverso la rappresentazione grafica, che evidenziano estensione e forma del campo, anche attraverso le coordinate geografiche delle macchine e, soprattutto, la

collocazione del lotto rispetto ad alcune condizioni geografiche ed a certe limitazioni, imposte da aree vincolate (costa, area di rada, area protetta, etc.).

Sono state anche esaminate le 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 figura precedente. Le distanze dei vertici del lato della poligonale, affacciata alla costa, sono rispettivamente 4.569 m, 4.081 m, 5.295 m, 4.139 m e 4.815 m. La loro somma vale 22.899 m, che divisa per i cinque tratti, quanti sono i vertici, fornisce la media di 4.579,8 m.

Commisurandola al miglio (il miglio terrestre -mil- è pari a 1.609 m, il miglio marino corrisponde a 1.852 m), segnala una lunghezza media di 2,846 mil.

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

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

Si può comprendere convenzionalmente:

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

Se si vuole essere più precisi, nella tabella seguente sono riportate le superfici considerate nelle stime delle aree computate.

aerogeneratori	unità	36
diametro ombra	m	113
superficie lorda ombra di un aerogeneratore	mq	10028,75
diametro singola gamba fondazione	m	1,1
superficie fondazione (3 gambe)	mq	2,9
cavi interni	m	72610,6
spessore	m	1,25
superficie tot fondazione	mq	102,6
superficie netta ombra²	mq	360829,7
specchio cavi	mq	90763,25
Superficie totale da richiedere	mq	451695,6

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.

2.4 Caratteristiche tecniche dell'impianto

Un parco eolico è un'opera singolare in quanto presenta i tratti distintivi di una struttura puntuale e al contempo quelli di un'infrastruttura, in quanto presenta alcuni elementi a rete.

Infatti, alla prima tipologia sono associate le postazioni delle macchine, ossia quelle parti di impianto ove viene collocato l'aerogeneratore. Mentre, le opere di connessione tra le macchine, cosiddette "invisibili" e costituite da un cavidotto interrato, nel quale sono alloggiati i cavi di potenza e quelli di segnale, sono più propriamente delle opere infrastrutturali che si caratterizzano per la distribuzione a rete.

Nei paragrafi che seguono, si riporta una descrizione di tutti i componenti dell'impianto.

2.4.1 Aerogeneratore

L'aerogeneratore, 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. 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. Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati (cfr. immagine seguente).

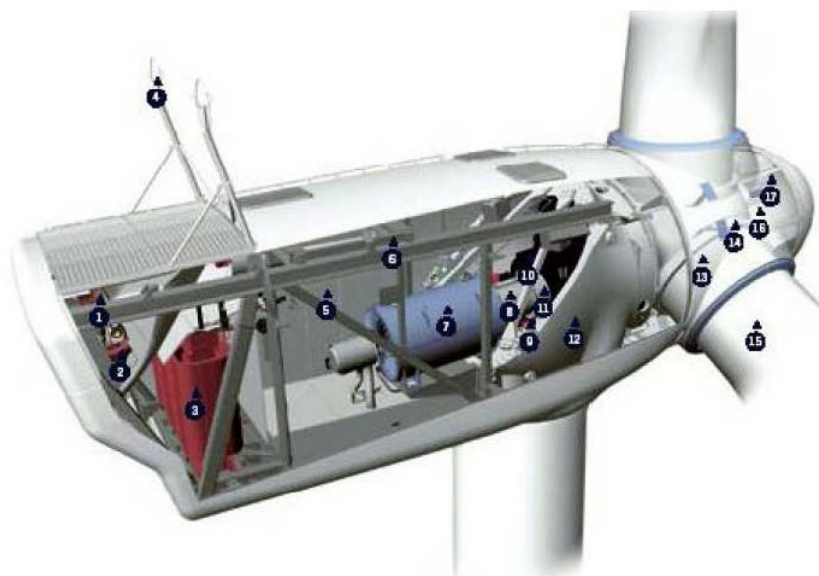


Fig. 2-6 Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore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

L'impianto in oggetto è costituito da **36 aerogeneratori** di potenza nominale pari a **3 MW**, per una **potenza complessiva di 108 MW**.

Le caratteristiche tecniche principali dell'aerogeneratore, previsti per il progetto in esame del tipo **V112 della Vestas**, sono riassunte nella tabella seguente (si riportano, a titolo di confronto, le caratteristiche del modello V90 della stessa ditta):

<i>Quantità</i>	<i>Valore numerico</i>
<u>Rotore</u>	
Modello	V112 tipo offshore o similare;
Potenza	3.000 kW;
Diametro rotorico	112 m. in relazione a tipologia della macchina, alla tecnologia realizzativa, alle condizioni anemologiche locali, etc.
Velocità di rotazione operativa	4,4-17,7 rpm;
Velocità nominale	12 (14) rpm;
Area spazzata	9.852,03 mq;
Orientazione	sopravvento;
Altezza all'asse del mozzo	≈90 m;
Velocità di avvio (cut-in speed)	3 m/s;
Velocità d'arresto (cut-out speed)	25 m/s;
Intervallo temperatura di progetto	-20 °C ÷ +40°C;
Peso rotore	55 ton.
<u>Navicella e componenti</u>	
Lunghezza (compreso mozzo)	14 m;
Larghezza	3,9 m;
Altezza	3,9 m;
Materiale	fibra di vetro;
Moltiplicatore di giri	4 stadi a planetari ed uno elicoidale;
Rapporto	1:105 (50 Hz);
Lunghezza moltiplicatore	2,1 m;
Larghezza moltiplicatore	2,6 m;
Peso complessivo (navicella + rotore completo di pale)	91 ton;
<u>Pale</u>	
Numero pale	3
Materiale	fibra di vetro rinforzata con resina epossidica
Lunghezza	54,6 m;
Peso di una pala	7.000 dN;
<u>Livello di rumore in funzionamento</u>	
7 m/s	100 dB(A);
8 m/s	102,8 dB(A);
10 m/s	106,5 dB(A);
al 95% della potenza nominale	106,5 dB(A);

Torre

Forma	tubolare conica rastremata verso la cima, di solito composta da 3 sezioni;
Diametro in cima	2,3 m;
Diametro alla base	4,15 m;
Altezza secondo i dati costruttore	84/94/119 m;
Distanza piano flangia superiore torre da asse mozzo	1,95 m;
Materiale	acciaio verniciato con protezione anticorrosione;
Peso	160 ton;

Generatore elettrico

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

Trasformatore di macchina

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



Fig. 2-7 Vista dell'interno della navicella della turbina V112 (Vestas)

Controller

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

- *monitoraggio e supervisione sul funzionamento;*
 - *sincronizzazione del generatore elettrico con la rete durante le operazioni di parallelo;*
 - *controllo della turbina in eventi eccezionali;*
 - *controllo automatico di imbardata (automatic yawing) per orientamento della navicella in accordo con la direzione del vento;*
 - *controllo di passo (OptiTip® - blade pitch);*
-
- *controllo della capacità reattiva e del regime di velocità variabile (OptiSpeed™ - reactive power control);*
 - *controllo delle emissioni sonore;*
 - *monitoraggio delle condizioni ambientali (variabili eoliche, temperatura, etc.);*
-
- *monitoraggio della rete;*
 - *monitoraggio delle fulminazioni;*
 - *supervisione dei sistemi di rivelazione di fumo;*
 - *riduzione del livello di potenza in caso di condizioni di alta temperatura.*
 - *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. 2-8 Vista della turbina V112

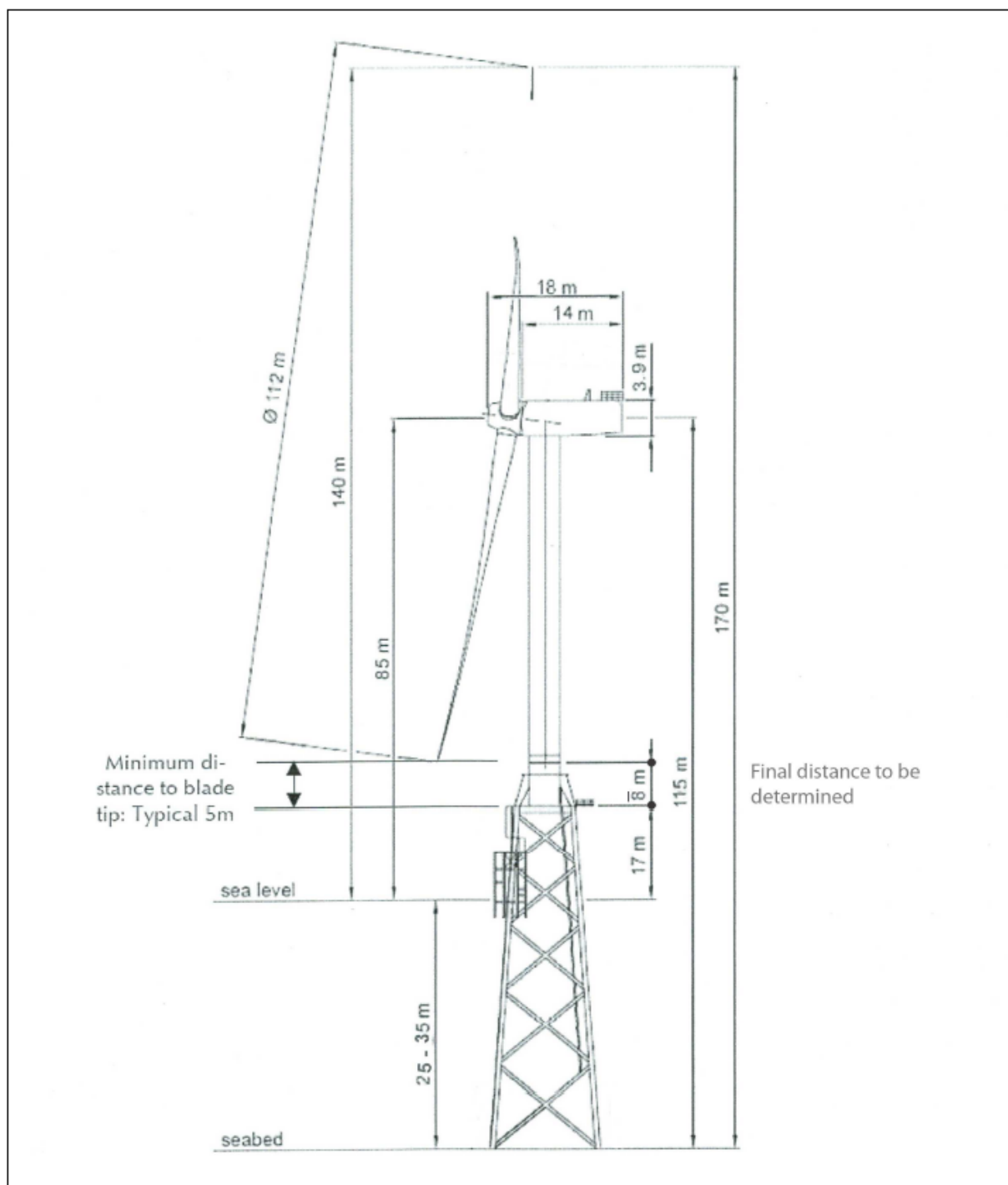


Fig. 2-9 Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica

Ad ogni modo, al momento della effettiva stipula del contratto di acquisto potranno essere scelti modelli equivalenti di turbina, a parità di potenza e dimensioni.

In ogni caso gli aerogeneratori dovranno essere conformi alle normative tecniche italiane ed Europee, sia per quanto riguarda le caratteristiche elettriche, sia per le caratteristiche di resistenza agli eventi estremi del vento.

L'aerogeneratore dovrà essere quindi conforme alla direttiva macchine e alle normative IEC ENV 61400-1 (per quanto riguarda la classe di vento) ed inoltre dovrà avere tutte le certificazioni e dichiarazioni di conformità per l'impiantistica interna.

Questo implica, che gli impianti interni dovranno essere realizzati conformemente a quanto è prescritto dalle norme CEI e UNI di riferimento.

2.4.2 Specifiche tecniche della fondazione

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

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

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.

La struttura di supporto è generalmente costituita da due componenti prefabbricati, una **sottostruttura**, detta **jacket**, ed una **sovrastruttura**, detta **deck**, 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 si intende la struttura portante nel suo complesso (cfr. immagine seguente).



Fig. 2-10 *Struttura portante a jacket per turbina eolica 5M montata a Moray Firth (REpower)*

Nel caso in esame verrà adottata la soluzione con **quattro montanti**, che meglio si adatta ai fondali medio-alti come quelli presenti alla distanza delle circa due miglia marine dalla costa di Cerano ove è ubicato il progetto.



Fig. 2-11 Vista d'assieme della fondazione (in bianco il jacket, in rosso i due J-tube, in grigio il deck, in blu la struttura del boat landing)

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.

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).

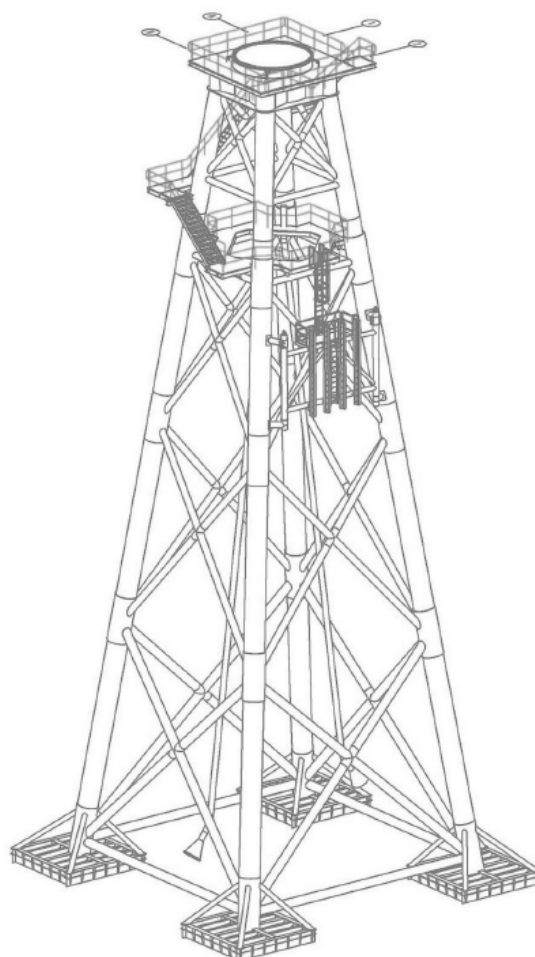


Fig. 2-12 *Schema installativo della fondazione con illustrazione di tutti i componenti ad eccezione del palo di ancoraggio*

La struttura è costruita con tubi di opportuno diametro/spessore in relazione alla rispettiva funzione. I punti, in cui si formano collegamenti tra tratte verticali, orizzontali od inclinate, sono detti nodi e sono progettati con forme e dimensioni adatte a sopportare le azioni mutue degli spezzoni concorrenti.

I quattro tubi periferici a sviluppo -sostanzialmente inclinato- dal basso verso l'alto e messi d'angolo, che sono anche chiamati in gergo tecnico montanti o gambe, possono essere rinforzati da uno o più corsi di tubi orizzontali, che sono tra loro irrobustiti da diagonal semplici o incrociati, colleganti i tubi orizzontali tra loro e con i montanti.

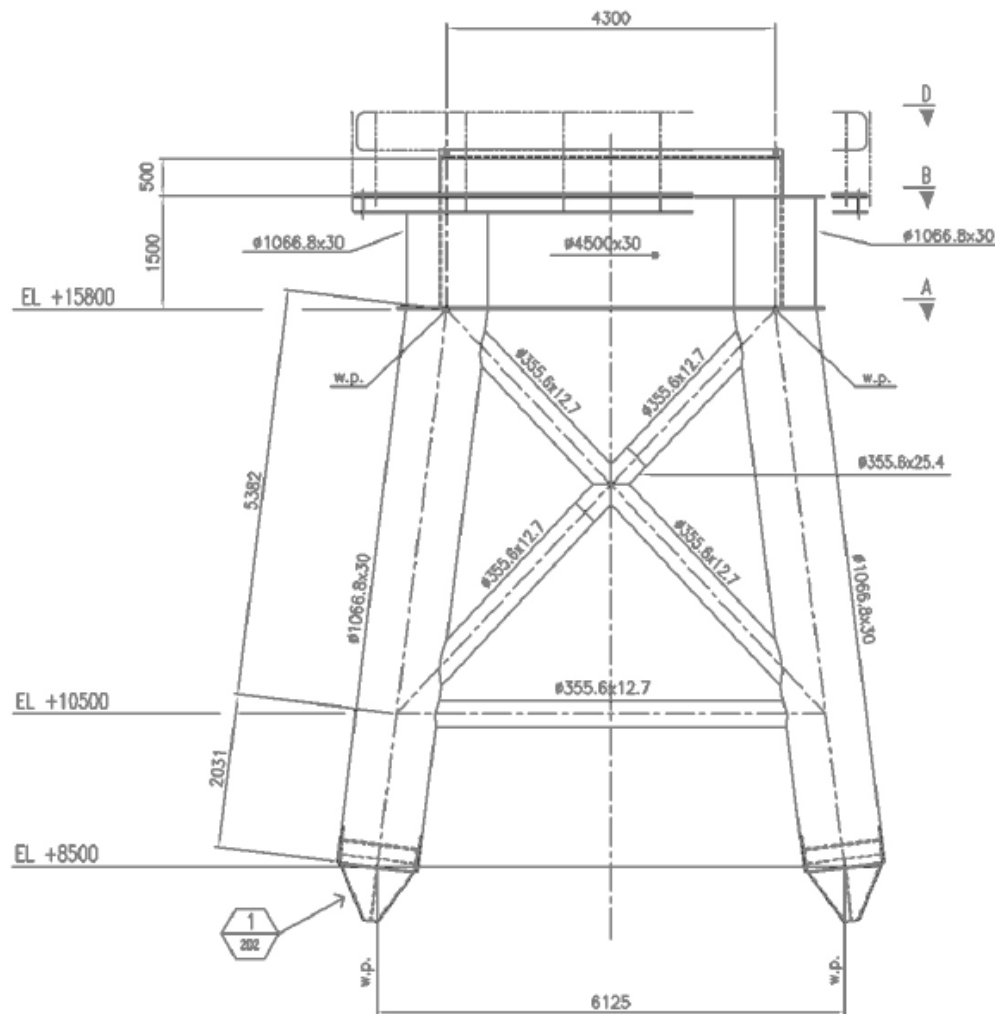


Fig. 2-13 Disegno quotato della sovrastruttura

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

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

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

Si rilevano, invece, un solo corso di diagonali di rinforzo e due piani orizzontali nel corpo della sovrastruttura, nella quale va, poi, inserito mediante opportuna conformazione il collegamento con la base della torre. Questa porzione del progetto è soltanto schematizzata ed idealizzata.

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

Il deck è alto (15.800 – 8.500) mm = 7.300 mm, cui vanno aggiunti due altri metri per il tamburo di sostegno del basamento della torre (cfr. figura seguente), avente spessore di 30 mm ed altezza di 2.000 mm – 80 mm =

1.920 mm, se lo spessore della piastra di completamento e di base per la radice della torre è di 80 mm. La piastra di testa è in realtà un semplice anello.

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

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

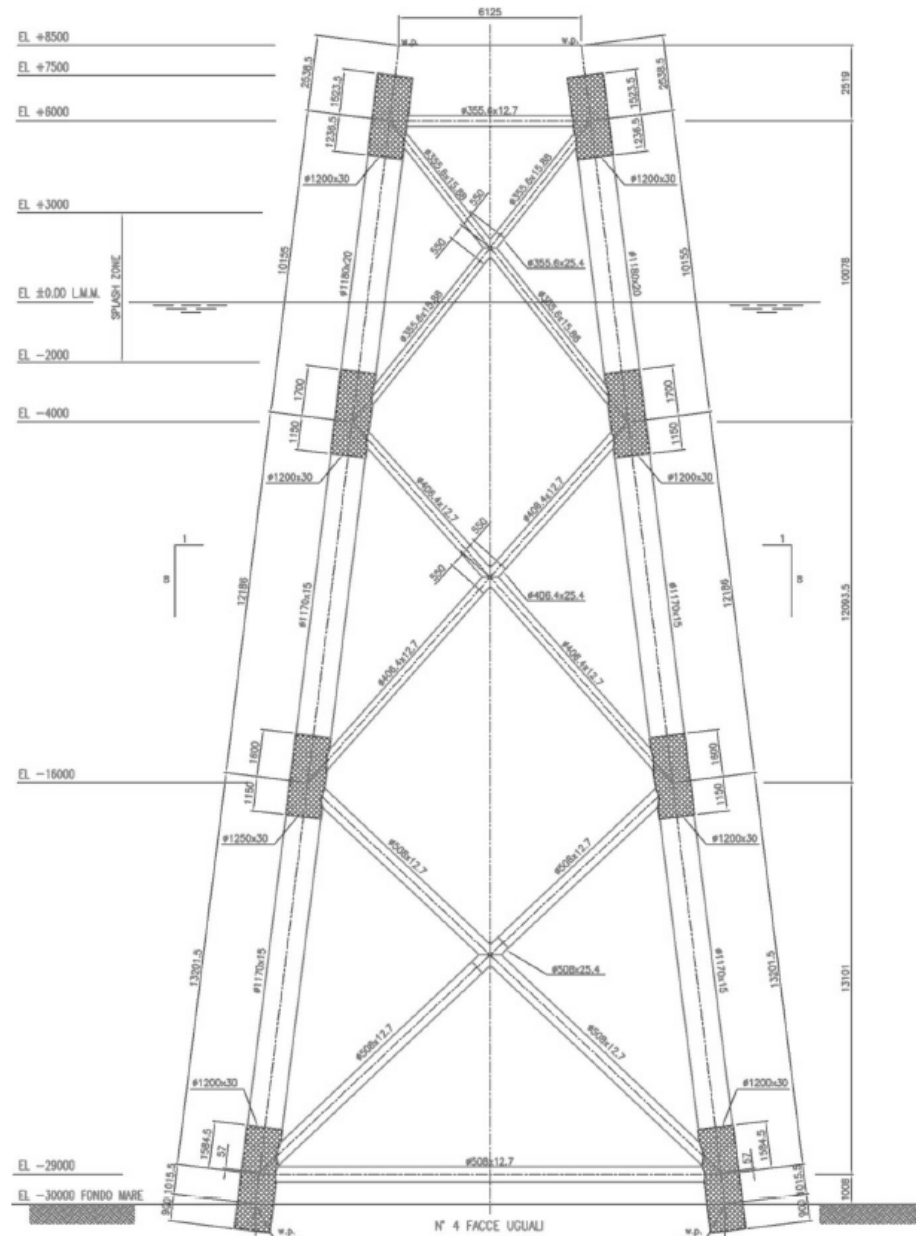


Fig. 2-14 Schema geometrico e dimensionale della sottostruttura

Per fissare la fondazione al suolo le gambe, che sono cave all'interno, consentono di guidare il palo di fondazione, che viene inserito nel sottosuolo per azione di un battipalo, di cui verranno forniti i dettagli in seguito.

Le specifiche tecniche della fondazione ed i dati di carico (carichi verticali, momenti e azioni del mare), assunti nel progetto e nel dimensionamento, sono riportati nella tabella seguente.

Sistema fondario
tipologia

sottostruttura (jacket)

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

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

sovrastuttura (deck)

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

assetto

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

collegamento fondazione-torre

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

centraggio/verticalità torre

eventuale spessoramento della connessione radice torre e tamburo per

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

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

Protezione
superficiale

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

Dimensioni verticali (su L.M.M.)

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

Altezza totale

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

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

Dimensioni orizzontali

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

Pesi

<i>peso proprio jacket</i>	<i>cfi ≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso proprio deck</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
<i>peso pali di fondazione</i>	<i>≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso elementi non modellati</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
<i>peso totale</i>	<i>≈ 7.000 kN;</i>

Strumentazione

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

Normativa di riferimento

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

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

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

Condizioni marine operative

<i>altezza onda</i>	<i>10,3 m;</i>
<i>periodo onda</i>	<i>9,7 s;</i>
<i>lunghezza d'onda</i>	<i>135,4 m;</i>
<i>corrente a 0 m</i>	<i>0,41 m/s;</i>
<i>corrente in superficie</i>	<i>0,81 m/s;</i>

Condizioni marine 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;
corrente in superficie	0,86 m/s;

Vento

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

Operativo, U_0 35 m/s = 126 km/h

Storm, U_0 54 m/s = 194 km/h

Splash Zone

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

Accrescimento marino

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

da +1,0 m a -20 m 120 mm sul raggio;

da -20,0 m al fondo del mare 50 mm sul raggio.

Si assume una densità pari a 1.400 kg/m³.

Marea

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

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



Fig. 2-15 Fondazione a castello a quattro montanti per turbina eolica 5M, mentre si sta predisponendo lo zoccolo di base della torre (REpower)

Atro componente fondamentale, che non compare evidentemente nelle figure d'assieme, è il **palo di fondazione**, che si evince invece nella immagine seguente.

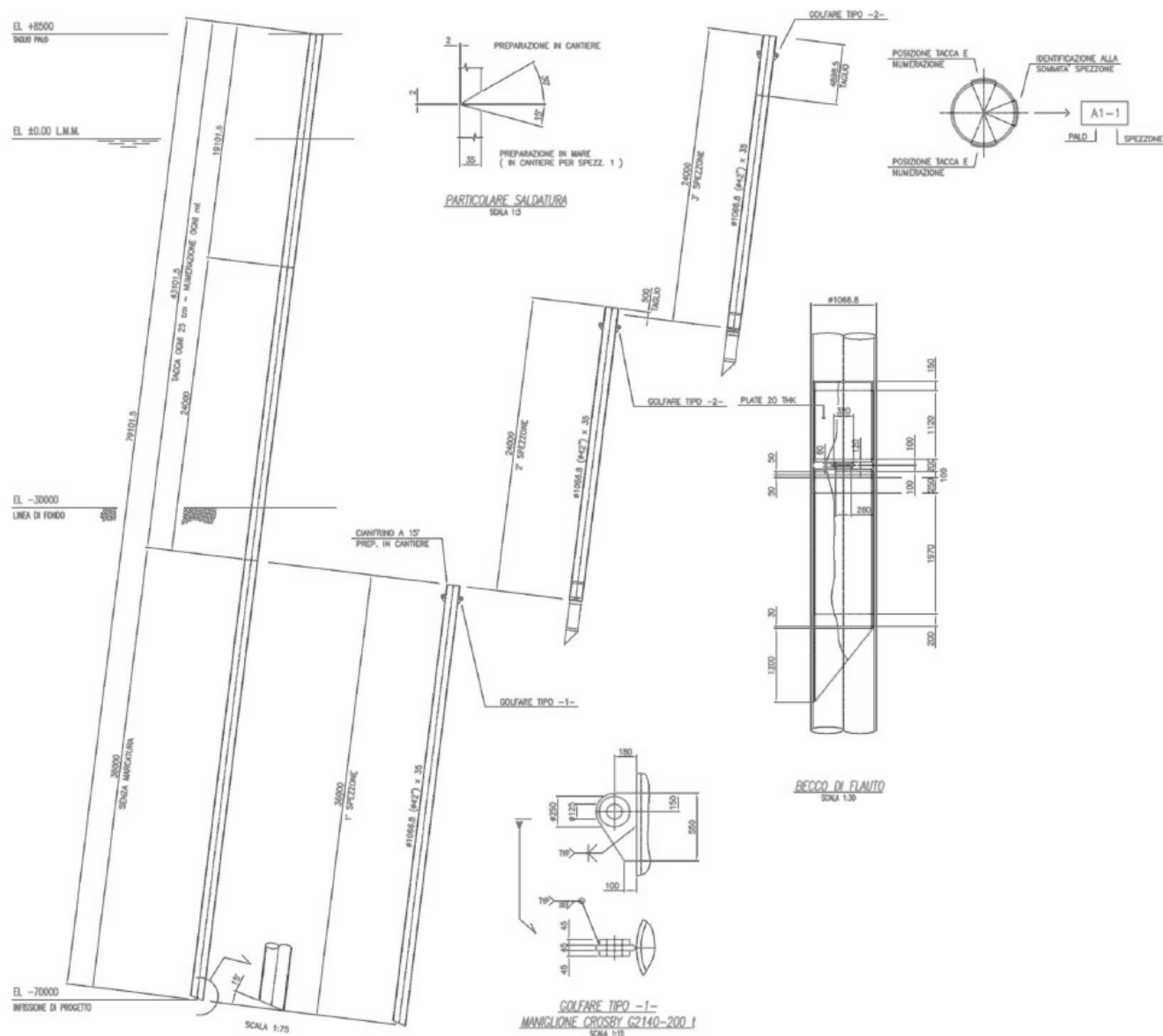


Fig. 2-16 Palo di fondazione

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

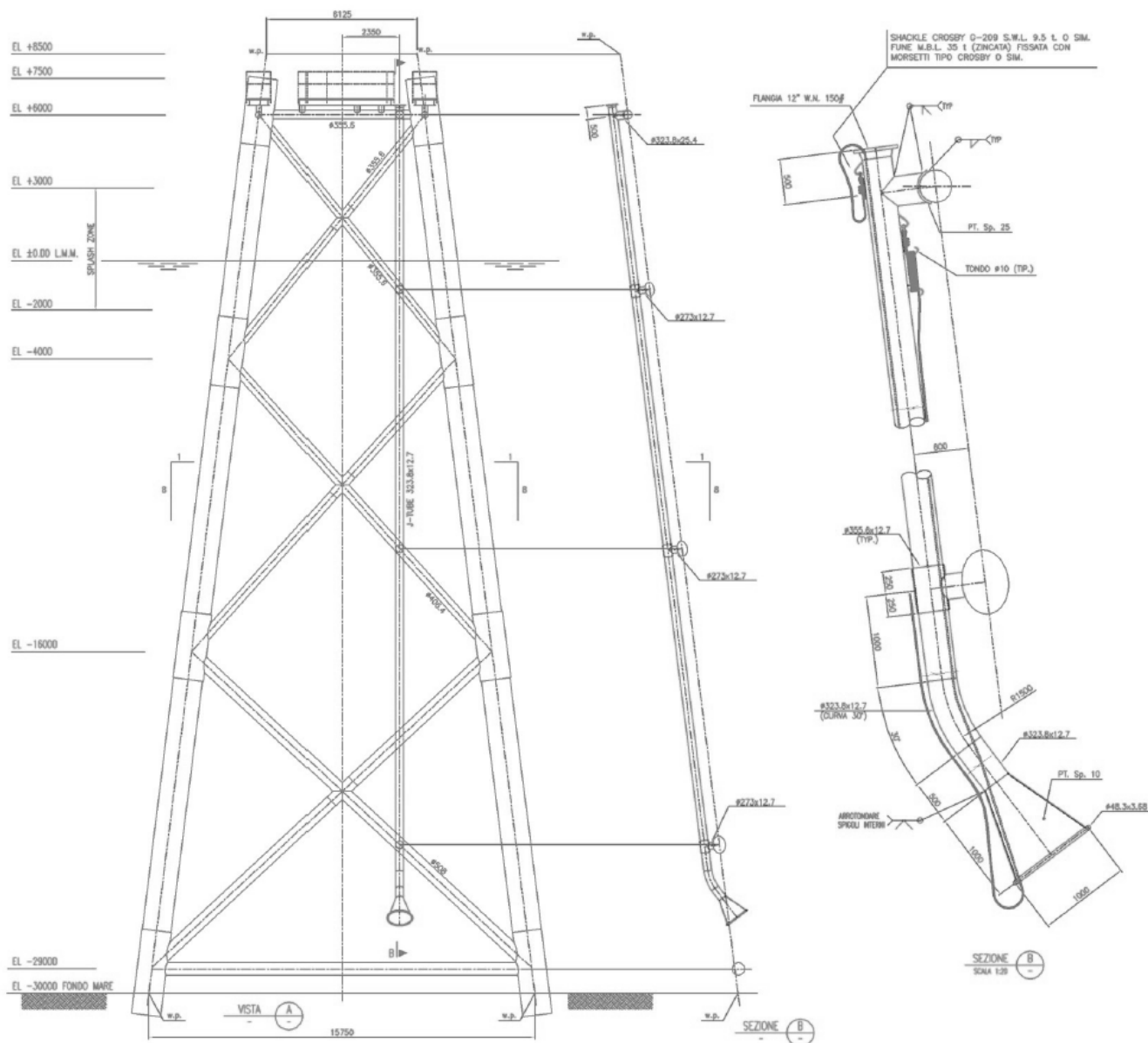


Fig. 2-17 Sistemazione ed attrezzature per J-tube

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

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

La fondazione è dotata di una **struttura per l'attracco di naviglio (Boat Landing)**.

In particolare, per permettere l'attracco sicuro di mezzi navali all'incirca alla quota del mare medio è predisposta una struttura verticale (detta Boat Landing).

Fa da sbarramento e da assorbitore di eventuali urti dei natanti contro la fondazione. Il dimensionamento corrisponde ad azioni molto limitate e prodotte da naviglio operativo di tonnellaggio ridottissimo (per una visione di insieme cfr. la Fig. 3.7 ed allegati del progetto definitivo).

Non si presume che si abbiano collisioni importanti con urto da parte di navi di grandi dimensioni e dotate di rilevanti quantità di moto. Questa eventualità di carattere incidentale fa parte di uno studio specifico (risk analysis).

E' una fase diversa da quella progettuale e serve per valutare gli effetti di incidenti, che non sono attribuibili al progetto vero e proprio ed alla conseguente realizzazione impiantistica.

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

Altro elemento appartenente alla fondazione, non meno importante è il cosiddetto **j-tube**, ossia il **condotto verticale** (segnato in rosso nella immagine 3.6 posizionati al centro della struttura), che serve per contenere, guidare e difendere i cavi sottomarini, quando emergono dal fondale e vengono avviati verso i collegamenti elettrici dell'unità, o verso un altro aerogeneratore, o verso terra.

Sono in numero di due, uno per il collegamento con l'unità eolica precedente e l'altro per quello con la successiva o per collegarsi con il punto d'approdo. Nelle postazioni di testa di ogni fila di aerogeneratori per sottocampo ne occorrerà uno soltanto.

La posizione all'interno della struttura portante, come pure la sua sistemazione, sono state scelte in maniera induttiva, non disponendo del piano di movimento della nave posacavi e nemmeno dei carichi applicati dalla stessa ai cavi sottomarini durante il loro interrimento/spostamento. Il tubo ha diametro di 323,8 mm con spessore di 12,7 mm. Lungo il suo sviluppo sono state inserite alcune derivazioni (quattro per la precisione) di pari diametro del tubo.

Lo scopo è di consentire l'espulsione dell'acqua, sospinta dal cavo sottomarino durante la sua movimentazione all'interno del tubo.

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

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

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

La prima parte di questo percorso è costituita da tratti di **scala a pioli o scala alla marinara** (eventualmente protetta da gabbia cilindrica).

La variabilità del livello del mare non consente di approdare sempre al terrazzino operativo, che dovrebbe essere sistemato ad una quota al di fuori del moto ondoso.

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

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

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

E' un corpo quadrato di 2 m di lato. Su una piastra all'incirca delle stesse dimensioni sono sistemati profilati (HEB 300) per formare la cornice e la croce.

Ugualmente quattro profilati (IPE 300) sono collocati come irrigidimento ad una distanza uguale tra loro e rispetto alla cornice ed alla croce. Maggiori particolari

si possono rilevare nel disegno 1086-ST-DIS-105 allegato al progetto definitivo.

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

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

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

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

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

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

L'installazione è fatta mediante supporti fissati sui tubi della fondazione, avendo cura di disporli sulla faccia verso mare (e non verso l'interno della struttura fondaria). In linea di massima il quantitativo globale deriva dalla distribuzione accettata. Si può ritenere che siano sufficienti alcuni pani (da 200 N circa/cad.) sui pezzi da proteggere.

RIEPILOGO ANODI					
DISEGNO N.	DESCRIZIONE	Q.TA'	PESO (Kg)		NOTES
			(UNIT.=236 Kg/ TOT.=311 Kg)		
			TOTAL NET	TOTAL GROSS	
1086-STR-DIS-113	POSIZIONE ANODI ELEVAZIONI				
	FILA -A-	18	4248	5598	
	FILA -B-	18	4248	5598	
	FILA -1-	18	4248	5598	
	FILA -2-	18	4248	5598	
	POSIZIONE ANODI (PER 4 MUD-MATS)	16	3776	4976	
	TOTAL	88	20768	27368	

In alternativa si potrebbe ricorrere anche a protezione elettrica con una tensione pari a -0.9 il potenziale del cloruro di Argento, la cui alimentazione potrebbe essere ottenuta mediante pannelli fotovoltaici e/o batterie in tampone.

La disposizione degli elementi, che sono costituiti da Al, Zn e lega di Indio e che pesano 236 dN/cad., è rappresentata nel disegno 1086-ST-DIS-113 allegato al progetto definitivo. Il peso di ogni elemento è di 311 dN, conteggiando anche quanto è necessario per fissare l'elemento alla struttura.

La collocazione, che è prevista in tale documento, ricorre ad anodi sistemati sui diagonali, di cui la figura rappresenta una faccia della sottostruttura. Su essa ne sono fissati 18. Sono distribuiti naturalmente sulle componenti strutturali del jacket, che stanno sempre immerse in mare, qualunque sia lo stato ed il regime dello stesso.

Nella tabellina, che vi è allegata e che è qui riprodotta, viene fatto un computo del materiale catodico da prevedere e del relativo peso, conteggiandovi anche tutti gli annessi e connessi necessari alla bisogna.

Il peso per ogni faccia della sottostruttura è di 5.598 kg (uguagliando sbrigativamente i valori numerici delle unità di misura, kg e dN). Moltiplicato per 4, quante sono le facce del jacket, ammonta a 27.368 kg (per la precisione dovrebbe essere di 268,48 kN).

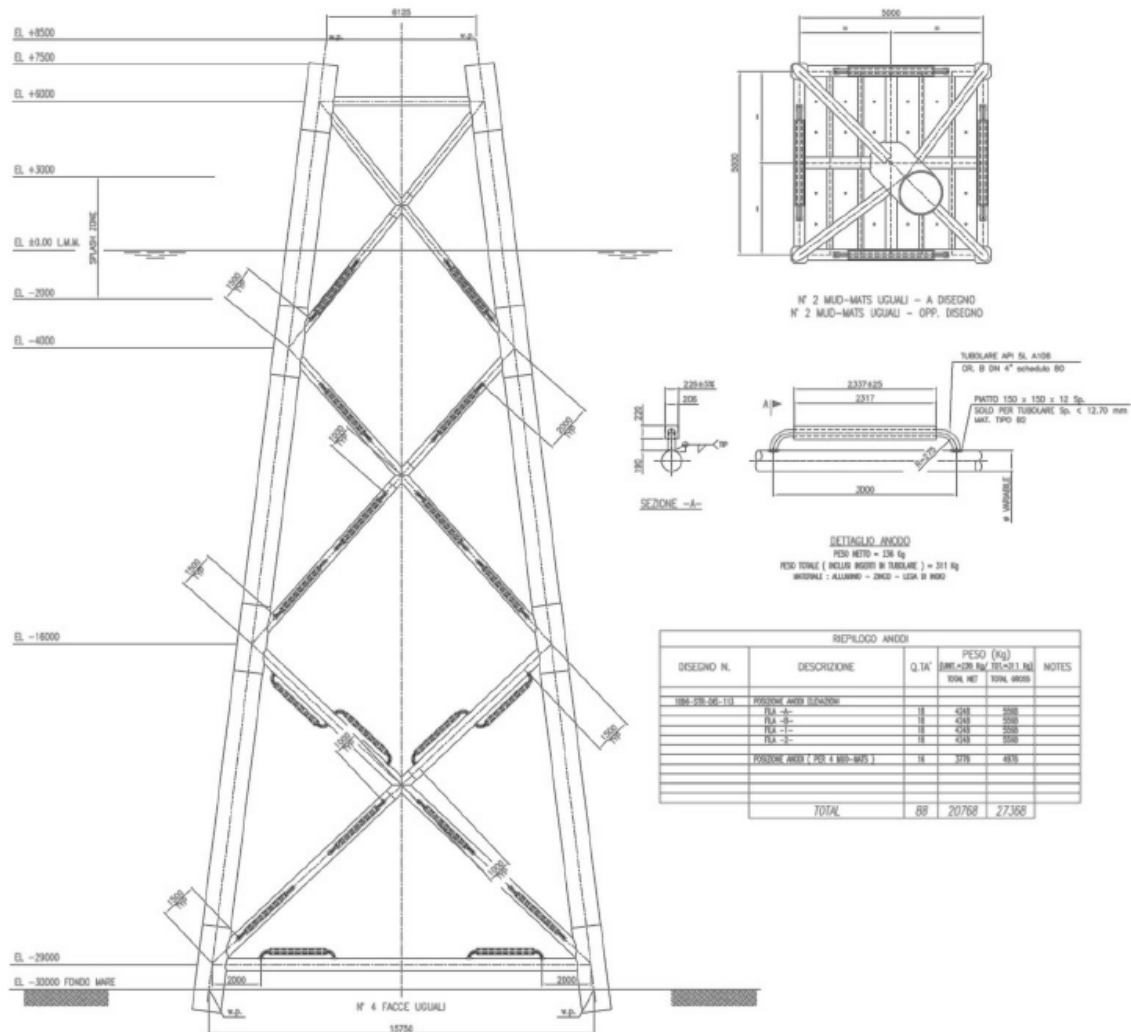


Fig. 2-18 Sistemazione dei pani anodali

2.4.3 Cavidotti di collegamento

Il cavidotto di collegamento che unisce il parco eolico alla linea elettrica esistente è costituito dalla parte di cavidotto sottomarino ed un tratto di cavidotto terrestre.

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.

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.

Le connessioni saranno in grado di ripristinare le caratteristiche elettriche e meccaniche di ogni cavo; pertanto, non si devono imporre protezioni aggiuntive.

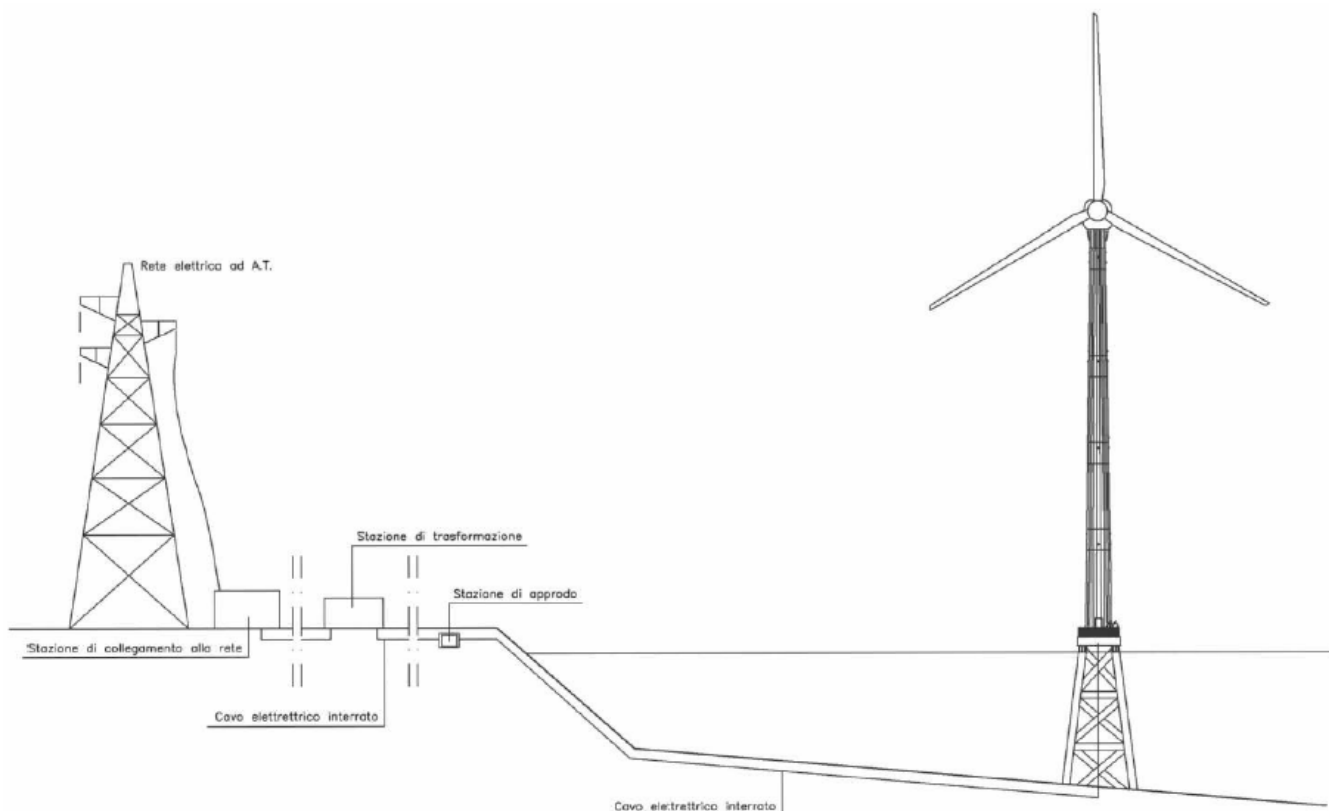


Fig. 2-19 Sezione trasversale ideale del campo eolico

Il sistema di collezione dell'energia all'interno del parco richiede:

- 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 (cfr. figure seguenti).

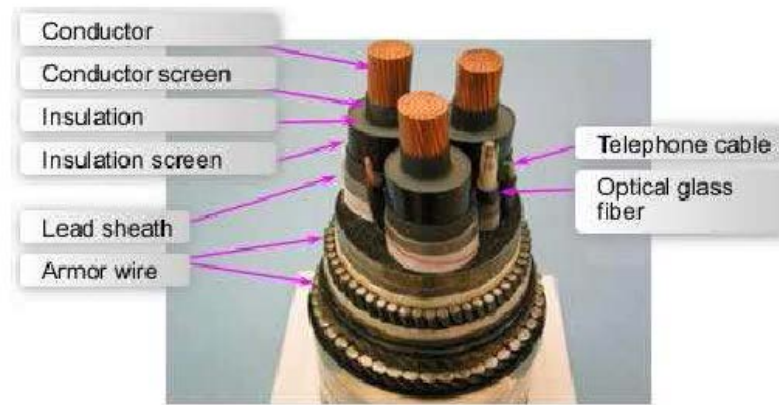


Fig. 2-20 Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

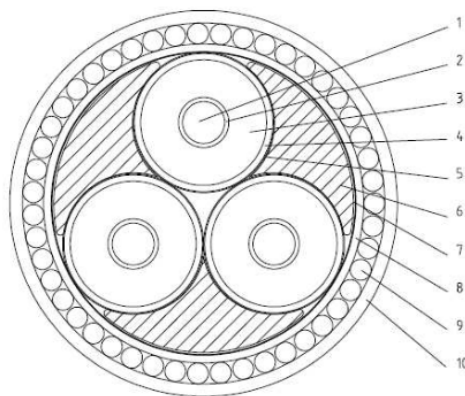
Il cavidotto, che collega tra loro ed alla sottostazione generale le macchine aerogeneratrici, serve ad ospitare i cavi, che sono necessari a convogliare l'energia elettrica, generata alla tensione corrispondente nel tratto in considerazione.

La sua sezione è diversa da quella suggerita per la posa dei cavi su terraferma, che devono marciare in un assetto costante e raccolto. Nel caso di cavi multipli, come si verifica nel collegamento verso terra dei sottocampi in cui è suddiviso il parco eolico (cfr. figg. seguenti), 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 (per un totale di 4 sottocampi come illustrato di seguito).

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. 2-21 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.

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.

Cavidotto sottomarino

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche del cavidotto sottomarino, ossia dei tratti che vanno dai singoli aerogeneratori ai punti di unione dei 4 sottocampi, e da questi (per mezzo di 4 cavi indipendenti) fino al punto di approdo dove avviene il collegamento e passaggio al cavo terrestre.

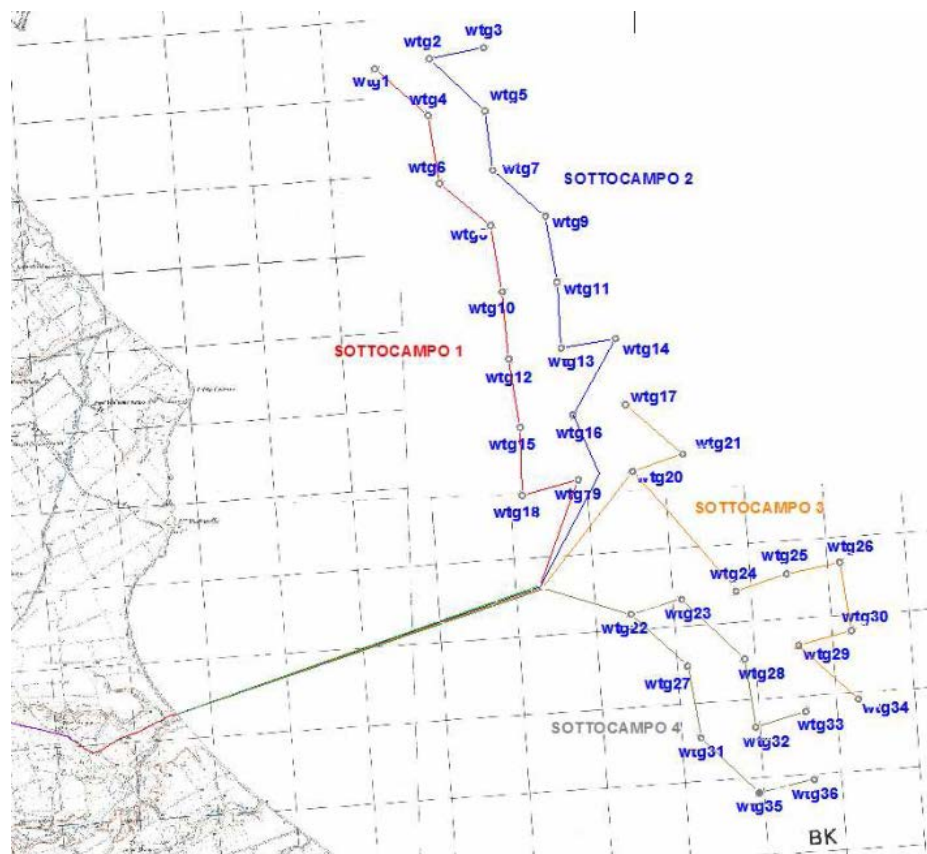


Fig. 2-22 Vista del percorso del cavidotto sottomarino

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

Pertanto, si devono considerare:

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

I conduttori a mare, di cui il cavo è equipaggiato, hanno struttura circolare in trefolo compattato, composto da fili di rame (cfr. figura precedente). Saranno sigillati longitudinalmente per limitare la penetrazione di acqua lungo il cavo in caso di separazione del cavo stesso. Ogni conduttore è identificato visivamente grazie a strisce longitudinali di diverso colore, che sono sistemate sotto gli schermi protettivi metallici in Cu, posti a difesa dell'isolamento.

Tale indicazione serve per riconoscere ognuna delle tre fasi elettriche.

Attorno al conduttore è il sistema di isolamento, che consiste di uno schermo isolante semi-conduttore interno, di una corona intermedia, realizzata con

composto isolante, e di uno schermo isolante semi-conduttore esterno. Il materiale isolante è in EPR ed è conforme con le normative indicate dalla norma IEC 60502-2.

A difesa dell'isolamento è previsto uno strato protettivo, che è formato da due nastri di rame stagnato, applicati sopra lo schermo di isolamento per sovrapposizione. Si fa ricorso al rame stagnato per ridurre la possibile corrosione con altri componenti metallici.

I tre conduttori interni schermati e l'unità di fibra ottica interstiziale (48 fibre SM) sono assiemati da una macchina per l'assemblaggio di tipo planetario, in grado di impedire l'imposizione della sollecitazione di torsione sui conduttori interni schermati. Gli interstizi sono riempiti con stringhe di polipropilene per dare una forma sostanzialmente rotonda. I conduttori interni assemblati saranno tenuti insieme con nastri e al di sotto sarà incluso un nastro di identificazione del costruttore.

L'armatura include l'applicazione del fondo contemporaneamente alla realizzazione dell'armatura e del rivestimento finale in un processo comune in modo da realizzare una adeguata difesa contro danneggiamenti anche molto distruttivi.

Uno strato di stringhe di polipropilene è sistemato sopra il nastro come protezione per i cavi armati. Una corona di cavi armati in acciaio zincato è disposta sopra questo fondo. Si ricorre a sostanza bituminosa da stendere sopra allo strato armato con una duplice finalità, di avere un'ulteriore materiale anti-corrosivo e di aiutare l'aderenza della protezione totale.

La finitura esterna, così come appare alla osservazione, è formata da una serie di stringhe sovrapposte in polipropilene al di sopra dell'armatura per offrire un soddisfacente grado di protezione contro l'abrasione e per ridurre la frizione del cavo/skid durante la posa. Si fa uso di materiali di colore opportuno, praticamente una coppia di tinte contrastanti di colore nero e giallo per far risaltare la migliore e più evidente visibilità al cavo e permettere il monitoraggio del movimento orizzontale del cavo con telecamere ROV.

Il cavo è prodotto in uno stabilimento di cavi sottomarini, specializzato ed equipaggiato per la realizzazione di cavi molto lunghi senza discontinuità derivanti da collegamenti parziali (cfr. figura seguente). Per ottenere lo scopo i conduttori interni sono uniti con una tecnica di giunzione durante la fabbricazione in modo da conferirne la continuità voluta.

Siffatte giunzioni rappresentano un ripristino virtuale della struttura originale del cavo, minimizzando i cambiamenti locali nelle dimensioni del conduttore interno. Non impongono alcuna restrizione al proseguimento della fabbricazione, né tanto meno all'inserimento di ulteriori operazioni di giunta. Si deriva in tal misura un cavo armato in un processo continuo.

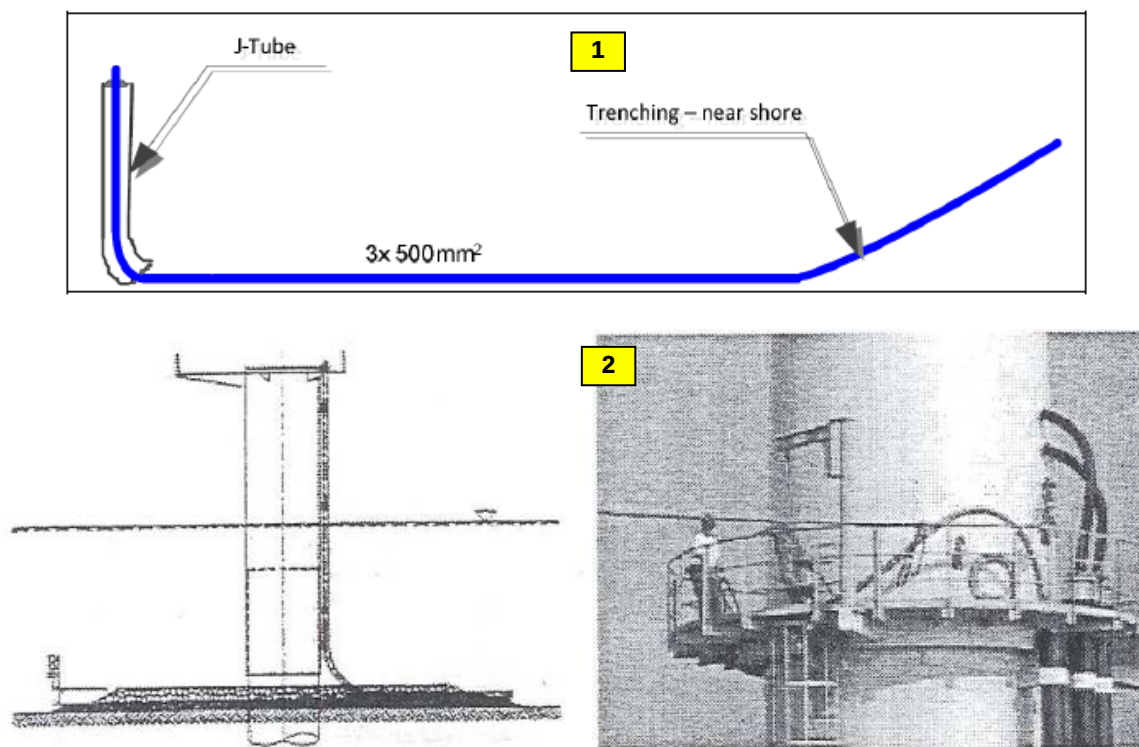


Fig. 2-23 Sistemazione del cavo sottomarino in vicinanza della costa (1) ed a ridosso del tubo di discesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre (2)

La tecnica impiegata nella giunzione impone una fasciatura metallica a filo per connettere le due estremità del conduttore. L'isolamento è ricostruito per mezzo di nastri seguito dall'operazione di fusione. La protezione del nastro di rame è pure riformata e ricostruita con molta fedeltà. La giunzione viene eseguita prima dell'operazione di armatura, facendo sì che la sezione del cavo in corrispondenza della giunzione sia continuamente armata, non presenti apparenti discontinuità e non si producano sensibili distorsioni dei cavi armati in vicinanza della giunzione.

Le giunzioni di fabbrica devono essere segnalate all'acquirente e la loro posizione deve essere indicata, segnando l'intera superficie attorno ad essa con un nastro di color giallo ben visibile e molto vistoso.

Per la disposizione, il numero dei cavi, che afferiscono ad ogni turbina, non può essere lo stesso per tutte le macchine.

E' un cavo unico nelle macchine di testa di ogni sottocampo, come capita nelle posizioni estreme di ognuno dei 7 sottocampi e precisamente in 1, 12, 3, 13, 29, 34, e 36 della Fig. seguente. E' di due in tutte le altre posizioni, eccettuate le postazioni 21 e 23, che è di tre.

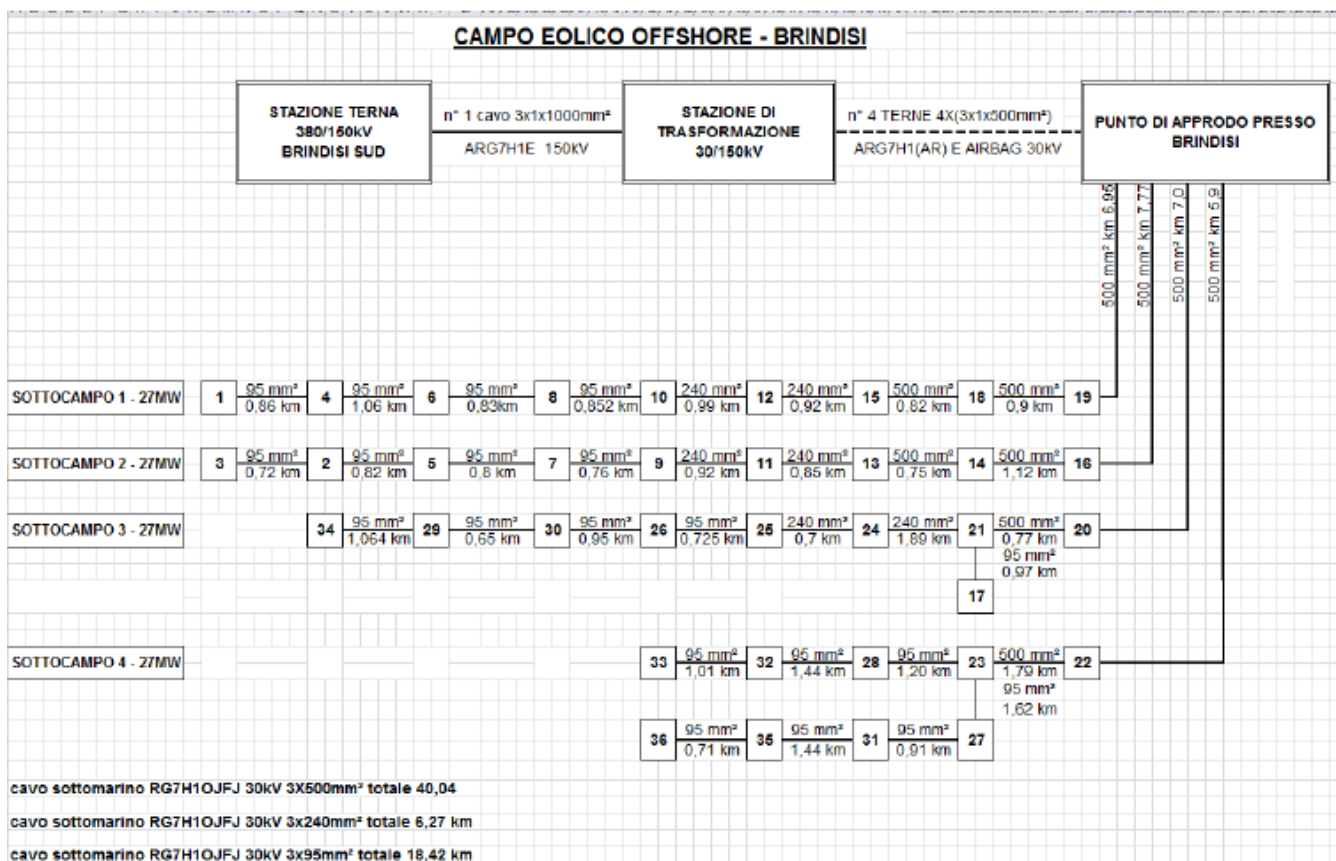


Fig. 2-24 Schema della distribuzione elettrica all'interno del sito a mare e della suddivisione in sottocampi (rappresentati da 7 colorazioni tra quelle esposte)

Dai 4 sottocampi individuati, che uniscono i gruppi di aerogeneratori, i cavidotti confluiscono in un punto di unione a mare, situato a circa 4900 m dalla costa, dal quale i cavi proseguono con percorso parallelo fino al punto di approdo (disposti ad interasse di circa 7 metri fino a circa 150 m dalla linea di costa, per poi convergere verso il punto di approdo).

La scansione del sito è abbastanza uniforme, stante la topografia.

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

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



Fig. 2-25 *Uscita dei cavi dal tubo di guida e connessioni con i quadri all'interno dell'aerogeneratore*

Sul terrazzino in corrispondenza con il quadro in MT il tubo, che funge da conduit di difesa, è interrotto su una flangia porta morsa, la quale serve a introdurre un punto di fissaggio nello sviluppo del cavo (sezione di incastro). A valle di questo blocco il cavo è privato della sua armatura per poter effettuare le connessioni elettriche del caso, che possono essere di tipo sconnettibile o fisso. Per poter compiere tale collegamento il cavo deve essere curvato per farlo penetrare all'interno della torre. Analoga installazione con procedura invertita occorre far seguire al cavo in uscita dal quadro.

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

L'energia prodotta è convogliata alla sottostazione elettrica, la cui collocazione è prevedibile in linea di massima nella zona tra il punto di atterraggio del cavo sottomarino, destinato al convogliamento a terra dell'energia prodotta, ed il collegamento con la rete, che dovrà cadere nel territorio provinciale.

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

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

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

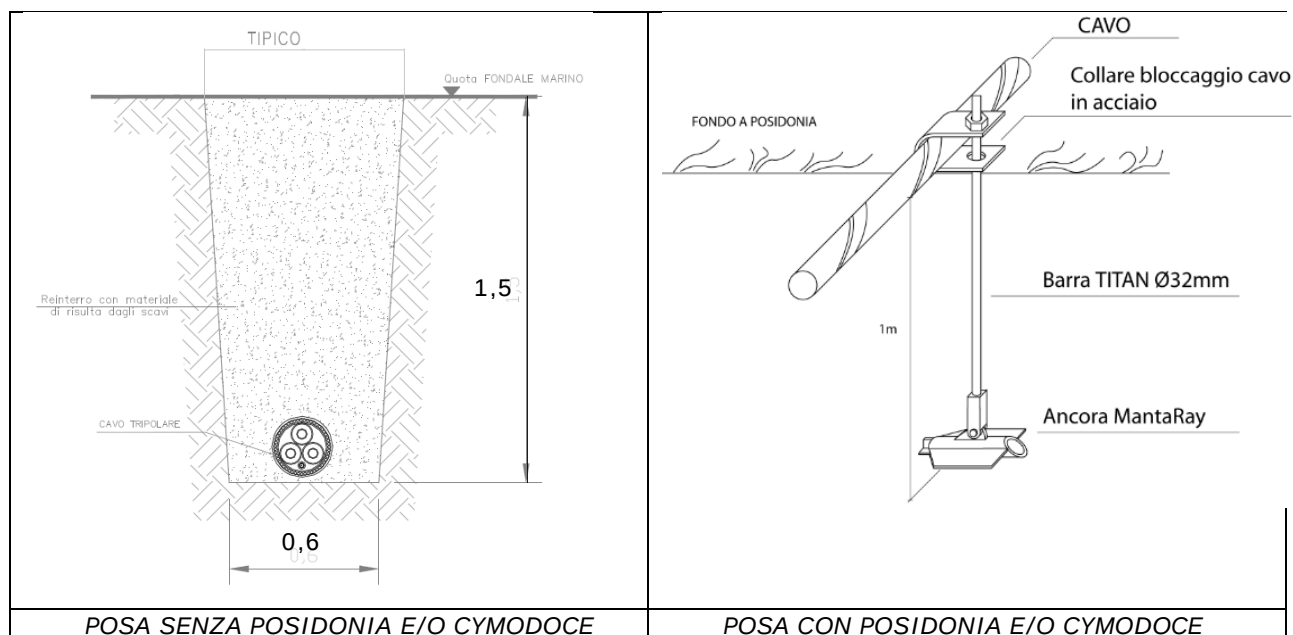
Questo va, poi, calato a mare, ove il sommozzatore, che già vi si è immerso, può assicurarlo all'anima metallica, che sta entro il tubo a J, e farlo innalzare sino al banco degli interruttori di macchina. Una volta bloccata la testa del cavo, la nave può riprendere il suo tragitto sino alla prossima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

Una regola, che è osservata dagli installatori a mare dei cavi (per trasporto segnali, corrente elettrica, etc.) è quella di ricorrere ad una protezione, che consiste nell'interro. Ciò è indispensabile in acque da loro ritenute basse, che porta tale limite sui fondali a valori non superiori ai -50 m. 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.

Come verrà dettagliatamente descritto successivamente, nel caso in esame i cavi verranno interrati nel fondale marino ad una profondità di 1-3 m (preferibilmente attorno a 1,5 m, come valore massimo in condizioni di buon livellamento del fondale), mediante l'impiego di speciali aratri in grado di scavare la trincea con l'ausilio di mezzi navali.

Nelle aree interessate dalla presenza di Posidonia e/o Cymodocea, i cavi marini verranno tipicamente appoggiati al fondo, vincolati con elementi di fissaggio, spazati circa 20 m fra loro, con asta filettata e ancoraggio di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell'asta e munito di sistema di vincolo del cavo all'asta filettata.



In particolare, su una lunghezza complessiva di circa 57.500 m di cavi a mare, 37.800 m saranno posati in trincea e 19.700 m ancorati sul fondale in presenza di Posidonia e/o Cymodocea.

Cavidotto terrestre

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.

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

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.

I cavi marini di MT a 30 kV termineranno in corrispondenza di un punto di approdo, costituito da una vasca in cls interrata delle dimensioni di 5 x 8 m in località Canale del Cimalo a circa 70 m dalla battigia, ove avverrà la giunzione dei cavi sottomarini con quelli terrestri.

Il cavidotto in MT terrestre, posato in trincea secondo le modalità tradizionali e dotato di una cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV), dopo un percorso di circa 16 km su strade esistenti si andrà a collegare alla

Sottostazione Elettrica Brindisi Sud, sita nella frazione di Tuturano (cfr. figg. seguenti).

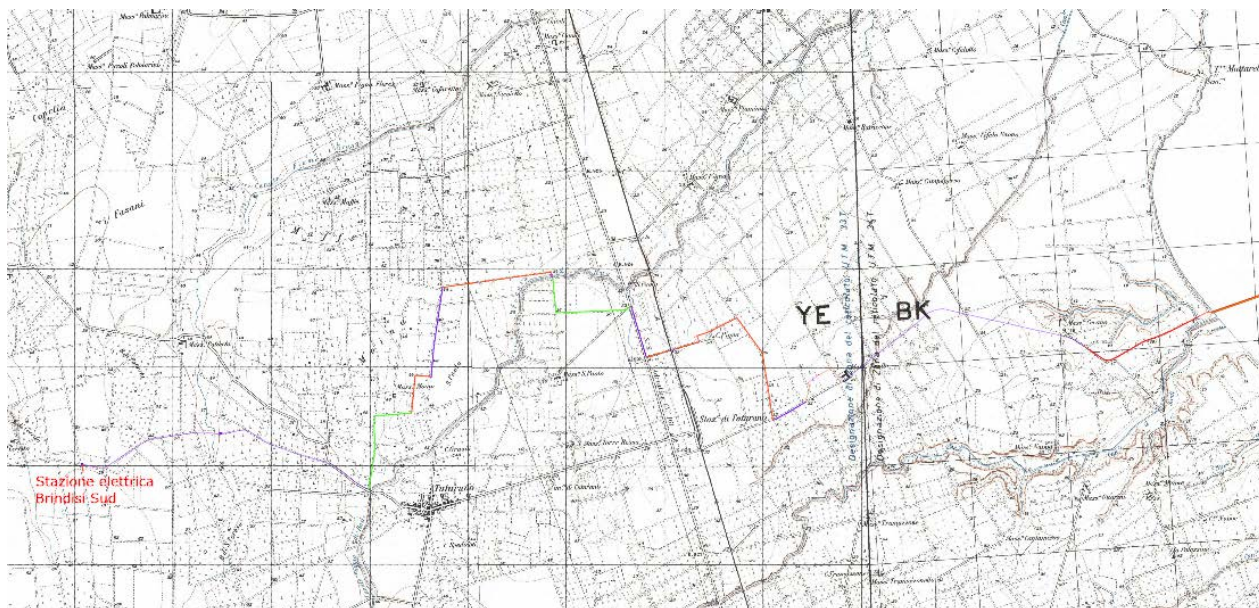


Fig. 2-26 Vista del percorso del cavidotto terrestre

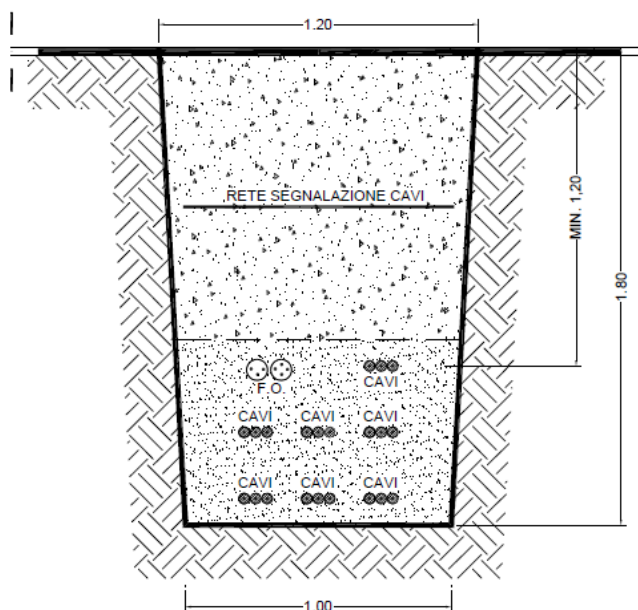


Fig. 2-27 Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica



Fig. 2-28 Ubicazione cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV)

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

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

Per il collegamento da/per la rete sono da prevedere linee sotterranee (mediante cavi interrati) dalla sottostazione ai nodi di allaccio, la cui definizione è stata congiuntamente elaborata da TERNA Spa.

3. DESCRIZIONE DEI SITI NATURA 2000: IT9140006

Nel 1992 gli Stati Membri dell'Unione Europea hanno approvato all'unanimità la Direttiva "Habitat" che promuove la protezione del patrimonio naturale della Comunità Europea (92/43/CEE). Questa Direttiva è stata emanata per completare la Direttiva "Uccelli" che promuove la protezione degli uccelli selvatici fin dal 1979 (79/409/CEE).

Tale direttiva comunitaria disciplina le procedure per la costituzione della cosiddetta "rete Natura 2000", ossia il progetto che sta realizzando l'Unione Europea per "contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri".

La direttiva invitava entro il 2004 l'Italia, ma anche per la maggior parte degli Stati membri, a designare le Zone Speciali di Conservazione (Z.S.C.) per costituire la Rete Natura 2000, individuandole tra i pS.I.C. la cui importanza doveva essere riconosciuta e validata dalla Commissione e dagli stessi Stati membri mediante l'inserimento in un elenco definitivo. Facevano già parte della rete ecologica Natura 2000 le Zone di Protezione Speciale (Z.P.S.), designate dagli Stati membri ai sensi della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, cosiddetta "Direttiva Uccelli".

Natura 2000 è una rete coerente di siti (SIC e ZPS) distribuiti su tutto il territorio dell'Unione Europea individuati rispettivamente ai sensi delle Direttive "Habitat" (92/43/CEE) e "Uccelli" (79/409/CEE).

La finalità principale della Direttiva Habitat è quella di "salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche" di interesse comunitario (art. 2).

La Direttiva, oltre a definire le modalità di individuazione dei siti, stabilisce una serie di norme, a cui ciascuno Stato Membro deve attenersi, riguardo le misure di conservazione e di gestione necessarie per il mantenimento dell'integrità strutturale e funzionale degli habitat di ciascun sito (art. 6).

Tra gli obiettivi principali della gestione dei siti Natura 2000 rientra la prevenzione dei fenomeni di degrado degli habitat naturali a rischio sopravvivenza delle specie per i quali i siti sono stati designati.

In Puglia, con il programma scientifico Bioitaly, sono stati censiti n. 77 proposti Siti d'Importanza Comunitaria (pSIC) e n. 16 Zone di Protezione Speciale (ZPS).

La Direttiva "Uccelli" impone la designazione come ZPS dei territori più idonei, in numero e in superficie, alla conservazione delle specie presenti nell'allegato I e delle specie migratrici. La Direttiva non contiene, tuttavia, una descrizione di criteri omogenei per l'individuazione e designazione delle ZPS.

3.1 Caratteristiche del SIC Terra “Bosco di Santa Teresa”

Il Bosco di Santa Teresa ha una estensione di circa 25 h ed è costitutivo da una sughereta pura (*Quercus suber*) a cui si aggiunge qualche raro esemplare di Leccio (*Quercus ilex* L.), Roverella (*Quercus pubescens* Willd) e Vallonea (*Quercus macrolepis*).

Il sottobosco risulta ben sviluppato ed è costituito da specie tipiche della macchia mediterranea non riscontrabili in altri posti del Salento, spiccano due specie di erica erica arborea (*Erica arborea*), e la rarissima Erica pugliese (*Erica manipuliflora*), il corbezzolo (*Arbutus unedo*).

Le opere di progetto interferiscono indirettamente l'area SIC Terra di “Bosco di Santa Teresa”. Il tracciato del cavidotto non interessa direttamente il SIC Terra, in quanto il tracciato del cavidotto percorrerà una infrastruttura già esistente, la S.P. n.81, e disterà 92 m dal perimetro più esterno dell'area SIC, come evidenziato nell'immagine seguente.



Fig. 3-1 Inquadramento su ortofoto del cavidotto interferente indirettamente con l'area SIC Terra Bosco di Santa Teresa

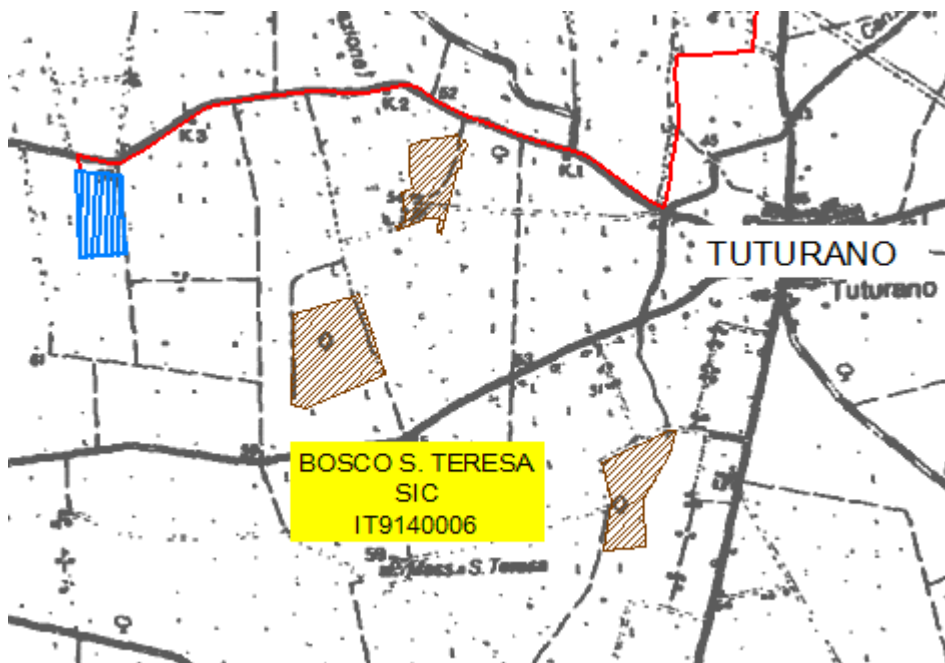


Fig. 3-2 Inquadramento su CTR del cavidotto interferente indirettamente con l'area SIC Terra Bosco di Santa Teresa

4. ANALISI SULLE SINGOLE COMPONENTI AMBIENTALI

**Rete NATURA2000****Regione Puglia**Assessorato all'Ambiente
Ufficio Parchie e Riserve Naturali**IT9140006
BOSCO DI SANTA TERESA**

Ingrandire l'area interessata

[Scheda del sito »»](#)[««Home Page](#)DENOMINAZIONE: **BOSCO DI SANTA TERESA****DATI GENERALI**Classificazione: **Sito d'Importanza Comunitaria (SIC)**Codice: **IT9140006**Data compilazione
schede: **01/1995**Data proposta SIC: **06/1995 (D.M.Ambiente del 3/4/2000
G.U. 95 del 22/04/2000)**Estensione: **ha 6**Altezza minima: **m 51**Altezza massima: **m 51**Regione biogeografica: **Mediterranea**Provincia: **Brindisi**Comune/i: **Brindisi**

Comunita' Montane:

Riferimenti
cartografici: **IGM 1:50.000 fg. 495****CARATTERISTICHE AMBIENTALI**

Il pH del suolo tende al neutro. Il terreno con elevata componente argillosa favorisce il ristagno idrico superficiale, favorendo la presenza della Quercia da sughero. Si tratta di un bosco di *Quercus suber* in buone condizioni vegetazionali, tra i meglio conservati in Puglia. Ha un elevato valore biogeografico perche' rappresenta il limite orientale di espansione della *Quercus suber*.

HABITAT DIRETTIVA 92/43/CEEForeste di *Quercus suber***100%****SPECIE FAUNA DIRETTIVA 79/409/CEE e 92/43/CEE all. II**

Mammiferi:

Uccelli:

Rettili e anfibi: ***Elaphe situla; Elaphe quatuorlineata.***

Pesci:

Invertebrati:

SPECIE FLORA DIRETTIVA 92/43/CEE all. II**VULNERABILITA':**

Il pascolo abusivo e gli incendi costituiscono la piu' importante causa di degrado. L'habitat boschivo presenta una bassa fragilita'. Interventi di disboscamento e messa a coltura, effettuati in passato, hanno frammentato e isolato l'areale di distribuzione della specie nell'area.

E' stato censito come S.I.C. nell'ambito del Progetto BioItaly-Natura 2000. Il bosco, residuo di un'area ben più ampia, è oggi costituito da due nuclei attualmente separati, ma un tempo facenti parte di un unico complesso boschivo più ampio. I due nuclei misurano 18 e 7 Ha per un totale di 25 ettari. Le aree circostanti sono costituite da seminativi a cereali, carciofeti e vigneti. Il bosco di sughera rappresenta un habitat di interesse comunitario secondo la Direttiva 92/43/CEE, denominato "boschi di *Quercus suber*"

Nell'area boschiva sono presenti due specie vegetali della Lista Rossa Nazionale: *Erica manipuliflora* Salisb.(erica pugliese) e *Quercus ithaburensis* Decaisne subsp. *macrolepis* Kotschy (vallonea).

Check-list delle specie

Agrimonia eupatoria L. (Rosaceae)
Agrostis stolonifera L. (Poaceae)
Aira elegans Willd (Poaceae)
Allium sphaerocephalon L. (Liliaceae)
Anemone hortensis L.(Ranunculaceae)
Anthemis arvensis L. (Asteraceae)
Arbutus unedo L. (Ericaceae)
Arum italicum Miller (Araceae)
Asparagus acutifolius L. (Liliaceae)
Asphodelus microcarpus Salzm. Et Viv. (Liliaceae)
Atractylis gummifera L. (Asteraceae)
Avena fatua L. (Poaceae)
Bartsia trixago L. (Scrophulariaceae)
Bartsia viscosa L. (Scrophulariaceae)
Bellis annua L. (Asteraceae)
Bellis sylvestris L. (Asteraceae)
Brachypodium ramosum (L.) R. et S. (Poaceae)
Brachypodium sylvaticum (L.) Beauv. (Poaceae)
Briza maxima L. (Poaceae)
Briza minima L. (Poaceae)
Calicotome villosa Poiret (Fabaceae)
Carthamus lanatus L. (Asteraceae)
Centaurium erythraea Rafn. (Gentianaceae)
Cerastium glomeratum Thuill. (Caryophyllaceae)
Cirsium arvense (L.) Scop. (Asteraceae)
Cistus creticus subsp. *Eriocephalus* (Cistaceae)

Cistus monspeliensis L. (Cistaceae)
Cistus salvifolius L. (Cistaceae)
Clematis flammula L. (Ranunculaceae)
Clinopodium vulgare L. (Lamiaceae)
Crataegus monogyna Jacq. (Rosaceae)
Crepis vesicaria L. (Asteraceae)
Cynosurus echinatus L. (Poaceae)
Dactylis glomerata L. (Poaceae)
Daphne gnidium L. (Thymelaeaceae)
Dasypyrum villosum (L.) Borbàs (Poaceae)
Daucus carota L. (Apiaceae)
Dianthus armeria L. (Caryophyllaceae)
Dorycnium hirsutum (L.) Ser. (Fabaceae)
Dorycnium rectum (L.) Ser. (Fabaceae)
Elaeoselinum asclepium (L.) Bertol. Subsp. asclepium (Apiaceae)
Erica arborea L. (Ericaceae)
Erica manipuliflora Salisb. (Ericaceae)
Eryngium campestre L. (Apiaceae)
Euphorbia peplus L. (Euphorbiaceae)
Galactites tomentosa Moench (Asteraceae)
Geranium columbinum L. (Geraniaceae)
Gladiolus segetum Ker.-Kawl. (Iridaceae)
Hermodactylus tuberosus (L.) Salisb.- Bellav. (Liliaceae)
Holcus lanatus L. (Poaceae)
Hypericum perforatum L. (Guttiferae)
Hypericum perforatum L. (Guttiferae)
Iris collina Terr. (Iridaceae)
Lagurus ovatus L. (Poaceae)
Lathyrus aphaca L. (Fabaceae)

Leopoldia comosa (L.) Parl. (Liliaceae)
Linaria pelisseriana (L.) Miller (Scrophulariaceae)
Linum trigynum L. (Linaceae)
Linum bienne L. (Linaceae)
Lonicera implexa Ait (Caprifoliaceae)
Lotus edulis L. (Fabaceae)
Medicago lupulina L. (Fabaceae)
Melica arrecta L. (Poaceae)
Melica ciliata L. (Poaceae)
Myrtus communis L. (Myrtaceae)
Odontites lutea L. (Scrophulariaceae)
Oenanthe pimpinelloides L. (Apiaceae)
Ornithogalum umbellatum L. (Liliaceae)
Osyris alba L. (Santalaceae)
Phillyrea latifolia L. (Oleaceae)
Pirus amygdaliformis Vill. (Rosaceae)
Pistacia lentiscus L. (Anacardiaceae)
Plantago psyllium L. (Plantaginaceae)
Plantago serraria L. (Plantaginaceae)
Poa bulbosa L. (Poaceae)
Picris hieracioides L. (Asteraceae)
Pulicaria vulgaris L. (Asteraceae)
Quercus ithaburensis subsp. macrolepis (Fagaceae)
Quercus virgiliana (Fagaceae)
Quercus suber (Fagaceae)
Ranunculus ficariiformis L. (Ranunculaceae)
Ranunculus velutinus L. (Ranunculaceae)
Rapistrum rugosum All. (Brassicaceae)
Rhamnus alaternus L. (Rhamnaceae)

Rosa sempervirens L. (Rosaceae)

Rubia peregrina L. (Rubiaceae)

Rubus ulmifolius Schott (Rosaceae)

Ruscus aculeatus L. (Liliaceae)

Smilax aspera L. (Liliaceae)

Stachys germanica L. (Lamiaceae)

Thapsia garganica L. (Apiaceae)

Trifolium angustifolium L. (Fabaceae)

Urginea maritima Baker (Liliaceae)

Urospermum dalechampii L. (Asteraceae)

Verbena officinalis L. (Verbenaceae)

Viburnum tinus L. (Caprifoliaceae)

Il nucleo boschivo, come tutte le sugherete del brindisino, si inquadra nell'ambito della classe fitosociologica *Quercetea ilicis* Braun-Blanquet 1934 e nella serie climatofila, neutro o subacidofila, mesomediterranea subumida della sughera della associazione *Carici halleranae-Quercetum suberis* Biondi, Casavecchia, Beccarisi, Medagli & Zuccarello esclusiva del territorio brindisino.

Si tratta di boschi ad alto fusto abbastanza ben conservati nonostante i ripetuti incendi del passato con *Quercus suber* dominante nello strato arboreo e sporadiche presenze di leccio e *Q. virgiliana*. Nello strato arbustivo sono presenti specie sclerofille sempreverdi quali *Arbutus unedo*,

Phillyrea media, *Pistacia lentiscus* e *Myrtus communis*, si segnala inoltre la presenza di *Calicotome infesta*, specie legata alla ricostituzione postincendio. Nello strato erbaceo si rinvencono *Brachypodium sylvaticum*, *Carex hallerana*, *C. distachya*, *Melica arrecta*, *Pulicaria odora*. Notevole è la presenza di lianose quali *Smilax aspera*, *Rosa sempervirens*, *Lonicera implexa*, *Rubia peregrina* var. *longifolia*.

La serie si sviluppa su substrati sabbiosi di natura calcarenitica nel piano bioclimatico mesomediterraneo subumido.

4.1 Componenti ambientali TERRA: Codice habitat 9340 – Querceti a *Quercus ilex* e *Quercus rotundifolia*

La principale caratteristica ecologica presente nel sito interessato dalle opere di progetto è rappresentata dalle formazioni tipiche degli ambienti costieri e sub- costieri, con penetrazione nei piani meso e supra-mediterraneo in corrispondenza di stazioni favorevoli. Frequentemente si mostrano con l'habitus di macchia alta.

Misura di conservazione:

- il pascolo in basco, da esercitarsi secondo le modalità previste dal R.R. 26 febbraio 2015 n.5, è ammesso con le seguenti limitazioni:
 - Non deve essere superato il carico precauzionale di massima di 0,5 UBA ha⁻¹
 - Nei cedui il pascolo è consentito a partire dal 10° anno
- Riprendere la pratica della ceduzione nei cedui oltre il turno, in particolare in quelli stressati e in cattivo stato fitosanitario, ponendo particolare attenzione, nella matricinatura, alla conservazione delle mescolanze eventualmente presenti.
- Favorire la conservazione ad alto fusto dei cedui oltre turno nelle stazioni maggiormente vocate dal punto di vista edafico ed ecologico.
- Individuazione di aree pilota per studiare la naturale evoluzione di queste formazioni.
- Individuazione di aree ad elevato valore naturalistico in corrispondenza di stazioni di particolare interesse per struttura e composizione e dove alla lecceta si abbinano specie di interesse fitogeografico e per la conservazione.

4.2 Componenti ambientali TERRA: Codice habitat 9330 – Foreste di *Quercus suber*

Una ulteriore caratteristica ecologica presente nel sito interessato dalle opere di progetto è rappresentata dalle foreste relitte dell'Alto Salento, nella porzione più orientale dell'areale di questa specie mediterraneo occidentale che si rinvenivano nell'area, soprattutto, ma non in modo esclusivo, su suoli argillosi e in corrispondenza di canali e acque superficiali.

Misura di conservazione:

- Divieto della pratica dell'asportazione di sughero per turni inferiori a 20 anni.
- Realizzare interventi selvicolturali finalizzati alla conservazione di questa tipologia di habitat così rara e localizzata, con particolare riferimento al mantenimento di un adeguato stato fitosanitario.
- Applicazione di adeguati modelli colturali che favoriscano la rinnovazione di *Quercus suber* all'interno dei popolamenti considerati.

SPECIE VEGETALI DELLA LISTA ROSSA NAZIONALE

Erica manipuliflora Salisb.

Pochissimi esemplari di questa specie sono presenti in una limitata area del bosco

Quercus ithaburensis subsp. *macrolepis* (= *Q. macrolepis*)

Quattro esemplari, certamente introdotti dall'uomo, sono presenti all'interno dell'area boschiva

SPECIE VEGETALI RARE

Dianthus armeria L.

E' una specie molto rara nel Salento, ma diffusa nel resto della Puglia

Iris collina Terr.

E' specie endemica dell'Italia meridionale, rara nel salento.

ORCHIDACEE PROTETTE DALLA CONVENZIONE CITES

Anacamptis morio L.

Anacamptis papilionacea L.

5. ANALISI DEGLI IMPATTI

5.1 Fase di cantiere

Il tracciato in progetto interessa, anche se non direttamente (in quanto posato su strade esistenti) solo aree agricole o comunque prive di interesse floristico e vegetazionale. Infatti nessun tipo di vegetazione spontanea, nessuna specie floristica di rilievo e nessun habitat di pregio viene interessato direttamente dal tracciato, che insiste su strada esistente.

In un solo tratto il tracciato si avvicina a circa 92 m ad un nucleo boschivo di sughera (S. Teresa) ma interessando anche in questo caso solo aree agricole.

Nell'area vasta è presente n 1 specie di rettili inclusa nell'all. II della Dir. 92/43/CEE.

Data la natura dell'intervento previsto, che comporta ad ultimazione dei lavori il ripristino dello stato dei luoghi, e che pertanto non produrrà alcuna modificazione all'area di intervento e all'area vasta, si presume che ne deriverà un bassissimo impatto in fase di realizzazione dell'opera, derivante dal disturbo prodotto dai mezzi mentre alcun impatto ne conseguirà alla realizzazione dell'opera.

Ovviamente ciò nel totale rispetto degli habitat relittuali presenti, quali eventuali siepi e filari e a patto che le piste che verranno eventualmente aperte per il transito dei mezzi da lavoro saranno rimosse ad opera ultimata.

Le attività legate alla posa del cavidotto a terra - cantiere cavidotto - prevedono a tutti gli effetti, un cantiere mobile di piccole dimensioni lungo il tracciato prestabilito, che sorgerà generalmente in affiancamento alla viabilità presente, o in aree a vocazione prevalentemente agricola.

Per quanto concerne l'alterazione della biodiversità, in particolare dell'avifauna, durante la fase di cantiere è stato considerato il "rumore".

I rumori dovuti all'utilizzo di mezzi e di macchinari, alle operazioni di scavo a mare, alla costante presenza umana e la modificazione della situazione ambientale determineranno l'impatto maggiore sulle componenti faunistiche.

Infatti, la prima reazione osservata in tutte le situazioni è l'allontanamento della fauna, e in particolar modo dell'avifauna, dal sito dell'impianto; a seconda delle specie questo allontanamento può variare sino ad una distanza di circa 800 – 1000 metri.

Il rientro alle condizioni normali dipende fortemente dalla presenza dell'impianto che le specie troveranno nei tentativi di ritorno al termine del disturbo provocato dai lavori.

In caso di vicinanza di siti riproduttivi (orientativamente, e comunque con differenze anche sensibili da specie a specie, si considera troppo prossimo ad un sito riproduttivo un impianto entro i 1000 metri da questo) si registra l'abbandono del sito e la perdita della riproduzione se questa è già in atto.

Nel caso in esame, trattandosi del solo cavidotto a terra, non si verificherà un vero e proprio allontanamento in quanto le specie esistenti sono oramai avvezze ai lavori di tipologia simile a quelli da effettuarsi per il cavidotto, in quanto paragonabili al disturbo provocato dai mezzi agricoli.

Per quanto detto, si può concludere che l'impatto su tale componente è lieve e di breve durata.

Uno degli elementi che sembrano influire maggiormente sul processo di riavvicinamento della fauna, ed in particolare dell'avifauna, è l'interdistanza fra le macchine se si tratta di impianti onshore.

Alla prima fase di allontanamento, segue un periodo in cui le specie più confidenti riprendono possesso dell'area, in ciò facilitate tanto più quanto minori sono i disturbi arrecati.

Nel caso in esame, trattandosi del solo cavidotto a terra, non si verificherà un vero e proprio allontanamento in quanto le specie esistenti sono oramai avvezze ai lavori di tipologia simile a quelli da effettuarsi per il cavidotto, in quanto paragonabili al disturbo provocato dai mezzi agricoli.

5.2 Fase di esercizio

Di seguito vengono descritte le incidenze determinate sulle componenti ambientali interferenti con gli aerogeneratori, i quali non hanno alcun contatto con l'area protetta in esame, in quanto il cavidotto interrato su S.P.n.81 non ha alcun impatto sull'area SIC "Bosco di Santa Teresa".

Pertanto, si è proceduto alla stima dell'impatto acustico in fase di esercizio (cfr. SIA-06 Relazione previsionale di impatto acustico). Dalla simulazione effettuata si è potuto evincere che il rumore risulta essere confinato al sito in cui sono collocate le turbine. Già a una distanza di 400m dal parco il livello generato risulta essere dell'ordine di 40dB(A). In prossimità della costa, ove sono presenti i ricettori ad una distanza di circa 6km, i livelli di emissione non sono percepibili (<10dB) rispetto il rumore di fondo.

Tali valori sono alquanto contenuti anche per eventuali disturbi sulla qualità di vita di cetacei e tartarughe marine, anche se, il sito di progetto, tuttavia, non rappresenta un'area d'interesse per presenza di cetacei e tartarughe marine.

Il litorale in passato è stato saltuariamente oggetto di spiaggiamenti da parte di stenelle (*Stenella coeruleoalba*) e di tartarughe comuni (*Caretta caretta*). Poiché non è stato rinvenuto alcun nido e non essendo neppure noto in letteratura alcun caso di nidificazione per quest'area, si ritiene che il litorale antistante il sito di progetto non rivesta interesse per la nidificazione della tartaruga marina.

Al fine di analizzare il potenziale impatto dell'impianto eolico **sull'avifauna marina** durante la fase di esercizio, è stato effettuato un monitoraggio nella zona di mare e di terra, con l'obiettivo di:

1. Analizzare l'impatto dell'impianto eolico sull'avifauna marina, stabilmente presente per lunghi periodi nell'area di progetto.
2. Analizzare l'impatto dell'impianto eolico sulla fauna in migrazione.

Poiché l'impianto eolico ha potenzialmente un basso impatto sulle specie terrestri stanziali, il monitoraggio considera solo due categorie di specie:

- le specie marine
- le specie in migrazione

Sono stati considerati 8 diversi fattori, derivanti dalle caratteristiche delle specie incluse in quelle che potrebbero essere minacciate dagli impianti eolici (per maggiori dettagli si rimanda all'analisi della relazione avifaunistica).

I fattori comprendono:

- a) Agilità e manovrabilità di volo,
- b) Altezza di volo,
- c) Percentuale di tempo speso in volo,
- d) Attività notturna di volo,
- e) Disturbo causato dal traffico di navi e elicotteri,
- f) Flessibilità nell'uso degli habitat,
- g) Dimensione delle popolazioni,
- h) Stato di conservazione e specie minacciate in Europa

Ad ogni fattore è stato dato un valore su una scala da 1 (bassa vulnerabilità) a 5 (alta vulnerabilità). La somma dei valori attribuiti varia in un range compreso tra 8 e 40, anche questi sono stati raggruppati in tre categorie: bassa vulnerabilità tra 8 e 15, media vulnerabilità tra 16 e 23 e alta vulnerabilità tra 24 e 40.

Il monitoraggio si svolge attraverso due disegni di campionamento, basati su specifiche variabili, a diverse scale temporali e spaziali.

Di seguito sono descritte le specie censite, con i relativi potenziali fattori d'impatto, le caratteristiche fenologiche e il riconoscimento dell'importanza individuato nella Direttiva Habitat.

SPECIE	COLLISIONE	DISTURBO	EFFETTO BARRIERA	PERDITA HABITAT	FENOLOGIA	DIR 79/409	RE	SPECs
Svasso maggiore	basso	basso	medio	medio	M reg., W			
Svasso piccolo	basso	basso	medio	medio	M reg., W		NE	
Bera maggiore	medio	medio	basso	medio	M reg., W		VU	2
Berta minore	medio	medio	basso	medio	M reg., W	*	VU	4
Sula	medio	medio	basso	medio	M reg., W			2
Marangone	alto	basso	medio	basso	M reg., W		EN	
Garzetta	alto	basso	medio	basso	M reg., W, E	*		
Airone cenerino	alto	basso	medio	basso	M reg., W, E		LR	3
Volpoca	alto	basso	medio	basso	M reg., W		EN	
Alzavola	basso	basso	medio	basso	M reg., W		EN	
Germano reale	basso	basso	medio	basso	M reg., W, B irr			
Codone	basso	basso	medio	basso	M reg., W		NE	3
Marzaiola	basso	basso	medio	basso	M reg., W		VU	3
Falco pecchiaiolo	medio	basso	medio	basso	M reg.	*	VU	4
Falco di palude	medio	basso	medio	basso	M reg., W	*	EN	
Albanella reale	medio	basso	medio	basso	M reg., W	*	EB	3
Albanella minore	medio	basso	medio	basso	M reg.	*	VU	4
Falco pescatore	medio	basso	medio	basso	M reg., W irr. E irr	*	EB	3
Quaglia	basso	basso	basso	basso	M reg., W par., B		LR	3
Gru	alto	basso	medio	basso	M reg., W	*	EB	3
Beccaccia di mare	basso	basso	medio	basso	M reg.		EN	
Avocetta	basso	basso	medio	basso	M reg., W irr.	*	LR	4-3
Fratino	basso	basso	medio	basso	SB, M par., W		LR	3
Gambecchio	basso	basso	medio	basso	M reg., W			
Piovanello	basso	basso	medio	basso	M reg.			
Combattente	basso	basso	medio	basso	M reg., W irr	*		4
Chiurlo	basso	basso	medio	basso	M reg., W		NE	3W
Pettegola	basso	basso	medio	basso	M reg., W, E		EN	2
Voltapietre	basso	basso	medio	basso	M reg., W			
Gabbiano corallino	basso	basso	medio	basso	M reg., W	*	VU	4
Gabbianello	basso	basso	medio	medio	M reg.			3
Gabbiano comune	basso	basso	medio	basso	M reg., W, E		VU	
Gabbiano reale	basso	basso	basso	basso	M reg., W, B			
Beccapesci	medio	medio	basso	medio	M reg., W	*	VU	2
Fratricello	medio	basso	medio	medio	M reg., B	*	VU	3
Tortora	basso	basso	basso	basso	M reg., B			3

Tabella 2 Specie censite

Al fine di implementare gli impatti potenziali con le caratteristiche intrinseche delle differenti specie, si sintetizzano i risultati del metodo di valutazione degli effetti sugli uccelli marini (Tabella seguente).

SPECIE	AGILITA' E MANOVRA BILITA' DI VOLO	ALTEZZA DI VOLO	TEMPO SPESO IN VOLO	ATTIVITA' DI VOLO NOTTURNO	DISTRURBO	FLESSIBILITA'	DIMENSIONE DELLA POPOLAZIONE EUROPEA	STATUS DELLA SPECIE	TOTALE
Svasso maggiore	5	1	1	1	1	1	4	1	15
Svasso piccolo	5	1	1	1	1	1	5	1	16
Bera maggiore	1	1	4	1	5	1	4	4	17
Berta minore	1	1	4	1	5	1	5	2	18
Sula	4	2	5	1	5	1	5	4	23
Marangone	4	2	2	1	2	1	5	1	18
Gabbiano corallino	1	2	3	1	1	1	5	2	16
Gabbianello	1	2	3	1	1	1	5	3	17
Gabbiano comune	1	2	3	1	1	1	1	1	11
Gabbiano reale	1	2	3	1	1	1	4	1	14
Beccapesci	1	2	5	1	3	1	4	4	21
Fratricello	1	2	5	1	3	1	5	3	21

Tabella 3 Valori dei fattori di sensibilità attribuiti per ciascuna specie e relativo indice di sensibilità

Dall'analisi dei maggiori “fattori di rischio” (collisione, disturbo, effetto barriera, perdita e modificazione dell'habitat), individuati dagli studi sino ad oggi svolti in differenti aree del mondo, si ritiene che i maggiori fattori di rischio per il sito di Cerano siano il rischio di collisione e l'effetto barriera.

SPECIE	COLLISIONE	DISTURBO	EFFETTO BARRIERA	PERDITA DI HABITAT
Berta maggiore	basso	medio	basso	medio
Berta minore	basso	medio	basso	medio
Sula	basso	medio	basso	medio
Marangone	alto	basso	basso	basso
Airone cenerino	alto	basso	medio	basso
marzaiola	medio	basso	medio	basso
pecchiaiolo	medio	basso	medio	basso
Falco di palude	medio	basso	medio	basso
Albanella reale	medio	basso	medio	basso
quaglia	basso	basso	medio	basso
Beccaccia di mare	medio	basso	medio	basso
Pittima reale	medio	basso	medio	basso
chiurlo	medio	basso	medio	basso
Gabbiano corallino	medio	basso	basso	basso
Gabbiano comune	medio	basso	basso	basso
Gabbiano reale	medio	basso	basso	basso
Beccapesci	medio	basso	basso	medio

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

Il rischio di collisione è stato stimato d'intensità bassa per il 23,5%, medio per il 64,7% e alto per l'11,7% delle specie considerate. Si ritengono ad alto rischio le specie con scarsa manovrabilità di volo e a medio rischio quelle con altezza di volo compresa nel raggio d'azione delle pale.

Il disturbo è stato stimato di intensità bassa per l'82,3% e medio per il 17,6%, mentre in nessun caso è stato ritenuto alto. Poiché il disturbo per lo più si traduce nel dislocamento delle specie nidificanti che, ovviamente mancano in mare, tale fattore si ritiene trascurabile. Unici casi in cui si ritiene da calcolare tale fattore è per le specie che si alimentano in mare.

La perdita di habitat si ritiene bassa per il 76,4% delle specie e media per il 23,5%; per nessuna alta. Si ritiene influente la perdita di habitat per quelle specie per le quali l'area rappresenta un sito trofico.

Di seguito si sintetizzano i risultati del metodo di valutazione degli effetti sugli uccelli marini:

specie	AMV	AV	TV	VN	D	F	DP	S	totale
Berta maggiore <i>Calonectris diomedea</i>	1	1	4	1	5	1	4	4	17 (media)
Berta minore <i>Puffinus yelkouan</i>	1	1	4	1	5	1	5	2	18 (media)
Sula <i>Sula bassana</i>	4	2	5	1	5	1	5	4	23 (media)
Marangone <i>Phalacrocorax carbo</i>	4	2	2	1	2	1	5	1	18 (media)
Gabbiano comune <i>Larus ridibundus</i>	1	2	3	1	1	1	1	1	11 (bassa)
Gabbiano reale <i>Larus cachinnans</i>	1	2	3	1	1	1	4	1	14 (bassa)
Beccapesci <i>Sterna sandvicensis</i>	1	2	5	1	3	1	4	4	21 (media)

Tabella 4 Valori dei fattori di sensibilità attribuiti per ciascuna specie e relativo indice di sensibilità. AMV: Agilità e manovrabilità di volo; AV: Altezza di volo; TV: % tempo speso in volo; VN: Attività di volo notturno; D: Disturbo; F: Flessibilità; DP: Dimensione della popolazioni europee; S: Status della Specie

Per quanto riguarda i risultati del metodo applicato per le specie marine si è osservata una bassa sensibilità per il 28,5% delle specie osservate ed una media sensibilità per il restante 71,4%.

Come si è potuto evincere da quanto descritto in precedenza, è stato quindi predisposto un piano di monitoraggio dell'avifauna, sulla terra ferma ed in mare, nei periodi di maggiore sensibilità: migrazione autunnale, migrazione primaverile e svernamento.

I risultati esposti (per i dettagli si rimanda alla Relazione Avifaunistica) sono da intendersi preliminari; l'attività di monitoraggio interesserà anche il periodo primaverile, quando potranno essere avvistate specie migratrici in transito sull'area di progetto.

I rilievi hanno interessato le specie svernanti nelle zone umide costiere e quelle in migrazione autunnale dirette o provenienti dalle zone umide della costa (dette genericamente specie migratrici). Hanno interessato, inoltre, l'avifauna marina in migrazione autunnale e/o svernante, presente nel sito di progetto (specie denominate genericamente nella presente relazione come specie marine).

E' stata riscontrata una marcata differenza, nelle presenze avifaunistiche, tra il numero di specie osservate nella fascia marina costiera (entro km 3) e nell'aria di progetto (a circa km 6 dalla costa).

Non è stata riscontrata alcuna relazione diretta tra le specie osservate lungo la costa e il sito di progetto.

Le specie "migratrici" rilevate sino ad oggi sono state n°16, concentrate nella fascia costiera, mentre le specie "marine" sono state n°7, presenti nell'area di progetto.

Sono stati analizzati i maggiori "fattori di rischio" individuati in studi svolti in differenti aree del mondo (collisione, disturbo, effetto barriera, perdita e modificazione dell'habitat). Tali fattori sono stati analizzati solo per le specie osservate nel sito di progetto. Si ritiene che, per il sito di Cerano, i maggiori fattori di rischio siano la collisione e l'effetto barriera, durante il periodo migratorio.

Il rischio di collisione è stato stimato d'intensità bassa per il 23,5%, medio per il 64,7% e alto per il 11,7% delle specie considerate.

Il disturbo causato dall'effetto barriera si ritiene medio per il 52,9% e basso per il 47%.

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

Sono stati calcolati gli "indici di sensibilità" per ciascuna specie osservata nell'area di progetto. E' stata riscontrata una bassa sensibilità per il 28,5% delle specie osservate ed una media sensibilità per il 71,5%, mentre non è stata rilevata alta sensibilità per nessuna specie.

Nel tratto marino in oggetto non sono note concentrazioni significative di migratori; è presumibile il transito in mare su un fronte ampio.

Dalle osservazioni fino ad ora svolte si ritiene che la realizzazione del parco eolico off-shore, distante dalla costa non meno di km4 produca per gli Uccelli marini lo scenario 1 a basso impatto e per gli Uccelli migratori non marini lo scenario 1, basso impatto (cfr. figure seguenti).

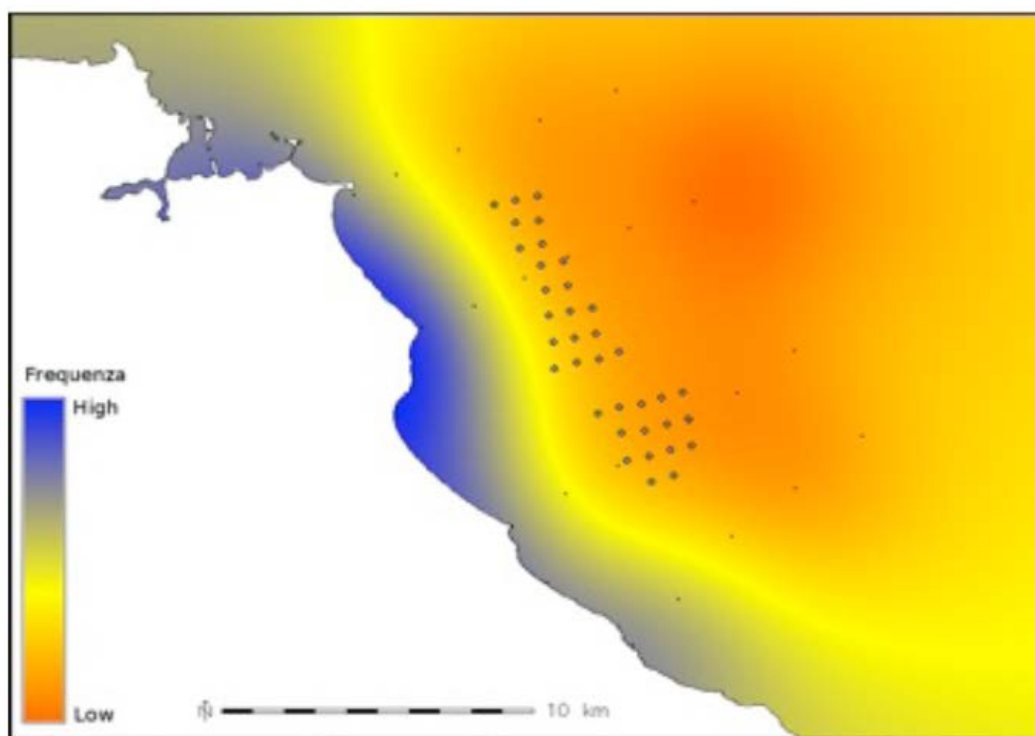


Fig. 5-1 Scenario 1- Basso impatto sull'avifauna marina

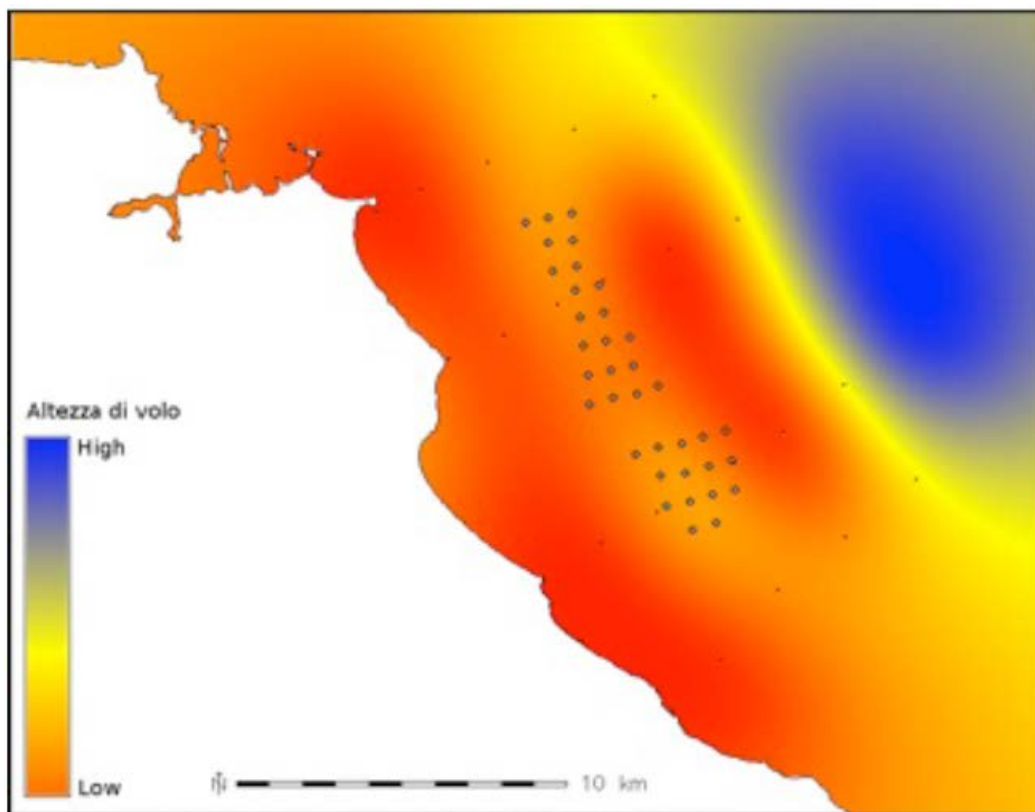


Fig. 5-2 Scenario 1 – Basso impatto sull'avifauna migratrice

5.3 Fase di dismissione

La fase di dismissione può presentare le problematiche già riscontrate durante la fase di cantiere, per quanto riguarda le procedure operative di installazione.

La tipologia e la entità degli impatti sono del tutto paragonabili in quanto le operazioni sono simili a meno dell'ordine di esecuzione.

Quello che invece cambia, è la rimozione di parti di impianto che sono rimasti fissi nei fondali per un periodo di 25 anni, ed attorno ai quali si sono create condizioni di equilibrio per quanto concerne l'habitat marino, che andrebbe completamente stravolto con la rimozione.

In particolare, tale aspetto riguarda sia le fondazioni degli aerogeneratori che i cavidotti.

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.

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.

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

Quella relativa al caso in esame, costituita da un jacket inserito in pali fondari precedentemente battuti/vibroinseriti nel fondale, potrà avvenire secondo la seguente procedura:

- taglio dei cavi sottomarini di interconnessione, che si dipartono dalla turbina verso le due unità adiacenti dello stesso sottocampo;
- sezionamento dei pali fondari mediante adeguati mezzi (disco/filo diamantato, sega, etc.) ad una quota sotto a quella della faccia superiore del fondale;
- rimozione del corpo metallico, come un pezzo unico mediante mezzo navale dotato di dispositivo opportuno di sollevamento;
- trasporto a riva nella zona dedicata al ricevimento/deposito del jacket;
- 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.

Tale soluzione potrebbe risultare la meno impattante, in quanto eviterebbe la rimozione del palo.

Le considerazioni di paragone tra due soluzioni contrastanti che in linea di principio si potrebbero anche avanzare, sono riportate nella tabella seguente (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).

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 unlikely	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 exposure identified.
Minimize environmental impact place	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	Considerably reduced works footprint relative to complete removal. Works would take over reduced time period and involve less equipment. Seabed recovery time shorter than complete removal
scenario.	and pollution will be eliminated.	Some artificial reef habitat
may be		lost, but long term risk of
decay		and pollution will be
eliminated.		
Promote at 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 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.

likely.		Seabed recovery is highly
Adhere to the reasonably 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 practicable – all remains to be suitably buried.
Maximize the reuse of materials.	Maximum material potentially available for reuse	Less material available for 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

Il problema vero e proprio per l'habitat marino, invece, è inerente alla rimozione del jacket di fondazione per un duplice motivo:

- ☹️ rimozione dell'elemento che ha generato nel lungo periodo l'incremento della biodiversità;
- ☹️ perdita del riparo per le specie ittiche minacciate dalla pesca a strascico.

Quanto su riportato porta ad avanzare alcune considerazioni dal punto di vista ecologico.

Infatti, un sistema vivente può essere rappresentato come un sistema in equilibrio dinamico all'interno di un circuito.

La caratteristica fondamentale di questo circuito è rappresentata dalla sua capacità di autoregolarsi, attraverso dei sistemi a feedback (retroazione) positivi e negativi.

Feedback positivi e feedback negativi sono in antitesi tra di loro. I primi amplificano gli effetti delle perturbazione, mentre i secondi li smorzano.

I feedback negativi, dunque, permettono al sistema di resistere ai cambiamenti, mentre quelli positivi ne sono gli artefici.

La stabilità non è una proprietà del sistema ma un suo equilibrio.

La stabilità dell'equilibrio è strettamente correlata a certi attributi come la costanza, la persistenza di specie, la stabilità strutturale, la resistenza, la resilienza, l'inerzia, l'elasticità, in un unico termine la stabilità ecologica (Lewontin, 1969; Justus, 2005).

Quindi il biota presente nel parco eolico divenuto stabile e con un'alta capacità di resilienza, inteso come il tempo necessario ad un sistema che ha subito una alterazione di ritornare allo stato iniziale, è in grado di riadattarsi alle nuove condizioni ambientali (feedback negativo).

Quindi l'impatto connesso a tale operazione può considerarsi di media entità ed esteso per un breve/medio periodo (in funzione della resilienza del sistema), durante il quale si andranno a stabilire nuove condizioni di equilibrio.

Per quanto riguarda il cavidotto 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 (interconnection/ inter-array cable) a MT (circa sui 30 kV).

Tali cavi saranno interrati, fatta eccezione per il percorso in corrispondenza di posidonieto, in cui è previsto l'ancoraggio sul fondale.

Mentre i cavi posati sul fondale potranno essere rimossi eliminando l'ancoraggio, i cavi sottomarini di entrambe le categorie possono esser lasciati in situ.

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.

Quindi, per la dismissione dei cavidotti si prevedono impatti lievi e di breve durata.

A conferma degli aspetti citati in precedenza, si illustra un caso pratico su come la realizzazione di barriere artificiali e di strutture metalliche in mare, può contribuire in maniera importante all'aumento dei valori di biodiversità di un'area marina costiera.

Il fenomeno della colonizzazione di tali strutture da parte della fauna marina è stato ampiamente analizzato e dimostrato in numerosi studi scientifici (Bohnsak J.A. & Sutherland D.L., 1985; Bombace G et al. 1994; Bull A.S. & Kendall J.J., 1994; Fabi G. & Fiorentini L., 1994; Relini G. et al. 1994; Stephan CD. & Osburn H.R., 1994; Simone Dürr, et al. 2010).

In Italia, uno dei casi esemplari più studiati ed importanti è quello della piattaforma paguro, affondata nelle acque antistanti Ravenna a causa dell'esplosione di una sacca di gas. In figura seguente viene riportata la ricostruzione tridimensionale della piattaforma sommersa che si sviluppa per un'altezza di circa 26 metri dai - 8 m di profondità fino ai -34m.

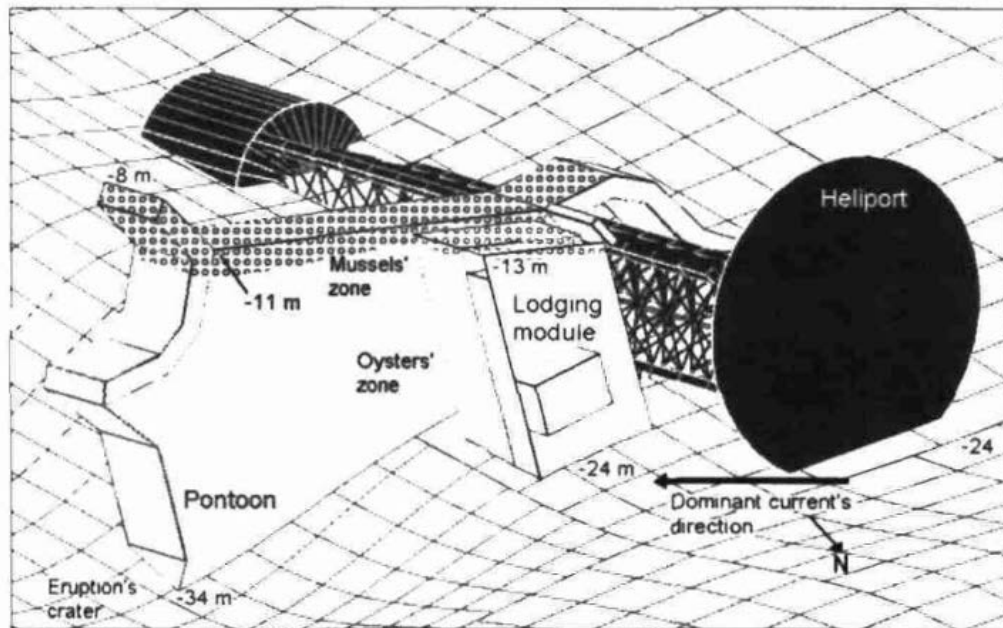


Fig. 5-3 Ricostruzione tridimensionale della piattaforma sommersa paguro (Fonte ENVIRONMENTAL CHARACTERISATION AND MACROBENTHIC COMMUNITIES OF THE NORTHERN ADRIATIC "PAGURO" WRECK di Massimo Ponti et al. 1996)

I popolamenti che caratterizzano tale struttura sono stati studiati ed illustrati in numerosi articoli scientifici. In virtù della straordinaria concentrazione di biodiversità ivi presente, nel 1995 con Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, viene delimitata ed istituita in tale area una "zona di tutela biologica".

Lo specchio acqueo oggetto di tutela è stato poi successivamente regolamentato dalla locale Capitaneria di Porto attraverso un regolamento di fruizione che ha consentito l'affidamento della gestione e dell'accesso all'area ad una cooperativa locale costituita da numerose associazioni locali, gruppi di ricerca e diving center. Ad oggi, il sito del Paguro, rappresenta uno delle mete più ambite del turismo subacqueo dell'Emilia Romagna e di tutto il nord Adriatico divenendo in tal modo una importante fonte di sviluppo economico per la comunità locale.

Alla luce di quanto sopra esposto, ed in particolare, dei risultati dell'esperienza della piattaforma Paguro, si ritiene che la fase di eliminazione dei corpi metallici delle pale eoliche off shore, debba essere preceduta da un'approfondita attività di studio e di monitoraggio dei fenomeni di ripopolamento generati da tali strutture. In caso di risultati positivi, ovvero di

individuazione di corpi metallici che presentano rilevanti peculiarità naturalistiche ed ambientali, si auspica il mantenimento degli stessi al fine di:

- consentire l'aumento dei valori di biodiversità nell'area marina costiera oggetto di intervento attraverso il ripopolamento della fauna ittica;
- consentire uno sviluppo socio economico dell'area favorendo lo sviluppo di un turismo naturalistico-subacqueo e della filiera della piccola pesca a km 0;
- realizzare barriere antistrascico ai fini del mantenimento dei valori di biodiversità e dei servizi ecosistemici dell'area.

6. INDIVIDUAZIONE DELLE MISURE DI MITIGAZIONE PER IL CAVIDOTTO A TERRA INTERFERENTE INDIRECTAMENTE CON L'AREA SIC

Le opere di mitigazione relative agli impatti provocati sulla presente componente che verranno messe in atto saranno le seguenti:

- ☺ adottare un opportuno sistema di gestione nel cantiere di lavoro prestando attenzione a ridurre l'inquinamento di tipo pulviscolare;
- ☺ bagnare le piste per mezzo degli idranti per limitare il propagarsi delle polveri nell'aria nella fase di cantiere a terra del cavidotto;
- ☺ utilizzare carotatori che scavano orizzontalmente al di sotto del profilo del suolo, al fine di ridurre notevolmente la dispersione del particolato corpuscolare (per gli attraversamenti del cavidotto di corsi d'acqua);
- ☺ utilizzare macchinari omologati e rispondenti alle normative vigenti;
- ☺ ricoprire con teli eventuali cumuli di terra depositati ed utilizzare autocarri dotati di cassoni chiusi o comunque muniti di teloni di protezione onde evitare la dispersione di pulviscolo nell'atmosfera;
- ☺ ripristinare tempestivamente il manto vegetale a lavori ultimati.
- ☺ ripristino immediato e rinaturalizzazione delle aree di terreno temporaneamente utilizzate in fase di cantiere per la realizzazione del cavidotto, per una loro restituzione alla utilizzazione agricola;
- ☺ interrimento dei cavidotti e degli elettrodotti lungo le strade esistenti in modo da non occupare suolo agricolo o con altra destinazione;
- ☺ Per far fronte al potenziale rischio archeologico lungo del cavidotto terrestre, si prevede la movimentazione terreno con un escavatore meccanico munito di benna liscia con lo scopo di consentire l'individuazione della stratigrafia archeologica eventualmente in posto. E' necessario prevedere, in ogni caso, l'assistenza archeologica per tutte le operazioni di scavo in corso di esecuzione delle opere previste

7. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- *alternative strategiche* prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- *alternative di localizzazione* definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- *alternative di processo o strutturali* passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;
- *alternative di compensazione o di mitigazione* degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

- ✓ Le **alternative strategiche e di localizzazione** sono state affrontate originariamente nella fase iniziale di ricerca del sito costiero idoneo dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso, attraverso lo svolgimento di opportune campagne di indagini e *macro-siting* che hanno consentito di giungere ad una prima classificazione di siti potenzialmente validi.

Tale processo è stato ulteriormente affinato nella fase successiva allo screening iniziale, con sopralluoghi mirati ad una più approfondita conoscenza dello stato dei luoghi. Dopo questa fase di approfondimento, è stata effettuata una scrematura che ha portato alla identificazione univoca del sito, almeno come area vasta di interesse.

Tale selezione ha interessato anche fattori diversi da quelli strettamente connessi agli aspetti ambientali e paesaggistici, attraverso il coinvolgimento di diverse figure portatrici di interessi.

In particolare, la società proponente, che persegue l'obiettivo del progetto in esame oramai da alcuni anni, ha condotto una pianificazione partecipata, attraverso un coinvolgimento paritario di utenti e attori, al fine di rilevare gli umori e le intenzioni delle amministrazioni e delle associazioni di rappresentanza della cittadinanza, in maniera da portare avanti una iniziativa supportata e condivisa a priori dai diversi livelli decisionali, accogliendo sin dalla fase iniziale di progettazione i suggerimenti tecnici e le proposte migliorative emerse durante tale campagna di sensibilizzazione sociale

I fattori principali, oltre a quelli strettamente paesaggistici ed ambientali, che hanno indirizzato in modo pertinente la scelta del progetto, sono elencati di seguito:

- ❖ l'interesse, espresso dalle Amministrazioni locali e regionali, per una installazione eolica di potenza in grado di offrire un contributo sostanziale di energia pulita alla comunità locale con ritorno economico dall'esercizio del parco;
- ❖ la valorizzazione dell'area già investita da infrastrutture industriali e contemporaneamente dedita ad intensa vocazione agricola e turistico ambientale;
- ❖ il favore abbastanza netto delle organizzazioni pubbliche e della comunità locale nei confronti di un siffatto investimento e della conseguente realizzazione a mare del parco eolico;
- ❖ le caratteristiche del sito eolico (distanza dalla costa, etc.) e della centrale (sistemazione delle turbine, dimensioni dei convertitori, accorgimenti per ridurre la sensibilità visiva, etc.).

Dopo questa lunga fase iniziale, è stata effettuata una campagna di *micrositing*, con rilievi diretti in sito sia della zona a terra ma soprattutto dei fondali marini, e restituzione della mappatura dettagliata dello stato dei luoghi, con individuazione delle biocenosi presenti, oltre che della tipologia e stratigrafia dei fondali.

Pertanto, è stata definita una soluzione alternativa riguardante il posizionamento degli aerogeneratori.

L'analisi morfobatimetrica e biocenotica dei fondali, infatti, ha messo in evidenza come 18 dei 36 aerogeneratori presenti nel sito risultavano essere posizionati su habitat di valore conservazionistico o in aree ad essi immediatamente confinanti. Pertanto, rispetto alla configurazione originale sono stati effettuati degli spostamenti, verificati e validati in situ, che hanno consentito di posizionare le 36 pale eoliche off shore su popolamenti di scarso o nullo valore naturale

- ✓ Le **alternative di processo o strutturali** sono state valutate durante la redazione del progetto, nel corso del quale la individuazione della soluzione finale, sia per quanto riguarda la fase di cantiere che per il layout finale, è scaturita da un processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico, paesaggistico e marino esistente.

Innanzitutto, la scelta delle caratteristiche delle macchine e delle opere annesse è stata il frutto di un processo di affinamento che ha condotto alla definizione dei modelli rispondenti alle migliori tecnologie disponibili sul mercato.

Sono state, infatti, previste macchine di nuovissima generazione che forniscono prestazioni notevolmente superiori con impatti ambientali inferiori.

Oltre alla scelta dei componenti dell'impianto, particolare attenzione è stata posta alla valutazione delle possibili alternative riguardanti la fase di cantiere, nel senso dei mezzi e delle attrezzature da impiegare per ridurre le interferenze con gli ecosistemi presenti, per ridurre la tempistica di lavoro e ridurre la probabilità di eventi incidentali durante le installazioni.

In particolare, tale valutazione è stata approfondita nella scelta del sistema di posizionamento ed installazione del cavidotto marino.

Infatti, nelle zone di fondale in cui prospera o vegeta la Posidonia, l'utilizzo dell'aratro marino inizialmente pensato per la posa di tutti i cavidotti, poteva determinare gravi lesioni al tessuto floreale difficilmente mitigabili anche con interventi di adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste, come ricavato da altri casi simili.

Pertanto, è stata effettuata una valutazione ed una comparazione tra le diverse tecnologie disponibili elencate di seguito:

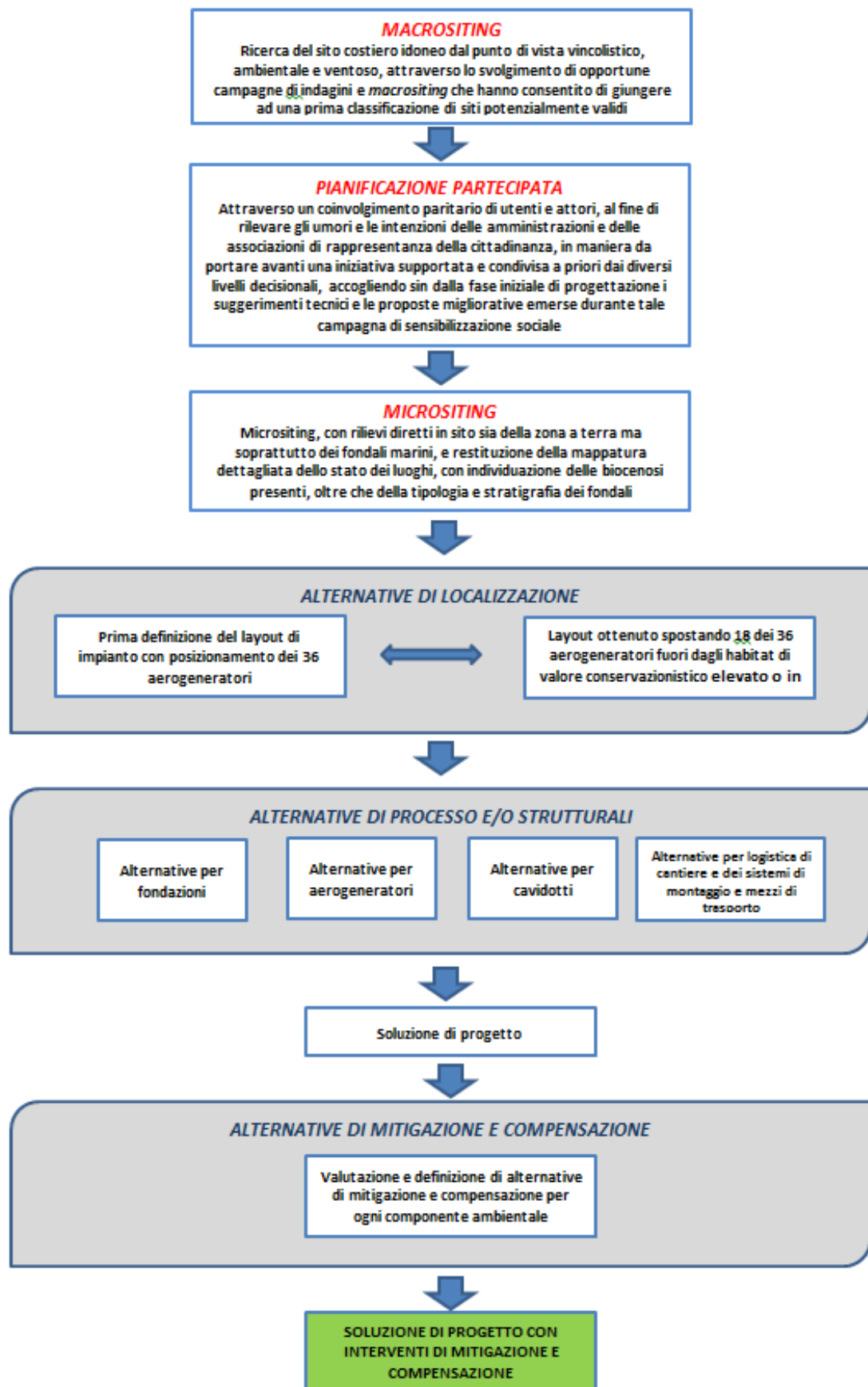
Alternativa valutata	Problema riscontrato
Fuoriuscita del cavo dalla trincea dall'inizio fino alla fine del Posidonieto, con sollevamento dello stesso per tutta l'estensione trasversale del campo	difficoltà di tenere il cavo in situ sollevato o appena appena sfiorante sulla prateria Scarso ancoraggio con alta probabilità di arpionarlo o tranciarlo
Una sola trincea per cavo anziché tante quante sono i sottocampi, confezionata come una treccia unica dei cavi, con calza di contenimento	difficoltà data dalle sue caratteristiche, la lunghezza potrebbe superare la capacità della giostra e la sua rigidità potrebbe renderne difficile l'accumulo, richiedendo un raggio di curvatura diverso Difficoltà di giuntura soprattutto in presenza di Posidonieto
Scavo con aratro in presenza di Posidonia e mitigazione del disturbo consistente nel prelevare i ciuffi di Posidonia e metterli a dimora in zona con caratteristiche abbastanza analoghe a quelle d'origine per tentare di preservarne la sopravvivenza	Diffidenza sulla sopravvivenza nel nuovo assetto con i ciuffi asportati Bisognerebbe prendere le massime precauzioni per poter contare sulla loro continuità di esistenza
Diverso percorso del cavidotto –magari contorto e più lungo- che consenta di evitare tutti i problemi precedenti e relativi alla presenza di Posidonia	Impossibilità di determinare una siffatta alternativa data la presenza diffusa e variegata come risultato dalla indagine morfobatimetrica
Posa del cavo sul fondale e ricoprimento con materassino (masse di materiale pesante, c.a., ghisa, etc., ed idoneo a stare in ambiente aggressivo, come quello marino	Nonostante una posa dei materassi di dimensione opportuna e abbastanza ridotta, comunque connessi tra loro, lasciando un certo spazio mutuo per consentire e favorire il rigoglioso sviluppo della vegetazione, naturalmente il piede di queste piccole masse osterebbe la crescita della flora.
Posa sul fondale e ricorso a sistemi di ancoraggio come micro pali fondari, installati mediante "battitura"	Impatto derivante dall'azione della battitura che potrebbe rilevarsi alquanto invasivo per la sopravvivenza della prateria
Posa con cavi adagiati sul fondale ed ancoraggio con asta filettata di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell'asta e con sistema di vincolo del cavo all'asta filettata	Soluzione meno invasiva in quanto tale operazione viene eseguita con l'ausilio di apposita attrezzatura idraulica o pneumatica manovrata da sommozzatori sul fondo, tale da arrecare il minore disturbo ed allo stesso tempo garantire un idoneo ancoraggio preservando il cavo da rischi di arpionatura e tranciatura

Scala di valutazione	
	Impatto alto
	Impatto medio-alto
	Impatto medio
	Impatto lieve-medio
	Impatto lieve

Attraverso una valutazione qualitativa degli impatti, è stata scelta l'ultima alternativa, cioè quella con la posa sul fondale in presenza di Posidonia, con ancoraggio con asta filettata di tipo Manta Ray MR-4 (o simile), in quanto è risultata la soluzione meno invasiva per i fondali, a valle di studi specialistici ed approfondimenti ed indagini dirette.

- ✓ Per quanto riguarda invece le **alternative di compensazione e/o di mitigazione**, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate nell'analisi degli impatti ambientali.

Il percorso seguito per la definizione della soluzione finale è rappresentato nel flow chart di seguito riportato.



- ✓ Infine, è stata considerata anche la **alternativa “zero”**; essa è stata valutata, però, non nell’ottica della non realizzazione dell’intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell’ottica di produzione

di energia per il soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche non rinnovabili) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di producibilità in termini di energia elettrica immessa in rete.

Supponendo:

- a) consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- b) fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- c) valore di producibilità annua di un impianto eolico, a titolo esemplificativo, di circa 100 GWh;

si ottengono i seguenti valori.

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI		
Combustibile	Consumo specifico medio	Fonte dati
Carbone	0,355 kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98
Petrolio	0,230 kg/kWh	ENEL
Gasolio	0,220 kg/kWh	EPA
Gas naturale	0,28 m ³ /kWh	EPA
Olio combustibile	0,221 kg/kWh	Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO ₂	Fattore di emissione SO ₂	Fattore di emissione NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,0730	0,590	0,39000
Petrolio	101,000	0,000	0,00000
Gasolio	77,149	0,220	0,14118
Gas naturale	55,820	0,250	0,00038
Olio combustibile	78,000	0,200	0,92683

Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua :

Combustibile	Consumo evitato	Unità di misura
Carbone	35.500	[t/anno]
Petrolio	23.000	[t/anno]
Gasolio	22.000	[t/anno]
Gas Naturale	28.000.000	[mc/anno]
Olio Combustibile	22.100	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 25 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti

Combustibile	Consumo evitato	Unità di misura
Carbone	887.500	[t]
Petrolio	575.000	[t]
Gasolio	550.000	[t]
Gas Naturale	700.000.000	[mc]
Olio Combustibile	552.500	[t]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E = A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]

Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fatt. di emiss. CO ₂	Fatt. di emiss. SO ₂	Fatt. di emiss. NO _x	Consumo	PCI	Emiss. CO ₂	Emiss. SO ₂	Emiss. NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(t/anno)	(MJ/kg)	(t/anno)	(t/anno)	(t/anno)
Carbone	94,0730	0,590	0,39000	35.500	31,40	104.863,2	657,67	434,73
Petrolio	101,000	0,000	0,00000	23.000	41,80	97.101,4	0	0
Gasolio	77,149	0,220	0,14118	22.000	42,60	72.304,04	206,18	132,31
Gas naturale	55,820	0,250	0,00038	28.000.000	36,10	56.422,86	252,70	0,38
Olio combustibile	78,000	0,200	0,92683	22.100	41,00	70.675,8	181,22	839,80

Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano :

Combustibile	Emiss. CO ₂	Emiss. SO ₂	Emiss. NO _x
Carbone	2.621.579	16.442	10.868
Petrolio	2.427.535	0	0
Gasolio	1.807.601	5.155	3.308
Gas naturale	1.410.571	6.318	10
Olio combustibile	1.766.895	4.531	20.995

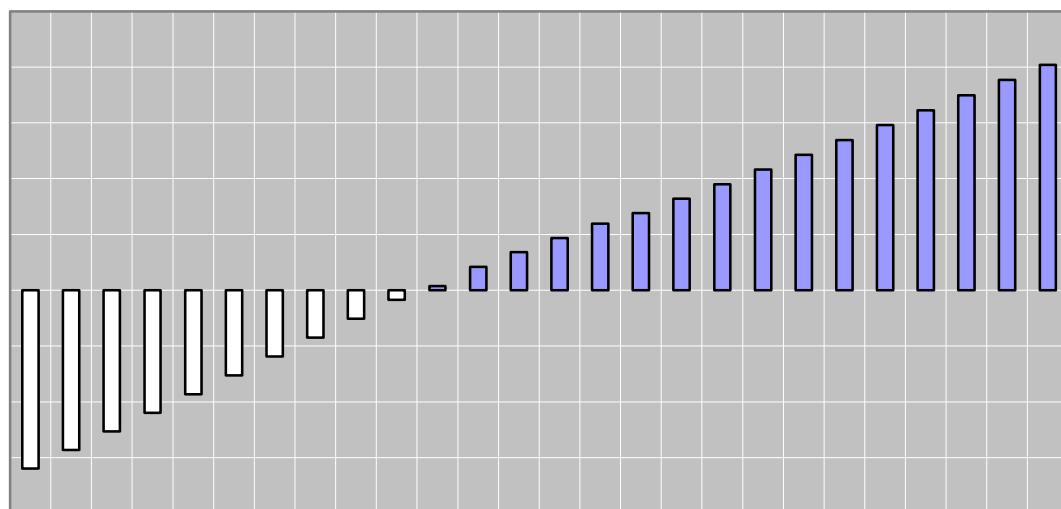
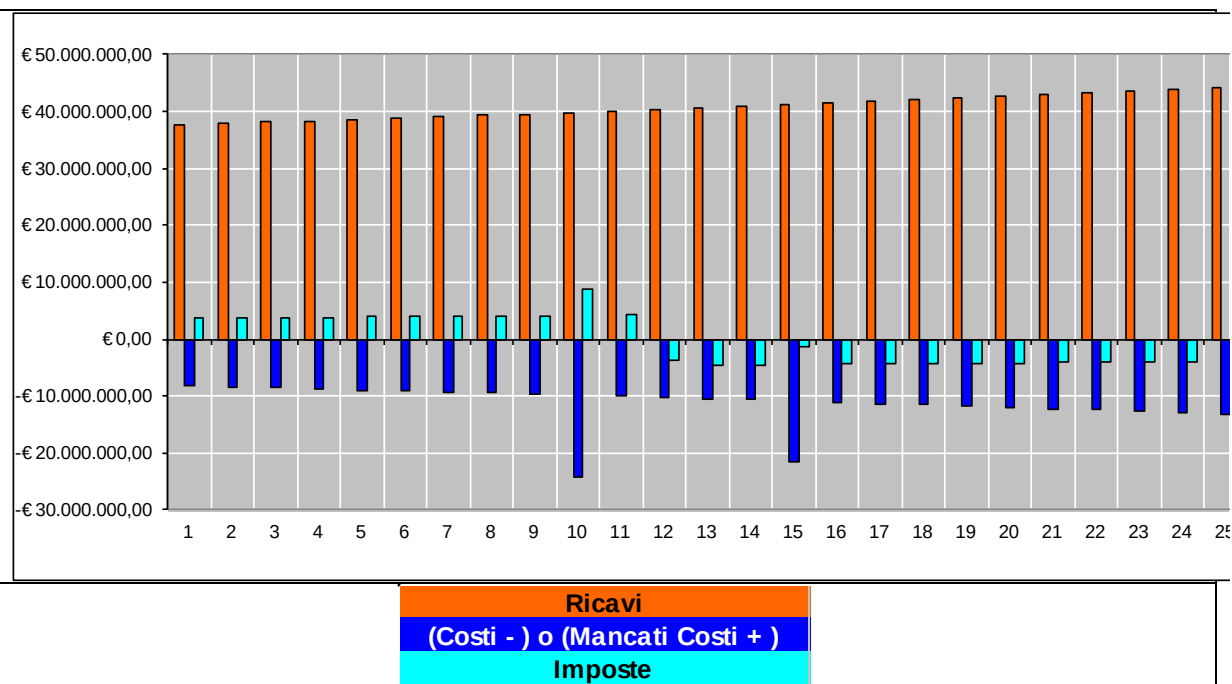
Dai calcoli effettuati si conclude come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi "l'alternativa zero" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto all'alternativa di Progetto. Tale aspetto è evidenziato anche sottoforma numerica attraverso il confronto matriciale e sottoforma monetaria, nell'analisi costi benefici riportata di seguito.

SOLUZIONE DI PROGETTO

EVOLUZIONE FLUSSI CUMULATI	SENZA FINANZIAMENTO		
	[€]	[€]	[€]
Anno	MOL	RAI	Flussi cumulati
0			-319.680.000,00
1	29.443.515,33	672.315,33	-286.499.796,57
2	29.510.803,76	739.603,76	-253.204.346,87
3	29.568.993,90	797.793,90	-219.798.683,31
4	29.627.788,17	856.588,17	-186.281.161,27
5	29.687.188,86	915.988,86	-152.650.113,07
6	29.747.198,12	975.998,12	-118.903.847,62
7	29.807.817,99	1.036.617,99	-85.040.650,15
8	29.869.050,36	1.097.850,36	-51.058.781,92
9	29.930.896,99	1.159.696,99	-16.956.479,89
10	15.666.589,76	-13.104.610,24	7.439.879,49
11	30.056.439,27	1.285.239,27	41.788.436,77
12	30.120.137,65	26.923.337,65	68.232.504,00
13	30.184.455,75	30.184.455,75	93.800.510,75
14	30.249.394,50	30.249.394,50	119.498.141,21
15	19.769.680,40	19.769.680,40	138.093.252,36
16	30.381.136,85	30.381.136,85	164.055.902,05
17	30.447.941,39	30.447.941,39	190.154.000,48
18	30.515.368,49	30.515.368,49	216.389.543,09
19	30.583.418,09	30.583.418,09	242.764.552,72
20	30.652.089,96	30.652.089,96	269.281.079,99
21	30.721.383,60	30.721.383,60	295.941.203,58
22	30.791.298,29	30.791.298,29	322.747.030,60
23	30.861.833,08	30.861.833,08	349.700.696,93
24	30.932.986,75	30.932.986,75	376.804.367,53
25	31.004.757,82	31.004.757,82	404.060.236,81
Tot	730.132.165,16	410.452.165,16	

TOTALE FLUSSI DI CASSA		
	Anni	
	20	25
Ricavi	€ 800.703.968,81	€ 1.018.487.192,19
Totale costi operativi	-€ 224.884.063,19	-€ 288.355.027,03
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 575.819.905,61	€ 730.132.165,16
Ammortamenti	-€ 319.680.000,00	-€ 319.680.000,00
MARGINE OPERATIVO NETTO	€ 256.139.905,61	€ 410.452.165,16

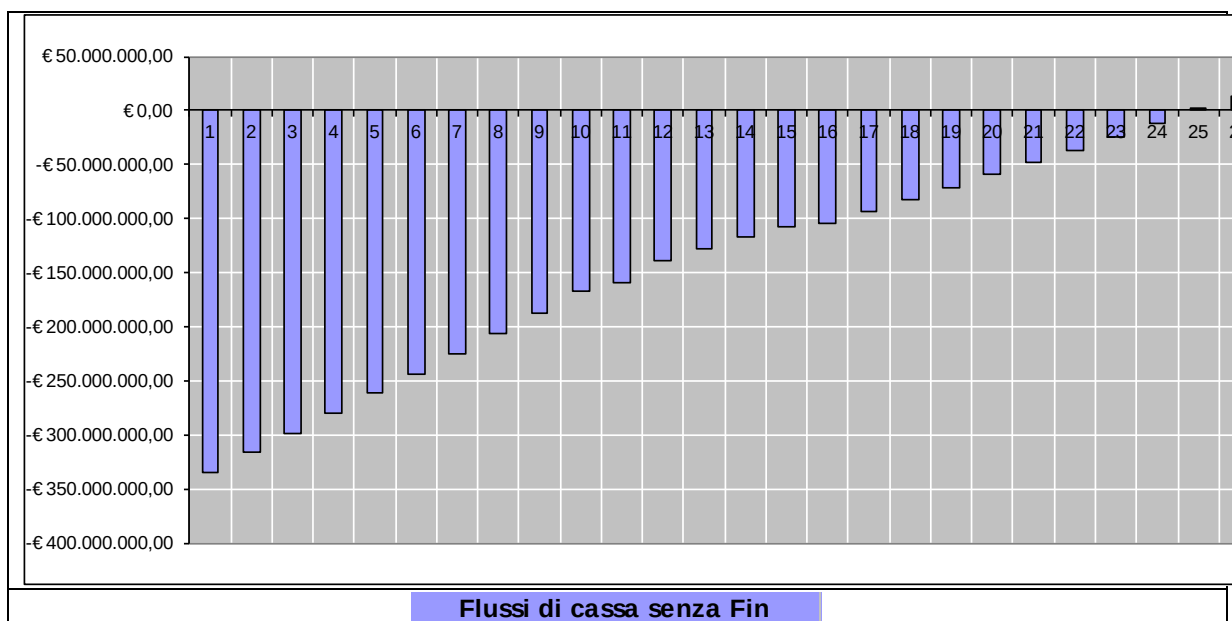
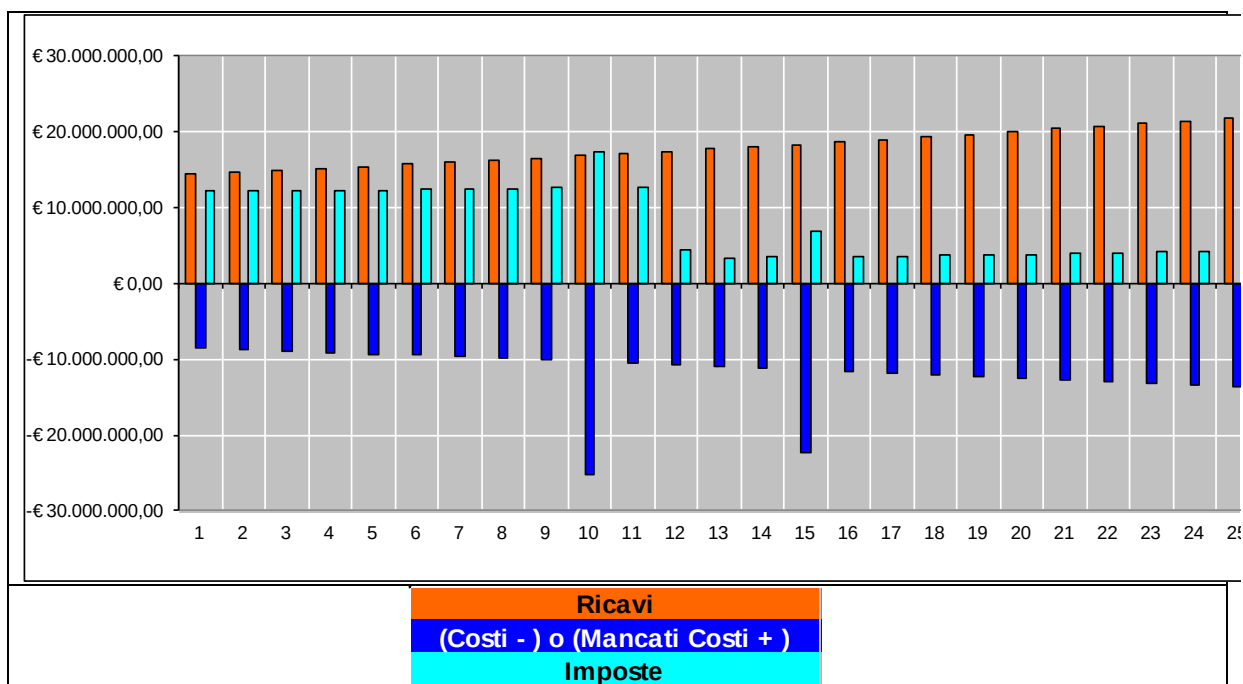


Flussi di cassa senza Fin

ALTERNATIVA "ZERO"

EVOLUZIONE FLUSSI CUMULATI	SENZA FINANZIAMENTO		
	[€]	[€]	[€]
Anno	MOL	RAI	Flussi cumulati
0			-334.800.000,00
1	5.845.970,64	-24.286.029,36	-316.796.768,99
2	5.939.739,44	-24.192.260,56	-298.649.912,26
3	6.024.858,25	-24.107.141,75	-280.363.975,94
4	6.111.037,02	-24.020.962,98	-261.936.820,87
5	6.198.285,70	-23.933.714,30	-243.366.276,32
6	6.286.614,24	-23.845.385,76	-224.650.139,63
7	6.376.032,62	-23.755.967,38	-205.786.175,68
8	6.466.550,78	-23.665.449,22	-186.772.116,51
9	6.558.178,67	-23.573.821,33	-167.605.660,86
10	-8.353.460,98	-38.485.460,98	-158.577.483,31
11	6.744.803,35	-23.387.196,65	-139.099.195,37
12	6.839.819,96	3.491.819,96	-127.871.578,69
13	6.935.985,91	6.935.985,91	-117.533.290,18
14	7.033.311,06	7.033.311,06	-107.030.583,08
15	-3.912.232,02	-3.912.232,02	-103.937.156,06
16	7.231.478,16	7.231.478,16	-93.098.042,53
17	7.332.339,61	7.332.339,61	-82.086.867,46
18	7.434.399,26	7.434.399,26	-70.901.008,64
19	7.537.666,73	7.537.666,73	-59.537.805,77
20	7.642.151,60	7.642.151,60	-47.994.559,92
21	7.747.863,38	7.747.863,38	-36.268.533,01
22	7.854.811,51	7.854.811,51	-24.356.947,32
23	7.963.005,35	7.963.005,35	-12.256.984,92
24	8.072.454,18	8.072.454,18	34.212,84
25	8.183.167,20	8.183.167,20	12.519.545,89
Tot	148.094.831,62	-186.705.168,38	

TOTALE FLUSSI DI CASSA		
	Anni	
	20	25
Ricavi	€ 342.046.492,03	€ 447.768.443,93
Totale costi operativi	-€ 233.772.962,03	-€ 299.673.612,31
MARGINE OPERATIVO LORDO	€ 108.273.530,00	€ 148.094.831,62
Ammortamenti	-€ 334.800.000,00	-€ 334.800.000,00
MARGINE OPERATIVO NETTO	-€ 226.526.470,00	-€ 186.705.168,38



Alla luce di quanto rappresentato si è potuto evincere che la situazione della alternativa zero presenta costi sociali ed ambientali elevati con la quasi totale assenza di benefici.

La positiva convenienza sociale riportando un valore positivo per i flussi di cassa, ciò a sottolineare la presenza di una certa redditività sociale; tali valori sono nettamente migliori rispetto alla soluzione relativa all'alternativa zero, ad evidenza di **come la soluzione progettuale adottata, rispetto alla non realizzazione dell'iniziativa, sia più vantaggiosa in quanto produce un minore impatto ambientale in termini di maggiori benefici e minori costi ambientali.**

8. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DELL'INCIDENZA

Descrivere i singoli elementi del progetto (sia isolatamente sia in congiunzione con altri piani/progetti) che possono produrre un impatto sul Sito Natura 2000.	Gli impatti più significativi sono quelli ottenuti in fase di cantiere e riguardano le operazioni di trasporto dei materiali, di scavo, e la posa del cavidotto. Tali impatti avranno una durata limitata e non altereranno in modo permanente le componenti naturali. Per quanto riguarda gli impatti in fase di esercizio l'impatto più significativo risulta essere quello sull'ambiente fisico in termini di rumore e vibrazioni, non interferente con l'area SIC esaminata Occorre sottolineare che: - le aree protette sono esterne al sito interessato dall'impianto; - gli impatti dovuti alla fase di cantiere sono impatti temporanei di breve durata (all'incirca un anno) - gli impatti dovuti alla fase di esercizio sono da correlare alla durata di vita dell'impianto solitamente stimata in 25 -30 anni e non riguarderanno l'area SIC in esame
Descrivere eventuali impatti diretti, indiretti e secondari del progetto (sia isolatamente sia in congiunzione con altri) sul Sito Natura 2000 in relazione a i seguenti elementi:	- dimensioni ed entità: le attività di cantiere si svolgeranno in zona agricola non appartenente a nessuna area tutelata. - superficie occupata: l'opera prevede occupazione di suolo agricolo privo di alcun vincolo e la posa in opera del cavidotto non occuperà nessuna superficie in quanto opera interrata su S.P. n.81. - distanza dal sito Natura 2000 o caratteristiche salienti del sito: il tratto di cavidotto in oggetto non ricade nell'area pSIC "Bosco di Santa Teresa". L'area dista 98 m dal SIC-IT 9140006. - fabbisogno in termini di risorse (estrazione di acqua, ecc.): le operazioni alla base della progettazione non richiedono estrazioni d'acqua o altre compromissioni con gli elementi naturali. Per quanto riguarda le operazioni di rinterro, sarà effettuato in parte con materiali esistenti nell'ambito del cantiere ed in caso di necessità con materiali provenienti da cave di prestito situate entro 10 Km dal sito d'impiego. - emissioni (smaltimento in terra, acqua o aria): nessuna - Allo scopo di minimizzare gli effetti indesiderati sulla flora si provvederà ad inumidire costantemente i materiali pulverulenti e coprire con teloni i mezzi di trasporto dei materiali provenienti dagli scavi per evitare dispersione di polveri, e restituzione alle condizioni iniziali delle aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di esercizio (piste, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali). - In fase di cantiere verrà predisposto un sistema di regimazione delle acque cadute sulle aree di

	lavoro che evitino il dilavamento delle superfici da parte di acque superficiali provenienti da monte. - Per mitigare gli eventuali disturbi legati all'utilizzo della viabilità esistente, si organizzeranno le attività in modo da minimizzare i consumi di suolo, scegliendo i percorsi più brevi e limitando gli spazi per il parcheggio. Nel caso di dismissione temporanea di terreno (per permettere le lavorazioni di cantiere) questo verrà ben conservato per poter essere riutilizzato. Le strade saranno, inoltre, dotate di cunette laterali e scarpate realizzate con sistemi di ingegneria naturalistica. - Le singole terne di cavi verranno posate con fasi trasposte (ad elica) in modo da diminuire i valori di campo magnetico. - Per contenere il rumore, in fase di costruzione, saranno utilizzate solo macchine provviste di silenziatori a norma di legge, verranno minimizzati i tempi di stazionamento "a motore acceso", durante le attività di carico e scarico dei materiali (inerti, ecc), attraverso una efficiente gestione logistica dei conferimenti, sia in entrata che in uscita. - <u>dimensioni degli scavi</u>: lo scavo sarà limitato in quanto il tracciato avrà lunghezza e pendenza della livelletta tale da seguire la morfologia propria del terreno evitando eccessive opere di scavo o di riporto. - <u>esigenze di trasporto</u>: in questo caso si possono definire esigenze di trasporto quelle legate al montaggio dell'aerogeneratore che produrranno un impatto limitato nel tempo. Anche l'impatto sul suolo è limitato, e in alcuni casi è da considerarsi positivo in quanto andrà a migliorare la struttura della strada percorsa. Il trasporto dei materiali e dei macchinari necessari per le operazioni di cantiere, avverrà attraverso la viabilità esistente e sarà limitato esclusivamente alla fase di cantiere.
Descrivere i cambiamenti che potrebbero verificarsi nel sito in seguito a:	- <u>una riduzione dell'area dell'habitat</u>: La sottrazione diretta di superfici e la conseguente sottrazione di vegetazione e di habitat per la fauna derivante dalla realizzazione delle opere e delle relative infrastrutture di servizio (aree e strade di cantiere) risulta nulla anche in considerazione della specifica destinazione d'uso e distanza dalle zone vincolate. Dall'altro canto all'interno dell'area in cui sarà localizzato il tratto di cavidotto in esame non si individuano ambienti importanti dal punto di vista trofico e/o riproduttivo per le specie faunistiche presenti nel territorio. Pertanto la posa in opera degli aerogeneratori non andrà a sottrarre comunque ambienti importanti per la riproduzione e per l'alimentazione. - <u>la perturbazione di specie fondamentali</u>: nessuna specie subirà modificazioni

	- <u>la frammentazione dell'habitat o delle specie</u>: non sono possibili effetti di frammentazione poiché il percorso del caviodotto in esame interessa superfici in cui sono assenti habitat naturali. - <u>la riduzione nella densità della specie</u>: non si prevedono variazioni nella dinamica delle popolazioni in quanto il caviodotto verrà posizionato su Strada Provinciale e sarà lontano dalle zone di riproduzione significative e non si configura il rischio di disturbo durante l'allevamento dei piccoli. - <u>variazione negli indicatori chiave del valore di conservazione (qualità dell'acqua, ecc.)</u>: non si ha nessun impatto sulla conservazione della qualità dell'acqua, ecc. - <u>cambiamenti climatici</u>: le attività di progetto considerate nella presente relazione non sono in grado di determinare alcuna variazione delle caratteristiche climatiche del sito.
Descrivere ogni possibile impatto sul sito Natura 2000 complessivamente in termini di:	- <u>interferenze con le relazioni principali che determinano la struttura del sito</u>: non ci saranno interferenze con le relazioni principali che determinano la struttura del sito, sia per quanto riguarda il disturbo arrecato agli uccelli che ai mammiferi e ai rettili. - <u>interferenze con le relazioni principali che determinano la funzione del sito</u>: non ci saranno interferenze con le relazioni principali che determinano la funzione del sito, sia per quanto riguarda il disturbo arrecato agli uccelli che ai mammiferi e ai rettili.
Fornire indicatori atti a valutare la significatività dell'incidenza sul sito, identificati in base agli effetti sopra individuate in termini di:	- <u>perdita</u>..... Nessuna - <u>frammentazione</u>..... Nessuna - <u>distruzione</u>..... Nessuna - <u>perturbazione</u>..... Media per un breve periodo di tempo - <u>cambiamenti negli elementi principali del sito (ad esempio, qualità dell'acqua ecc.)</u>..... Nessuna
Descrivere in base a quanto sopra riportato, gli elementi del piano/progetto o la loro combinazione, per i quali gli impatti individuati possono essere significativi o per i quali l'entità degli impatti non è conosciuta o prevedibile:	Gli impatti previsti sono globalmente prevedibili e in linea di massima non sono significativi in maniera elevata.

9. CONCLUSIONI

Alla luce di quanto sopra rappresentato, si ritiene che la realizzazione dell'opera sia compatibile con gli indirizzi di tutela e conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatica per il sito di interesse comunitario inserito nella rete europea Natura 2000, ai sensi delle direttive 92/43/CEE (Direttiva "habitat") e 79/409/CEE (Direttiva "uccelli").

Pertanto l'intervento analizzato, è in linea con i programmi delle direttive il cui scopo è quello di contribuire alla protezione della biodiversità con la conservazione degli habitat naturali e seminaturali (cioè di quegli habitat che rischiano di scomparire dalla loro area di ripartizione o che hanno un'area di ripartizione ristretta a causa della loro regressione o quelli con un'area di ripartizione ridotta), tenuto conto delle diverse esigenze economiche, sociali e culturali.