



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

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

ELABORATO

**SIA-00.5**

TITOLO

**SINTESI NON TECNICA**

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

**Committente**



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



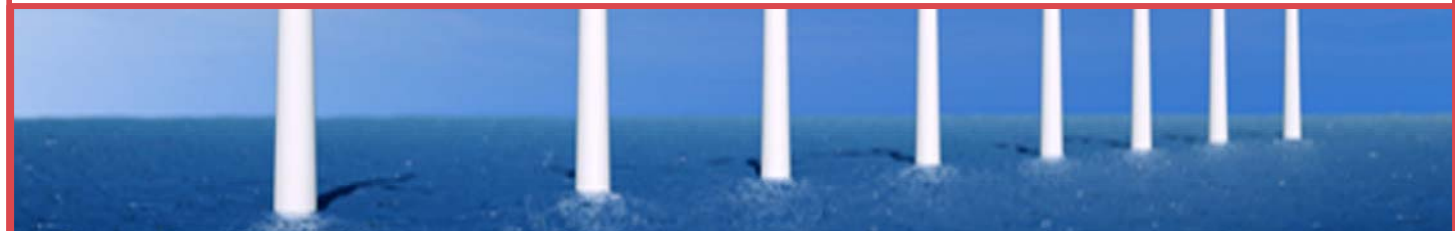
**Gruppo di progettazione**



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

PROF. ING. ALBERTO FERRUCCIO PICCINNI  
(Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 7288)

ING. GIOACCHINO ANGARANO  
(Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 5970)



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	23-03-2013	Data edizione	

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

## INDICE

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO .....</b>	<b>5</b>
2.1 Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p) .....	5
2.1.1 Ambiti Territoriali Estesi – A.T.E. ....	5
2.1.2 Ambiti Territoriali Distinti – A.T.D. ....	7
2.2 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) .....	9
2.3 Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi.....	11
2.4 Siti di Interesse Nazionale.....	11
2.5 Piano di Bacino della Puglia, stralcio Assetto Idrogeologico (PAI) .....	12
2.6 Piano di Tutela delle Acque .....	14
2.7 Piano Regionale Attività Estrattive.....	14
2.8 Normativa di settore .....	15
2.9 Aree naturali .....	15
2.10 Siti d’Importanza Comunitaria (SIC), Zona a Protezione Speciale (ZPS) e Important Bird Areas – I.B.A. 16	
2.11 Altri vincoli.....	17
2.12 Indicazione dei vincoli in mare e rotte di accesso .....	18
<b>3. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>22</b>
3.1 Inquadramento di dettaglio del sito.....	22
3.2 Caratteristiche tecniche dell’impianto .....	26
3.3 Fase di cantiere .....	35
3.3.1 Trasporti e montaggi a terra, trasporti a mare.....	40
3.3.2 Installazione a mare .....	46
3.3.3 Realizzazione del cavidotto .....	48
3.3.4 Cronoprogramma delle attività di cantiere .....	54
3.4 FASE DI ESERCIZIO .....	57
3.4.1 Gestione e monitoraggio dell’impianto.....	57
3.4.2 Avviamento .....	57
3.4.3 Manutenzione .....	58
3.4.4 Accessibilità alle unità a mare .....	59
3.5 Fase di dismissione.....	61

3.5.1	Dismissione e smantellamento delle opere a terra.....	62
3.5.2	Operazioni di dismissione.....	63
3.5.3	Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive .....	68
3.5.4	Tempi per l'applicazione del programma dismissivo .....	70
<b>3.6</b>	<b>Analisi delle alternative progettuali .....</b>	<b>72</b>
<b>3.7</b>	<b>Analisi costi benefici .....</b>	<b>81</b>
<b>3.8</b>	<b>Analisi di Fattibilità.....</b>	<b>83</b>
3.8.1	Analisi della Domanda e dell'Offerta.....	83
3.8.1.1	Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale 85	
3.8.1.2	Consumi di energia elettrica .....	88
3.8.2	Tecnologia disponibile.....	90
3.8.3	La potenzialità dell'impianto .....	90
3.8.4	Risorse umane ed organizzazione .....	90
3.8.5	Aspetti ambientali .....	91
<b>3.9</b>	<b>Analisi Economica e Finanziaria .....</b>	<b>93</b>
3.9.1	Stima dei costi .....	94
3.9.1.1	Valutazioni sul costo capitale.....	94
3.9.1.2	Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio .....	96
<b>3.10</b>	<b>Considerazioni sul conto economico e sulle prospettive del campo eolico a mare .....</b>	<b>99</b>
<b>3.11</b>	<b>Analisi Costi Benefici .....</b>	<b>101</b>
<b>4.</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE .....</b>	<b>108</b>
4.1	AMBIENTE FISICO .....	108
4.2	AMBIENTE IDRICO .....	111
4.3	SUOLO E SOTTOSUOLO.....	115
4.4	ECOSISTEMI NATURALI: FLORA E FAUNA MARINA .....	121
4.5	ECOSISTEMI NATURALI: FLORA E FAUNA TERRESTRE.....	130
4.6	PATRIMONIO CULTURALE E PAESAGGIO .....	136
4.7	AMBIENTE ANTROPICO .....	160
<b>4.8</b>	<b>STIMA DEGLI EFFETTI.....</b>	<b>178</b>
4.8.1	Scelta della metodologia .....	178
4.8.2	Stima degli impatti ambientali .....	179
4.8.3	Rango delle componenti ambientali .....	180
<b>4.9</b>	<b>Risultati dell'analisi degli impatti ambientali.....</b>	<b>182</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONI GENERALI.....</b>	<b>186</b>

# 1. Premessa

Il presente documento costituisce la **Sintesi non Tecnica** allegata allo Studio di Impatto Ambientale di un impianto di produzione di energia da fonte eolica da realizzarsi nel bacino di mare a poco più di due miglia nautiche al largo di Cerano, entro il limite della zona delle acque territoriali (12 miglia marine dalla costa).

Il documento ha lo scopo di informare il pubblico sui contenuti dello Studio di Impatto Ambientale che, in applicazione della Legge Regionale n.11 del 12 Aprile 2001 (Norme sulla Valutazione di Impatto Ambientale) e s.m.i. e del D.Lgs.152/2006 e s.m.i., analizza gli impatti derivanti dalla fase di costruzione ed esercizio dell'opera in oggetto.

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.

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

Lo Studio di Impatto Ambientale è stato elaborato secondo una struttura che ricalca consolidati schemi presenti in letteratura e a loro volta desunti dalle normative in vigore.

È stato redatto conformemente a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e dalla L.R. 11/2001 e s.m.i., come dettagliatamente descritto all'art. 4 del DPCM del 27.12.1988, ed organizzato secondo i tre quadri di riferimento progettuale, programmatico ed ambientale.

## 2. Quadro di Riferimento Programmatico

Nel presente capitolo si riporta una sintesi del Quadro di Riferimento Programmatico, che fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale.

### 2.1 Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p)

#### 2.1.1 Ambiti Territoriali Estesi – A.T.E.

Nelle analisi di congruità effettuate sono state considerate le planimetrie e le norme tecniche del PUTT, recepite e modificate dal Comune di Brindisi.

**Premesso che non esistono nel PUTT indicazioni specifiche relative agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER), dall'analisi effettuata si evince che le opere di progetto, ed in particolare il cavidotto di connessione tra il parco eolico off-shore e la cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV) e dalla cabina di consegna alla stazione Terna 150/380 kV Brindisi Sud di collegamento alla RTN, ricadono in Ambiti di:**

- **Valore Distinguibile "C";**
- **Valore Relativo "D";**
- **Valore Normale "E".**

Nelle aree classificate dal PUTT come **"Ambiti Estesi di tipo "C"** – ambiti di valore distinguibile, sono previsti i seguenti indirizzi di tutela: **"(...) salvaguardia e valorizzazione dell'assetto attuale se qualificato; trasformazione dell'assetto attuale, se compromesso, per il ripristino e l'ulteriore qualificazione; trasformazione dell'assetto attuale che sia compatibile con la qualificazione paesaggistica"**.

Nelle aree classificate dal PUTT come **"Ambiti Estesi di tipo "D"** – ambiti di valore relativo, sono previsti i seguenti indirizzi di tutela: **"valorizzazione degli aspetti rilevanti con salvaguardia delle visuali panoramiche"**.

Nelle aree classificate dal PUTT come **"Ambiti Estesi di tipo "E"** – ambiti di valore relativo, sono previsti i seguenti indirizzi di tutela: **"valorizzazione delle peculiarità del sito"**.

L'intervento consiste nella realizzazione di un cavidotto interrato, da posare in una sezione di scavo di profondità di 1,80 m e larghezza di 1,20 in superficie ed 1,00 m in profondità, il cui percorso coincide interamente con la viabilità esistente.

Pertanto, fatta eccezione per la cabina di consegna, si tratta di un'opera che non andrà minimamente ad interferire con la trasformazione dell'assetto attuale, in quanto si prevede il completo ripristino dello stato dei luoghi dopo la posa del

cavidotto nella trincea di scavo, non andrà certamente a compromettere le visuali panoramiche ed non andrà indubbiamente ad alterare le peculiarità del sito.

Per quanto riguarda la cabina di consegna, ricadente in ambito C, non si ritiene possa compromettere lo stato attuale, in quanto sarà realizzata nelle immediate vicinanze della centrale di Brindisi Cerano, che ha già caratterizzato fortemente il contesto territoriale.

Ad ogni modo, per la realizzazione della cabina di consegna, occorrerà acquisire preventivamente l’Autorizzazione Paesaggistica, ai sensi del PUTT/P.

Infatti, ai sensi dell’art. 5.01 delle NTA del PUTT, per le richieste di autorizzazione o concessione edilizia che risultino inerenti lavori/opere da eseguirsi in siti ricadenti negli ambiti territoriali estesi di tipo A – B – C – D, ai sensi delle NTA del PUTT/P, il Comune non può rilasciare l’autorizzazione o concessione edilizia in assenza dell’**autorizzazione paesaggistica**.

Nelle NTA di adeguamento del PRG al PUTT/P della Regione Puglia, inoltre, si riporta che: “conformemente a quanto riportato nel SUR ed in ottemperanza a quanto stabilito dalla AC con deliberazione CC. 37/2010 si dispone che: *per tutti gli interventi di trasformazione dell’attuale assetto paesaggistico ricadenti all’esterno dei territori costruiti e ricadenti in ambiti classificati quali Ambiti Territoriali Estesi di tipo “A”- “B” – “C” – “D” dal PRG, dovrà essere **obbligatoriamente presentata**, oltre agli elaborati tecnici di cui all’allegato “A1” (Elaborati tecnici da allegare alla domanda di autorizzazione paesaggistica art 5.01) delle NTA del PUTT/P, anche una documentazione scritto-grafica, che individui e censisca in dettaglio le eventuali peculiarità paesaggistico-ambientali dei siti interessati da operare di trasformazione dell’attuale assetto paesaggistico con particolare riferimento agli elementi dei “sistemi” che configurano il cosiddetto “paesaggio agrario”.*

Per i tratti di linea elettrica in cavidotto interrato, invece, **non occorre acquisire preventivamente l’Autorizzazione Paesaggistica ai sensi delle NTA del PUTT/P**, per la vigenza della Legge Regionale del 7 ottobre 2009 n° 20 “Norme per la Pianificazione Paesaggistica”, la quale, con il comma 2 dell’art. 7, dispone che “non sono soggetti ad autorizzazione (...) la posa di cavi e tubazioni interrati per le reti di distribuzione dei servizi di pubblico interesse, ivi comprese le opere igienico sanitarie che non comportino la modifica permanente della morfologia dei terreni attraversati né la realizzazione di opere civili ed edilizie fuori terra”.

Le NTA del PUTT/P disciplinano la trasformazione in funzione degli obiettivi generali e specifici di salvaguardia e valorizzazione paesistica; tali disposizioni non trovano applicazione in corrispondenza degli “Ambiti Estesi di tipo E”, ossia di valore normale, dove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico.

**Alla luce delle considerazioni precedenti, pertanto, gli interventi di progetto previsti sono coerenti con le prescrizioni elencate dal PUTT e con gli adeguamenti, per gli Ambiti Territoriale Estesi di valore “C”, “D”, “E”, in quanto conformi alle prescrizioni dettate.**

## 2.1.2 Ambiti Territoriali Distinti – A.T.D.

In riferimento ai sistemi territoriali, le NTA di adeguamento del PRG al PUTT/P regionale, articolano gli elementi strutturali del territorio in tre sottoinsiemi:

### ➤ Componenti GEO- MORFO-IDROGEOLOGICHE

- Emergenze Geologiche: non esistono interferenze con gli elementi di progetto.
- Emergenze Morfologiche: nessuno degli elementi di progetto interferisce con le aree sottoposte a tali vincoli, essi risultano compatibili e, pertanto, ammissibili con tale sottoinsieme degli Ambiti Distinti.
- Emergenze Idrogeologiche: Il cavidotto interseca in più punti i reticoli presenti sul territorio; a tal proposito si provvederà ad attuare gli attraversamenti con la tecnologia HDD, tecnica di trivellazione orizzontale teleguidata, che, essendo del tutto poco invasiva rispetto alle tecniche tradizionali di scavo, sarà tale da minimizzare l'impatto sui corsi d'acqua e sulla subalvea, le cui caratteristiche geologiche consentono attraversamenti di tale tipologia, come dimostrato in seguito alle indagini effettuate (cfr. relazioni geologiche e geotecniche allegate al Progetto Definitivo). Si può, quindi, affermare che le opere in oggetto sono compatibili con gli indirizzi di tutela del PUTT per tale vincolo.
- Geomorfologia di Base: Per questo sottoinsieme valgono le stesse considerazioni relative agli attraversamenti dei corsi d'acqua; si può, quindi, affermare che l'opera in oggetto è compatibile con tali emergenze geomorfologiche.

### ➤ Componenti BOTANICO VEGETAZIONALI;

- Boschi e Macchia: Il cavidotto di progetto non ricade né nell'area di pertinenza né nell'area annessa di boschi e macchie presenti sul territorio, per cui l'intervento è compatibile con i regimi di tutela di riferimento.
- Boschi e Macchia Percorsa da Incendio: Nel caso in esame, il progetto del cavidotto è compatibile, non ricadendo in aree tutelate *boschi e macchie percorse da incendio*.
- Beni Naturalistici: Il cavidotto attraversa le aree perimetrate dal Decreto Galasso, il SIC di Tramazzone-Cerano e il Parco Regionale S.Teresa e dei Lucci. Le caratteristiche tecniche dell'opera di progetto (trivellazione controllata) risultano compatibili con gli indirizzi di tutela del PUTT/P, si può quindi affermare che l'intervento è ammissibile e conforme alle NTA.
- Zone Umide: Nella verifica effettuata, si evince che il cavidotto nei primi metri del suo sviluppo ricade nell'Area Annessa Zona Umida. Trattandosi di un'opera che non prevede né nuovi tracciati stradali, né



l'eliminazione di specie arboree, l'opera è compatibile con gli indirizzi di tutela.

- Aree Protette: L'intervento, risulta compatibile con gli indirizzi di tutela.
- Beni Diffusi nel paesaggio agrario: L'intervento non ricade direttamente in alcuna area con annesso bene diffuso, per cui risulta compatibile.

➤ Componenti STORICO-CULTURALI;

- Zone Archeologiche: La posizione del cavidotto risulta pienamente compatibile con gli indirizzi di tutela.
- Beni Architettonici Vincolati e Beni Architettonici Segnalati: L'opera di progetto non interferisce con alcun Bene Vincolato, per cui risulta compatibile con gli indirizzi di tutela.
- Beni Architettonici extraurbani: Sono presenti, nell'area locale, segnalazioni di Beni Architettonici extraurbani ad una distanza dall'opera sufficiente a garantire l'eventuale fruibilità dell'area di pertinenza ed annessa, per cui la posizione del tracciato di cavidotto risulta compatibile con gli indirizzi di tutela.
- Paesaggio Agrario e Usi Civici: In tutta l'area interessata dall'intervento (cavidotto elettrico e cabina di consegna) non insistono aree definite "Terre di Demanio Civico". Quindi, poiché nessun elemento di progetto interferisce con le aree sottoposte a tale vincolo, esso risulta compatibile, e pertanto l'opera ammissibile. Il cavidotto lungo il tratto di percorrenza della Strada per Marfeo, nell'ultimo tratto prima dello svincolo per la SP 81, interferisce con la zona classificata come "Terre Private Gravate". Note le caratteristiche tecniche dell'opera di progetto, si può affermare che le opere in oggetto sono compatibili con gli indirizzi e le direttive di tutela del PUTT per tale vincolo, in quanto la realizzazione dell'opera non produce certamente una trasformazione dell'assetto attuale.
- Punti Panoramici: L'impatto visivo e paesaggistico è di tipo medio-basso, quindi compatibile con il contesto di riferimento.

## 2.2 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il PPTR persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico auto-sostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari della identità sociale, culturale e ambientale del territorio regionale, il riconoscimento del ruolo della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati e coerenti, rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

Si è provveduto ad effettuare una sovrapposizione del layout di impianto con le mappe appartenenti alla *struttura ecosistemica e descrizioni strutturali di sintesi* evidenziando che:

- ❖ nell'area di interesse esistono elementi appartenenti alla *rete ecologica* della biodiversità secondaria che interseca l'ultimo tratto di cavidotto che corre lungo la SP 81, per congiungersi alla preesistente Stazione Terna.

Il cavidotto, inoltre, interseca anche l'area delimitata come "*connessione costiera*" e una "*connessione di un corso d'acqua episodico*". Gli attraversamenti di punti sensibili del territorio, quali corsi d'acqua, vie di comunicazione quali autostrade e ferrovie, verranno realizzati con la tecnologia HDD (trivellazione orizzontale controllata), che rispetto alla tecnica tradizionale di scavo rende minima l'interferenza nei confronti dell'elemento da salvaguardare.

Nell'area in esame esistono specie vegetali incluse nella Lista Rossa; ad ogni modo il cavidotto sarà opportunamente interrato per tutta la sua estensione, perciò non sarà impattante negativamente sulla flora e sugli spostamenti della fauna, se non nel breve periodo relativo alla fase di cantiere.

- ❖ Nell'area di pertinenza del cavidotto e della cabina di consegna, non esistono *elementi caratteristici della naturalità* quali aree umide, prati e pascoli naturali, arbusteti e cespuglieti.

Sono presenti, invece, lungo il percorso dell'opera, fiumi-canali-torrenti; tali elementi sensibili, tuttavia, non verranno interessati dalla realizzazione dell'opera, in quanto il cavidotto verrà realizzato con la tecnica HDD.

Sono presenti nell'area boschi e macchie, non interessati, tuttavia, né direttamente né indirettamente dalle opere.

- ❖ L'area d'interesse ha una ricchezza di specie di interesse conservazionistico, incluse in Dir. 79/409 e 92/43 e nella Lista Rossa dei Vertebrati, medio/bassa. L'interferenza con tali specie può essere ritenuta nulla in fase di esercizio e impattante solo nella fase di cantiere in modo non significativo.
- ❖ Non esistono elementi caratteristici degli *ecological group*: zone umide, fiumi, boschi, psedusteppe e rupicoli. Si specifica, inoltre, che tenuto conto dell'interramento del cavidotto e del modesto consumo di suolo della sottostazione elettrica 30/150 kV (dimensione 6x5 m), l'impatto su un eventuale *ecological group* sarebbe trascurabile.

Il cavidotto attraversa una connessione fluviale, mentre percorre la SC n.27; per sopperire a questo verrà utilizzata la tecnologia HDD che rende minimo/nullo l'interferenza con il corso d'acqua.

- ❖ Dalla sovrapposizione del layout di progetto con la Carta dei Beni Culturali, si evince che è presente una zona definita come “*Contesti Topografici Stratificati*” in cui il cavidotto e la cabina di consegna rientrano. Il cavidotto è un'opera interrata, su sede stradale esistente, quindi non si avranno impatti negativi sui “beni culturali” presenti sul territorio.
- ❖ La *valenza ecologica del paesaggio agro-silvo-pastorale* dell'area vasta di interesse risulta in parte medio-bassa, e per la restante parte bassa-nulla. La sottostazione elettrica 30/150 V ricade in un'area ecologica definita medio-bassa. Data la modesta sottrazione di suolo per la realizzazione della cabina di consegna, si ritiene che l'impatto possa essere considerato trascurabile. Il cavidotto rientra per il primo tratto in un'area ecologica medio-bassa e per la restante lunghezza in un'area con valenza ecologica bassa-nulla. Al fine di interferire il meno possibile con paesaggio si cercherà di utilizzare il più possibile strade esistenti ed il cavidotto sarà totalmente interrato.
- ❖ Dal punto di vista delle morfotipologie rurali il territorio è caratterizzato dalla presenza quasi esclusiva di seminativi a trama larga e fitta, mosaico agricolo e vigneti. La realizzazione della cabina di consegna non richiede l'espianto di nessuna essenza, (comunque non appartenenti a specie tutelate); la realizzazione del cavidotto seguirà strade esistenti ed è prevista la restituzione dei luoghi come *ante-operam*.
- ❖ Dal punto di vista delle *struttura percettiva e della visibilità* non esistono nell'area vasta con visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi in termini di notorietà di attrattività turistica. Non sono presenti punti panoramici nelle vicinanze dell'opera. Ad ogni modo il cavidotto essendo un'opera totalmente interrata avrà un impatto nullo in fase di esercizio sulla *struttura percettiva e della visibilità dell'opera*.
- ❖ Infine, l'ultimo aspetto considerato relativo al PPTR è stato quello della sovrapposizione del layout dell'opera con la *Carta Idrogeomorfologica*. Dalla verifica è risultato che il cavidotto lungo il suo percorso intercetta in nove punti i reticoli idrografici che lambiscono il territorio.

Per quanto riguarda gli aspetti idrogeomorfologici, si tratta di reticoli idrografici minori a carattere episodico per cui da considerarsi ambienti al limite della naturalità, in cui i popolamenti acquatici sono assenti o scarsamente rappresentati, anche nei periodi di presenza d'acqua.

Inoltre, la realizzazione degli attraversamenti con la trivellazione controllata senza scavo, garantirà la conservazione della naturalità e delle caratteristiche morfologiche delle aste del reticolo interessate.

Pertanto, alla luce delle considerazioni riportate in precedenza, si può concludere che il progetto è conforme alle finalità del PPTR.

## 2.3 Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi è stato approvato con delibera della Seduta Consiliare n. 94 del 24 luglio 2001; atto ricognitivo della strumentazione urbanistica e di programmazione vigente finalizzato all'adeguamento del Piano Regolatore Generale alla Legge Regionale 56/80.

L'intervento in oggetto, cavidotto e cabina di consegna, rientra in zona tipizzata dal PRG come **Zona E: Attività Agricola**, solamente per il primo tratto in **Zona D3/a: Produttività Industriale** Centrale Termoelettrica BR, mentre per un breve tratto di strada per Marfeo in **zona F4: Parchi Urbani e rispetto assoluto**; si tratta di un'area inserita come fascia di rispetto stradale che non verrà interessata direttamente dal passaggio del cavidotto, che invece resterà su suolo stradale. Considerando che la larghezza di scavo dell'opera è di 0,70 m, la sezione di posa resterà quindi contenuta all'interno della sezione stradale. Se ne deduce che non vi saranno interferenze con i territori adiacenti alla strada e quindi con le aree di rispetto.

Si può concludere che l'intervento è compatibile con il PRG del Comune di Brindisi.

## 2.4 Siti di Interesse Nazionale

I *Siti di Interesse Nazionale* sono aree che lo Stato ha individuato come interessate da un potenziale inquinamento di particolare rilievo, in rapporto alle caratteristiche degli inquinanti e della loro pericolosità, all'estensione, all'impatto sull'ambiente circostante in termini di rischio sanitario ed ecologico, nonché di pregiudizio per i beni culturali ed ambientali.

**Il tracciato del cavidotto di progetto**, rientra per una lunghezza di 4.5 Km all'interno dell'area SIN di Brindisi: per i primi 1.3 Km lambisce un'area di proprietà Enel, per i restanti 3.2 Km attraversa un'area definita come "area agricola".

La **cabina di consegna** rientra all'interno del Sito di Interesse Nazionale.

**Il layout d'impianto** risulta fuori dall'area perimetrata e protetta del SIN Mare; mentre il **cavidotto a mare** soltanto nella parte finale, per una lunghezza di circa 700 metri, ricade nell'area SIN.

Per i dettagli si rimanda all'elaborato *SIA-13 Proposta di progetto di caratterizzazione aree SIN*.

## **2.5 Piano di Bacino della Puglia, stralcio Assetto Idrogeologico (PAI)**

L'intervento oggetto dello studio, prevede l'installazione nella porzione più meridionale del territorio comunale di Brindisi di un cavidotto elettrico posto tra il punto di raccolta dell'impianto situato in località Cerano (immediatamente a sud della Centrale Elettrica "Federico II") e il punto di consegna dell'energia individuato presso la "Cabina Enel" posta in località Bosco di Cerrito, lungo la strada che collega la frazione di Tutturano (Brindisi) a Mesagne (BR).

Il sito d'interesse è ubicato nella porzione più meridionale del territorio comunale di Brindisi, in uno spazio compreso tra località Cerano e la frazione di Tutturano.

**Lo sviluppo dell'opera di progetto non rientra in "Aree a Pericolosità Idraulica" e in "Area a Rischio" quindi si può concludere che la sua realizzazione non determina elementi di contrasto con le previsioni e le indicazioni del PAI dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia.**

**Tuttavia, per un breve tratto, circa 60 m, prima del collegamento tra il cavidotto marino e quello terrestre, l'opera rientra in "Area a Pericolosità Geomorfologica" classificate come PG3 e PG2".**

**Per questo motivo è stato redatto uno Studio Geologico e Geotecnico, allegato al progetto ed al quale si rimanda per i dettagli, per la verifica di compatibilità geologica con le NTA del PAI Puglia.**

**Inoltre, nell'ambito del presente intervento è prevista la sistemazione della falesia nella zona interessata dal passaggio del cavidotto.**

La realizzazione del collegamento tra cavi marini e cavi a terra a mezzo di TOC consentirà di realizzare l'attraversamento di tale fascia costiera senza produrre scavi e spostamenti di materiale che potrebbero determinare ulteriori danneggiamenti e crolli alla falesia.

Al fine di migliorare l'assetto del tratto di costa interessato dall'approdo dei cavi marini, senza aumentare il dissesto dei tratti di litorale limitrofi, in accordo con gli interventi consentiti dall'art. 13 delle Norme Tecniche di Attuazione del PAI, è stato previsto di realizzare una serie di interventi di sistemazione della costa in grado di eliminare i fenomeni di crollo in atto, ed abbassare conseguentemente il livello di rischio geomorfologico.

**Quindi l'intervento è compatibile con le prescrizioni del PAI, per la parte geomorfologica.**

Anche se l'intervento non interferisce con le aree a probabilità di inondazione, il cavidotto interseca tuttavia alcune aste del reticolo idrografico, individuati anche nella Carta Idrogeomorfologica, redatta dall'AdB, quale parte integrante del quadro conoscitivo del nuovo Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), adeguato al Decreto Legislativo 42/2004, su incarico della Giunta Regionale della Puglia, con delibera n. 1792 del 2007 (la Carta è stata ultimata nel mese di ottobre 2009).

Dalla sovrapposizione del layout d'impianto sulla carta idrogeomorfologica si evince che il percorso del cavidotto interseca in nove punti i reticoli che lambiscono il territorio e determina tre parallelismi con i corsi d'acqua principali che lambiscono il territorio.

L'attraversamento del cavidotto con i corsi d'acqua verrà realizzato con il **sistema HDD "Horizontal Directional Drilling"**, utilizzato per posare servizi (in genere cavi e tubazioni) al di sotto di ostacoli superficiali (corsi d'acqua, strade, ferrovie, strutture, palazzi, ecc...).

La tecnologia utilizzata (HDD) permette di limitare i punti di intervento al punto di lancio e di arrivo in cui si effettueranno gli scavi per posizionare la strumentazione. Prima di effettuare la perforazione verranno eseguite una serie di indagini, quali ad esempio l'introspezione mediante radar della natura del sottosuolo e della presenza di altri impianti (indagine litologica) che consentano di ricostruire la situazione del sottosuolo nel tratto interessato dalla posa dei tubi.

**Il cavidotto elettrico, quindi, non interferirà negativamente con le aste fluviali.**

**Ad ogni modo, è stato redatto uno Studio di Compatibilità Idrologica ed Idraulica (allegato al Progetto Definitivo), che verrà presentato all'Autorità di Bacino della Regione Puglia per il parere di competenza, al fine di analizzare compiutamente gli effetti sul regime idraulico per gli attraversamenti del cavidotto con il reticolo.**

C'è da rilevare, comunque, che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, tra cui è compreso il parco eolico in oggetto, sono **opere di pubblica utilità** ai sensi del Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), e pertanto sono consentiti anche in aree classificate come "Alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali", ai sensi dell'art. 6 delle NTA del PAI, purché coerenti con gli obiettivi del Piano stesso.

## 2.6 Piano di Tutela delle Acque

Il **nuovo Piano di Tutela delle Acque** è stato approvato con Delibera del Consiglio Regionale n. 230 del 20/10/2009 a modifica ed integrazione del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia adottato con Delibera di Giunta Regionale n. 883/07 del 19 giugno 2007 pubblicata sul B.U.R.P. n. 102 del 18 Luglio 2007.

Questo nuovo Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia costituisce il più recente atto di riorganizzazione delle conoscenze e degli strumenti per la tutela delle risorse idriche nel territorio regionale.

Dall'analisi della Tavola A allegata al PTA della Regione Puglia, si rileva che il cavidotto non interferisce con le "zone di protezione Speciale Idrologica".

Dall'analisi della Tavola B allegata al PTA della Regione Puglia, si rileva che gli elementi di progetto, il cavidotto e la cabina di consegna, ricadono per tutta la loro lunghezza nelle "*Aree Vulnerabili da contaminazione salina*".

Le opere di progetto non prevedono, per la loro realizzazione, il prelievo né di acque dolci da falda, né di acque marine per i vari utilizzi. Il cavidotto, inoltre, verrà posato ad una profondità di scavo non superiore ad 1.70 m, quindi si può considerare nulla anche l'interferenza di tale opera con l'acquifero carsico.

Pertanto si può concludere che **il progetto non presenta alcun elemento di contrasto con il Piano di Tutela delle Acque, approvato con Delibera di Consiglio Regionale 20/10/2009 n. 230.**

## 2.7 Piano Regionale Attività Estrattive

Dalla consultazione della Carta Giacimentologica allegata al PRAE, l'area interessata dal progetto rientra tra i *Depositi conglomeratici sabbiosi-limosi variamente cementati*. Analizzando la Carta Giacimentologica del SIT Puglia non si riscontra la presenza di cave di estrazione lungo il percorso del cavidotto.

**Si può affermare, pertanto, che gli interventi di progetto, cavidotto e sottostazione di consegna 30/150 kV, non interferiscono con le attività estrattive, quindi non sono in contrasto con le direttive del Nuovo PRAE.**

## 2.8 Normativa di settore

- Decreto Legge del 10 Settembre 2010 – Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili:

**Le disposizioni di cui al Decreto Legge del 10 Settembre 2010 non si applicano agli impianti eolici offshore.**

- Regolamento n.24/2010 – Linee Guida Regionali:

**Il Regolamento 24 previsto dalle Linee Guida Nazionali, non trova applicazione per gli impianti eolici offshore.**

## 2.9 Aree naturali

- Aree Naturali Protette Nazionali: **Il progetto in esame (torri, cavidotto e cabina di consegna) non rientra in alcuna area naturale protetta nazionale.**
- Aree Naturali Protette Regionali: Il progetto prevede una lunghezza totale del cavidotto di circa 16Km; inoltre le vie cavo saranno posate secondo le norme valide per le reti di distribuzione urbana e seguiranno percorsi interrati disposti lungo la viabilità esistente: strade provinciali, comunali e, solo per brevi tratti, strade di proprietà privata. Dell'intero sviluppo soltanto gli ultimi 3 Km circa rientrano all'interno della Riserva Naturale Protetta Regionale: "Boschi di S.Teresa e dei Lucci". L'intervento, si svilupperà su strada provinciale e, per un piccolo tratto, su strada comunale preesistente; inoltre la larghezza di scavo sarà di 0.70 m quindi ampiamente contenuta all'interno della carreggiata, dal che si può desumere che non vi è interferenza con l'area naturale protetta. Infine, trattandosi di opere interrate è previsto il ripristino ante-operam dell'area, con risistemazione del manto stradale secondo le norme dell'ente competente. **Alla luce di quanto sopra esposto, si può affermare che l'intervento risulta compatibile con gli indirizzi di tutela.**
- Zone Umide Ramsar: **In relazione a tali obiettivi e alla posizione del cavidotto che non ricade in alcuna area umida, l'intervento risulta essere compatibile.**



## **2.10 Siti d'Importanza Comunitaria (SIC), Zona a Protezione Speciale (ZPS) e Important Bird Areas – I.B.A.**

I siti di importanza comunitaria sono regolamentati dalla Direttiva "Habitat" 92/43, dalla L.R. 31/08, D.P.R. 357/97 e D.P.R. 120/03, Regol. Regionale 28/09/2005 n. 24, Delibera n. 330 del 23/07/1996, D.G.R. n. 1157 del 08/08/2002 e L.R. 31/08. Attraverso tali norme sono stati individuati 77 siti regionali per una superficie di circa 390,913 ha.

Le zone a protezione speciale sono regolamentate, oltre che dalle suddette norme relative ai SIC, anche dalla Direttiva 79/409, dal DGR n. 1157 del 21 luglio 2002, DGR n. 1022 del 8/8/2005, DGR n. 145 del 26 febbraio 2007, Decreto del M.A.T. M del 17 ottobre 2007, R.R. 22/12/2008 n. 28. Relativamente a tali zone sono stati individuati 10 siti regionali per una superficie di circa 197.875 ha.

Le torri rientrano nelle zone SIC Mare Stagni e Saline Punta della Contessa IT9140003, Bosco Tramazzone IT9140001 e Rauccio IT9140006.

Il cavidotto e la cabina di consegna, invece, non rientrano in alcuna delle aree protette destinate a Sito d'Importanza Comunitaria (SIC) o a Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Diciotto dei trentasei 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.

### **➤ Important Bird Areas – I.B.A.**

Le Important Birds Areas sono tutelate dalla Direttiva 79/409; a seguito di tale direttiva sono state individuate e designate 8 aree regionali per una superficie di circa 497.222 ha.

**Gli elementi di progetto, torri, cavidotto e sottostazioni elettriche 30/150 kV e 150/380 kV, non ricadono in alcuna delle aree I.B.A. presenti sul territorio, per cui l'intervento è compatibile.**

## 2.11 Altri vincoli

- Siti Unesco:

**Il progetto del parco eolico in oggetto non interessa alcun sito Unesco.**

- Beni Culturali:

**Nel caso in esame l'intervento su terra ed a mare non ricade direttamente in alcuna area con annesso bene culturale, per cui risulta compatibile.**

- Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico:

**Il cavidotto sarà realizzato nell'area limitrofa alla "Zona costiera ricadente nei Comuni di S. Pietro Vernotico e Brindisi". Il cavidotto di progetto sarà realizzato seguendo la viabilità di servizio, perciò durante la fase di cantiere non vi sarà interferenza con l'area protetta in studio.**

- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità biologico: D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.:

**Il tracciato del cavidotto di progetto e la cabina di consegna sono ubicati su strade già esistenti che attraversano terreni agricoli che come area vasta sono adibiti prevalentemente a seminativi in aree non irrigue e sistemi colturali e prati.**

## 2.12 Indicazione dei vincoli in mare e rotte di accesso

In prossimità del porto di Brindisi sono presenti due aree, una a Nord e l'altra a Sud del bacino portuale, destinate all'ancoraggio ed alla fonda delle navi; in particolare in prossimità dell'area oggetto di intervento, con Ordinanza n. 72/94 della Capitaneria di porto di Brindisi, è stata individuata l'area delimitata dalle congiungenti i punti aventi le coordinate geografiche di seguito indicate:

### RADA SUD – EST

Lat. 40° 39.1' N Long. 18° 05'.15 E

Lat. 40° 39.8' N Long. 18° 07'.3 E

Lat. 40° 36.8' N Long. 18° 09'.9 E

Lat. 40° 35.8' N Long. 18° 07'.1 E

In prossimità della rada di Sud – Est è presente inoltre l'area denominata "Waiting Area BR 1" (individuata con Ordinanza n. 72/94 della Capitaneria di porto di Brindisi), interessata dalla sosta delle navi sottoposte ad ispezione per la verifica del rispetto delle risoluzioni ONU emanate nei confronti della Serbia e del Montenegro, delimitata dai punti di coordinate geografiche di seguito indicate:

### WAITING AREA

Lat. 40° 38'.6 N Long. 018 ° 02'.8 E

Lat. 40° 38'.6 N Long. 018 ° 04'.6 E

Lat. 40° 36'.6 N Long. 018° 06'.2 E

Lat. 40° 36'.6 N Long. 018° 04'.5 E

In prossimità della rada di Sud – Est è presente un'ulteriore area riservata per operazioni di allibo (trasbordo) di prodotti indicati nel D.M. 03/05/1984 nel rispetto delle disposizioni contenute nel predetto decreto; la zona di mare a tale scopo destinata è individuata dalle sottoelencate coordinate geografiche (Ordinanza n. 06/2002 della Capitaneria di porto di Brindisi):

### Area trasbordo merci

Lat. 40° 35'.0 N Long. 018° 06'.4 E

Lat. 40° 35'.0 N Long. 018° 07'.3 E

Lat. 40° 34'.4 N Long. 018° 06'.4 E

Lat. 40° 34'.4 N Long. 018° 07'.3 E

Nella zona di mare antistante la località di Cerano, è presente un'area destinata prioritariamente ad eventuali esigenze operative di ammarraggio e decollo per il rifornimento idrico da parte di aeromobili impegnati in attività di spegnimento di

incendi boschivi (Ordinanza n. 44/2005 della Capitaneria di porto di Brindisi); nel dettaglio la zona di mare in questione è permanentemente individuata nell'area seguente:

Area ammaraggio/decollo aeromobili per servizio antincendio

Lat. 40° 33'.0 N Long. 018° 08'.5 E

Lat. 40° 33'.0 N Long. 018° 10'.0 E

Lat. 40° 34'.0 N Long. 018° 08'.5 E

Lat. 40° 34'.0 N Long. 018° 10'.0 E

Nella zona di mare tra Torre Cavallo e Punta della Contessa sono presenti due aree destinate ad esercitazioni militari a fuoco delimitate dai sottoindicati punti:

Poligono di Capo Torre Cavallo

Lat. 40°38'40"N Long. 018°01'12"E

Lat. 40°39'58"N Long. 018°03'35"E

Lat. 40°39'02"N Long. 018°04'24"E

Lat. 40°37'51"N Long. 018°04'27"E

Lat. 40°36'39"N Long. 018°03'22"E

Lat. 40°38'08"N Long. 018°01'12"E

Poligono di Punta della Contessa

Lat. 40°35'32"N Long. 018°02'26"E

Lat. 40°36'18"N Long. 018°02'06"E

Lat. 40°39'41"N Long. 018°02'08"E

Lat. 40°36'05"N Long. 018°06'21"E

Lat. 40°35'32"N Long. 018°02'26"E

Un'ulteriore area destinata ad addestramento ed esercitazioni militari è l'area denominata "M534" delimitata dalle sottoindicate coordinate geografiche:

Lat. 40°38'24"N Long. 018°01'30"E

Lat. 40°39'12"N Long. 018°04'00"E

Lat. 40°36'12"N Long. 018°06'30"E

Lat. 40°35'13"N Long. 018°04'00"E

Per quanto riguarda le modalità di traffico delle navi in ingresso o in uscita dal porto di Brindisi, e quindi l'interferenza tra le rotte di navigazione e l'area di mare oggetto dell'intervento, le navi in genere, comprese quelle traghetto, quelle in sosta alla fonda nelle rade e quelle in navigazione costiera, devono attenersi ai seguenti

schemi in base a quanto stabilito con Ordinanza n. 72/94 della Capitaneria di porto di Brindisi.

Per l'**ingresso** nel porto, le navi devono portarsi sul punto di ENTER POINT di coordinate:

Lat. 40° 41'.3N - Long. 018° 07'.2E

dirigendo con rotta RV 253° da quel punto attraverso il canale di accesso sul punto "A" (Lat. 40°39'.7N – Long. 018° 00'E).

Le unità in **uscita** dal porto di Brindisi (figura seguente) devono dirigere sul punto "A", e successivamente:

- 1) se dirette a Nord o a Sud o ad Est, dovranno immettersi nella canaletta di uscita e, assumendo rotta RV 050°, portarsi sull'EXIT POINT, di coordinate: Lat. 40° 42'.6N – Long. 018° 04'.6E
- 2) se dirette a Sud in navigazione costiera, dovranno immettersi nella canaletta di uscita, assumendo rotta RV 050°, portarsi quindi sull'EXIT POINT;
- 3) se dirette a Nord in navigazione costiera, dovranno immettersi assumendo rotta RV 317°, nella canaletta di uscita.

Le imbarcazioni da diporto, da pesca, nonché le unità di piccolo tonnellaggio (non superiore alle 150 t.s.l.), comprese quelle dei servizi portuali, in uscita dal porto di Brindisi e dirette a:

- a. **NORD**, devono navigare nella fascia costiera compresa tra i 300 e i 500 metri dalla costa, evitando di intralciare la navigazione nella canaletta di uscita;
- b. **SUD**, devono transitare nella zona di mare compresa tra i poligoni di tiro di Torre Cavallo e Punta della Contessa mantenendosi fuori dagli stessi se in attività;
- c. **EST**, dovranno immettersi nella canaletta di uscita e, assumendo rotta RV 050°, portarsi sull'EXIT POINT.

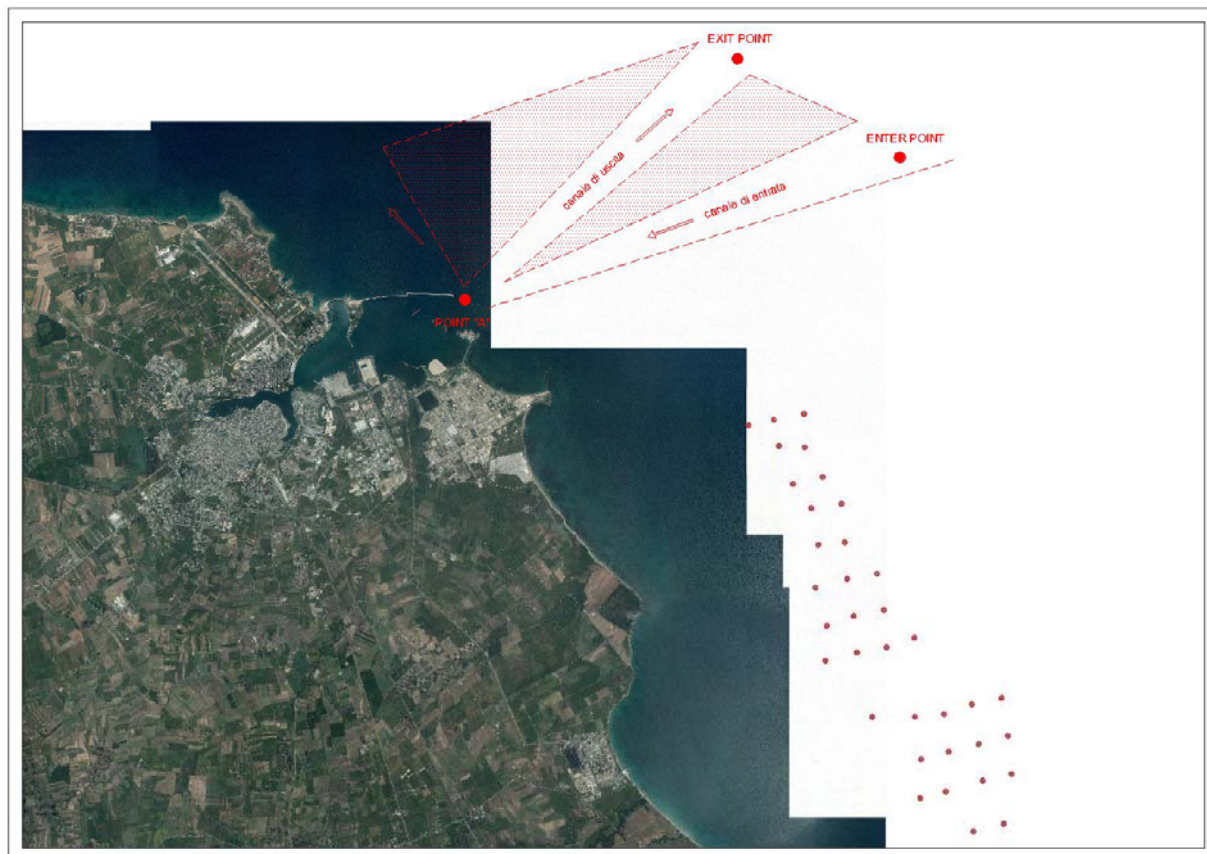


Figura 1: canali di entrata/uscita al porto di Brindisi

La compatibilità del progetto in parola ai vincoli e alle prescrizioni, è già stata presa in esame dal Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto – Ufficio Infrastrutture e Demanio – in merito alla richiesta di concessione trentennale dello specchio acqueo interessato dalla realizzazione della centrale eolica offshore al largo di Cerano, avanzata dalla società TG srl con nota n. 143/11/TG/LMI-sc del 04/11/2011.

Con nota prot. n. M\_D MDPTTA 0005979 del 13/02/2012, il Comando in Capo evidenzia che *“dall'esame della documentazione tecnico – planimetrica del parco eolico in questione, alcuni aerogeneratori ricadono all'interno dell'area addestrativa denominata “M534”, mentre l'aerogeneratore identificato come “WTG1” risulta posizionato al limite dell'area del poligono militare di Torre Cavallo”*.

Ciò premesso, per quanto di propria competenza (a mente del D.Lgs. n. 66 del 15 marzo 2010, del DPR n. 90 del 15 marzo 2010), il Comando in Capo, in relazione ai soli interessi militari marittimi, **ha espresso parere favorevole alla realizzazione del parco eolico offshore in quanto “non ravvisa motivi ostativi alla realizzazione della centrale eolica in parola”**.

## 3. Quadro di Riferimento Progettuale

### 3.1 Inquadramento di dettaglio del sito

L'impianto eolico offshore in oggetto è 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 zona individuata per l'impianto, compresa tra Capo di Torre Cavallo, la rada di sud-est del porto di Brindisi, la costa settentrionale della Terra d'Otranto sino all'abitato di Torre San Gennaro, è caratterizzata da una favorevole batimetria e da un'elevata ventosità, ideali per lo sfruttamento della risorsa eolica finalizzata alla produzione di energia elettrica.

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 dalle indicazioni che emergono dai fattori, che sono stati precedentemente evocati. Questi sono anche responsabili di alcune irregolarità (dimensionali e distributive), riscontrabili all'interno del campo.

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

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.

Le coordinate delle turbine eoliche sono indicate nella tabella seguente.



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

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,



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.

## 3.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto

### AEROGENERATORE

Le caratteristiche tecniche principali dell'aerogeneratore, previsti per il progetto in esame del tipo **V112 della Vestas**, sono riassunte nella tabella seguente:

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

<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);
<u>Torre</u>	
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;
<u>Generatore elettrico</u>	
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;
<u>Trasformatore di macchina</u>	
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;

### 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.*

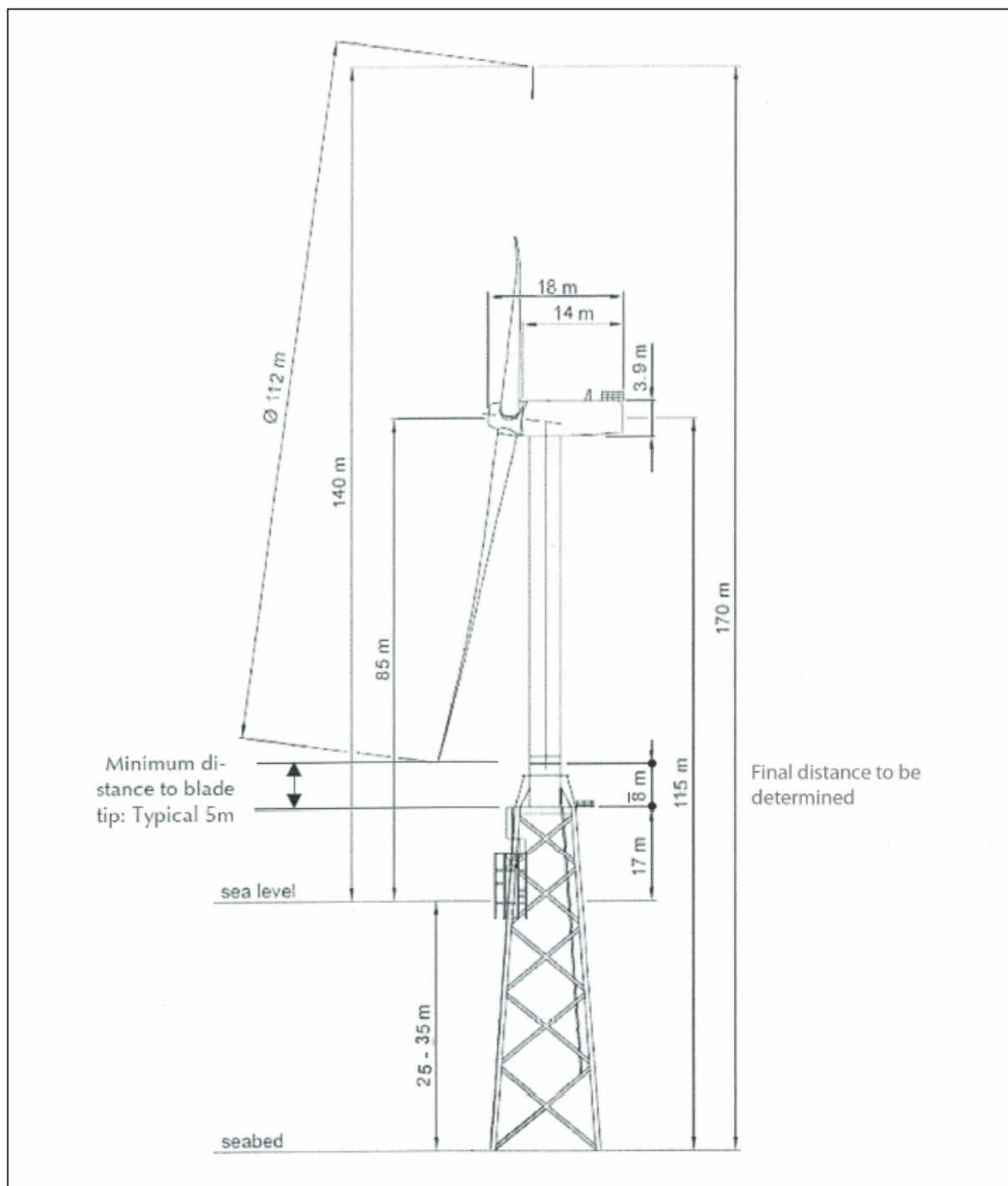


Figura 2: Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica

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.

## FONDAZIONE

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.

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 marina dalla costa di Cerano ove è ubicato il progetto.

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).

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

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

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).

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 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.

Altro componente fondamentale, che non compare evidentemente nelle figure d'assieme, è il **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.

È 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.

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

Altro elemento appartenente alla fondazione, non meno importante è il cosiddetto **j-tube**, ossia il **condotto verticale** 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.

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.

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.

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 reinstallo a mano a mano che il quantitativo va dissolvendosi.

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.

## 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 mm<sup>2</sup>) è giuntato con un cavo unipolare di sezione 630 mm<sup>2</sup>. 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.

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).

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.

### **CAVIDOTTO SOTTOMARINO**

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. 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.

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.

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.

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**

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 Tutturano.

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.

### 3.3 Fase di cantiere

#### AREE PER IL CANTIERE

L'area da cantiere è stata organizzata in maniera che potesse rispondere ad un insieme di esigenze, che sono conseguenza delle caratteristiche di una struttura del tipo, ed a raccomandazioni derivabili dal progetto

Per l'impianto eolico a mare, il cantiere deve, quindi, rispondere positivamente ai seguenti condizionamenti essenziali:

- ❖ trovarsi a terra in zona prospiciente il sito;
- ❖ utilizzare terreni di buona qualità e di costo sopportabile (affitto, leasing, acquisto, etc.)
- ❖ essere alla minor distanza dalla costa o addirittura esser posizionato interamente su di essa;
- ❖ essere equipaggiato con darsene possibilmente in modo diretto;
- ❖ sfruttare una posizione baricentrica rispetto alla viabilità ed in genere ai trasporti locali.

L'area di cantiere a terra verrà istituita presso il porto di Brindisi.

Una volta effettuata una dettagliata indagine conoscitiva, ne è risultata, in linea di massima, la seguente impostazione progettuale:

- ✓ il porto di riferimento per l'installazione del cantiere è quello di Brindisi, e per la sua vicinanza con il sito, e per le caratteristiche del bacino, e per le sue dotazioni tecniche;
- ✓ i porti a Sud di Brindisi siano da considerarsi di semplice appoggio in caso di necessità, data l'esiguità di tali approdi;
- ✓ la superficie del cantiere è stata cautelativamente dimensionata dell'ordine di 50.000 mq,
- ✓ l'area è rintracciabile sulla banchina Costa Morena (di seguito indicate due prospettive).

#### SCHEMA DI MOVIMENTAZIONE DI MEZZI NAVALI DA/PER CANTIERE

Per trarre informazioni più particolareggiate in merito alla movimentazione dei natanti nel porto di riferimento, che è quello di Brindisi, è opportuno tracciare un piano di lavori anche ipotetico, seppur razionale.

Lo schema proposto dei trasporti è uno dei tanti possibili, ma ha il vantaggio di essere molto semplice.

Si idealizza un programma di invii dalla fabbrica al cantiere e di qui al sito, che sia utile per individuare orientativamente quali/quantità natanti saranno presenti nel

bacino brindisino durante le varie fasi di lavoro (pre-montaggi e installazioni) con esclusione degli interventi di manutenzione durante l'esercizio normale dell'impianto.

Si prevede di far arrivare al cantiere ogni settimana un pontone, portante 4 fondazioni, ed un altro pontone con 16 pali fondari.

Si completa il trasporto dei corpi fondari in 9 settimane; entro la 12-a settimana tutte le fondazioni saranno presenti nell'area del cantiere.

L'inizio della posa in opera a mare scatta 4 settimane dopo l'avvio dei trasporti in cantiere.

Per ogni fondazione si prevede di impiegare 3 giorni per battere i pali e sistemare il castello. Alla fine di ogni intervallo di 4 settimane (all'incirca un mese) si fa il bilancio tra le unità arrivate in cantiere e quelle inviate sul campo a mare, indicando quelle rimanenti nell'area cantiere. Il maggior numero si raggiungerà nel periodo tra la 4.a settimana e la 8.a settimana.

Le 36 fondazioni saranno tutte in loco dopo 16 settimane (16 sett. x 7 giorni/sett. = 112 giorni, di cui 108 giorni sono necessari per la posa e 4 giorni sono di tolleranza per mancato lavoro dovuto ad avverse condizioni meteo-marine, che nel caso non siano sufficienti si può sfiorare lo schema temporale, spostando la data ultima di fine lavori sulle fondazioni, avviando l'installazione delle turbine più tardi).

Data la breve distanza cantiere-sito si prevede di inviare a mare 1 castello con i suoi 4 pali fondari alla volta.

Durante questo periodo (16 settimane) nel porto si sono contati i seguenti trasporti:

dalla carpenteria 9 natanti per i castelli e 9 per i pali fondari;

dal cantiere al sito 36 natanti per tutte le 36 fondazioni.

**quindi in media un viaggio ogni 2/3 giorni**

#### Turbine

In 16 settimane, cioè entro la 32-a settimana dall'inizio dei trasporti verso il cantiere, si dovrà concludere il programma dei lavori da condurre a mare e, conseguentemente, il periodo di presenza di componenti primari in cantiere.

Durante questo periodo (16 settimane) nel porto si sono contati i seguenti trasporti:

dal cantiere al sito 36 natanti per provvedere a tutte le 36 turbine da collocare sulle fondazioni.

**quindi in media un viaggio ogni 3 giorni**

Per le richieste della movimentazione di **personale/piccoli pesi** sono prevedibili **4 viaggi al giorno da parte di piccoli mezzi** per tutto il periodo delle attività a mare.

### Termine lavori

Il campo è finito -per quanto concerne le attività di montaggio a mare e non per le prove pre-operative- al termine della 32-a settimana dall'avvio dei lavori, cioè grosso modo entro 8 mesi.

Pensando di avviare il programma di attività a Febbraio, entro fine Settembre questo dovrebbe essere concluso. Nel caso si ritenesse poco proficuo per le condizioni meteomarine iniziare a Febbraio gli spostamenti di materiale, si può traslare la data d'inizio dei trasporti a Marzo. La fine dei lavori si protrarrebbe a fine Ottobre, che può essere ancora considerata una data tollerabile sotto il profilo dell'operatività a mare con tempo clemente.

La sequenza operativa delle attività suddette è indicata nella tabella seguente:

		Castelli	Pali fondari	Navicelle	Torri	Pale	Mese
Fine 4.a settimana	in	16	64				≈Febbraio
	out	-	-				
	left	16	64				
Fine 8.a settimana	in	32	128				≈Marzo
	out	9	36				
	left	23	92				
Fine 12.a settimana	in	36	144				≈Aprile
	out	18	72				
	left	18	72				
Fine 16.a settimana	in	36	144	9	9	27	≈Maggio
	out	27	108	-	-	-	
	left	9	36	9	9	27	
Fine 20.a settimana	in	36	144	18	18	54	≈Giugno
	out	36	144	9	9	27	
	left	-	-	9	9	27	
Fine 24.a settimana	in			27	27	81	≈Luglio
	out			18	18	54	
	left			9	9	27	
Fine 28.a settimana	in			36	36	108	≈Settembre
	out			27	27	81	
	left			9	9	27	
Fine 32.a settimana	in			36	36	108	≈Ottobre
	out			36	36	108	
	left			-	-	-	

#### Note

Lo schema adottato, che serve eminentemente per le valutazioni sui trasporti, è orientativo e preliminare; consente anche eventuali riduzioni, essendosi proceduto con molta cautela.

Nella tabella sottostante si indica con

*in* = il numero dei pezzi presenti in cantiere al momento attuale a partire dall'inizio degli arrivi;

*out* = il numero dei pezzi usciti dal cantiere al momento attuale a partire dall'inizio degli arrivi;

*left* = il numero dei pezzi presenti in cantiere al momento attuale.

Figura 3:Tempistica degli arrivi in cantiere

## **MONTAGGI A TERRA ED A MARE**

Prima del montaggio vero e proprio, saranno effettuate le seguenti operazioni, in tempi diversi e non tutti necessariamente successivi tra loro:

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

## **OPERAZIONI IN CANTIERE**

### Mezzi di sollevamento

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

Nel caso in esame, verrà impiegata una gru fissa in prossimità della banchina di ormeggio, da impiegare per le operazioni di carico/scarico dai mezzi natanti, ed almeno due gru montate su carrelli gommati/cingolati, per gli spostamenti nell'area di cantiere.

### Navicella

Per quanto riguarda la navicella della unità V112 da impiegare nel caso in esame, al momento della consegna in cantiere può pesare rispettivamente 73/125 ton senza/con la linea di generazione elettrica (drive train) o 165 ton completa di mozzo.

Gli spostamenti per scaricarla dal battello di arrivo del pezzo verso spazi di appoggio entro il cantiere possono essere compiuti con una semplice gru.

Nell'area di deposito, la navicella sarà tenuta sollevata dal selciato, mediante gambe temporanee, a scopo precauzionale nonostante il fondo sarà provvisto delle consuete precauzioni di drenaggio, allo scopo anche di consentire l'ispezione della parte inferiore.

Durante il periodo di permanenza nel cantiere, entro brevi tempi dall'arrivo, si dovrà pure provare il sistema di distribuzione elettrica all'interno della navicella ed in particolare i principali sistemi in essa ospitati, quali illuminazione, condizionamento, generazione elettrica, allacciando la navicella all'impianto elettrico del cantiere.

Per spostamenti di una certa entità all'interno dell'area cantierata si potrà ricorrere anche a mezzi terrestri, del tipo di quelli indicati nelle figure seguenti.

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

### Pale

Per quanto riguarda le pale, invece, la loro movimentazione esige che si rispettino con cura le caratteristiche fisico-geometriche. Tali corpi sono molto snelli, estesi in una direzione e sagomati con profilo curvo e inflesso e sono formati da fibre vetroso-carboniose, impostate su una struttura di sostegno interno.

Sono in grado di reggere i molteplici carichi d'esercizio una volta che sono incastrate alla base sul mozzo e che lavorino in un piano all'incirca verticale.

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

Possono esservi imbussolate in telai, in cui siano tutte disposte parallelamente e nello stesso senso, oppure in senso inverso alternativamente (in entrambe le soluzioni l'appoggio avviene in corrispondenza di due sezioni abbastanza allontanate tra loro). Quest'ultimo ordinamento è spesso seguito nei trasporti marittimi.

Negli spostamenti delle pale per via terra, cioè con l'ausilio di trattore e carro, si interverrà pala per pala con l'avvertenza di ricorrere all'accorgimento di appenderla ad un'asta rigida, offrendo così due punti per sostenere il peso e mantenere la pala in equilibrio orizzontale indifferente (come indicato nelle immagini precedenti).

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

### Torre

La torre è composta di più sezioni; quella per V112 è di due segmenti.



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

In questa fase la gru deve essere in grado di sollevare il gancio sino a 65 m di altezza per assiemare la torre, sollevarla e posizionarla nel sito grigliato (cfr. figure seguenti). Il carico complessivo è di un paio di centinaia di tonnellate.

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

Per il trasferimento sul sito ogni componente a tempo debito deve essere spostato dall'area di stazionamento a quella di servizio al natante, che, attraccato alla darsena, è pronto per effettuare il trasporto a mare. Il montaggio sarà effettuato con la prima soluzione, mediante quindi l'impiego di un natante dotato di gru.

Per quanto riguarda l'assemblaggio del rotore, considerate le condizioni locali, si effettuerà il completamento del rotore a terra, già sistemato sulla navicella, montando a mare una sola pala.

### **3.3.1 Trasporti e montaggi a terra, trasporti a mare**

#### **TRASPORTI VERSO IL CANTIERE**

Per i trasporti dei componenti verso il cantiere, c'è da considerare che le pale eoliche, fra tutti i pezzi della macchina eolica, sono quelle che richiedono spazi (di curvatura per i veicoli, di deposito, etc.) conformi con le loro dimensioni.

Altrettanto dicasi per i tronchi della torre, oltre che per la navicella, per i quali forse occorre provvedere anche ad opportuna capacità di sollevamento.

Nel caso in esame, viste le dimensioni del porto e la presenza di una banchina dedicata direttamente sul sito di cantiere, è prevedibile che la massa delle forniture delle turbine eoliche avverrà via mare.

Ad ogni modo, trattandosi di un cantiere in area portuale, anche i collegamenti terrestri per i mezzi pesanti sono agevolati dalla viabilità esistente.

#### **TRASPORTI A MARE DAL CANTIERE VERSO IL SITO**

Il montaggio verrà effettuato con il rotore già inserito nella navicella, trasportato in orizzontale unitamente soltanto a due pale.

Il numero delle strutture, caricate sulla bettolina, dipende ovviamente dalle dimensioni dei corpi stessi, dalla stazza del natante, dalla distanza da coprire tra cantiere e sito, dal metodo di accatastamento sul piano di carico e dalle funzioni

che sono riservate al mezzo, se è di semplice trasferimento o in grado di effettuare altre operazioni.









Per la fondazione, quando la sua altezza superi i 35-40 m o le dimensioni di base siano rilevanti, è opportuno posare sulla chiatta il jacket con l'asse in orizzontale, quand'anche non sia possibile trainarla dopo averla immersa in mare e lasciata in galleggiamento libero.

Corrispondentemente va affrontato il caricamento del pezzo in cantiere o in officina.

Nel caso in esame, salvo particolari situazioni non prevedibili al momento, il jacket verrà caricato sul mezzo natante mediante la gru fissa presente in cantiere e trasportato in posizione orizzontale.

## MEZZI DI TRASPORTO PER LE VARIE OPERAZIONI DA EFFETTUARE A MARE

### *Classi di mezzi navali richiesti dall'impianto*

<p>mezzi per il trasporto della fondazione, dei pali di ancoraggio e dei pezzi della macchina eolica od eventualmente della turbina completa (non nel caso in esame);</p>		
	<p>Mezzo per strasporto di struttura in posizione verticale (Micoperi)</p>	<p>Trasporto a mare di jacket di grandi dimensioni (Mc Dermont)</p>
<p>mezzi per il sollevamento dei pezzi alla quota necessaria ed al loro posizionamento e/o fissaggio.</p>		
	<p>Scarico da mezzo terrestre di sezioni di torre</p>	<p>Trasporto di pezzi di torre su pontone</p>
<p>mezzi per il traino di natanti privi di motore autonomo, tipo rimorchiatore</p>		
	<p>Jack-up per l'installazione di turbine eoliche</p>	<p>Pontone Micoperi 30 al lavoro</p>
		
	<p>Rimorchiatore per campi eolici</p>	<p>Jack-up Lisa A in spostamento</p>

mezzi leggeri per il trasporto di persone o di piccoli carichi da/per il parco eolico (crew vessel) e battelli di servizio (operational vessel);	 <p>Crew boat (Rogante)</p>	 <p>Operational vessel (Rogante)</p>
mezzi specifici per operazioni ad hoc, come la nave posacavi	 <p>Mezzo per la posa di cavi (AMT Explorer) in trasferimento</p>	 <p>Mezzo per la posa di cavi in affiancamento a fondazione</p>

Le caratteristiche tecniche di ogni classe vanno determinate sulla base delle S.T. relative ai montaggi dei generatori eolici e delle loro fondazioni, oltre che ai dati progettuali delle unità del parco eolico, sentiti anche -e soprattutto- i possibili noleggiatori dei mezzi navali, operanti in zona.

Infatti, in linea generale e a meno di casi speciali, il Committente agisce in regime "in conto terzi" o leasing e non in conto proprietà propria. Potrebbe decidere di acquisire qualche mezzo nautico, se ritiene che sia utile anche all'esercizio ed alla manutenzione del parco, una volta che esso sia stato realizzato.

#### Trasporto di componenti e di strutture

Per il trasporto delle fondazioni verrà utilizzata almeno una bettolina con il relativo rimorchiatore, mentre per il trasporto dei componenti della macchina eolica, secondo la linea del montaggio in situ dell'aerogeneratore, sarà impiegata un'altra coppia di mezzi (bettolina-rimorchiatore) diversa da quella precedente, sia per le differenti caratteristiche tecniche (dimensioni, pesi, etc.), sia per le singolari esigenze di lavoro e per gli specifici programmi temporali, purché la bettolina non debba restare in loco avendo a bordo le sezioni di palo da utilizzare, riducendo così i tempi di sua utilizzazione per i trasporti.

Per il trasporto dei pali di fondazione si può ritenere che, ed in questo senso è stato redatto un adeguato programma d'impiego come sarà evidente di seguito, il mezzo in grado di portare in sito la fondazione possa anche essere destinato al trasporto dei pali d'ancoraggio.

La fase più delicata, che è quella del trasporto dei pezzi della turbina (conci della torre, rotore, etc.) e del loro montaggio, è da attribuire al loro sollevamento. L'altezza, cui devono essere portati i pezzi (navicella, ultima sezione della torre, sistemi ausiliari, etc.) e le operazioni di connessione con i pezzi precedentemente installati costituiscono un ostacolo non piccolo, cui si può tentare di fornire un

incremento mediante accorgimenti strutturali, come quello di elevare il piano di lavoro della gru.

Il trasporto avrà inizio col trasportare su bettolina o su pontone le sezioni di torre, che andranno sistemate sulla fondazione da organi di sollevamento, alloggiati su un grosso pontone o su un jack-up.

Sempre con lo stesso mezzo di trasporto verranno trasferiti il rotore, le pale e la navicella, che verrà issata in cima alla torre per prima in modo da poterla fissare sull'ultimo concio della torre, seguita dal rotore completo di almeno due pale ed, infine, dalla terza pala o, addirittura, con le tre pale (in casi eccezionali).

#### Caratteristiche dei mezzi di trasporto

Nel presente paragrafo si descrivono le caratteristiche generali dei mezzi di trasporto e sollevamento, di cui si è già detto in precedenza.

##### 1) Pontone autosollevante o jack-up

Il pontone autosollevante o jack-up è un mezzo navale, che gode in questo momento di sviluppo del mercato eolico di un notevole interesse e di un conseguente sviluppo anche realizzativo per le numerose richieste, come mezzo principe per installazioni in acque medio-basse o intermedie.

È in grado di esser alzato sopra la linea del mare medio di una determinata altezza in modo autonomo (self elevating platform), evitando durante i periodi di attività sul campo di essere soggetto alle azioni del mare (moto ondoso, maree, etc.).

Nelle condizioni di lavoro le gambe sono immerse in acqua, abbassate (dolcemente o violentemente) sino a impegnarsi con il fondale (lo sprofondamento nel suolo marino può essere di qualche metro in relazione alla sua composizione ed alla conseguente consistenza; di solito lo si stima in 5 m in mancanza di verifiche puntuali) ed estratte, qualora si vogliono effettuare spostamenti.

La profondità, cui può adattarsi, dipende dalla lunghezza dei montanti, che nelle prospezioni petrolifere arriva anche a 120 m.

Per le esigenze degli insediamenti eolici, di solito, arriva ad una profondità compresa tra i 30 ed i 40 m, come è per il jack-up Lisa A. Può essere costruito per profondità anche maggiori, compatibilmente con condizioni accettabili meteo-marine (altezza delle onde, periodo, correnti, intensità del vento, etc) e con le esigenze della committenza, come si è detto prima.

Per maggiori dettagli sui diversi tipi di jack-up si rimanda agli elaborati progettuali.

##### 2) Pontone con gru (crane barge)

Una unità navale, che ha avuto molteplici applicazioni in campo petrolifero ma anche per i campi eolici offshore, è il pontone con gru, che è mezzo navale ampiamente impiegato nelle operazioni marine, sia per il settore petrolifero, sia in minor misura in quello eolico.

È un natante di più o meno grosse dimensioni, solitamente privo di murate, con un grande ponte, equipaggiato con molteplici apparecchiature utili per i lavori a mare e principalmente gru ad asse verticale in grado di portare a considerevoli

altezze il gancio principale e di consentire congrue aperture e sbracci dei meccanismi di aggancio.

Una differenza va segnalata a proposito della capacità o meno della gru primaria di compiere rotazioni attorno al proprio asse. Nella tipologia *sheerleg* il grosso argano è fisso, dando luogo ad una tipica *floating crane*, che è diversa dal *crane vessels*. Quest'ultima configurazione ha gru, che possono anche ruotare attorno al proprio asse, mentre per quella del primo caso per far assumere una differente angolazione azimutale all'asse della gru bisogna spostare il pontone dell'angolo voluto, cioè manovrare per riposizionare adeguatamente il mezzo.

Una lunga lista di unità è riportata negli elaborati progettuali, ai quali si rimanda per i dettagli. Da essa si deriva l'impressione di una grande varietà di esemplari, concentrati in Europa Occidentale, in Giappone, a Singapore e nelle Bahamas. Lo stesso si può dire per le capacità di sollevamento dei carichi, fornite dalle gru a bordo. Ben 21 unità sono sopra le 1.000 ton contro 17 con gru al di sotto di tale limite. Un numero assai nutrito di esemplari ha capacità di carico sulle 4.000 ton ed oltre, come attesta la serie di dati della seconda tabella ed anche le didascalie di alcune immagini.

Le portate più basse partono anche da 50 ton; quelle maggiori sono ben lontane, superando le 4.000 ton ed arrivando alle 8.000 ton, come si è appena constatato. La differenziazione non si limita ai carichi sollevabili con gli equipaggiamenti di bordo, ma va a toccare anche un aspetto assai utile per gli utilizzatori, come è l'autonomia di movimento. I pontoni maggiori sono dotati di autonomia propulsive e di acquartieramenti abbondanti ed attrezzati per ospitare molte persone, non facenti parte dell'equipaggio necessario per le manovre del natante.

A parte la validità e la determinatezza delle precedenti definizioni, cioè sia che si parli di *crane vessel*, di *crane ship* o di *floating crane*, con la notazione "pontone" si tratta sempre di una nave con gru specifiche e specializzate per grandi portate di sollevamento carichi. Al crescere delle potenzialità, richieste dalle gru di bordo, la convenzionale struttura a monochiglia può essere sostituita da corpi meglio rispondenti alle esigenze di grande stabilità operativa. Così la configurazione del natante adotta composizioni a catamarano o, forse più propriamente, a chiglia semi-sommersa.

### Mezzi di sollevamento

Le tipologie dei mezzi navali da impiegare nel loro numero minimo devono far riferimento alle funzioni, che essi sono chiamati ad assolvere, ed ai servizi, cui sono dedicati.

I mezzi navali, occorrenti per i montaggi e dotati di equipaggiamenti opportuni, possono essere essenzialmente equipaggiati:

- ❖ con dispositivi per il sollevamento, che siano montati su pontone;
- ❖ con dispositivi per il sollevamento, che siano montati su jack-up;

e servono per arpionare e per sollevare i pezzi dai mezzi di trasporto e/o da quelli di montaggio, temporaneamente utilizzati come deposito, portandoli alle elevazioni richieste.

### 3.3.2 Installazione a mare

Senza entrare nelle problematiche strutturali e funzionali delle soluzioni tecnologiche non è possibile non evocare le due strade, che si pongono alla soluzione fondaria mediante jacket e precisamente:

- ❖ soluzione tipica da piattaforma petrolifera con deck separato dal corpo fondario di base;
- ❖ soluzione alleggerita con deck, che è un tutt'uno con la struttura che si cala nel fondale.

Le diversità tra le due alternative sono radicali e fondamentali per quanto concerne prestazioni e dimensioni.

Ed in particolare sono proprio i diametri e gli spessori dei pali fondari, poiché:

- nel primo caso sono battuti nel fondale marino dopo il posizionamento del jacket e prima della saldatura del deck ai pali stessi e, quindi, al jacket;
- nel secondo caso sono infissi nel fondale prima del posizionamento del jacket, le cui propaggini inferiori vanno inserite all'interno dei pali stessi.

In entrambi i casi il palo avrà configurazione analoga e spessori pertinenti con il regime di battitura e con l'ambiente con cui deve confrontarsi, nel caso in cui emergano differenze tra le due alternative.

Il trasporto dal cantiere al sito dei pali fondari avverrà tramite carico su mezzo navale. E' procedura contraria a quella suggerita per la fondazione a monopila od anche per certe strutture fondarie a jacket. In quel caso il trasporto può avvenire immergendo direttamente i corpi in mare. Si lasciano galleggiare liberamente, avendo tappato tutte le aperture del corpo, che, stando in superficie, può essere imbracato da un rimorchiatore e trascinato sulla posizione richiesta.

Nel caso delle strutture fondarie a jacket, come quelle da impiegare nel progetto in esame, i pali verranno sistemati su una chiatte, che sarà trainata da un rimorchiatore.

La successione installativa per il caso di struttura fondaria classica (tipo piattaforma petrolifera) è la seguente:

- Sollevamento della fondazione.
- Abbassamento della struttura nell'acqua marina.

- Imbracatura di un palo di ancoraggio, suo inserimento nella gamba della struttura, calata sino ad incontrare il fondale ed applicazione del battipalo.
- Completato l'inserimento di un palo si passa in successione agli altri sino a che in tutte le gambe siano stati infilati i rispettivi pali.
- Trasporto in sito del deck, sollevamento e posizionamento sopra il jacket.

Le fasi, che richiedono salita e/o discesa di corpi, sono svolte da opportuni organi di sollevamento, che sono portati o fanno parte di un natante o di una piattaforma (crane barge). L'asse verticale delle gru è in grado di ruotare attorno a se stesso, operando correzioni azimutali, mentre il braccio deve consentire l'aumento o la riduzione della distanza tra gancio ed asse.

Alla discesa/salita del gancio provvedono i rinvii meccanici e tensionati mediante funi e cavi, che sono stati previsti nei meccanismi di lavoro della gru.

Come specificato in precedenza, la procedura operativa per l'installazione dell'aerogeneratore sarà quella del montaggio in mare, una volta che la struttura fondaria sia completamente in postazione, avendo escluso la possibilità del montaggio a terra e trasporto a mare.

Si comincia con affrontare l'attacco della radice della torre alla piattaforma di coronamento (deck) della fondazione (o, in alternativa, con l'inserimento ed il fissaggio della parte terminale inferiore della torre, che può avvenire, predisponendo al centro del deck una camicia cilindrica di diametro interno appena superiore al diametro di base della torre, introducendo un corpo nell'altro per una opportuna lunghezza e fissandoli mutuamente con una adeguata gettata di materiale di colmatatura, come boiaccia con additivi e aggiunte varie; è ovvio che in questa soluzione la base della torre sarà priva di flangia.

Si prosegue con il collocamento e con l'assicurazione mutua dei vari tronchi della torre da far pervenire a tempo e da trasportare su apposite bettoline. Sono generalmente rastremati verso l'alto, a meno dell'ultima sezione, che può essere cilindrica. Sono resi tra loro solidali a mezzo di collegamento flangiato.

Meno adatto è il ricorso alla saldatura, che non è agevole da effettuare in altezza e che rende difficoltosa la separazione delle sezioni al momento dello smontaggio per dismissione del campo o per interventi di manutenzione straordinaria.

Si devono susseguire i vari conci sino alla base di impostazione della navicella, che andrà collocata in posto in uno o più pezzi; quando l'insieme torre-navicella sarà sistemato, si potrà affrontare l'innalzamento del rotore (con due pale già inserite) e completare l'assetto della torre eolica con l'inserimento della pala mancante.

A conclusione delle procedure installative della parte aerea dell'aerogeneratore, qualche ulteriore considerazione può ancora proporsi. Si deve riconoscere che il numero delle operazioni necessarie per portare a compimento l'installazione della turbina sia un fattore non trascurabile. Ma tale parametro non può essere valutato



singolarmente, in quanto ridurre ad esempio il numero di tronconi della torre ad uno solo significa affrontare anche le problematiche del trasporto di un pezzo così alto. Nel caso in esame verranno montati i due tronchi.

Lo stesso dicasi per il rotore più o meno equipaggiato con le pale. La navicella sola ha peso crescente con la potenza dell'unità eolica, passando da 70 ton con la V90 (attorno alle 100 ton con la V112) a ben 300 ton con la 5M. A fortiori succede con il rotore, che per gli stessi riferimenti passa da 105 ton a 380 ton. Variare il numero di pale significa variare il peso da spostare, tenendo conto che una pala può pesare tra le 7 e le 15 ton cadauna.

### 3.3.3 Realizzazione del cavidotto

#### CAVIDOTTO OFFSHORE

Come detto in precedenza, 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.

In particolare, in tutta la superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, si procederà all'interro del cavo sottomarino mediante l'impiego di aratro marino e getto d'acqua ad alta pressione. Lo scopo è di inserire il cavo sotto un manto di materiale del suolo marino, che sia sufficiente a difenderlo da qualsiasi operazione avventata o spericolata da parte dell'uomo.

Si devono tener presenti alcune avvertenze, per cui

- i cavi per il trasporto d'energia elettrica (power cable) hanno sezioni molto maggiori di quelli per fibre ottiche per telecomunicazioni con la conseguenza che i mezzi navali, ad hoc destinati, devono essere dimensionati ed equipaggiati adeguatamente per rispondere alle esigenze installative;
- i sommozzatori possono essere impiegati per assistere e per cooperare all'installazione specialmente in acque basse o medie ed agli agganci del cavo elettrico con l'anima metallica, inserita nei J tube;
- in acque profonde l'operazione di interro può richiedere la collaborazione di mezzi in grado di spostarsi in profondità (ROV);
- una zona di esclusione di 500 m è bene sia imposta attorno al mezzo incaricato della posa del cavo per tutto il tempo dei lavori ed all'area di lavoro;
- nella zona a ridosso della costa il naviglio, impiegato in alto mare, può essere sostituito da mezzi minori per consentire una più accurata posa lungo il tracciato prestabilito a causa anche dei bassi/bassissimi fondali, ivi esistenti,

evidenziandone anche mediante galleggianti (applicati direttamente al cavo in modo da lasciarlo in superficie) la linea di posa;

- lo scavo sul lido può essere condotto, o con mezzi terrestri (escavatore con benna, horizontal direct drilling, etc.), o con gli stessi dispositivi, che sono richiesti per il tracciamento a mare del percorso cavi.

Secondo la tecnologia delle operazioni di posa sono prevedibili almeno tre diversi metodi di scavo (aratura, come nella immagine 1 della figura seguente, getto ad acqua in pressione, come nella immagine 2, intervento diretto con escavatore) e mediante tre alternative nei confronti della effettiva deposizione/ricopertura del cavo e precisamente

- il pre-scavo (pre-trenching) della trincea, nella quale adagiare successivamente il cavo;
- lo scavo contemporaneo (co-trenching) con la posa, che avviene nello stesso momento in cui si solca il fondale (messa a dimora e ricopertura del cavo);
- lo scavo successivo (post-trenching) alla posa con susseguente ricopertura del cavo dopo che sia stato fatto scivolare e sistemare nella fossa, creata accanto (e al di sotto) del cavo.

Tutte le operazioni possono essere attuate direttamente dalla nave appoggio, con la quale i dispositivi immersi, specialmente quelli connessi con il trenching del fondale, restano in collegamento costante.

Nelle zone di suolo, in cui prospera o vegeta la **Posidonia**, l'utilizzo dell'aratro marino potrebbe produrre gravi lesioni al tessuto floreale, lesioni che sono difficilmente mitigabili, pur facendo di tutto per preservare le piantine (adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste e continua successiva cura).

Per limitare maggiormente il disturbo, nel caso in esame i cavi verranno sempre adagiati sul fondale marino, ma ancorati mediante staffe, come indicato nelle immagini seguenti.

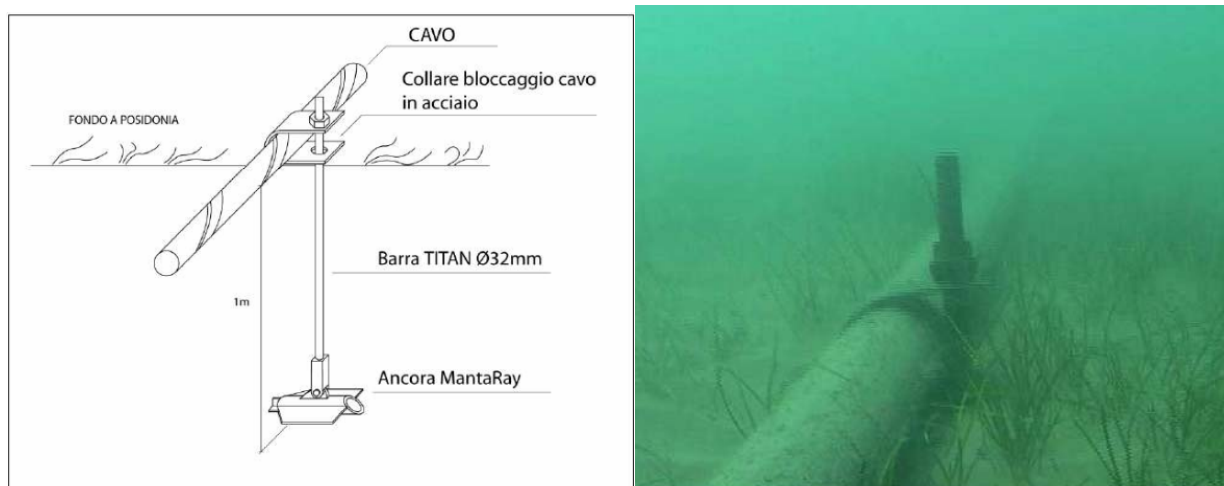


Figura 4: Dispositivo di fissaggio del cavo a fondale ricco di flora

Il numero per unità di lunghezza del cavo, la profondità e la tipologia dell'ancoraggio, il collegamento al cavo, etc. sono caratteristiche da determinare anche in funzione della forza da sopportare. E' evidente che per contrastare il tiro, esercitato dall'argano di bordo nel recupero dell'ancora, bisogna dimensionare questo tipo di difese in modo opportuno, non trascurando le difficoltà di mettere in opera tali dispositivi a 30 m dal pelo libero.

L'idea può trovare altre alternative tecnologiche, come il ricorso a micro pali fondari, che possano essere più facilmente installati mediante battitura.

Nel dettaglio, gli elementi di fissaggio nelle zone con presenza di *Posidonia* e/o *Cymodocea*, spaziate circa 20 m fra loro, saranno costituiti da:

- ❖ asta filettata
- ❖ ancoraggio di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell'asta
- ❖ sistema di vincolo del cavo all'asta filettata.

Il diametro nominale dell'asta è tipicamente di 32 mm e la lunghezza 1 m.

Tutti i componenti saranno realizzati in acciaio.

Il cavo viene poi vincolato all'estremità superiore dell'asta filettata che fuoriesce dal fondale mediante un collare in inox o tessile imputrescibile; il bloccaggio del collare all'asta si ottiene con bullone a filettatura speciale (worm).

Per il tratto dal bagnasciuga alla cabina di approdo si dovranno realizzare condotti (di larghezza opportuna mediante la tecnica del direct drilling per una profondità analoga o adeguata per passare attraverso/sotto la falesia costiera), che dovrà ospitare i cavi sottomarini e che dovrà essere ricoperta con lo stesso

materiale, smosso nello scavo, per ripristinare le condizioni preesistenti (fatte salve le precauzioni contro le emissioni elettromagnetiche).






Nella prospettiva, particolare attenzione va posta nella penetrazione degli spazi, che sono sede di habitat dall'elevato valore conservazionistico.

In primis, si deve tendere ad evitare l'intrusione nelle zone a più folta vegetazione, predisponendo a transitare ove minore è l'aggravio. Successivamente, bisogna esaminare ogni possibile attenuazione del disagio arrecato, laddove non sia possibile evitare l'attraversamento.

Pertanto, 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 circa 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.

I vantaggi della trivellazione orizzontale controllata rispetto alla tecnica tradizionale di scavo sono:

- ❖ esecuzione di piccoli scavi mirati in corrispondenza del punto di partenza e arrivo tubazione;
- ❖ invariabilità delle strutture sovrastanti;
- ❖ minima interferenza nei confronti della qualità dell'acqua;
- ❖ possibilità di controllare la perforazione evitando eventuali servizi interrati preesistenti, passando al di sotto o al di sopra;
- ❖ drastica riduzione della presenza di mezzi di movimento terra e trasporto materiali da risulta;
- ❖ elevata produttività, flessibilità di utilizzo ed economicità;
- ❖ continuità del traffico stradale senza interruzione alla viabilità (per la zona a terra);
- ❖ nessuna interferenza con la battigia.

<p>1) In particolare, la posa avverrà secondo la seguente sequenza operativa: realizzazione di una vasca di entrata (Entry Point), posizionamento della macchina perforatrice a mast inclinabile e gruppo di miscelazione e pompaggio fluidi a base d'acqua (con bentonite biodegradabile al 100% tipo BIO-BORE);</p>	
<p>2) realizzazione di una perforazione pilota (Pilot Bore) di piccolo diametro (100-150 mm) tramite punta a becco d'oca, tricono o turbina ad acqua e bentonite, controllata attraverso il sistema di guida tipo "Para Track", walk-over o MSG</p>	
<p>3) Allargamento del foro pilota sino a diametro di progetto (back reaming) tramite alesatore</p>	
<p>4) Aggancio della tubazione a giunto rotativo</p>	
<p>5) Tiro e posa della tubazione o cavo (pull back)</p>	

## Sistemazione Della Falesia

L'installazione dei cavi mediante TOC permetterà di evitare la realizzazione di scavi a cielo aperto consentendo di ridurre sia l'estensione dell'area di cantiere, e quindi l'occupazione territoriale temporanea, sia la durata delle fasi di lavorazione con conseguente diminuzione dell'impatto acustico. La realizzazione della cabina di giunzione completamente interrata consentirà inoltre di annullare l'impatto visivo delle opere a farsi.

La tecnica della TOC è stata prevista anche in considerazione della forte instabilità del tratto di falesia in cui ricade l'area di approdo dei cavi che risulta fortemente compromessa dai fenomeni di erosione costiera in atto.

La realizzazione del collegamento tra cavi marini e cavi a terra a mezzo di TOC consentirà di realizzare l'attraversamento di tale fascia costiera senza produrre scavi e spostamenti di materiale che potrebbero determinare ulteriori danneggiamenti e crolli alla falesia.

Nella sistemazione progettuale proposta è stata prevista la rimozione dell'area panoramica residua, interdetta ormai sia al traffico dei mezzi che al transito dei pedoni, ed il raccordo del tratto di costa di intervento con la linea di riva posta a Sud.

In tal modo il litorale assumerà un profilo lineare, senza elementi aggettanti rispetto ai tratti di costa limitrofi, in accordo con le "*Linee Guida per l'individuazione di interventi tesi a mitigare le situazioni di maggiore criticità delle coste basse pugliesi*", approvate con Delibera G.R. n. 410 del 10/06/2011 (Bollettino Ufficiale n. 42 del 23/03/2011).

In tale documento, infatti, è riportato che lungo la sub-unità in cui ricade la località in esame è stato rilevato un considerevole trasporto longitudinale dei sedimenti diretti sia verso Nord che verso Sud; il bilancio dei sedimenti lungo il litorale dipende dalla direzione delle singole mareggiate e si possono avere consistenti variazioni stagionali. Per tali motivi, le *Linee Guida* escludono che si possano attuare interventi di protezione a mare con opere di tipo trasversale.

## **CAVIDOTTO ONSHORE**

Per quanto riguarda, invece, la posa del cavidotto onshore, subito dopo il collegamento nella vasca giunto, avverrà con sistemi tradizionali mediante lo scavo di una trincea su strada, la posa del cavidotto ed il ricoprimento.

Il cavidotto in MT terrestre, posato in trincea su strade esistenti secondo le modalità tradizionali su rappresentate e dotato di una cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV), si andrà a collegare alla Sottostazione Elettrica Brindisi Sud, sita nella frazione di Tutturano.

### 3.3.4 Cronoprogramma delle attività di cantiere

I tempi determinati dalla effettuazione delle varie attività, che non devono essere tutte messe in serie, si possono indicare, riassumendo drasticamente la varietà di azioni, che sono comprese in ogni voce, nel seguente elenco

- contatti con le autorità locali, regionali e centrali: tutta la durata dei lavori;
- concessioni, autorizzazioni, permessi: 24 mesi;
- indagini preliminari, indispensabili per il Progetto Esecutivo: 6/12 mesi;
- monitoraggio costante del sito: sino a conclusione dei lavori;
- progettazione complessiva (P.P. e P.E.): 18 mesi;
- selezione fornitori, S.T., formalizzazione degli ordini: 12 mesi.
- esecuzione lavori (costruzioni, premontaggi): 24 mesi;
- installazioni e montaggi in situ: 12 mesi;
- collaudi: 6 mesi;
- esercizio preliminare: 10 mesi.

In genere, si può ritenere che in un lasso di tempo di tre anni si possano concludere i processi di costruzione, di installazione e di esercizio preliminare dell'impianto. Questo periodo di tempo si svilupperebbe da metà del II anno alla metà del quinto anno.

Anche su questa stima gravano i tempi, che sono dettati dai costruttori delle turbine. Sono ovviamente i due e più anni, che il costruttore impone, anche in relazione alle condizioni molto favorevoli del mercato degli ordinativi per tali generatori.

L'inesistenza anche di costruttori nazionali, a fronte di numerose firme europee (specialmente tedesche), può anche in qualche modo segnare a svantaggio della tempistica generale.

Non è detto che si voglia con queste considerazioni sottintendere od auspicare alcun intendimento protezionistico. Si vuole soltanto affermare che la presenza di costruttori nazionali, oltre ad infoltire il settore di ulteriori offerte di macchine eoliche, potrebbe anche predisporre e normalizzare macchine che meglio affrontino le condizioni dei nostri mari.

I regimi eolici del Mar Mediterraneo raramente avvicinano o ripetono le situazioni anemologiche e marine dei Mari del Nord Europa. E' difficile che costruttori, già

ampiamente e soddisfacentemente impegnati in tali mari, possano mettere a progetto ed in cantiere macchine, il cui mercato è ancora da decifrare e da imporsi.

A parte tali considerazioni di carattere generale, in questo paragrafo si vogliono approfondire gli aspetti relativi al cronoprogramma delle attività di installazione del parco eolico, descritte in precedenza come *fase di cantiere*, in quanto utili alla caratterizzazione delle azioni di progetto da considerare per la stima degli impatti.

In particolare, le attività da affrontare prevedono:

- ❖ **apertura del cantiere;**
- ❖ **trasporto dei componenti delle macchine eoliche;**
- ❖ **eventuali lavori di preparazione del terreno e/o dei fondali**, soltanto in casi eccezionali, non essendo di norma previsti;
- ❖ **costruzione e/o assemblaggio delle fondazioni;**
- ❖ **installazione a mare di tutti i sistemi fondari ;**
- ❖ **preassemblaggio a terra di parti delle macchine eoliche** ed eventuale **trasporto in situ;**
- ❖ **installazione della torre;**
- ❖ **posa in opera dei cavi sottomarini;**
- ❖ **sottostazione elettrica ed allacciamento alla rete ;**
- ❖ **collaudo** dell'impianto ed avvio.





## **3.4 FASE DI ESERCIZIO**

### **3.4.1 Gestione e monitoraggio dell'impianto**

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

Nel caso in cui il sistema di gestione avverta la presenza di anomalie è possibile organizzare visite di controllo direttamente alle unità, che sono state coinvolte dall'allarme, grazie al personale addetto, che serve tutte le 24 ore di funzionamento. A seguito delle tipologie di allarme rilevate ed alle eventuali ispezioni in loco è possibile impostare interventi manutentivi di soccorso nell'ambito di cicli ordinari o straordinari. Per tali esigenze possono essere imposte possibili aree di esclusione (del raggio di alcune centinaia di metri, all'incirca 500 m) da far rispettare a tutti per consentire l'effettuazione di tali operazioni.

### **3.4.2 Avviamento**

Quando la velocità del vento, indicata dai misuratori di bordo, arriva al valore di funzionamento per un dato lasso di tempo (ad es., 3 minuti) si può procedere alla preparazione per il parallelo ed all'avvio del sistema ad hoc.

La navicella va allineata con la direzione del vento agente, orientando opportunamente le pale (con il controllo di pitch). In questa fase si assorbe energia dalla rete sino a che non si sarà raggiunta la velocità, che assicura almeno il limite inferiore di potenza.

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

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

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

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

### **3.4.3 Manutenzione**

#### **PREVENTIVA**

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

Essa può essere pianificata regolarmente, nel senso che è indicata dal programma di manutenzione ordinaria, steso per dare ordine agli interventi sui componenti del parco e per organizzarli secondo una scala di priorità basati su una elevata probabilità di mancato o di cattivo funzionamento.

Può anche essere pianificata da condizioni di stato, in quanto è predisposta a seguito di un intervento ispettivo o di controlli routinari o di test di funzionalità senza essere preceduta od accompagnata da evento incidentale alcuno o da segnalazione di non corretto funzionamento.

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

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

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

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

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

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

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

### **STRAORDINARIA**

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

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

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

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

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

### **3.4.4 Accessibilità alle unità a mare**

#### ***Via mare***

L'accessibilità al sito ad impianto funzionante va solitamente ascritta sotto la sigla O&M (Operation and Maintenance), a meno d'occasioni eccezionali o di situazioni molto singolari, come quelle legate alla sicurezza.

Si effettua con mezzi navali autonomi di ridotte dimensioni da destinare al trasporto di personale e/o di modesti carichi (specialmente per la manutenzione preventiva o parte di quella conservativa).

Per il trasporto del personale si possono usare mezzi, che vanno dai tipici natanti per lo spostamento dei piloti di porto, dai motoscafi veloci o dalle pilotine alle lance a motore, ai gommoni. In questa prospettiva prevale la rapidità di accostamento al parco per evenienze speciali (controlli, ispezioni, piccole emergenze, etc.).

A navi appoggio di ridotta stazza (da un tipico operational vessel a naviglio un po' più potente) si ricorre per altre esigenze, che sono richieste dal programma di O&M e che impongono di veicolare carichi un po' più ingombranti o più pesanti di quelli portati da lance o da motoscafi leggeri o da crew vessel.

In questo caso potrebbe prevalere non la rapidità d'invio, quanto piuttosto le dimensioni del carico ed il suo peso e, fors'anche, una certa possibilità di issarlo sino al portellone d'ingresso dell'aerogeneratore o di posizionarvi per il recupero di componenti della turbina da parte di argani, sistemati nella navicella.

La scelta del mezzo di trasporto dipende dalle esigenze dei programmi di attività, dalle urgenze dell'intervento e dal parco di mezzi, che il Concessionario del campo eolico ed i terzisti, cui fa capo, possono mettere a disposizione o tenere costantemente pronti all'uso.

A parte le incombenze gestionali dell'esercizio, che non dovrebbero essere diverse da quelle della manutenzione ordinaria, che le assorbe, le richieste d'intervento rapido con mezzi leggeri vanno considerate. Questi, che dovrebbero essere i più numerosi essendo comandati dall'opportunità di qualche supervisione o di controlli esterni e generici, potrebbero esser tenuti presenti e richiedere (od imporre) l'obbligo di attrezzarsi.

Disporre di qualche mezzo veloce -tenuto all'ormeggio nel porto più vicino al sito- per tali esigenze potrebbe essere una voce da inserire nel budget di gestione.

### ***Via aerea***

Per collegare il parco con la terraferma per via aerea serve ricorrere ad un elicottero o ad un mezzo consimile ad atterraggio verticale. E' evidente che l'elicottero offra le maggiori garanzie, essendo ben noto ed sperimentato per servizi di questo posarvisi- per compiere le operazioni di carico e scarico.

La decisione di rivolgersi ad un mezzo aereo, che ad ogni buon conto non richieda pista d'atterraggio, va corroborata anche con il bilancio economico, che deriva dalla mancata produzione di energia elettrica per tutto il periodo di fermo macchina ed il costo orario dell'elicottero per ogni intervento.

Un aeromobile è indubbiamente più veloce di un mezzo navale, ma ben più costoso, fatta astrazione del costo capitale per la piattaforma d'atterraggio. Da una analisi, condotta sui costi (trasporto + uguale tempo d'intervento sulla macchina) in

funzione della distanza del parco eolico da terra con il ricorso a trasporto per via aerea e per mare, si è constatato che i due costi si avvicinano per distanze medio-brevi (20 km) o medio-lunghe (60 km), pur restando sempre quelli per via aerea nettamente superiori a quelli marittimi.

### **3.5 Fase di dismissione**

#### ***Fase 1: azioni preliminari verso le Autorità competenti***

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

#### ***Fase 2: smontaggio e recupero delle parti della turbina eolica***

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

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

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

#### ***Fase 4: eliminazione di ogni infrastruttura***

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

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

### **3.5.1 Dismissione e smantellamento delle opere a terra**

I procedimenti di dismissione devono riguardare

- la stazione di arrivo a terra dei cavi sottomarini o stazione del punto di approdo;
- la stazione di innalzamento della tensione a quella di rete (stazione di trasformazione) nel caso in cui non possa essere adibita ad altro allaccio;
- la cabina di collegamento (stazione di allaccio) tra i cavi, provenienti dalle stazioni precedenti con i cavi della A.T.;
- le parti di cavo interrato, che devono essere evacuate (nei dintorni delle stazioni elettriche, come all'atterraggio, all'accesso alla stazione di allaccio, etc.);

- il ripristino di tutte le condizioni richieste con eliminazione degli effetti (detriti, residui da demolizioni, opere di interro, etc.) derivanti dalle opere richieste dall'impianto.

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

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

### **3.5.2 Operazioni di dismissione**

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

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



## **TURBINA E GENERATORE ELETTRICO**

La rimozione delle sovrastrutture, che corrispondono a tutti i pezzi fondamentali della turbina, come pale, navicella, torre e corpo fondario, ripete all'incontrario – e quasi completamente ribaltato- il processo installativo.

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

- ❖ fermare ed isolare l'impianto dalla rete, seguendo le prescrizioni imposte dal gestore della rete elettrica, che consiste nell'uscita dal parallelo con la rete, la diseccitazione di tutto quanto non concerne i controlli di sicurezza e tutte le alimentazioni, richieste dai segnali luminosi;
- ❖ predisporre e movimentare i mezzi navali necessari sino al sito;
- ❖ rimuovere i diversi pezzi componenti il rotore, procedendo secondo la procedura più spedita e più coerente con i mezzi disponibili (lo smontaggio in un sol colpo della navicella completa di rotore e di mozzo dipende dai mezzi di sollevamento disponibili, per cui potrebbe essere invece indicata la manovra opposta di smontare un componente alla volta, tenendo conto della congerie di azioni da compiere per smontare singolarmente le varie parti, o soltanto mozzo-pale;
- ❖ allontanare dalla torre la navicella, completa di tutti i sistemi in essa ospitati e principalmente il moltiplicatore di giri ed il generatore di corrente;
- ❖ separare i vari tronchi di torre tra loro a mano a mano che ognuno venga sbullonato dal successivo con conseguente evacuazione verso il natante di competenza;
- ❖ tagliare i cavi sottomarini di interconnessione, che entrano ed escono dalla torre poco sopra il piano di base del terrazzino operativo alla sommità della fondazione per consentire, sia la completa liberazione del tronco di base della torre dopo aver sbullonati i dadi di connessione tra la flangia della torre e la contro-flangia sulla fondazione, sia la sua rimozione;
- ❖ trasporto ed accumulo nel deposito, ove sia previsto e sia possibile selezionare, riusare, riciclare o definitivamente inviare a discarica i vari pezzi.

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

- ❖ evacuazione di sostanze pericolose e di liquidi presenti nelle turbine, come serbatoi di lubrificanti, depositi di fluidi, e di componenti da tenere separati o da raccogliere separatamente secondo le disposizioni vigenti;
- ❖ tutti i componenti metallici (ferrosi o meno) da cedere o da vendere nelle forme e nelle pezzature in grado di essere ancora utilizzati (costituiscono la massa dei materiali da riciclare);

- ❖ le pale di fibre di materiale opportuno (vetro, carbonio, etc.) da selezionare e da separare come da regolamentazioni in vigore, ma anche in considerazione delle utilizzazioni da derivare mediante il trattamento del materiale per ottenerne prodotti per isolamento e coibentazione, ad es. di ambienti civili;
- ❖ i motori elettrici, la cui usura e funzionalità consenta ancora un corretto funzionamento ed un altrettanto conveniente riutilizzo (in numero e percentuale rispetto a quelli rilevati dall'impianto indubbiamente abbastanza ridotti).

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

## **STRUTTURA FONDARIA**

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

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

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

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 ricupero del complesso fondario può presentare una doppia attuazione. La duplicità dei provvedimenti deriva dalla soluzione, che è applicata alla struttura.

Nella ipotesi in cui l'edificio metallico si compone di una parte inferiore, contenente anche i pali fondari, ed una parte superiore o deck, che fa da sostegno alla turbina ed è la base per la flangia inferiore della torre.

L'alternativa alla soluzione esposta è più semplice nell'impostazione, avendo collegato in un corpo unico deck e jacket ed avendo eliminato i pali fondali sostituiti dai codoli verticali.

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

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

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

Riflettendo alle modifiche da introdurre, qualora si voglia affrontare la rimozione della soluzione alternativa della fondazione, la sola variante sta nel taglio del tubo, che è inserito nel suolo, anziché del palo fondario. La funzione dei due tubi è approssimativamente la stessa, che è quella di fissare la struttura al suolo, pur nascendo da diversa impostazione funzionale.

Infatti, il palo fondario è portato dal jacket ed infisso nel suolo, il tubo di basamento è battuto prima di calare il jacket e trattiene il jacket mediante il grouting tra codolo e tubo (cioè, iniezione di boiaccia di cemento nell'intercapedine tra i due tubi).

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

Con la seconda versione è difficile operare dall'interno, in quanto si può incontrare del calcestruzzo. Sarebbe più consono -almeno dal punto di vista razionale- intervenire dall'esterno, previo abbassamento del materiale circostante sino alla quota di taglio.

Questa è la vera differenza, che incide rispetto alla precedente sui termini dei tempi impiegati e dei costi da affrontare.

Nel Piano di dismissione sono espone le considerazioni di paragone tra due soluzioni contrastanti che in linea di principio si potrebbero anche avanzare. 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, 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).

## **CAVO SOTTOMARINO**

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

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

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

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

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

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

I cavi sottomarini di entrambe le categorie possono esser lasciati in situ.

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.

### **3.5.3 Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive**

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

Non è sufficiente sentire l'urgenza e l'inderogabilità di disporre di un documento organico e meditato su quanto occorra predisporre e fare, ma deve essere altrettanto assoluta la attualità delle prescrizioni da imporre. Ne deriva che non si possa far a meno di introdurre revisioni ed aggiornamenti al testo, che è stato preparato quando si è sottoposto il P.E. della centrale e con esso le idee per la

eliminazione della centrale. Non è, infatti, pensabile né credibile che si possa seguire un Rapporto Tecnico, steso più di due decenni prima, e ritenere che questo sia attuabile sic et simpliciter.

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

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

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

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

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

- ✓ a due anni dall'avvio della centrale;
- ✓ a 12 anni dall'avvio della centrale ed in corrispondenza della mezza-vita dell'impianto;
- ✓ ad un paio d'anni prima della conclusione dell'esercizio delle turbine eoliche.

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

Sarà l'occasione per

- finalizzare il programma e con esso definire le azioni, i particolari tecnici, la scheda tempi e le previsioni di spesa, coinvolti dallo smontaggio e dallo smaltimento di tutti i componenti;
- esaminare l'impatto di tale intervento e cioè che i lavori dismissivi siano stati correttamente analizzati e siano in accordo con le imposizioni ambientali iniziali e con quelle vigenti in tale specchio di mare o lungo le coste prospicienti il sito;

- concordare eventualmente accordi con le autorità amministrative per condurre in sicurezza le operazioni, per salvaguardare la salute della popolazione e per rispettare l'ambiente durante l'effettuazione dei lavori;
- definire i controlli per documentare lo stato finale del suolo marino e la sua concordanza con gli impegni iniziali.

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

### **3.5.4 Tempi per l'applicazione del programma dismissivo**

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

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

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

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

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

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

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

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

Il ciclo completo di lavoro non deve prendere la somma dei tempi parziali. Non tutte le attività precedenti si svolgono in serie, sicuramente -anche se non completamente- sono quelle previste nel secondo e nel terzo punto del precedente elenchino.

Pertanto, la **durata complessiva potrebbe essere di 160/180 giorni.**

**In sei mesi si dovrebbe raggiungere lo scopo di liberare completamente lo specchio d'acqua, che prima era occupato dal sito eolico.**

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



### 3.6 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.

Si tratta di una fase fondamentale dello Studio di Valutazione di Impatto, in quanto la presenza di alternative è un elemento fondante dell'intero processo di VIA.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- *alternative strategiche;*
- *alternative di localizzazione;*
- *alternative di processo o strutturali;*
- *alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;*

dove:

per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;

le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;

le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;

le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche **l'alternativa "zero"** coincidente con la non realizzazione dell'opera.

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.).

Il suddetto processo iterativo, che ha avuto una durata di circa 8 anni, ha portato ad una **notevole riduzione del numero degli aerogeneratori**.

Infatti, il primo progetto del parco eolico offshore presentato dalla società TG Energie Rinnovabili, a dicembre del 2006, prevedeva l'installazione di **90 aerogeneratori** nel tratto di mare antistante le coste di Cerano(BR) e Torre Rinalda (LE) , con un estensione lineare di circa 16 Km; tale progetto, basato su una serie di indagini preliminari condotte a cavallo del 2004/2005, necessitava l'effettuazione di ulteriori "Campagne di caratterizzazione puntuale di tutto il fondale marino "interessato dal progetto.

Furono, pertanto, condotti nei primi sei mesi del 2007 una serie di studi di dettaglio con la ricognizione di più punti di campionamento che evidenziarono l'esistenza di due diverse realtà, che indussero la società TG Energie Rinnovabili a rivisitare il primo progetto, che prevedeva l'installazione di 90 aerogeneratori.

Il motivo che ha spinto la società a rivedere il layout del progetto è stata la presenza uniforme nel sito antistante la costa di Torre Rinalda (LE) di biocenosi ad elevato valore conservazionistico quali la Poseidonia oceanica e il coralligeno, unitamente alla elevata estensione dello specchio acqueo interessato.

Le considerazioni di cui sopra hanno così condotto la società TG Energie Rinnovabili a limitare l'estensione dello specchio d'acqua alla zona che si estende al largo di Cerano (BR), **riducendo il numero degli aerogeneratori da 90 a 48, quindi il tratto di mare interessato da 16 a 8 km**, laddove gli studi di caratterizzazione di dettaglio dei fondali marini hanno evidenziato la scarsa presenza di habitat di valore conservazionistico e il minor impatto paesaggistico avendo quel tratto di costa un minor tasso di fruibilità turistica a causa della presenza della centrale termo-elettrica dell'ENEL, attestando quindi il maggior grado di idoneità del sito all'installazione di un impianto eolico offshore.

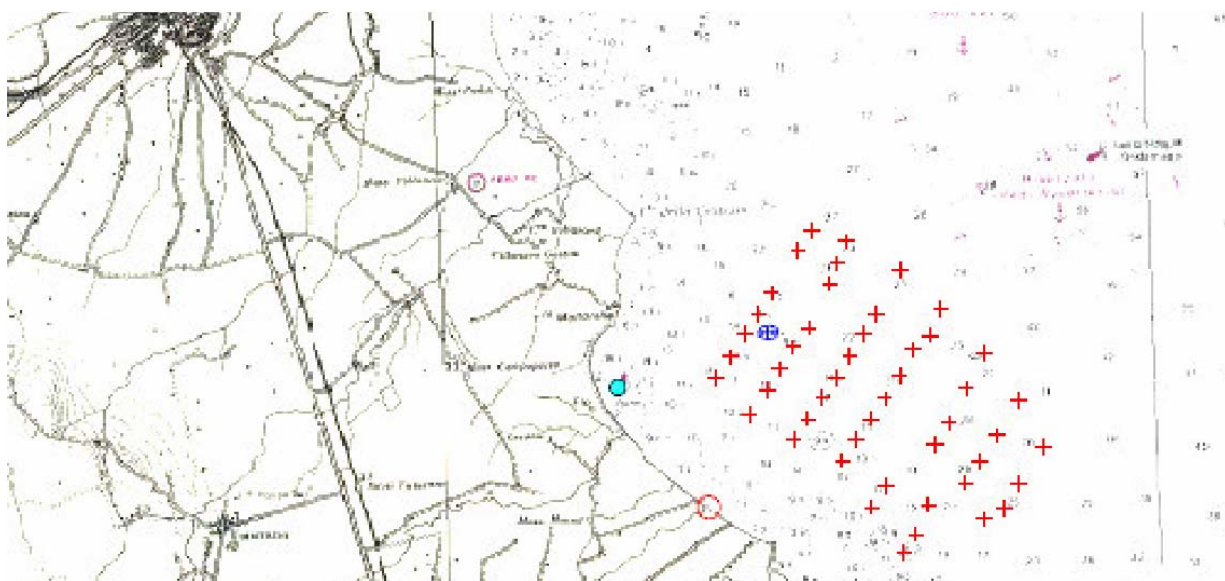


Figura 6 Seconda versione del layout dell'impianto ridotto a 48 torri

Dopo la prima drastica riduzione di quasi il 50%, è stata effettuata una **seconda riduzione abbastanza consistente del layout di progetto che ha portato alle seguenti importanti modifiche:**

- ❖ **riduzione del numero delle torri da 48 alle 36 attuali (con la conseguente riduzione di potenza da 144 MW a 108 MW);**
- ❖ **notevole incremento della distanza delle torri dalla costa;**

## ❖ **spostamento della posizione delle torri rispetto alle caratteristiche dei fondali.**

Dopo questa lunga fase iniziale, è stata effettuata una campagna di *micrositing*, con rilievi diretti e molto più approfonditi in sito sia della zona a terra ma soprattutto dei fondali marini, e restituzione della mappatura dettagliata dello stato dei luoghi, con individuazione puntuale 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 espianco 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:

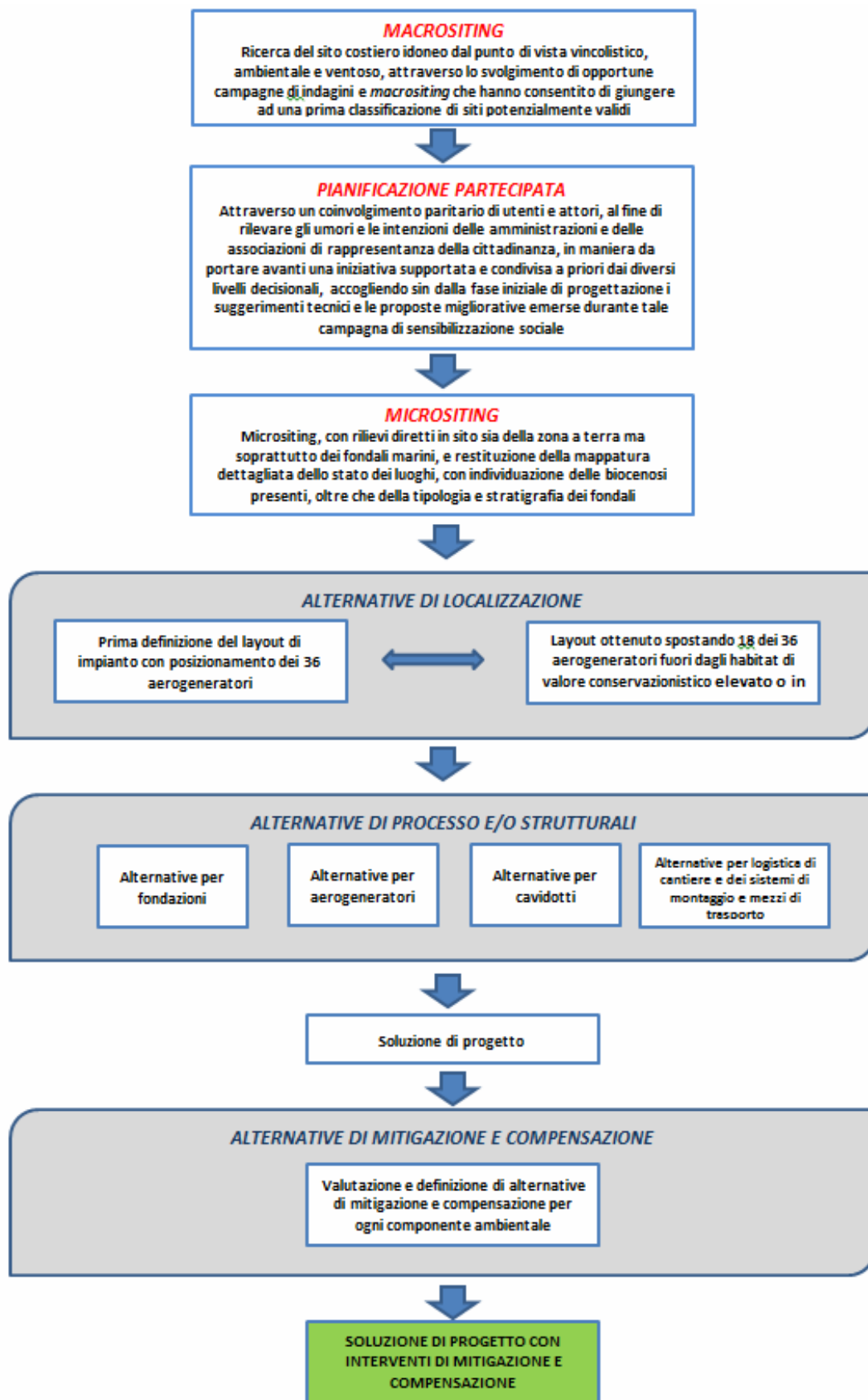
Alternativa valutata	Problema riscontrato
Fuoriuscita del cavo dalla trincea dall'inizio fino alla fine del Posidonieto, con sollevamento dello stesso per tutta l'estensione trasversale del campo	difficoltà di tenere il cavo in situ sollevato o appena appena sfiorante sulla prateria Scarso ancoraggio 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 e via via descritte nel capitolo dell'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:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- 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:

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

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

<b>Combustibile</b>	<b>Fattore di emissione CO<sub>2</sub></b>	<b>Fattore di emissione SO<sub>2</sub></b>	<b>Fattore di emissione NO<sub>x</sub></b>
	(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 :

<b>Combustibile</b>	<b>Consumo evitato</b>	<b>Unità di misura</b>
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

<b>Combustibile</b>	<b>Consumo evitato</b>	<b>Unità di misura</b>
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 <sub>2</sub> (kg/GJ)	Fatt. di emiss. SO <sub>2</sub> (kg/GJ)	Fatt. di emiss. NO <sub>x</sub> (kg/GJ)	Consumo (t/anno)	PCI (MJ/kg)	Emiss. CO <sub>2</sub> (t/anno)	Emiss. SO <sub>2</sub> (t/anno)	Emiss. NO <sub>x</sub> (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 <sub>2</sub>	Emiss. SO <sub>2</sub>	Emiss. NO <sub>x</sub>
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 sarà evidenziato anche sottoforma numerica attraverso il confronto matriciale e sottoforma monetaria, nell'analisi costi benefici riportata al paragrafo seguente.

### 3.7 Analisi costi benefici

Il presente paragrafo intende fornire una valutazione dei costi e dei benefici, tangibili ed intangibili, derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico offshore ubicato a ridosso della Penisola Salentina al largo di Cerano.

L'obiettivo è quello di fornire una valutazione della fattibilità del progetto considerando i seguenti differenti aspetti:

- ❖ economico e finanziario;
- ❖ ambientale, in termini di impatti sulle componenti ambientali e le relative esternalità prodotte;
- ❖ sociale, in termini di impatti sulla salute, occupazione ed altre esternalità sociali.

Il metodo utilizzato per tale valutazione è l'Analisi Costi Benefici (ACB) di tipo quantitativo che prevede la monetizzazione dei fattori economici, ambientali e sociali che concorrono nella scelta di compiere l'investimento.

L'analisi costi - benefici (ACB) è una tecnica usata per valutare la convenienza economica sociale ed ambientale di un investimento sul territorio in funzione degli obiettivi che si intendono perseguire.

L'esecuzione del progetto può avvenire da parte di due grandi categorie di soggetti economici: *l'operatore privato* e *l'operatore pubblico*.

*L'operatore privato* tende a porre a confronto i costi e i ricavi che derivano dalla realizzazione del progetto: ci si pone cioè in un'analisi, tipica delle scelte imprenditoriali, in cui l'obiettivo è costituito dalla massimizzazione del profitto.

Al contrario, *l'operatore pubblico* deve tener conto non solamente gli aspetti finanziari legati alle spese effettivamente sostenute per la realizzazione del progetto, ma individua una gamma di costi e di benefici che abbiano una relazione con l'obiettivo tipico delle scelte pubbliche: massimizzazione del benessere sociale.

Se l'investimento è privato, l'ACB assume i caratteri di un'analisi finanziaria: vengono cioè valutati i flussi monetari che nel corso degli anni produce l'investimento (positivi per quanto riguarda i ricavi; negativi per ciò che concerne i costi).

Se invece la valutazione riguarda un investimento pubblico, allora è necessario effettuare una analisi economica: ciò sta a significare che non si valutano solo i flussi finanziari, ma i costi e i benefici in senso lato, relativi a tutta la collettività. In tale situazione si cerca di valutare, in termini monetari, tutti gli svantaggi (costi) e tutti i vantaggi (benefici) che l'investimento arreca alla popolazione interessata.

**Data la rilevanza che assume l'esercizio di questo impianto per il contesto socio economico di riferimento, si è ritenuto di redigere un'analisi costi benefici generalmente riservata ad investimenti pubblici.**

Nella presente analisi viene utilizzato, come metro di valutazione, la metodologia della stima del valore monetario dei costi e dei ricavi diretti (cash flow) ed esterni (sociali) riconducibili al progetto non prima di aver valutato i singoli valori da inserire.

Ciò posto, nella redazione del presente documento, si è ritenuto di fare riferimento al manuale "*Guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento*" redatto dalla *Unità di Valutazione, DG Politica Regionale e Coesione, Commissione Europea 2008* che costituisce uno strumento per i funzionari della pubblica amministrazione e per i consulenti nella definizione di quelle informazioni utili per la valutazione, da parte della pubblica amministrazione, della sostenibilità economica ed ambientale di progetti d'investimento.

La sostenibilità finanziaria dell'iniziativa da parte dei privati è stata già ampiamente sviluppata in fase di sviluppo/finanziamento del progetto. In base ai risultati della stessa è possibile effettuare una elaborazione aggiungendo ulteriori costi/benefici sociali ed ambientali al fine di considerare anche gli impatti positivi e negativi dell'iniziativa progettuale sull'ambiente e sulla collettività.

## 3.8 Analisi di Fattibilità

L'analisi di fattibilità mira ad individuare i potenziali vincoli e le possibili soluzioni rispetto agli aspetti tecnici, economici, normativi e gestionali. Per l'impianto in esame, nella presente sezione di studio della fattibilità di progetto, sono stati analizzati i seguenti temi:

- Analisi della Domanda e dell'Offerta;
- Tecnologia disponibile;
- La potenzialità dell'impianto;
- Risorse umane ed organizzazione;
- Aspetti ambientali.

### 3.8.1 Analisi della Domanda e dell'Offerta

Un impianto che produce energia sfruttando la risorsa del vento rientra tra le *Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)*, vale a dire qualsiasi tipo di energia prodotta a partire da una risorsa naturale la cui disponibilità è indipendente dal tasso di consumo. Esse rientrano a pieno titolo tra le risorse naturali di un territorio.

Le forme più frequenti sono, appunto, l'energia eolica, la biomassa (combustibile estratto da rifiuti di origine animale o vegetale), l'energia solare, l'idroelettrico.

Le FER possono essere utilizzate per generare elettricità o produrre combustibili, analogamente alle fonti energetiche tradizionali. Esse vengono impiegate negli impianti industriali, per il riscaldamento, le apparecchiature elettriche, il trasporto e l'illuminazione: di fatto, tutto ciò che richiede energia.

Nell'attuale scenario le fonti di energia rinnovabili, inesauribili e non inquinanti, sono destinate ad acquisire sempre più importanza nell'approvvigionamento energetico, spinte da motivazioni di carattere economico ma anche di sostenibilità ambientale, considerazioni queste ultime alla base dell'approvazione del Protocollo di Kyoto, il documento redatto e approvato nel corso della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici tenutasi in Giappone nel 1997 dalle Nazioni Unite. I Paesi firmatari del protocollo si sono impegnati a ridurre, individualmente o congiuntamente, le emissioni di gas da effetto serra nel periodo 2008-2012, di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990.

Nel dicembre del 2008 l'UE ha adottato una strategia integrata in materia di energia e cambiamenti climatici, che fissa obiettivi ambiziosi per il 2020. Lo scopo è indirizzare l'Europa sulla giusta strada verso un futuro sostenibile sviluppando un'economia a basse emissioni di CO<sub>2</sub> improntata all'efficienza energetica.

Sono previste le seguenti misure (il cosiddetto accordo 20-20-20):

- ✚ ridurre i gas ad effetto serra del 20% (o del 30%, previo accordo internazionale);
- ✚ ridurre i consumi energetici del 20% attraverso un aumento dell'efficienza energetica;

- ✚ soddisfare il 20% del nostro fabbisogno energetico mediante l'utilizzo delle energie rinnovabili.

Il riscaldamento globale è causato dall'eccessiva produzione e dallo smodato consumo di energia da parte dell'uomo. Con il crescere del nostro fabbisogno energetico aumenta anche la nostra dipendenza dai combustibili fossili (petrolio, gas naturale e carbone), che producono ingenti volumi di CO<sub>2</sub> e rappresentano attualmente circa l'80% del consumo di energia dell'UE.

Affinché l'UE possa raggiungere i suoi obiettivi e combattere i cambiamenti climatici è essenziale che trasformi radicalmente i suoi modelli di produzione e consumo di energia. L'azione dell'UE affronterà quindi una serie di temi chiave quali il mercato dell'energia elettrica e del gas, le fonti energetiche, il comportamento dei consumatori e una maggiore cooperazione internazionale.

La strategia dell'UE in materia di energia e cambiamenti climatici è linea con l'impegno dell'Europa a promuovere la crescita economica e l'occupazione. Anticipando la rivoluzione energetica si creeranno anche nuove opportunità sul fronte delle imprese e della ricerca.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili contribuirà inoltre a ridurre la dipendenza dell'UE dalle importazioni di petrolio e gas, rendendola meno vulnerabile alle fluttuazioni dei prezzi energetici e alle incertezze sul fronte degli approvvigionamenti.

I singoli Stati membri vengono esortati ad adottare una serie di misure e coordinarsi con l'UE per garantire un'equa ripartizione degli oneri. Pur essendo vincolanti, gli obiettivi fissati terranno conto delle rispettive capacità a livello nazionale.

In Italia, in particolare, al fine di raggiungere tali obiettivi, i provvedimenti più significativi nel settore sono stati la legge 59/1997 e il D.lg. n. 112/98 con cui prende l'avvio il federalismo energetico. Da questi due provvedimenti emerge un decentramento delle politiche e delle competenze amministrative, in base al principio della sussidiarietà, alle Regioni e agli Enti locali e la possibilità da parte delle stesse di fornire supporto, anche finanziario ad azioni di sostegno dell'offerta di tecnologie energetiche da fonti rinnovabili.

Il Decreto legislativo n°79 del 16 marzo 1999 (noto come Decreto Bersani), che recepisce la direttiva europea 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato elettrico, ha riordinato i sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, ed ha posto le basi per la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, in particolare ha sancito la priorità di dispacciamento per le FER, ha istituito i "Certificati Verdi", ed ha introdotto l'obbligo per i produttori e importatori di energia elettrica da fonte convenzionale ad immettere nel mercato una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, rispetto alla produzione totale, sia autoprodotta, sia acquistata da altri. La quota, inizialmente del 2%, è incrementata annualmente dello 0,35% per il periodo 2004-2006.

Ciò provoca una domanda di energia prodotta da FER, che potrà essere soddisfatta dall'offerta di Certificati Verdi attestanti la produzione di energia prodotta da impianti FER.

Da quanto detto ben si comprende quanto sia importante intervenire per favorire lo sviluppo di sistemi capaci di favorire sia il risparmio energetico, sia nuovi sistemi di produzione di energia.

Una soluzione alle problematiche di cui sopra, certamente non esaustiva del problema, ma comunque di particolare rilevanza, è rappresentata dal ricorso alla produzione di energia da fonti rinnovabili unitamente al concetto di intervenire efficacemente a livello locale: *"Think globally, act locally"* (pensa globale, agisci locale).

In altri termini si tratta di ricorrere alle risorse locali per la produzione decentralizzata dell'energia, al fine di:

- ridurre la dipendenza dall'estero
- migliorare i conti dell'Italia come sistema paese
- rendere intrinsecamente più stabile la rete con riduzione di rischi da black-out.

A livello locale, la Puglia è al momento una regione caratterizzata da un elevato surplus di energia elettrica prodotta rispetto al proprio fabbisogno, ma allo stesso tempo fortemente condizionata dalla scarsa presenza di interconnessioni con le altre zone geografiche confinanti che ne limitano i flussi e lo scambio di potenza elettrica prodotta. Al contrario, il sistema elettrico del centro Italia, a causa della presenza di regioni fortemente deficitarie di energia elettrica, assorbe un'elevata quantità di energia proveniente dal Sud (i flussi provenienti da nord risultano irrilevanti).

Lo squilibrio in termini di impianti realizzati tra la Puglia, ed in generale delle regioni del sud, e le altre regioni del centro nord, sono da ricercare prima di tutto nei motivi geografici ed orografici (nel settore eolico per la presenza di siti ventosi principalmente lungo la dorsale appenninica, nel settore del fotovoltaico per la maggiore produttività connessa alla latitudine) e poi a causa della legislazione locale che ha consentito, anche se per poco tempo, la realizzazione di impianti sotto il MW con procedure autorizzative semplificate.

Ad ogni modo, una volta potenziate le grandi linee di trasmissione dell'energia elettrica, la produzione di energia da fonti rinnovabili, con le dovute cautele in termini di saturazione in seguito alla pressione ambientale che può creare la elevata concentrazione di impianti nello stesso sito, deve essere valutata a grande scala territoriale nell'ottica di contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali dettati da accordi internazionali.

#### *3.8.1.1 Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale*

In Puglia, la provincia, nella quale è installato il maggior parco di centrali elettriche da fonti tradizionali, è senza dubbio la provincia di Brindisi, ma anche

quella di Foggia si avvia ad un quantitativo di centrali, però ad energie rinnovabili, particolarmente significativo (cfr. Tab. seguente).

Nome	Potenza (MVA)	Committente/ Proprietario	Tipo	Provincia
<u>Centrali termoelettriche</u>				
Bari Termica	261,4	ENEL Produzione	TE	BA
Brindisi Nord	1.480,0	EDIPOWER	TE	BR
Brindisi Sud C.le	3.000,0	ENEL Produzione	TE	BR
ENIPOWER BR. 150	397,2	ENIPOWER (A)	TE	BR
ENIPOWER BR. 380	1.410,0	ENIPOWER (A)	TE	BR
ENIPOWER TA	91,4	ENIPOWER (A)	TE	TA
ISE CET3	704,0	ISE (A)	TE	TA
Modugno C.le	1.470,0	Energia Modugno	TE	BA
Candela	480,0	EDISON	TE	FG
<b>Totale regionale</b>	<b>9.294,0</b>			
Subtotale prov. di BR	6.287,2			
Subtotale prov. di BA	1.731,4			
Subtotale prov. di TA	795,4			
Subtotale prov. di FG	480,0			
<u>Centrali eoliche</u>				
Daunia Calvello	41,4	Daunia Calvello	EO	FG
Daunia Candela	39,1	Daunia Candela	EO	FG
Daunia Serracapriola	22,0	Daunia Serracap.	EO	FG
Daunia W Faeto	14,0	Daunia Wind	EO	FG
EDENS Celle	30,6	EDENS	EO	FG
EDENS Orsara	18,0	EDENS	EO	FG
EDENS Volturara	11,6	EDENS	EO	FG
EOLICA E. Carpigna	14,0	EOLICA ENERGIA	EO	LE
Eolica Pietramonte- corvino	20,0	Eolica Pietramon- tecorvino S.r.l.	EO	FG
EOL3W Minervino	52,0	EOL3W Miner- vino Murge	EO	BT
EOS1 Troia	70,0	EOS1 Troia	EO	FG
EOS4 Faeto	24,0	EOS1 Faeto	EO	FG
FORTORE E. ALBER.	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Piscat.	49,9	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Roseto	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FRI-EL Murgeolica	55,0	FRI-EL	EO	BT
FRI-EL S. Agata	72,0	FRI-EL	EO	FG
IVPC Alberona	33,0	IVPC	EO	FG
IVPC Anzano	69,0	IVPC	EO	FG
	715,6			
IVPC4 Celle S. V.	31,0	IVPC4	EO	FG

IVPC4 Roseto	18,0	IVPC4	EO	FG
IVPC4 Volturara	15,0	IVPC4	EO	FG
LECCE TRE	36,0	Parco Eolico Salentino	EO	LE
Lucky Wind	15,9	Lucky Wind	EO	FG
Ordogna E. Carapelli	34,0	Terzi Minori	EO	FG
Ponte Rotto	26,0	TERZI MINORI	EO	FG
SER S.Agata	66,4	TERZI MINORI	EO	FG
SISTEMI ENERGETICI	36,0	SISTEMI ENERGETICI	EO	FG
SORGENIA MINERVINO	18,0	SORGENIA MINERVINO	EO	BT
TRINERGY 6	38,0	TRINERGY 6	EO	FG
VOREAS PIETRAMONT	48,0	VOREAS	EO	FG
Sub-totale	1 097,9			
Totale regionale	1.097,9			
Subtotale prov. di FG	922,9			
Subtotale prov. di BR	0,0			
Subtotale prov. di BA	0,0			
Subtotale prov. di TA	0,0			
Subtotale prov. di BT	125,0			
Subtotale prov. di LE	50,0			

#### Complessivo centrali a generazione elettrica

Totale complessivo	
a livello regionale	10.391,9 MVA
a livello prov. di FG	1.402,9 MVA
a livello prov. di BT	125,0 MVA
a livello prov. di BA	1.731,4 MVA
a livello prov. di BR	6.287,2 MVA
a livello prov. di TA	795,4 MVA
a livello prov. di LE	50,0 MVA

N.B. EO, centrale eolica; TE, centrale termoelettrica.

Fonte: Dati Atlarete 2010

Figura 7: Dati sulle centrali per la generazione di energia elettrica



La quantità di MVA, colà localizzati, è piuttosto rilevante (6.287,2 MVA per Brindisi ed 1.402,9 MVA per Foggia), sia in se stessa, sia con riferimento alla capacità regionale di produzione di energia elettrica (10.391,9 MVA totali contro 7.690,1 MVA spettanti alle due province, pari a 89% del valore totale).

Se per la provincia di Brindisi bisogna far riferimento:

- al polo energetico, concentrato attorno alle unità ENEL della centrale Brindisi Sud di Cerano, dotata di quattro caldaie per un totale di 3.000 MW;
- a quella di Brindisi Nord con quattro unità per 1.480 MW globali;
- a due altre centrali di potenza all'incirca equivalente per complessive 737,2 MW, etc.,

mentre nel caso della provincia di Foggia non si può parlare di un vero e proprio polo energetico termico, bensì eolico. Essendo rilevante in percentuale (pari a circa il 65,7% della potenza installata nella provincia) la potenza delle centrali eoliche sulla potenza totale, la loro distribuzione è più estesa e copre sostanzialmente il versante collinare o montagnoso della Capitanata, dei Monti della Daunia e dell'Appennino Campano.

Per il comparto termoelettrico si dovrebbero considerare, oltre all'unità esistente di Candela, quella da 540 MW, quella di S. Severo (da 386 MW) e quella a biomasse di Manfredonia (da 14 MW), ancora in progettazione, delle quali si parlerà più avanti.

L'eventuale inserimento di impianti eolici offshore, da aggiungere agli attuali parchi a terra, potrebbe ulteriormente incrementare l'inventario regionale di potenza elettrica, contribuendo in modo sostanziale a differenziare le sorgenti energetiche. E' evidente che, se saranno realizzati i previsti 760 MW termoelettrici, per mantenere l'attuale rapporto tra le diverse forme di generazione occorrerebbe installare almeno 200 MW da fonte eolica. Se si volesse migliorarlo, dovrebbe essere congruentemente innalzato siffatto livello.

Dalla tabella precedente si rileva, inoltre, che il rapporto tra la potenza installata nella prov. di FG/BR e quella nella regione pugliese è di

$$1.402,9 \text{ MVA} / 6.287,1 \text{ MVA} = 0,2213 = 22,13 \%$$

$$6.287,2 \text{ MVA} / 10.391,9 \text{ MVA} = 60,50\%$$

Il livello regionale pugliese della potenza elettrica non è molto discosto da quello, ritenuto particolarmente significativo della Sicilia, che sec. i dati TERNA è di (6.144,75 MVA al 2008) 7.978,6 MVA, conteggiando al solito per produrre energia di tutte le forme di combustibili fossili (gas, carbone, olio combustibile, etc.) ed alternativi, come le risorse eoliche o gli impianti ad acqua.

### 3.8.1.2 Consumi di energia elettrica

La tabella seguente fornisce i dati di assorbimento di energia elettrica a livello regionale da parte dei singoli comparti socio-economici e per provincia.

PROVINCE	Agricoltura	Industria	Terziario*	Domestici	Totale*
<b>Bari</b>	214,9	1.490,1	1.136,5	1.437,0	4.278,5
<b>Brindisi</b>	60,7	1.037,3	269,8	396,3	1.764,1
<b>Foggia</b>	120,6	500,8	437,3	562,2	1.620,9
<b>Lecce</b>	86,6	480,7	558,8	816,2	1.942,3
<b>Taranto</b>	83,1	4.923,3	414,9	580,2	6.001,5
<b>Totale</b>	565,9	8.432,2	2.817,3	3.791,9	15.607,3

**Figura 8: Consumi d'energia elettrica per categoria d'utilizzatori e per provincia (GWh) (fonte: APEC)**

Per quanto si riferisce all'agricoltura ed ai prodotti derivati la provincia di FG viene subito dopo quella di BA, assorbendo 120,6 GWh/a contro 214,9 GWh/a della prov. del capoluogo regionale, mentre BR occupa l'ultimo posto. FG sta in terza posizione dopo BA e LE per i consumi del settore terziario, ove BR si situa ancora all'ultimo rango. In quarta ruota troviamo FG dopo BA, LE e TA per quelli domestici con BR buona ultima. Ultima è LE per quelli industriali, preceduta da FG, BR, BA e TA, che svetta su tutte le altre consorelle e che è più di 4 volte quella brindisina.

Riferendosi soltanto all'energia assorbita dalle attività domestiche e fermandosi a FG, che potrebbe essere considerato un punto di paragone attendibile (562.280 MWh/a per Foggia), da parte delle famiglie (in numero di 235.580 per FG) si rileva un consumo unitario di 2.387 kWh/fam.anno. Con una potenza installata di 3 kW/fam si avrebbe un impegno orario equivalente alla massima potenza per 796 h/a (pari a poco più di 2 h/giorno).

E' evidente che l'introduzione di centrali eoliche o fotovoltaiche abbiano il vantaggio di limitare notevolmente la produzione di emissioni, come CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, polveri ed altri inquinanti aeriformi, senza trascurare la necessità delle portate d'acqua di raffreddamento, che sono tanto più elevate, quanto maggiori sono le potenze delle caldaie (aspetto questo non critico per le unità, realizzate sulla costa, e di evidente importanza per quelle localizzate all'interno).

Come riferimento obbligatorio da tenere in prospettiva sta la potenza complessiva della rete nazionale (circa 58.000 MW), che sfrutta tutte le forme di generazione d'energia elettrica attualmente offerte dalla tecnologia energetica.

Gli obiettivi del rapporto energetico-ambientale sono relativi alla promozione ed allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, in modo da rispondere efficacemente agli obiettivi di contenimento e di riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, così come previsto dagli accordi internazionali e comunitari.

Questi ultimi prevedevano per l'Italia una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>eq del 6,5% entro il 2010, rispetto ai valori del 1990, ed un raddoppio del contributo derivante dalle fonti rinnovabili (dal 6% al 12%), così come riportato nel Libro Bianco sulle Fonti Rinnovabili.

### 3.8.2 Tecnologia disponibile

La tecnologia disponibile per gli aerogeneratori è in continua evoluzione, frutto di continue ed avanzate ricerche nel settore della ingegneria aerodinamica, elettronica, meccanica e strutturale.

Di conseguenza, la scelta dell'aerogeneratore da installare, a parità di potenza e dimensioni previste in progetto, è ricaduta su modelli di ultimissima generazione sul mercato, progettati quindi secondo le BAT (*Best Available Technique*) o *Migliori Tecniche Disponibili* (MTD), in maniera da massimizzare la producibilità limitando gli impatti ambientali.

Sono previsti 36 aerogeneratori con diametro rotore  $D = 112$  m di potenza pari a 3.0 MW, per una potenza complessiva di 108 MW.

### 3.8.3 La potenzialità dell'impianto

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 108 MW.

Già allo stato attuale, ammettendo una producibilità medio-minima di 1.800/2.000 h/anno da parte della centrale eolica si avrebbe un contributo d'energia elettrica da questa fonte rinnovabile per

$$108 \text{ MW} \times 2.000 \text{ h/a} = 216.000 \text{ MWh/a}$$

Confrontando con il totale dell'energia assorbita da tutte le attività della prov. Di FG (pari a 1.764.100 MWh/a), che è quella a minor peso produttivo, fa risultare un apporto delle energie rinnovabili non trascurabile, anche tenendo conto che si potrebbe avere un incremento dei consumi soprattutto nel settore terziario (meno probabile potrebbe essere un analogo innalzamento per il settore industriale).

I progetti eolici offshore attualmente in fase di elaborazione e di presentazione potrebbero apportare un contributo sostanziale, se saranno approvati dalle Autorità competenti anche in ambito regionale.

Rapportando l'energia assorbita globalmente nella provincia di BR al numero di abitanti, in essa residenti, il consumo pro capite di energia vale

$$1.764.100 \text{ GWh/anno} / (403.063 \text{ abit.}) = 4,37 \text{ MWh/anno.abit.}$$

Considerando l'apporto energetico da parte della centrale eolica si avrebbe la possibilità di fornire energia elettrica a

$$216.000 \text{ MWh/a} : (4,37 \text{ MWh/a.abit.}) = 49.427 \text{ abit.}$$

pari a circa il 12,26% della popolazione totale della prov. di BR.

### 3.8.4 Risorse umane ed organizzazione

Un impianto eolico, tra i diversi vantaggi, presenta anche quello di richiedere un impiego limitato di personale, soprattutto in fase di esercizio e per gli impianti onshore.

Per gli impianti offshore, tuttavia, data la particolarità del sito di installazione, la manodopera necessaria, sia in fase di cantiere che di esercizio, è certamente superiore.

In particolare, in fase di cantiere, i posti di lavoro recuperati si aggirano tra 0,5-1 unità per MW installato. Considerando l'intervallo di variabilità di tale parametro, nel caso in esame si potrebbe contare su uno spettro di addetti compreso tra 40-50 unità complessive, se si tiene conto di tutte le attività produttive necessarie alla installazione sia nel cantiere a terra che a mare (per torri e cavidotto), ed i trasporti necessari alla installazione.

In fase di esercizio, invece, l'impianto avrà bisogno di personale fisso per la durata di 25 anni, ed in particolare: 1 responsabile di impianto, 2 impiegati, 3 tecnici ed 8 operai, per un totale di 13 unità.

Oltre a questo bisogna aggiungere tutti i servizi ausiliari che possono determinare un indotto non trascurabile, connesso al noleggio delle imbarcazioni e del personale di bordo, di piccole dimensioni per gli interventi ordinari e di monitoraggio, e di grandi dimensioni per gli interventi straordinari e di manutenzione a guasto.

### **3.8.5 Aspetti ambientali**

La valutazione degli impatti ambientali effettuata nell'ambito dello studio, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale, ha evidenziato una prevalenza di benefici ambientali rispetto alle inevitabili interferenze che l'iniziativa determina sul territorio.

In particolare, analizzando i risultati ottenuti, si possono fare le seguenti considerazioni:

*a) Rispetto alle caratteristiche del progetto:*

1. Il layout dell'impianto ha uno schema geometrico ispirata ad una forma rettangolare o quasi, ed è stata determinata considerando i vincoli dall'ambiente biotico vegetale marino, la morfologia del terreno e la distanza del sito dalla costa, 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.
2. la produzione di rifiuti è legata alle normali attività di cantiere mentre in fase di esercizio è trascurabile; in fase di dismissione tutti i componenti saranno smontati e smaltiti conformemente alla normativa;
3. non ci sono impatti negativi al patrimonio storico, archeologico ed architettonico; le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità compatibile con l'insieme delle componenti ambientali

*b) Rispetto all'ubicazione:*

1. l'intervento non crea disfunzioni nell'uso e nell'organizzazione del territorio, né gli obiettivi del progetto sono in conflitto con gli utilizzi futuri del territorio;
2. l'intervento ricade in un SIC mare di indubbio pregio ambientale, ma le approfondite indagini sulla morfologia del fondale e la puntuale mappatura biocenotica presente in sito effettuata con rilievi diretti, hanno consentito di definire la posizione di ogni singolo aerogeneratore al di fuori di fondali interessati da posidonieti ed organizzare la posa dei cavidotti a mare senza scavo (solo con ancoraggio) in presenza di habitat pregiati;
3. l'impianto è situato in una zona dove non vi sono interferenze sensibili con paesaggi importanti dal punto di vista storico e culturale, in un'area da sempre destinata alla produzione di energia elettrica, ma da fonti tradizionali in via di esaurimento.

### 3.9 Analisi Economica e Finanziaria

Obiettivo dell'analisi è verificare la sostenibilità economica e finanziaria dell'iniziativa imprenditoriale per valutare i rischi di esercizio connessi all'investimento ed evitare i danni conseguenti da una dismissione prematura dell'impianto realizzato.

Il calcolo sommario della spesa da affrontare per la realizzazione di un parco eolico dovrà essere effettuato sulla base di un computo metrico estimativo molto preciso, utilizzando prezzi unitari inequivoci, come quelli che si possono trarre dai prezziari dei Provveditorati Regionali alle Opere Pubbliche o da quelli emessi dalle Camere di Commercio e, soprattutto, dalle offerte dei vari fornitori, che potranno essere selezionati, e dall'esperienza di altri impianti.

Volendo seguire questa strada, si incontrano non poche difficoltà da superare

- ❖ per determinare correttamente parametri e quantità non censiti e non stimati in tali prezziari;
- ❖ per estrapolare ai siti eolici offshore dati, che sono stati valutati e che valgono in regioni lontane -magari nei mari del Nord-Europa- e dotate di caratteristiche molto diverse da quelle presenti nel luogo dell'insediamento, come è il Mar Mediterraneo;
- ❖ per pesare correttamente costi standardizzati da trasformare per scale di potenza o di altre variabili assai differenti da quelle originarie, se, ad es., sono valutate per impianti a terra;
- ❖ per la necessità di attenersi a procedure di stime di costi, che sono tradizionali in altri settori industriali come quelli dei lavori marittimi, e di trasporli alla applicazione attuale;
- ❖ per altre motivazioni che qui non si ripetono e che sono ben presenti a chi deve affrontare questa fase della valutazione dell'impianto eolico.

Nel computo dei costi si dovrebbero stimare le cause, che portano a far incrementare i costi delle macchine a mare rispetto a quelle a terra a parità di potenza unitaria ed anche le motivazioni che, invece, inducono a sospingere l'unità verso il mare aperto. E' bene ricordare che

- ❖ le macchine a mare possono avere rotori e potenze unitarie maggiori anche in relazione alla migliore esposizione eolica per minori resistenze al suolo;
- ❖ sono maggiori i costi capitale (e quelli di trasporto energia) a causa del costo dei cavi sottomarini, che crescono notevolmente con l'allontanare la macchina dalla riva, al pari del comportamento del sistema fondario;
- ❖ l'inquinamento acustico va gradualmente perdendo di significato con l'aumentare la distanza delle unità dalla costa;
- ❖ l'accessibilità alle unità a mare è più difficile, come pure la difesa dall'aggressività dell'ambiente marino (corrosione, erosione, etc.) specialmente sulle fondazioni;
- ❖ può essere minore la resistenza da parte delle comunità verso insediamenti eolici a mare, che possono essere installati più lontano dagli agglomerati urbani (alleggerendo le difficoltà di reperire nuovi siti e sfruttando anche una maggior dimestichezza con strutture o mezzi navali commerciali, visti in prospettiva).

E' giusto qui ribadire che queste ed altre caratteristiche come il miglioramento della affidabilità delle macchine, il loro incremento di potenza, la riduzione conseguente dei costi, etc., fanno ritenere estremamente interessante il considerare e il proporre per la Concessione e per le Autorizzazioni di rito gli insediamenti eolici completamente a mare.

### **3.9.1 Stima dei costi**

#### *3.9.1.1 Valutazioni sul costo capitale*

Si prenda a riferimento il cronogramma del presente campo eolico, pur ammettendo che una certa revisione e, soprattutto, un maggior approfondimento ed una più accurata suddivisione delle voci siano necessari nel periodo esecutivo del progetto. Ciò dovrà avvenire in una fase più avanzata del montaggio delle varie voci dei lavori (progetto, autorizzazioni, costruzione, montaggio, avviamento, etc.), riconoscendo che la stima attuale possa essere sufficientemente cautelativa e rappresentativa della sequenza delle operazioni prevedibili.

Ad ogni modo è indispensabile predisporre un breve quadro della redditività dell'intrapresa in modo da avere un'idea complessiva dell'opportunità di proporre un investimento rilevante in se stesso, mettendo almeno in evidenza il tempo di ritorno dei capitali investiti, il flusso di cassa derivante dall'esercizio dell'impianto e il margine di utile ottenibile.

In primo luogo si determini il costo capitale dell'operazione. Si considerino alcune ipotesi tecniche, che consentono di valutare questa prima parte dei costi.

Si ritiene di impostare il campo eolico su una popolazione di 36 macchine, che potrebbero essere costruite durante la realizzazione della wind farm in una unica soluzione o in due fasi successive, distanziate anche di un periodo di anni, che sia comandato e tagliato sui risultati dell'esercizio positivo del primo insieme di unità.

Trascurando questa alternativa ed ammettendo che la profondità del fondale sia (maggiore di 15 m ed inferiore a 30 m e, pertanto, pari a) 25 m, la struttura fondaria di riferimento potrebbe essere un traliccio a quattro gambe, variamente collegate tra loro, in cima al quale è sistemato il pianale di alloggiamento della radice della torre di ogni aerogeneratore. Entro ogni gamba è fatto passare il palo, che serve ad assicurare la struttura al fondale e che è inserito del terreno -di natura sostanzialmente sabbiosa- del sito.

Con una profondità di fondale media ed uguale per tutte le unità da installare in un sito esteso, come è quello di riferimento, si potrebbero determinare per il cluster di aerogeneratori, fissati con tale tipologia di jacket, i valori di costo.

Questi dati, che sono stati costruiti sulla base del diagramma temporale e che sono stati stimati, impiegando informazioni non sempre affidabilissime, pur se indispensabili per un primo orientamento, ed avendo assunto

- |                                    |                |
|------------------------------------|----------------|
| - macchina eolica della potenza di | 3.000 kW/unità |
| - profondità media del fondale     | 25 m           |
| - numero unità                     | 36             |

possono corrispondere ai seguenti valori di primo orientamento

- costo della macchina eolica	2.878.880 €/unità
- costo della struttura fondaria	1.400.000 €/unità
- costo del cantiere e del montaggio macchina e fondazione	1.110.000 €/unità
- costo protezione catodica e sistema di controllo	6.945 €/unità
- costo del cavo sottomarino e relativa posa	767.693 €/unità
- costo del cavo terrestre e relativa posa	2.372 €/unità
- sottostazione e collegamento a rete elettrica locale	440.372 €/unità
- opere di mitigazione	168.055 €/unità
- caratterizzazione ambientale	9.722 €/unità
<b>- costo totale di un'unità</b>	<b>6.984.039 €/unità</b>

Con i dati precedentemente selezionati i costi in discussione diventano

<b>- costo complessivo del parco eolico (36 unità)</b>	<b>244.225.000 €/parco</b>
<b>- costo per unità di potenza installata</b>	<b>≈2.300 €/kW</b>

Centrale	Phase CII UK	Vindeby DK	Lely NL	Tuno Knob DK	Horns Rev DK	Nearshore NL	Opti-OWECS NL	
Anno	1991	1991	1994	1995	1997	1997	1997	
Potenza [MW]	711*3	11*0,45	4*0,5	10*0,5	80*1,5	100*1	100*3	
Vento [m/s]	8,3 (a 55 m)	7,5 (a 40 m)	7,7 (a 42 m)	7,5 (a 43 m)	9,2 (a 55 m)	9,0 (a 60 m)	8,4 (a 60 m)	9,0 (a 60 m)
Capitale per kW [€/kW]	1900	2168	1720	2197	1648	1883	1240	
Capitale per area spazzata dal rotore [€/mq]	1500	908	652	920	769	Circa 1000	740	
Energia per area spazzata dal rotore [kWh/mq]	1276	978	735	1256	1644	Circa 1500	1566	1798
Fattore di carico	19 %	27 %	22 %	34 %	40 %	34 %	30 %	34 %
Capitale per MWh [€/MWh]	1175	928	886	732	467	628	473	412
Costo energia [€/kWh]	0,130	0,086	0,083	0,066	0,049	0,064	0,051	0,044

Figura 9: Dati analitici di costo per alcuni impianti a mare

Il dimensionamento dei costi va impostato con grande cautela, onde avvicinare il più possibile il costo reale, che va ricostruito presuntivamente, adottando margini di tolleranza adeguati al grado di conoscenza raggiunta, specialmente per quelle quantità di difficile valutazione al momento attuale.

Ad ogni modo dalla precedente valutazione risulterebbe un costo per unità di potenza installata, che, tenuto conto della situazione attuale del mercato delle



macchine eoliche e delle operazioni da fare a mare, non sembra affatto fuori misura al momento odierno.

### 3.9.1.2 Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio

Una voce importante dei costi variabili è rappresentato dalla manutenzione. Si è assunto cautelativamente nel 2,0 % del costo capitale (senza alcuna riduzione per sistemi del campo eolico, che sono meno esposti alla manutenzione) l'onere annuale per tale servizio, che è pari a

$$320.400 \text{ k€}/\text{anno} \times 0,02 = 6.408 \text{ k€}/\text{anno}$$

che al primo anno può essere considerata pari alla metà.

Altre voci sono quelle del personale costituito genericamente da

$$1 \text{ responsabile} \times 60 \text{ k€}/\text{anno} = 60 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$2 \text{ impiegati} \times 40 \text{ k€}/\text{anno} = 80 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$3 \text{ tecnici} \times 40 \text{ k€}/\text{anno} = 120 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$8 \text{ operai} \times 30 \text{ k€}/\text{anno} = 240 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$\text{totale} = \mathbf{500 \text{ k€}/\text{anno}}$$

e quelle per assicurazione pari al 5‰ del costo capitale per 1.602 k€/anno.

Il totale per il primo anno -ipotizzando di conteggiare metà della spesa per manutenzione ammonta a

**5.306 k€/anno (costi 1° anno),**

mentre negli anni successivi varrebbe

**8.510 k€/anno (costi anni successivi).**

Il ricavo annuale è impostato sulla generazione di energia da parte di aerogeneratori da 3 MW in funzionamento a piena potenza per un numero convenzionale di ore, che esplori tutto l'intervallo credibile per un sito nell'Adriatico Meridionale, come è quello di Cerano.

Si può variare tra un valore tenuto volutamente modesto (2.200/2.400 h) sino ad un livello ritenuto proponibile (2.520-2.900 h) per consentire una valutazione economica in grado di esplorare tutta la gamma di producibilità, come è prassi in stime preliminari.

Si ritiene congruo un prezzo d'acquisto del kWh prodotto in regime di Certificati Verdi pari a 0,18 €/kWh. Nel caso in cui tale sistema di agevolazioni dovesse venir modificata, il prezzo dell'energia potrebbe drasticamente ridursi, valutabile presuntivamente ad un limite assai basso, come 0,12 €/kWh.

Sarebbe utile considerare anche questo limite per sondare le condizioni opportune per rendere -in qualunque eventualità- positiva la gestione del campo eolico.

Con le precedenti ipotesi l'energia generata in un anno dal parco eolico, considerando il rendimento atteso, varrebbe

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.200 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 204.336.000 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.400 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 222.912.000 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.520 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 234.057.600 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.900 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 269.352.600 \text{ kWh/anno}$

ed il conseguente introito, che se ne deriverebbe, non supererebbe con i due valori unitari del prezzo dell'energia, prima ipotizzati,

$204.336.000 \text{ kWh/anno} \times 0,16 \text{ €/kWh} = 32.604 \text{ k€/anno}$

$222.912.000 \text{ kWh/anno} \times 0,16 \text{ €/kWh} = 35.666 \text{ k€/anno}$

$234.057.600 \text{ kWh/anno} \times 0,18 \text{ €/kWh} = 37.450 \text{ k€/anno}$

$269.352.000 \text{ kWh/anno} \times 0,18 \text{ €/kWh} = 43.096 \text{ k€/anno}$

$204.336.000 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 24.520 \text{ k€/anno}$

$222.912.000 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 26.745 \text{ k€/anno}$

$234.057.600 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 28.067 \text{ k€/anno}$

$269.352.600 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 32.323 \text{ k€/anno}$

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, impostata sempre sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, si possono consultare le tabelle seguenti.

Prezzo acquisto energia elettrica	0,18 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh
Ore equivalenti a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900
Ricavo annuale vendita energia	35.666 k€	37.450 k€	43.096 k€
Costi annuali	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€
<i>MOL</i>	27.156 k€	28.940 k€	34.586 k€
Periodo di ammortamento	9 anni	17 anni	16 anni
Numero rate all'anno	1	1	1
Ammortamento	24.880 k€	24.880 k€	20.025 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno
Debito residuo	198.320 k€	198.320 k€	300.375 k€
Interesse I anno	8.924 k€	8.924 k€	13.516 k€
<i>Ante imposte</i>	300 k€	2.306 k€	1.045 k€
Imposte (37,25%)	112 k€	859 k€	389 k€
<i>Netto</i>	118 k€	1.447 k€	656 k€

Figura 10: *Business plan con prezzo energia maggiore: primo anno*

Prezzo acquisto energia elettrica	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh
Ore equivalenti a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900
Ricavo annuale vendita energia	26.745 k€	28.067 k€	32.323 k€
Costi annuali	6.020 k€	6.020 k€	6.020 k€
<i>MOL</i>	20.725 k€	22.047 k€	26.303 k€
Periodo di ammortamento	20 anni	18 anni	12 anni
Numero rate all'anno	1	1	1
Ammortamento	11.160 k€	12.400 k€	18.600 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno
Debito residuo	212.040 k€	210.800 k€	204.600 k€
Interesse I anno	9.542 k€	9.486 k€	9.207 k€
<i>Ante imposte</i>	- 23 k€	16 k€	150 k€
Imposte (37,25%)	8,5 k€	5,96 k€	56 k€
<i>Netto</i>	14,5 k€	10,04 k€	94 k€

Figura 11: *Business plan con prezzo energia minore: primo anno*

Le indicazioni, che emergono dalla prima delle due tabelle, riaffermano la piena economicità dell'investimento sotto molti aspetti (durata del tempo di ritorno, flusso di cassa, etc.).

Completamente diverso è il panorama, che si deduce dalla tabella della figura precedente. In primo luogo, è il periodo di ammortamento a sollevare qualche perplessità. Può essere molto lungo.

Con un fattore di carico basso (2.400 ore) è difficile impostare una gestione favorevole (anche in vent'anni di vita) dell'impianto.

Vanno un po' meglio le cose con valori più alti. La situazione ottimale dal punto di vista economico si riscontra con un regime eolico assai elevato (la sua probabilità di occasione non può essere molto alta).

Inoltre, le somme nette, che si ricavano dall'esercizio, sono più contenute rispetto a quelle della tabella precedente.

Le osservazioni, che emergono dalla schematica rappresentazione insita nelle tabelle, fanno ritenere assai importante il regime delle agevolazioni e la loro entità per poter prendere decisioni meditate su iniziative di realizzazioni eoliche a mare.

### **3.10 Considerazioni sul conto economico e sulle prospettive del campo eolico a mare**

Per effettuare una valutazione sulle caratteristiche favorevoli della gestione economica del parco eolico e dei riflessi positivi sul flusso di cassa è opportuno precisare le condizioni di mercato, sulle quali impostare ogni possibile stima.

In primo luogo va fissato il prezzo di vendita dell'energia. Si può ritenere che, se per 15 anni l'energia possa essere venduta attorno ai 180/200 €/MWh e se a partire dal sedicesimo anno essa scenda a 90 €/MWh, l'impianto eolico ha un innegabile valore economico.

Altri dati importanti, che devono essere appropriatamente indicati, sono la producibilità netta (per un impianto offshore nell'Adriatico meridionale può essere ragionevolmente stimata tra 2.520 e 2.900 kWh/kW installato, che è una delle variabili delle stime riportate nelle tabelle 8.4 e 8.5 precedenti) e i costi d'esercizio (riducibili al primo anno al 1% ed elevabili al 2%, come si è operato nei calcoli precedenti e fors'anche al 5% dell'investimento verso fine vita).

Non si è messo in conto alcun contributo a fondo perduto, né partecipazione di somme a tasso agevolato.

Non si trascuri, poi, una considerazione, che, seppur non ha il grado di certezza voluto, non sembra logico trascurare.

La UE ha partecipato con contributi non trascurabili a progetti realizzativi nei mari dell'Europa Settentrionale, ma mai ad alcun progetto nel Mar Mediterraneo.

E' non soltanto augurabile, ma si ha la percezione che tale intervento -almeno sulle prime realizzazioni mediterranee- possa ragionevolmente avvenire.

Il capitolo delle imposte (IVA, IRPEG, IRAP, etc.), oltre alle misure di compensazione ed altri oneri (non facilmente determinabili), non è stato esaminato, anche se potrebbero essere in qualche misura alleviate.

Inoltre, se confrontiamo i dati, che si sono ammessi per il fattore di carico (pari grosso modo al numero di ore con funzionamento equivalente a piena potenza da parte dell'impianto eolico) con quelli della Tabella di fig. 8.3, si avverte un certo pessimismo nelle scelte, che non deve essere completamente trascurato. Infatti, il sito è localizzato nel Mar Mediterraneo, che notoriamente non ha regimi eolici pari a quelli esistenti nelle acque dell'Europa settentrionale, pur non sottacendo che il sito di Cerano è, comunque, situato in una regione costiera del Mar Adriatico Meridionale dalla producibilità tutt'altro che trascurabile.

Partendo da questa base di valutazione i risultati sul flusso di cassa (a metà vita o a fine funzionamento) possono essere largamente positivi, se non si impongano politiche restrittive sul regime del prezzo, praticato per l'energia elettrica.

E sarebbero tali da far ritenere che alle condizioni dello studio economico la creazione di insediamenti eolici anche a mare sia un'operazione economica di indubbia positività, purché non intervengano anche -e soprattutto- considerazioni non-tecniche e di opportunità ad ostare una simile scelta.

Come è noto, l'attenzione e le attese, relative all'eolico off-shore in Europa, sono in continua crescita, facendo avviare numerosi progetti che hanno superato il

processo autorizzativo e che risultano, quindi, abilitati ad essere realizzati nei prossimi anni, oltre a quelli che sono già in esercizio. L'orientamento generale verso la realizzazione degli impianti off-shore nei mari del Nord-Europa sembra concentrarsi su impianti di grossa taglia con macchine di almeno 3 MW, ma tendenzialmente ben maggiore (3,6/5/6,15 MW) per quei siti, che sono contraddistinti da venti di classe I.

Questa situazione, così favorevole, non sembra corrispondere alle prestazioni eoliche di molte coste del Mar Mediterraneo. Almeno per quanto concerne le coste italiane la selezione dei siti deve essere condotta, non soltanto con il favore di un buon potenziale eolico, ma anche con la tolleranza e la approvazione della popolazione e delle amministrazioni a ciò preposte.

Aggiungasi che, contrariamente a quanto avviene lungo le coste inglesi, i campi eolici non sono individuati dalle Autorità centrali e da queste messi all'asta, ma spetta ai possibili investitori l'onere di farlo. Si devono affrontare, non soltanto i costi per individuare i siti e produrre i P.D. da allegare all'Istanza di Concessione, ma soprattutto sottoporre i propri elaborati e le proprie ricerche all'esame degli organi - anche centrali- talora critici verso l'opzione eolica offshore.

E non varrebbe, come nel caso della soc. 4wind, rivolgere l'attenzione a banchi molto distanti dalla costa -e, quindi, non imputabili di alcun impatto visivo (essendo localizzati a 50-60 km dalla costiera nazionale)- per avere un responso positivo da parte delle autorità preposte alla tutela dell'ambiente. Per quel progetto si è avuta, infatti, una risposta negativa, cioè di ripulsa della richiesta di Concessione, basata su fattori di conservazione ambientale -fors'anche- credibili, che non esistono altrove o nel Mar Adriatico.

A conclusione dell'iter seguito per i calcoli economici, sarebbe opportuno segnalare che, se dovesse persistere una tendenza (ministeriale, politica, etc.) alla sostanziale modifica nel regime di sostegno all'energia rinnovabile eolica, il cui valore economico possa arrivare alla soglia-limite considerata (0,12 €/kW), l'opzione eolica offshore sarebbe assai sfavorita rispetto a quella on-shore al punto da mettere completamente in discussione la sua applicabilità, se non a fronte di drastiche -e non prevedibili- riduzioni nei costi.

### 3.11 Analisi Costi Benefici

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) è un metodo di valutazione ex ante di progetti privati applicata anche nel campo delle scelte di investimento pubbliche: essa può essere utilizzata per valutare la convenienza di un singolo progetto, di un programma, o di uno strumento di politica economica. In realtà, essa è parte integrante del progetto stesso, in quanto consente di valutarne la convenienza e di scegliere, tra diverse alternative progettuali, quella più conveniente.

L'ACB prende in esame diverse prospettive di valutazione: quella finanziaria, quella economica e quella sociale.

Nell'analisi finanziaria l'investimento viene considerato dal punto di vista privato: il progetto viene valutato in rapporto alla sua capacità di contribuire al profitto del proponente, e pertanto vengono considerate le tipiche variabili che influenzano direttamente la funzione del profitto (flusso di ricavi e dei costi). Il progetto sarà considerato conveniente se il profitto da esso derivante sarà positivo. Nel caso di confronto tra diverse alternative progettuali si considererà più conveniente il progetto cui è associato un livello di profitto più elevato.

Nell'analisi economica la prospettiva rispetto alla quale deve essere valutata la convenienza di un progetto è invece quella collettiva.

L'operatore pubblico che finanzia l'intervento dovrà valutare i benefici per la collettività massimizzando la funzione di benessere collettivo e sarà quindi quest'ultima funzione la discriminante che consentirà di decidere se attuare (o finanziare) un progetto o quale alternativa progettuale realizzare.

Nel caso in esame è evidente che, come già anticipato in premessa, l'approccio da seguire è quello dell'analisi economica e che la massima rilevanza è data dagli effetti ambientali associati all'intervento in progetto.

Nella valutazione degli effetti ambientali relativi alla realizzazione di un intervento, bisogna considerare che i beni ambientali sfuggono alla logica di mercato e, pertanto, il loro valore non può essere determinato attraverso l'analisi tradizionale delle curve di domanda ed offerta.

È evidente, allora, come la definizione del valore economico di una risorsa ambientale, ossia l'attribuzione di un corrispettivo monetario ad essa, debba superare i limiti del valore di scambio ed abbracciare una nozione di valore più ampia che consideri tutte le ragioni per le quali la risorsa ambientale è fonte di utilità per la collettività.

In linea generale, quindi, l'attività di valutazione di un bene ambientale implica la misurazione, attraverso una qualche unità di misura convenzionale, della capacità del bene di essere utile e quindi di soddisfare determinati bisogni.

La valutazione economica dell'impianto eolico in esame consiste nell'identificazione dei costi e benefici sociali che messi in relazione consentono di

appurare la convenienza sociale dell'investimento e quindi la sua redditività non più in termini finanziari ma socioeconomici.

In generale, l'identificazione dei costi e dei benefici sociali in materia di risorse rinnovabili presenta difficoltà sia di carattere strumentale, legate cioè alla quantificazione monetaria delle esternalità, sia di carattere concettuale, la significatività di alcuni effetti in termini di valorizzazione sociale e innalzamento della qualità della vita.

I fattori principali dal punto di vista della convenienza sociale dell'opera sono comunque legati all'individuazione delle esternalità sia negative che positive, ovvero degli effetti che si verificano quando l'azione di un soggetto causa delle conseguenze (positive o negative) nella sfera di altri soggetti, senza che a questo corrisponda una compensazione in termini monetari (ovvero venga pagato un prezzo definito attraverso una libera contrattazione di mercato).

In questo senso, un'esternalità è un bene per il quale non esiste un prezzo di mercato.

In particolare, l'opera consistente nella realizzazione di un impianto eolico porta a considerare come **esternalità negative** quelle prodotte dai principali fattori di impatto nella fase di esercizio, e cioè la presenza fisica delle torri a livello di impatto paesaggistico ed interferenza rispetto alle componenti floristiche e faunistiche, sia a terra che a mare.

Tale situazione, non comporta dei costi ambientali diretti, in quanto si è dimostrato che gli impatti prodotti dalla realizzazione non sono irreversibili riportando la situazione di equilibrio in breve tempo.

Al contrario, la realizzazione dell'impianto potrebbe portare ricadute positive nel settore della pesca alimentare e turistico-sportiva, oltre che ricadute positive nel settore economico-occupazionale, che non sono state considerate come esternalità positive a vantaggio di sicurezza.

Nella fase di costruzione le esternalità negative maggiori sono ravvisabili nell'inquinamento acustico e atmosferico causato dai mezzi di trasporto terrestre e navale di materiale da costruzione e dalla realizzazione di opere di costruzione nei fondali marini, come la battitura dei pali, il montaggio dei jacket e lo scavo e posa in opera dei cavidotti a mare.

I parametri dell'analisi costi e benefici che consentono di avere una "misura" della redditività sociale dell'opera sono il VAN (Valore Attuale Netto) e il TIR (Tasso Interno di Rendimento), o comunque la quantificazione dei flussi di cassa nell'intero periodo dell'investimento, in quanto consentono di evidenziare il reale ritorno economico anno per anno.

Più in particolare, il supporto dell'ACB al processo decisionale sulla convenienza dell'opera consiste nel **comparare i flussi di cassa con e senza intervento, ovvero attraverso il confronto di alternative**. Per sviluppare tale confronto sarebbe necessario verificare lo status quo con il calcolo dei costi e benefici

economici, che relazionati allo scenario senza intervento dovrebbero rappresentare l'attuale organizzazione per la realizzazione dell'impianto eolico.

Come evidenziato nella analisi delle alternative, il confronto tra *soluzione di progetto* e la *alternativa zero* è stato effettuato oltre che in termini qualitativi anche in termini numerici attraverso l'impiego di matrici.

Il confronto è stato utilizzato per determinare i costi sociali in assenza di intervento. La *non realizzazione dell'intervento*, ossia l'*alternativa "zero"*, è stata valutata, però, non 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.

Nello specifico, come si stesse realizzando una centrale termoelettrica nel sito costiero nell'area a sud di Brindisi, alimentata da fonti fossili tradizionali (il che per Brindisi è una ipotesi tutt'altro che remota).

Tale *modus operandi* trova una sua logica e giustificazione anche in una Regione come la Puglia che è, al momento, caratterizzata da un elevato surplus di energia elettrica prodotta rispetto al proprio fabbisogno, se si aumenta il campo d'azione ad una visione più ampia caratterizzata dalla presenza di regioni nel centro Italia fortemente deficitarie di energia elettrica, con la necessità di assorbire un'elevata quantità di energia proveniente dal Sud (considerando anche che i flussi provenienti da nord risultano irrilevanti).

Con questo non si vuole assolutamente penalizzare dal punto di vista ambientale una porzione territoriale rispetto ad altre, per produrre benefici in termini energetici in altre regioni, al contrario si vuole effettuare un bilancio energetico a scala più vasta considerando la produzione di energia da fonte rinnovabile nella zona più idonea alla installazione, ovviamente compatibilmente con le componenti ambientali e le altre iniziative presenti e/o realizzabili, rispetto ad una iniziativa di pari producibilità da fonti tradizionali che, alternativamente, verrebbe realizzata nell'area vasta per sopperire alla richiesta energetica.

Per questo motivo, come **esternalità negative**, sono stati considerati i *costi ambientali* connessi alle inevitabili emissioni di sostanze inquinanti nell'atmosfera traducibili in un deprezzamento fisico dei terreni direttamente coinvolti dalle ricadute al suolo, con conseguenze negative per il comparto agricolo, perdita dell'uso di tratti di costa e della relativa balneabilità, con tutte le conseguenze economiche negative per lo sviluppo del turismo, costi eventuali di disinquinamento e bonifiche ambientali, peggioramento della salute della popolazione oltre che del benessere psico-fisico, per effetto della maggiore preoccupazione derivante dalla presenza di una centrale di tale tipo.

Avendo disponibile al momento un business plan stimato sulla base di una serie di variabili attualmente non definibili (come i costi dei ricavi dalla vendita dell'energia, la esatta stima della producibilità, l'eventualità di abbattere i costi per mezzi di finanziamenti comunitari, ecc), è stata effettuata una analisi di tipo qualitativo, usando ad ogni modo i dati certi disponibili.



In particolare, per le due iniziative per esempio si possono considerare di pari entità i costi ambientali connessi alle attività di cantiere, in quanto derivanti da mezzi ed attrezzature di tipologia confrontabile (è stata considerata per la soluzione di progetto una maggiorazione di circa il 25%, vista la presenza di lavorazioni a mare).

Come costi di impianto, se un eolico offshore si può aggirare, come visto per il caso in esame, attorno ai 2.300-2.500 k€/MW, per una centrale termoelettrica il costo potrebbe essere all'incirca pari a 1.500-2.000 k€/MW (tendente al valore più basso con l'incremento di potenza).

Per quanto riguarda invece i ricavi, un impianto eolico può beneficiare dell'introito dai certificati verdi, che determina grossomodo un raddoppio rispetto al semplice ritiro dedicato derivante dalla sola vendita della energia, oppure una tariffa omnicomprensiva (per la durata di 25 anni per l'offshore) che detiene all'interno una maggiorazione dovuta alla producibilità di energia da fonte rinnovabile.

Tuttavia, come descritto in precedenza, la situazione italiana sul comparto delle energie rinnovabili, al momento non consente la determinazione di una tariffa di riferimento, che potrebbe oscillare tra i 0,12-0,18 €/kWh, con notevoli differenze sui rientri.

Noti i costi di investimento ed i ricavi, per entrambe le soluzioni dovrebbero essere stimate le esternalità negative, secondo le considerazioni riportate in precedenza.

Nel caso della *soluzione di progetto* l'inserimento di costi ambientali tradotti in termini quantitativi, come remunerazione economica degli impatti prodotti dall'impianto eolico, determinerebbe una modifica dei parametri economici (con una maggiorazione dei costi di investimento di circa il 25% per tenere conto delle esternalità negative) tale da rendere comunque l'iniziativa fattibile ed ambientalmente sostenibile.

La *alternativa zero*, invece, non andrebbe a soddisfare i parametri economici dell'intervento (è stata stimata una maggiorazione sul costo del 45% per tenere conto delle esternalità negative), il che corrisponderebbe ad uno squilibrio ambientale in seguito agli impatti irreversibili connessi all'esercizio della centrale, tradotti economicamente nel mancato rientro dell'investimento.

Il confronto tra le due soluzioni è riportato nelle tabelle seguenti:

**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
<b>Tot</b>	<b>730.132.165,16</b>	<b>410.452.165,16</b>	

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

**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
<b>Tot</b>	<b>148.094.831,62</b>	<b>-186.705.168,38</b>	

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
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>€108.273.530,00</b>	<b>€148.094.831,62</b>
Ammortamenti	-€334.800.000,00	-€334.800.000,00
<b>MARGINE OPERATIVO NETTO</b>	<b>-€226.526.470,00</b>	<b>-€186.705.168,38</b>

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.

I risultati desunti dell'analisi costi benefici in presenza di intervento evidenziano, quindi, **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.**

## 4. Quadro di Riferimento Ambientale

Nel presente capitolo si riporta una sintesi del Quadro di Riferimento Ambientale.

### 4.1 AMBIENTE FISICO

- STATO DI FATTO:

#### **Temperatura**

Per quanto concerne la temperatura, si osserva come il valore medio della temperatura annua sia stimato intorno ai 17,2 °C, con valori medi minimi intorno ai 6,5-7,5 °C registrabili nel periodo dicembre÷marzo e valori medi massimi generalmente intorno ai 27-28 °C rilevabili in tutto periodo estivo (giugno÷settembre). Ricostruendo una data set storico (1951-2010), in pieno inverno sono state registrate temperature minime assolute nel mese di Gennaio (-6,4°C) e di Marzo e Dicembre rispettivamente di -2,4°C e -2,5°C. In piena estate (giugno, luglio e agosto), invece, si registrano le temperature massime assolute vicine ai 43-44 °C. La temperatura massima assoluta è stata registrata a giugno (43,4°C) mentre a luglio la massima assoluta è stata di 44,4°C e ad agosto di 43,8°C.

#### **Piuvosità**

Il livello medio annuo delle precipitazioni risulta pari a 583 mm con circa 60 giorni di pioggia per anno. I valori minimi e massimi annuali vanno da 298 mm a 927 mm di pioggia variando tra i 44 e i 90 giorni di precipitazioni per anno.

#### **Clima anemometrico**

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

#### **Indice di Aridità di De Martonne**

L'analisi dell'indice di De Martonne evidenzia per il territorio brindisino indagato un'appartenenza alla classe climatologica subumida alquanto costante e stabile nel tempo.

#### **Qualità dell'aria**

In generale, i dati di qualità dell'aria del 2011 evidenziano una situazione in leggero peggioramento rispetto all'anno precedente.

Il limite di legge sulla media giornaliera per il PM10 è stato superato in più siti: a Taranto, in Via Machiavelli e in via Archimede, a Torchiarolo (Br) e ad Arnesano (Le). Per il PM2.5, nel 2011 si è avuto un incremento dei valori medi annuali con il superamento della soglia di 20g/m<sup>3</sup> nelle stazioni di Galatina e di Maglie. Il limite annuale di concentrazione dell'NO<sub>2</sub> è stato superato in due stazioni da traffico (a Bari e a Molfetta) e, in generale, i livelli di questo inquinante sono aumentati, rispetto al 2010, in tutta la regione.

### **Emissioni in atmosfera**

I contributi principali alle emissioni di CO<sub>2</sub> derivano dal comparto energetico, abbastanza diffuso sul territorio ma con impatti maggiori per Brindisi e Taranto, e da quello industriale, fortemente influenzato dal polo siderurgico. Seguono i grafici rappresentativi delle emissioni di CO<sub>2</sub> afferenti al comparto siderurgico ed energetico. Si evidenzia la stretta correlazione tra i livelli emissivi e i rispettivi livelli produttivi.

Dalla analisi sulla qualità dell'aria e sulle emissioni in atmosfera emerge una sostanziale criticità dell'area attorno alla città di Brindisi, derivante, evidentemente dalla presenza del comparto energetico ed industriale, che negli anni ha caratterizzato fortemente il clima emissivo.

La caratterizzazione ante operam dimostra, quindi, un elevato livello di compromissione dello stato di qualità dell'ambiente, relativamente al comparto atmosfera.

- IMPATTO POTENZIALE:

### **Fase di cantiere**

Gli inquinanti atmosferici immessi nell'ambiente dipendono esclusivamente dagli scarichi di combustione dei motori dei mezzi navali utilizzati per il trasporto di persone e cose, e delle attrezzature di movimentazione dei pezzi impiantistici e d'installazione degli stessi, cioè Jack Up, pontoni ed altri.

Le emissioni del traffico navale e dei mezzi connessi con i lavori a terra sono assolutamente trascurabili, sia se si paragonano relative al traffico portuale, sia con i dati della qualità dell'aria ed alle emissioni in atmosfera riportati in precedenza.

**L'impatto sulla risorsa aria (microclima, inteso come le condizioni climatiche relative alle aree di intervento), è da ritenersi sostanzialmente di entità lieve e di breve durata perché relativo solo alle fasi di cantiere (ante e post).**

### **Fase di esercizio**

La produzione di energia mediante l'utilizzo della sola risorsa naturale rinnovabile quale il vento può considerarsi un impatto positivo di rilevante entità e di lunga durata, se visto come assenza d'immissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera

altrimenti prodotte da impianti di produzione di energia elettrica da fonti tradizionali di pari potenza. L'energia eolica è pulita, non inquina l'atmosfera ed è riconosciuta come una delle soluzioni al problema dei cambiamenti climatici.

### **Fase di dismissione**

Come per la fase di cantiere, anche durante la dismissione dell'impianto le operazioni sono da considerarsi del tutto simili a quelle della realizzazione, per cui per la componente "atmosfera" il disturbo principale sarà provocato parimenti dall'innalzamento di polveri nell'aria.

Conseguentemente, anche in questa fase, l'impatto prodotto può considerarsi di entità lieve e di breve durata, considerando che questa fase avverrà principalmente in mare.

**Dalle analisi effettuate, emerge che l'installazione dell'impianto eolico off-shore non produrrà nel complesso effetti negativi sull'ambiente fisico, pertanto il progetto risulta essere sostenibile in tutte le sue fasi. Infatti, l'emissione di sostanze inquinanti durante la fase di cantiere, si compensa completamente nelle fasi successive, producendo una ripristino globale delle condizioni ambientali momentaneamente modificate.**

#### - MISURE DI MITIGAZIONE:

Di grande importanza risulta la fase di mitigazione degli impatti provocati sulla componente atmosferica, anche se temporaneamente, durante i lavori, vista l'interdipendenza di tale componente con tutte le altre, compresa la vegetazione, il suolo, ecc.

Per tale motivo, al fine di minimizzare il più possibile gli impatti, si opererà in maniera da:

- ☺ adottare un opportuno sistema di gestione nel cantiere di lavoro prestando attenzione a ridurre l'inquinamento di tipo pulviscolare;
- ☺ utilizzare cave presenti nel territorio limitrofo, al fine di ridurre il traffico veicolare (per il reperimento del materiale di riempimento delle sezioni di scavo del cavidotto);
- ☺ 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.

Tutti gli accorgimenti suddetti, verranno attuati anche per la fase di dismissione.

## 4.2 AMBIENTE IDRICO

### - STATO DI FATTO

Il territorio è interessato dalla presenza dei seguenti corsi d'acqua (figura seguente):

- Invaso artificiale del Cillarese, situato alla periferia a nord-ovest di Brindisi;
- Stagni e Saline di Punta Contessa, compresa tra Capo di Torre Cavallo e Punta della Contessa;
- Torre Guaceto, compresa tra Carovigno e Brindisi
- Canale Reale, situato nel territorio comunale di Villa Castelli.
- Foce Canale Giancola, lungo la litoranea Brindisi-Apani.

Dal punto di vista idrogeologico, l'area di studio presenta un elevato dinamismo considerando i punti di contatto tra il mare e l'acqua della zona umida, in particolare considerando le Saline di Punta Contessa.

Un altro elemento che ci permette di spiegare il dinamismo, è la presenza di gradienti di temperatura e salinità che, individuano veri e propri "settori" all'interno della stessa zona, in grado di essere popolati da numerose specie di vegetali e animali.

L'incontro tra acque di differente temperatura, salinità e densità provoca dei rimescolamenti, che interessano soprattutto i sedimenti; in tal modo sono rimessi in circolo elementi organici e inorganici che, in condizioni normali, sarebbero rimasti intrappolati nel sedimento.

Grazie a questi rimescolamenti i sedimenti vengono ossigenati, cosa che favorisce la funzione dei decompositori, molto attivi in questo ambiente. In questi ambienti si sviluppano batteri aerobici e batteri anaerobici deputati ai processi fermentativi.

**Anche per tale componente, quindi, la situazione ante operam appare abbastanza compromessa.**



- IMPATTO POTENZIALE:

- **Fase di cantiere**

Durante le fasi di cantiere, a seguito degli scavi dei cavidotti marini e delle lavorazioni connesse all'installazione delle torri, con particolare riferimento all'inserimento dei pali di fondazione mediante gli appositi macchinari, si potrebbero verificare:

- problemi di torbidità, per le acque marine nella zona interessata dalla installazione delle fondazioni e lungo il percorso dei cavi sottomarini da posare con aratro, in seguito al sollevamento dei sedimenti dal fondo verso la superficie;

- potenziali interferenze durante le fasi di scavo con le principali biocenosi presenti nella zona di posizionamento delle torri e dei cavidotti;

- interferenze con l'ambiente marino derivanti dagli scarichi dei macchinari usati, ma soprattutto dei servizi annessi al cantiere, che dovranno quindi essere gestiti attraverso soluzioni adeguate, al fine di non incidere negativamente;

- interferenze tanto con l'idrologia superficiale quanto con quella profonda;

- modifiche dell'attuale regime di scorrimento delle acque meteoriche superficiali, con innesco di processi erosivi;

- trasferimento del particolato solido presente in atmosfera all'elemento idrico, inquinamento da oli e/o idrocarburi e/o da cemento.

Durante la fase di cantiere verrà effettuato un monitoraggio in corso d'opera con l'obiettivo di verificare, durante l'attività di scavo, le eventuali variazioni dei parametri ambientali tali da compromettere l'assetto naturale dell'area ed il suo futuro recupero e verranno impiegate panne antitorbidità tali da impedire la diffusione e facilitare l'aspirazione immediata della sospensione.

Una potenziale causa di intorbidimento del fondale potrebbe generarsi durante la fase di trivellazione orizzontale teleguidata necessaria alla realizzazione del tratto di cavidotto per il superamento della zona di battigia.

Per contenere tale fenomeno, anche in questo caso verrà impiegata una pompa aspirante in uscita della testa fresante, in grado anche di aspirare il fluido a base di bentonite che verrà utilizzato per facilitare la foratura.

Tuttavia, il fluido che verrà impiegato, sarà a base d'acqua con bentonite biodegradabile al 100% tipo BIO-BORE, assolutamente non tossico, dalla disperdibilità molto buona e senza alcuna classificazione di rischio e pericolo.

Per quanto riguarda la potenziale interferenza durante le fasi di scavo con le principali biocenosi presenti nella zona di posizionamento delle torri e dei cavidotti, è stata drasticamente ridotta operando una modifica della posizione di alcune torri a valle di una dettagliata rilevazione della mappa biocenotica ricavata da indagini in

sito, e la decisione di operare la posa del cavidotto con staffatura sul fondale nelle zone di attraversamento della Posidonia.

In questa maniera, durante i lavori si avrà la assoluta certezza di operare sempre su fondali privi del posidonieto, sia durante la installazione delle fondazioni che durante lo scavo della trincea del cavidotto.

Le aree adiacenti quelle strettamente necessarie alla posa delle opere, non saranno minimamente interessate in quanto tutte le operazioni verranno effettuate con l'ausilio di mezzi e attrezzature collegati in continuo con i mezzi navali in superficie.

Il potenziale impatto nei confronti dello scorrimento idrico, sia superficiale che sotterraneo, che potrebbe aversi durante le operazioni di giunzione dei cavi a mare con i cavi via terra è irrilevante considerando la bassa profondità di perforatura (1,7 m) e la tecnica che verrà impiegata.

Inoltre, considerando il comparto terrestre e nello specifico l'impatto sulla risorsa idrica sotterranea, l'operazione di scavo raggiunta per le fondazioni e per i cavidotti (pochi metri di profondità), rispetto alla quota del pelo libero della falda profonda, garantisce abbondantemente la tutela della risorsa idrica sotterranea.

Considerando i corsi d'acqua superficiali come paludi e specchi d'acqua, il cavidotto verrà posizionato lontano da questi, non andando ad alterare il comparto idrico superficiale.

Il cavidotto lungo il suo percorso, infatti, sino alla stazione elettrica di Brindisi sud, interseca alcune infrastrutture a rete insistenti sul territorio. Nello specifico le interferenze si registrano in corrispondenza della Strada Statale n.613, della tratta ferroviaria delle Ferrovie dello Stato, in corrispondenza di due condotte idriche di competenza della Aqp Spa, di due linee di trasporto del gas oltre che ad ulteriori sette cavidotti interrati in MT.

Il cavidotto, inoltre, lungo il suo sviluppo interferisce con il reticolo idrografico esistente intersecando lo stesso in sei punti differenti.

La tecnologia utilizzata (HDD) permette di limitare i punti di intervento al punto di lancio e di arrivo in cui si effettueranno gli scavi per posizionare la strumentazione. Prima di effettuare la perforazione verranno eseguite una serie di indagini, quali ad esempio l'introspezione mediante radar della natura del sottosuolo e della presenza di altri impianti (indagine litologica) che consentano di ricostruire la situazione del sottosuolo nel tratto interessato dalla posa dei tubi.

Pertanto, l'utilizzo di tale sistema del tutto poco invasivo rispetto alle tecniche tradizionali di scavo, sarà tale da minimizzare l'impatto sui corsi d'acqua e sulla subalvea, arrecando il minimo disturbo alle strutture esistenti.

Infatti, sullo scorrimento superficiale ci sarà un impatto nullo in quanto il passaggio avverrà al di sotto del piano di intradosso, mentre per l'eventuale scorrimento in subalvea, poco significativo per tali aste del reticolo che rappresentano impercettibili incisioni morfologiche definite nella stessa Carta

Idrogeomorfologica come “corsi d’acqua episodici”, l’impatto è trascurabile in seguito alla minima superficie occupata dal cavo sotterraneo e l’assenza di scavi durante i lavori di posa.

**Nel complesso, pertanto, l’impatto durante la fase di cantiere sulla componente idrica può considerarsi lieve e di durata breve.**

- **Fase di esercizio**

I possibili impatti in fase di esercizio possono essere dovuti a:

- inquinamento della componente idrica in seguito alla perdita di oli di lubrificazione per gli ingranaggi degli aereogeneratori;

- modifiche del regime ondoso e della circolazione idrica con possibili conseguenze sui fenomeni di erosione/modifiche del litorale oltre che eventuali conseguenze sulla qualità delle acque marine.

Dai risultati ottenuti dallo studio specialistico, si evince come la ubicazione delle torri ad una notevole distanza dalla linea di costa, mostra la inalterabilità della propagazione ondosa e delle correnti di circolazione in seguito alla presenza di tali elementi puntuali e, di conseguenza, la invariabilità dello stato di qualità delle acque marine.

Pertanto l’impatto sulle acque superficiali può considerarsi lieve anche se di durata lunga.

Il progetto non ha alcun tipo di impatto sulle caratteristiche chimico-fisiche e/o chimiche delle acque di falda a causa di infiltrazioni di acque inquinate nel sottosuolo, poichè i cavidotti utilizzati sulla terra ferma e in mare sono rivestiti da materiale impermeabile, resistente e capace di resistere alla pressione marina e all’azione corrosiva del terreno.

Pertanto, anche l’impatto sulle acque sotterranee può considerarsi lieve e di durata lunga.

- **Fase di dismissione**

L’entità dell’impatto può considerarsi lieve come la fase di cantiere, considerando che le attività saranno praticamente le stesse svolte con una sequenza operativa inversa.

- MISURE DI MITIGAZIONE

Gli impatti prevedibili per la fase di cantiere sono comunque da considerarsi transitori e limitati nel tempo; ad ogni modo durante le lavorazioni saranno previste le seguenti misure di mitigazione:

- ☺ operazioni di scavo eseguite con tecnica co-trenching ed utilizzo di aratro solo per le zone prive di posidonieti, mentre impiego di ancoraggio sul fondo con sistemi tipo manta rei per le aree dotate di biocenosi pregiate;
- ☺ aratro dotato di frese da taglio per erosione e fluidificazione del fondo marino, ed equipaggiato di una pompa dragante per rimozione del materiale scavato dalle frese e di dispositivi posteriori (tipo un tunnel a coda di protezione sul retro), che faciliteranno il deposito sul fondo evitandone la dispersione;
- ☺ impiego di panne antitorbidità realizzate con geomembrane impermeabili galleggianti, ancorate al fondale ed applicate prima dell'inizio dell'attività di scavo, così da confinare completamente il settore interessato;
- ☺ operazioni di scavo da effettuare solo in particolari condizioni meteo marine, (periodo estivo a seguito di indagini meteo) favorevoli ad una sedimentazione più veloce del materiale smosso;
- ☺ utilizzo di mezzi nautici (imbarcazioni, piattaforma attrezzata) con opportuni sistemi di prevenzione dell'inquinamento, in grado di impedire scarichi di qualsiasi sostanza, solida o liquida, nello specchio acqueo interessato dalle operazioni di cantiere;
- ☺ monitoraggio con l'obiettivo di verificare, durante l'attività di cantiere, le eventuali variazioni dei parametri ambientali tali da compromettere l'assetto naturale dell'area ed il suo futuro recupero.
- ☺ Utilizzo, durante le perforazioni con HDD, di fluido a base d'acqua con bentonite biodegradabile al 100% tipo BIO-BORE, assolutamente non tossico, dalla disperdibilità molto buona e senza alcuna classificazione di rischio e pericolo.

### **4.3 SUOLO E SOTTOSUOLO**

- STATO DI FATTO

#### **GEOLOGIA**

Nei limiti del territorio della piana di Brindisi, affiorano diverse unità litologiche rappresentate da rocce carbonatiche e carbonatico-terrigene, di età compresa tra il Cretaceo superiore e l'ultima parte del Quaternario. Le rocce affioranti più antiche sono rappresentate da calcari e calcari dolomitici di colore biancastro e grigio nocciola, ben stratificati. In letteratura (CIARANFI *et al.*, 1988) queste rocce sono riferite alla formazione del Calcare di Altamura e sono attribuite al Cretaceo superiore. Questa unità affiora nel settore settentrionale interno della provincia, prevalentemente in corrispondenza delle Murge. Il Calcare di Altamura rappresenta la parte alta di una successione calcareo-dolomitica potente circa m 6000, affiorante discontinuamente dal promontorio del Gargano fino al Capo di S. Maria di Leuca.

Lungo la fascia costiera pedemurgiana ed in corrispondenza del settore interno meridionale della provincia, affiorano invece calcareniti bioclastiche di colore bianco-grigiastro, mal stratificate, porose e variamente tenaci, potenti al massimo circa m 20-30. Queste calcareniti sono indicate in letteratura col nome formazionale

di Calcareniti di Gravina (CIARANFI *et al.*, 1988) e sono riferite, per il settore Salentino, al Pleistocene inferiore (BOSSIO *et al.*, 1988).

Nel settore settentrionale della provincia le Calcareniti di Gravina poggiano esclusivamente sui calcari del Cretaceo. Nel settore meridionale, invece, tra le Calcareniti di Gravina ed il basamento carbonatico Mesozoico, possono essere localmente interposte calcareniti marnose del Miocene, non affioranti nei limiti del territorio della provincia di Brindisi.

In corrispondenza della piana brindisina affiorano unità carbonaticoterrigene rappresentate da sabbie, sabbie limose, argille e, limitatamente, da calcareniti. Queste unità litologiche sono complessivamente indicate in letteratura con il nome di Depositi marini terrazzati e sono riferite a più eventi sedimentari verificatisi tra il Pleistocene medio ed il Pleistocene superiore (CIARANFI *et al.*, 1988).

Complessivamente la potenza di questi corpi non supera i 20 m. I depositi marini terrazzati poggiano prevalentemente sulle Calcareniti di Gravina; tra questi due corpi localmente possono essere interposte marne argillose di colore grigio-azzurro, non affioranti nei limiti del territorio provinciale. Questa unità è indicata in letteratura con il nome di Argille Subappennine ed è ritenuta eteropica con le Calcareniti di Gravina (CIARANFI *et al.*, 1988).

Localmente sono presenti coperture colluviali rappresentate da limi sabbiosi e sabbie limose di colore rossastro o brunastro, variamente potenti, riferibili al Pleistocene superiore; lungo costa sono presenti anche depositi palustri recenti ed attuali.

## **GEOMORFOLOGIA**

Il paesaggio fisico del territorio di Brindisi è contraddistinto dalla presenza di quattro unità geomorfologiche, rappresentate dalla "fascia costiera pedemurgiana", dal "settore delle Murge", dalla "piana brindisina" e dal "settore interno meridionale".

## **PEDOLOGIA**

Come la maggior parte dei terreni pugliesi, quelli della provincia di Brindisi, da un punto di vista della pedologia climatica, rientrano nella zona delle terre rosse e, per una piccola parte, posta al confine con la provincia di Taranto, nella zona delle terre aride o semiaride. I suoli presenti in provincia di Brindisi possono essere suddivisi in tre grandi gruppi:

quelli presenti nelle aree di affioramento dei calcari del Cretaceo;

quelli delle calcareniti del Pleistocene inferiore;

quelli presenti nelle aree di affioramento dei Depositi marini terrazzati.

L'area di affioramento dei terreni appartenenti al primo gruppo corrisponde grosso modo all'unità geomorfologica denominata settore delle Murge. Si tratta in alcuni casi di vere e proprie terre rosse, potenti anche diversi metri, localmente ricoperte da sedimenti limoso-sabbiosi di origine colluviale e di colore rossastro. Le terre rosse, intese come tipo climatico, sono caratterizzate da un contenuto in sostanza organica non troppo elevato e da un complesso argilloso parzialmente desilicizzato, ma ricco di ossidi di ferro e di alluminio. Le terre rosse e le coperture

colluviali sono ricoperte generalmente da un suolo brunastro, probabilmente subattuale.

Il secondo gruppo di suoli caratterizza prevalentemente le due unità geomorfologiche denominate "fascia costiera pedemurgiana" e "settore interno meridionale". Si tratta per lo più di suoli poco evoluti e poco potenti di colore rossastro, ricchi nella frazione carbonatica e con scheletro sabbioso. Laddove i suoli sono più evoluti, aumenta la frazione argillosolimoso. Localmente sono presenti corpi di origine colluviale, di granulometria limoso-sabbiosa, generalmente ricoperti dal suolo brunastro già descritto.

Il terzo gruppo di suoli caratterizza prevalentemente l'unità geomorfologica denominata "piana brindisina". Si tratta di suoli limosoargilloso generalmente evoluti, di colore grigiastro e di potenza dell'ordine del metro, con uno scheletro sabbioso-limoso rappresentato quasi esclusivamente da granelli di quarzo.

### **USO DEL SUOLO**

Per quanto riguarda l'uso del suolo dell'area di interesse progettuale, emerge una distribuzione delle diverse classi colturali con prevalenza a seminativo semplice in aree non irrigue e aree prevalentemente occupate da colture agraria con presenza di spazi naturali.

Altre classi di uso del suolo sono presenti nel tratto che comprende il cavidotto a terra, in particolare:

- a) colture annuali associate,
- b) colture orticole in pieno campo, in serra e sotto plastica in arre irrigue,
- c) colture erbacee
- d) vigneto

### **GEOMORFOLOGIA FONDALE MARINO**

Dai risultati dell'indagine geologico-tecnica eseguita sull'area offshore interessata dagli interventi di progetto sono emerse le seguenti considerazioni:

- 1) la zona in cui è prevista l'installazione degli aerogeneratori si colloca su una porzione di fondale marino ricadente in un intervallo batimetrico compreso tra le isobate 25 e 35 metri sotto il l.m.;
- 2) la morfologia del fondale risulta più regolare nella fascia nord rispetto alla zona sud, ove è presente un dosso sommerso di forma stretta e allungata, disposto sub-parallelamente alla linea di costa;
- 3) nel complesso, la morfologia del fondale è caratterizzata da basse pendenze, anche se conserva elementi geomorfologici relitti che testimoniano antiche fasi di modellamento costiero e continentale;
- 4) il rinvenimento di un fondale prevalentemente roccioso ha limitato drasticamente le possibilità di investigazione del sottosuolo tramite sub-bottom, impedendo allo stesso di penetrare in profondità e di fornire indicazioni sull'assetto stratigrafico dei terreni situati al di sotto delle rocce calcarenitiche;

- 5) la ricostruzione del modello geologico della zona offshore indica che le condizioni di assetto stratigrafico del sottosuolo sono localmente caratterizzate dalla presenza di sottili spessori relitti di depositi di terrazzo del Pleistocene medio-sup., giacenti su di una formazione limoso-argillosa del Pleistocene inf., caratterizzata da una potenza significativa, che va incrementandosi progressivamente da SW verso NE;
- 6) in base alla suddetta ricostruzione stratigrafica, i terreni di fondazione degli aerogeneratori saranno costituiti dai terreni limoso-argillosi attribuibili alla formazione delle "Argille Subappennine", del Pleistocene inf.

#### -IMPATTO POTENZIALE

##### - **Fase di cantiere**

Il cavidotto sarà completamente interrato su strade esistenti pertanto non ci sarà alcuna sottrazione di suolo agricolo connesso alla realizzazione dell'impianto; l'occupazione di suolo per la cabina di trasformazione è certamente trascurabile.

L'intervento in progetto non comporterà emissioni in atmosfera di sostanze pericolose le cui ricadute al suolo possano contaminare suoli coltivati. Inoltre, l'installazione dei cavidotti sarà effettuato tramite carotatori, posizionati orizzontalmente rispetto al terreno, al fine di non immettere sostanze pericolose.

Una potenziale interferenza con la componente suolo costiero si potrebbe verificare in corrispondenza del passaggio del cavidotto di collegamento offshore/onshore.

Per ridurre tale interferenza, è stata prevista la tecnica della TOC, anche in considerazione della forte instabilità del tratto di falesia in cui ricade l'area di approdo dei cavi che risulta fortemente compromessa dai fenomeni di erosione costiera in atto.

Il notevole dissesto dei versanti della falesia è particolarmente evidente nel tratto interessato dalla realizzazione del punto di approdo dei cavi marini in cui il disgregamento della falesia ha determinato il crollo del fronte mare di un piccolo piazzale panoramico, denominato località "Belvedere". Per impedire i crolli al piede della parete dissestata sono stati sistemati alcuni massi ciclopici che però non hanno bloccato il fenomeno franoso.

La realizzazione del collegamento tra cavi marini e cavi a terra a mezzo di TOC consentirà di realizzare l'attraversamento di tale fascia costiera senza produrre scavi e spostamenti di materiale che potrebbero determinare ulteriori danneggiamenti e crolli alla falesia.

Tale intervento, quindi, avrà il duplice vantaggio di garantire la esecuzione della posa del cavidotto in sicurezza, ma allo stesso tempo andrà a sanare la situazione del danno provocato dall'erosione e di pericolo per la strada retrostante, e mitigare, nella fase di esercizio, gli effetti della erosione e delle mareggiate proteggendo il tratto di costa risanato.

Alla luce di tutte le considerazioni precenti, l'impatto su tale componente può considerarsi breve e di lieve entità.

Per la **archeologia lungo il tracciato del cavidotto, l'area interessata dal progetto, a causa delle caratteristiche geomorfologiche del territorio, risulta generalmente a potenziale rischio molto basso.**

Dato il livello di rischio potenziale calcolato per questi due tratti, si ritiene opportuno prevedere per queste aree, la seguente attività in fase di cantierizzazione:

- 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.

Per quanto riguarda la **archeologia marina**, lo studio specialistico effettuato ha portato alle seguenti conclusioni.

Nell'area oggetto del lavoro le ricognizioni, precedute da un rilevamento strumentale con ecoscandaglio multibeam, **non hanno riscontrato alcuna evidenza di interesse archeologico**. La verifica diretta dei punti relativi ai rinvenimenti pregressi e delle anomalie individuate dalla lettura dell'output multibeam non può, però, escludere eventuali presenze occultate dal notevole apporto di sedimenti limosi e sabbiosi e dalle ampie radure di posidonia, in parte degradata, che compromettono significativamente la visibilità dei fondali nonostante l'accuratezza delle prospezioni archeologiche dirette. Peraltro, si è già detto dei limiti del rilevamento strumentale a disposizione, non eseguito per fini di ricerca archeologica.

#### - **Fase di esercizio**

Durante la fase di esercizio non sono previste modifiche dell'assetto territoriale, poiché l'ubicazione dell'impianto è in mare.

Dal punto di vista morfologico la installazione dell'impianto e delle opere annesse non comporterà alcuna modifica dello stato orografico attuale dell'area.

Come descritto precedentemente, i cavidotti verranno posizionati durante la fase di cantiere nel sotto suolo. Di conseguenza durante la fase di esercizio non ci saranno variazioni strutturali.

Come mostrato in precedenza, sono state condotte delle verifiche degli effetti erosivi delle piene duecentennali sugli attraversamenti, ed imposte delle profondità di posa, in corrispondenza delle situazioni con fenomeni più rilevanti, tali da proteggere i cavidotti da eventuali scalzamenti per effetti di trascinamento, con franchi di sicurezza ben maggiori di quelli prescritti dalle Autorità Competenti.

L'inserimento degli aerogeneratori, comporterà sostanzialmente una invarianza della morfodinamica costiera del litorale, per effetto della distanza rispetto alla linea di costa e la configurazione puntuale dell'ostacolo in mare generato alla presenza dei tubolari del jacket, effettivamente presenti alla quota del livello del mare e dei relativi livelli di escursione.

Una piccola modifica, invece, si verificherà positivamente nel tratto di falesia interessato dall'intervento di rinforzo al piede, in quanto verrà ridotto l'effetto erosivo e l'arretramento della linea di costa per un tratto di circa 100 m.



Pertanto, alla luce delle considerazioni precedenti, l'impatto sul suolo può considerarsi a basso e di durata lunga.

- **Fase di dismissione**

Nel momento in cui verrà dismesso il parco eolico, verranno ripristinate le condizioni ambientali iniziali.

Valgono le considerazioni fatte per la fase di cantiere, pertanto l'impatto può definirsi di entità lieve e di breve durata.

- MISURE DI MITIGAZIONE

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

- ☺ Realizzazione di una scogliera radente in massi naturali per una estensione di 100 m, in corrispondenza del passaggio del cavidotto, in maniera da evitare lo scalzamento della falesia per effetto del moto ondoso incidente e stabilizzare il litorale;
- ☺ utilizzo per quanto più possibile della viabilità esistente in maniera da sottrarre solamente la quantità minima indispensabile di suoli per la realizzazione di nuove piste;
- ☺ 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;
- ☺ realizzazione della tecnica HDD per tutte le interferenze tra il cavidotto ed i corsi d'acqua e le infrastrutture esistenti.
- ☺ Per far fronte al potenziale rischio archeologico lungo il primo tratto 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
- ☺ Per il potenziale rischio archeologico marino, invece, è prevista un'attività di assistenza (con la presenza dello specialista archeologo subacqueo) alle opere di escavazione sia delle fondazioni degli aerogeneratori sia dei cavi sottomarini di collegamento tra le singole torri e tra queste e il punto di approdo, da concordare con la Soprintendenza per i Beni Archeologici della Puglia.

## 4.4 ECOSISTEMI NATURALI: FLORA E FAUNA MARINA

### - STATO DI FATTO

Il sito di Cerano, ha evidenziato una scarsa eterogeneità sia nella tipologia che nella distribuzione degli habitat. I suoi fondali sono colonizzati, fin dalla batimetrica dei 15 metri, principalmente dalle alghe verdi *Caulerpa prolifera* e *Caulerpa racemosa*. Questo particolare pattern di distribuzione degli habitat risulta omogeneo fino ai confini dell'area di studio ovvero fino alla batimetrica dei 30 metri. Inoltre si riscontra una scarsa presenza delle praterie di *P. oceanica* e del Coralligeno.

### - IMPATTO POTENZIALE

#### - **Fase di cantiere**

L'analisi, 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

Altro aspetto che è stato valutato è quello relativo alla diffusione del rumore subacqueo derivante dalle lavorazioni a mare.

Si prevede che, i pesci si allontaneranno dall'area in fase di cantiere/costruzione e ne faranno ritorno, successivamente in fase di esercizio, abituandosi al nuovo rumore di fondo.

In definitiva in considerazione della durata limitata delle operazioni traffico di natanti da e per il parco, il contenuto raggio di azione (distanza dalla banchina) e la presenza discontinua dei natanti di supporto, si può ritenere trascurabile e non significativo questo impatto.

Il tipo d'impatto durante la fase di cantiere è stato valutato medio ma di breve durata.

#### - **Fase di esercizio**

Durante la fase di esercizio, si possono osservare variazioni positive sullo stato di salute del biota.

La presenza di strutture come gli aerogeneratori può incrementare la biodiversità.

Grazie a uno studio condotto dal Marine Institute della Plymouth University, l'impianto off-shore rappresenta un eccellente riparo per le specie ittiche minacciate dalla pesca a strascico.

Dal lavoro di ricerca, condotto prima dell'installazione degli aerogeneratori e durante la fase di esercizio, emerge l'aumento della biodiversità marina, in particolare per le specie bentoniche e per l'epifauna, organismi sessili che vivono a stretto contatto con il substrato.

Questi assumono un ruolo fondamentale nella catena ecologica soprattutto nel coralligeno come la fascia costiera interessata dalla seguente relazione.

Dallo studio svolto nel comparto subacqueo dell'impianto Horns Rov 1 si evince la rinaturalizzazione di un'area grazie alla creazione di un parco marino artificiale.

Si evince che l'impatto può essere considerato positivo, rilevante e di lunga durata.

#### - **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.

La rimozione del cavo in esame, costituita da un jacket inserito in pali fondari precedentemente battuti 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.

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.

L'impatto può considerarsi medio e per un periodo breve, in relazione come la resilienza del sistema.

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 essere 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.

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 delle 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.

Alla luce delle considerazioni precedenti, l'impatto può considerarsi medio e per un periodo breve legato solo alla rimozione delle torri ed alla cessazione dell'attività, in relazione alla resilienza del sistema, e successivamente positivo e di lunga durata (quindi ben oltre i 25 anni di durata dell'impianto), con il mantenimento delle strutture in mare, a valle di una attività di verifica dei fenomeni di ripopolamento generati da tali strutture.

#### - MISURE DI MITIGAZIONE

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

- ☺ considerando l'impatto degli aereogeneratori sulla biodiversità marina, in particolare durante la fase di realizzazione dell'opera, sono state proposte delle ipotesi alternative al posizionamento delle pale eoliche. La realizzazione della mappa delle biocenosi ha consentito, altresì, di valutare e validare, dal punto di vista ambientale, il **posizionamento degli aerogeneratori in relazione alle biocenosi presenti**. L'analisi ha messo in evidenza come 18 dei 36 aerogeneratori presenti nel sito risultano essere posizionati su habitat di valore conservazionistico o in aree ad essi immediatamente confinanti. Di conseguenza sono stati apportati 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.
- ☺ Durante le operazioni di battitura dei pali, per quanto detto in precedenza, verranno messe in atto misure di mitigazione consistenti nel **monitoraggio acustico subacqueo in fase di cantiere**. Il monitoraggio acustico va considerato come supporto all'osservazione visiva, per allertare gli osservatori durante il giorno, e per monitorare la presenza di animali durante le ore

notturne. Con gli attuali strumenti, infatti, è ancora difficile ottenere univoche localizzazioni spaziali che permettano di collocare con precisione un animale all'interno o all'esterno della EZ (Exclusion Zone - in alcuni documenti in bibliografia Safety Radii- l'area di mare entro la quale i Mammiferi Marini non dovrebbero entrare (180db re 1  $\mu$ Pa per i Cetacei, 190db re 1  $\mu$ Pa per i Pinnipedi; può essere di 160db re 1  $\mu$ Pa in casi specifici); i valori della EZ sono calcolati sulla potenza massima utilizzata durante l'esperimento; quando applicabile (es. airgun, sonar ecc.) deve essere calcolata anche la EZ relativa al valore minimo iniziale (conseguente a un PD- Power Down: operazione che prevede la riduzione della potenza della sorgente al livello minimo iniziale)).

- ☺ Inoltre, per le lavorazioni a mare verranno seguite le **Linee guida per lavori di costruzione costieri e offshore**. Lavori di costruzione costieri e offshore, inclusa la demolizione di strutture esistenti, possono produrre elevati livelli di rumore, anche per periodi prolungati, a seconda delle tecnologie utilizzate e delle caratteristiche locali di propagazione inclusa la propagazione attraverso il substrato. Lavori di costruzione sulla costa, porti inclusi, possono diffondere rumore (ad esempio pianta pali (Pile drivers) o martelli pneumatici) su una vasta area specialmente in caso di substrato roccioso. I tradizionali pianta pali a percussione producono vibrazioni che ben si propagano e sono in grado di insonificare ampie aree di mare a distanze superiori ai 100Km; prevedere, ove possibile, l'uso di tecniche di costruzione alternative o l'uso di schermi acustici che attenuino il suono emesso dalla sorgente. In caso di prolungate attività, quali costruzioni di grandi strutture, considerare la pianificazione della delle attività di emissione acustica come misura per evitare esposizioni continue specialmente durante periodi critici per le specie di Cetacei che vivono o attraversano l'area; valutare come misure per minimizzare l'impatto acustico la concentrazione delle attività rumorose in ristretti periodi di tempo, tecniche alternative di costruzione e tecniche di abbattimento dello stesso.

a) Eseguire la modellizzazione del campo sonoro generato in relazione alle condizioni geologiche e oceanografiche (temperatura/profondità, profondità, caratteristiche del fondo oceanico e della costa) ed effettuare rilevazioni in mare di verifica

b) Le attività che generano rumore, se limitate temporalmente (settimane o pochi mesi) devono essere pianificate secondo dati di presenza stagionale dei cetacei, ove disponibili

c) Nel caso esistessero tecnologie alternative non rumorose, il loro utilizzo deve essere preferito. Se ciò non risultasse possibile, tecniche di abbattimento dell'impatto sonoro devono essere messe in atto (es. cortine di bolle)

E' inoltre importante notare che molte strutture continuano ad emettere rumore anche una volta terminata la realizzazione. I ponti (stradali o ferroviari) generano rumore a bassa frequenza in relazione al traffico che li interessa; generatori eolici off-shore e piattaforme petrolifere per l'estrazione e/o il pompaggio producono rumore costantemente e il relativo impatto ambientale andrebbe attentamente valutato e ridotto o evitato con una serie di regole dedicate.

In Europa sono riconosciute anche le procedure elaborate dal JOINT NATURE CONSERVATION COMMITTEE (JNCC) Annex B – Statutory nature conservation

agency protocol for minimising the risk of disturbance and injury to marine mammals from piling noise – Giugno 2009, che sono adottate principalmente durante le operazioni di palificazione nei mari di fronte alle coste inglesi.

Le linee guida prediligono una adozione del Soft Start ossia l'intensità di lavoro deve essere conseguita attraverso un aumento graduale dell'energia impiegata nelle attività, in un tempo medio di circa 20m. Durante i 30min precedenti l'inizio dei lavori, gli addetti agli avvistamenti dei cetacei si accertino dell'assenza anche di singoli individui in un raggio di 500m.

L'Accertamento della presenza di mammiferi marini nella zona delle operazioni da effettuarsi da personale qualificato presente a bordo delle imbarcazioni, e dotato di strumentazione tecnologica necessaria per il rilevamento (PAM – Passive Acoustic monitoring). Nel caso di avvistamento durante le lavorazioni le attività devono essere sospese fino all'allontanamento degli stessi. Adozione di apparecchiature di dissuasione acustica per l'allontanamento della fauna marina dall'area di interesse delle attività.

- ☺ L'ampia bibliografia scientifica ha più volte messo in evidenza il fondamentale ruolo ecologico dell'eterogeneità e del gradiente spaziale di una **barriera artificiale sommersa**, capace di accrescere la biodiversità del sistema, di sviluppare una biomassa (mitili, ostriche ed altri organismi sessili) che mai prima si sarebbe formata per assenza di substrati duri d'impianto (fattore limitante), di creare rifugi e protezione (con effetto di riduzione della mortalità naturale), di richiamare sia forme vagili adulte sia giovanili, che vengono a nutrirsi presso la barriera divenuta, con l'evoluzione biologica dell'insediamento, dispensatrice di cibo. A tal proposito, s'intende realizzare un **allevamento pilota off-shore all'interno del parco eolico, con la produzione di orate e spigole** di taglia commerciale per il mercato pugliese ed italiano (per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica "Studio di fattibilità per la realizzazione di un allevamento pilota off-shore in un'area all'interno del perimetro dell'intervento, finalizzato allo sviluppo di iniziative di acquacoltura integrate all'attività di produzione di energia"). Emerge l'importanza di sfruttare le sinergie e le infrastrutture che il parco eolico rende disponibili. Il dimensionamento dell'allevamento è fatto in modo da permettere di ottenere con il minimo investimento una produzione in grado di garantire un equilibrio economico dell'iniziativa.

L'associazione fra allevamento ittico in gabbie galleggianti e oasi di ripopolamento con substrati sommersi consentirà di mettere a disposizione degli organismi vegetali ed animali di tale ecosistema una maggiore disponibilità di nutrienti rispetto all'ambiente marino oligotrofico del basso Adriatico, il che permetterà una maggiore crescita della bioflora e biofauna ovvero incrementare il popolamento delle strutture sommerse .

In quest'ottica le barriere artificiali, devono essere considerate come un'opera di "tecnologia morbida", che asseconda processi naturali senza contrastarli né creare inquinamento. I requisiti di base che deve possedere una barriera artificiale, per fungere da oasi di ripopolamento, sono l'essere realizzata con materiali inerti, tendere a volumi elevati e possedere forme che incoraggino la colonizzazione e la permanenza della fauna ittica.



Tutte le strutture utilizzate negli interventi salentini, per esempio, sono realizzati con materiale inerte, il calcestruzzo, adatto per le sue doti di durata in acqua di mare e per la possibilità di realizzare i moduli della forma desiderata. Il calcestruzzo, inoltre, permette di ottenere delle superfici scabre, che favoriscono l'insediamento larvale, a vantaggio di una rapida colonizzazione.

Tenuto conto delle cause di impatto elencate in precedenza, si propongono altresì le seguenti possibili strategie di mitigazione che prevedono :

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

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

- ☺ la realizzazione di un'oasi di ripopolamento attraverso il posizionamento di massi su fondale sabbioso al fine di creare una zona di scogliera che funga da polo d'attrazione di specie ittiche pregiate e da protezione delle fasi riproduttive e giovanili, accogliendo la deposizione delle uova di molte specie;
- ☺ la realizzazione di interventi di tutela e valorizzazione della biodiversità nei siti SIC, sia terrestri che marini, interessati direttamente dal campo eolico;
- ☺ raccogliere i ceppi di *C. racemosa* al fine di permettere una reale diffusione della *P. oceanica* e una corretta tutela dell'area;
- ☺ rimuovere i rifiuti presenti al fine di permettere la realizzazione di un parco marino artificiale.

L'area marina oggetto di intervento sarà in parte affidata in concessione e, verosimilmente, interdetta del tutto alla navigazione. Tali limitazioni configurano delle situazioni riscontrabili unicamente nelle aree marine protette (AMP). Per tale motivo, si propone, in via sperimentale, un progetto pilota che prevede la zonizzazione dello specchio acqueo dell'impianto secondo quanto previsto dalla L. 394/91 per le aree marine protette, ed in particolare:

- una Zona A di riserva integrale, interdetta a tutte le attività che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. In tale zona, individuata in

ambiti ridotti, sono consentite unicamente le attività di ricerca scientifica e le attività di servizio;

- una Zona B, di riserva generale, dove sono consentite, spesso regolamentate e autorizzate dall'organismo di gestione, una serie di attività che, pur concedendo una fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente influiscono con il minor impatto possibile;
- una Zona C di riserva parziale, che rappresenta la fascia tampone tra le zone di maggior valore naturalistico e i settori esterni all'area marina protetta, dove sono consentite e regolamentate dall'organismo di gestione, oltre a quanto già consentito nelle altre zone, le attività di fruizione ed uso sostenibile del mare di modesto impatto ambientale.

All'interno della specchio acqueo oggetto di indagine, altresì, verranno predisposti progetti di tutela ed implementazione della biodiversità attraverso il posizionamento di massi per il ripopolamento o strutture tipo tecnoreef su fondali sabbiosi.

Le barriere artificiali per il ripopolamento ittico rappresentano una tipologia di intervento per l'incremento della produzione ittica ed il recupero ambientale. L'effetto positivo di tali strutture si riscontra nella immediata colonizzazione degli stessi e nei fenomeni di ripopolamento delle aree contermini (effetto spill over).

Il fine principale, come da definizione, è appunto quello di creare un habitat adatto ad ospitare specie ittiche di importanza commerciale che possono poi essere sfruttate dagli operatori della piccola pesca professionale seguendo opportune linee di gestione.

In generale, si tratta di creare un habitat di fondo duro in realtà ambientali in cui tale substrato non è presente, per esempio in tratti di costa i cui fondali sono prevalentemente sabbiosi o fangosi. La presenza di tali substrati rocciosi consente l'insediamento sia di organismi del benthos, sia di esemplari della fauna ittica (adulti e giovanili), i quali per altro tendono a concentrarsi presso le strutture artificiali in cui possono trovare nutrimento e rifugio. Molti studi hanno evidenziato come la fauna ittica associata ai substrati artificiali includa effettivamente molte specie tipiche di substrato roccioso che prima della creazione della barriera non erano presenti, incluse molte specie di interesse per la pesca.

Nell'ipotesi di un intervento di questo tipo sarebbe opportuno attivare appropriati piani di monitoraggio pluriennali al fine di valutare l'effetto positivo di ripopolamento ittico delle aree contermini e le successive ricadute in termini ambientali ed economici.

## 4.5 ECOSISTEMI NATURALI: FLORA E FAUNA TERRESTRE

### -STATO DI FATTO

I boschi di sughera nel brindisino, al pari della quercia vallonea nel Salento meridionale, oggi rappresentano il residuo di un'area che, almeno storicamente, ha visto dominare questa prestigiosa specie arborea che ne ha in qualche modo favorito lo sviluppo e ne ha caratterizzato l'aspetto forestale e paesaggistico e che oggi rischia di scomparire irrimediabilmente se non si interviene con interventi appropriati.

L'area di progetto è stata contestualizzata nel sistema di aree trofiche, riproduttive, di svernamento, sosta e transito dell'avifauna.

In seguito è stato predisposto un piano di monitoraggio delle acque marine entro buffer di km 5 attorno all'area di progetto. Ciò per definire, se esiste, il gradiente nella distribuzione dell'avifauna marina tra acque costiere e sito di progetto e se a seguito della realizzazione del parco eolico si verificano modificazioni nelle rotte migratorie.<sup>1</sup>

A sud della città di Brindisi, tra le località di Capo di Torre Cavallo e Torre San Gennaro, si concentrano habitat e specie di rilevanza naturalistico/conservazionistica accanto ad aree industriali e a un poligono militare, il tutto in una matrice a dominanza agricola.

Si possono individuare due differenti unità ecologiche: quella delle zone umide, di cui fanno parte le aree contigue incolte e i seminativi e quella del bosco, di cui fanno parte le aree contigue dei coltivi.

La prima include il SIC "Stagli e Saline di Punta della Contessa", particolarmente vocato per numerose specie di uccelli acquatici. La seconda include il SIC "Bosco Tramazzone popolato da un ridotto numero di specie, prevalentemente di passeriformi.

Le presenze faunistiche di maggiore rilievo nell'area vasta sono a carico della zona umida e sono espresse principalmente da uccelli migratori. La presenza di attività agricola diffusa e di attività industriali ha determinato il frazionamento e la rarefazione degli ambienti naturali che risultano spesso scarsamente "connessi".

Si spiega quindi il ridotto numero di specie stanziali. Al contrario i migratori sono abbondanti, sia per numero di specie (ricchezza) che d'individui della stessa specie (abbondanza).

### -IMPATTO POTENZIALE

#### - **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

---

<sup>1</sup> Tucker, G. M. and Heath, M. F. (1994) *Birds in Europe: their conservation status*. Cambridge, UK: BirdLife International (Conservation Series No. 3).

vegetazionale. Attraversa per un piccolo tratto anche la Riserva Naturale Bosco Santa Teresa e dei Lucci, ma senza interessare, come detto, habitat di pregio. 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 80 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.

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.

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.

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

### - **Fase di esercizio**

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

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.

Rispetto all'effetto barriera si ritiene il disturbo medio per il 52,9% e basso per il 47%. Il valore medio è attribuito alle specie potenzialmente dirette o provenienti dal SIC "Saline di punta della Contessa", in periodo migratorio. Si ritiene basso per quelle senza particolare attinenza col SIC.

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.

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.

### - **Fase di dismissione**

Gli elementi causa di potenziali impatti da prendere in considerazione sono del tutto simili a quelli indicati in fase di cantiere.

Si considerano le medesime riflessioni descritte nella "fase di cantiere", con la fondamentale differenza che, il ritorno delle specie faunistiche che nel corso della fase di esercizio si saranno man mano riadattate (nel corso dei 20-25 anni di vita utile dell'impianto), terminato il disturbo dei lavori sarà notevolmente facilitato in quanto mancheranno gli ostacoli costituiti dalle torri ed i luoghi saranno stati ripristinati allo stato originario.

### -MISURE DI MITIGAZIONE

Al fine di inserire il parco eolico all'interno di un importante sito faunistico come quello studiato sono state individuate diverse misure di mitigazione, in particolare per il potenziale impatto dovuto alla collisione e all'effetto barriera.

Come interventi di mitigazione, da realizzarsi allo scopo di favorire l'inserimento ambientale del parco eolico e ridurre gli impatti negativi sugli ecosistemi naturali a valori accettabili, verranno messi in atto i seguenti accorgimenti:

- ☺ **Installazioni di strumenti ad alta tecnologia.** Le tecniche adesso in via di sviluppo includono radar, telecamere a infrarossi e rilevatori acustici (Desholm 2003, 2005, Desholm *et al.* 2005, 2006). Studi con i radar effettuati presso la centrale eolica offshore di Nysted, mostrano che molti uccelli cominciano a deviare il loro tragitto di volo fino a 3 km di distanza dalle turbine durante le ore di luce e a distanze di 1 km di notte, mostrando marcate deviazioni del volo al fine di sorvolare i gruppi di turbine (Kahlert *et al.* 2004b, Desholm 2005). Inoltre, le immagini termiche indicano che gli edredoni sono soggetti probabilmente solo a bassi livelli di collisioni mortali (M.Desholm, NERI, Denmark, *pers comm*). Similmente, osservazioni visuali dei movimenti degli edredoni in presenza di due piccole centrali eoliche near-shore (costituite da sette turbine da 1,5MW e cinque da 2 MW turbine) nel Kalmar Sound, Svezia, hanno registrato soltanto una collisione su 1.5 milioni di uccelli acquatici migratori osservati (Pettersson 2005). Lo sviluppo di metodi per misurare le collisioni e la capacità da parte degli uccelli di evitare durante il volo gli impianti offshore sono urgentemente necessarie.
- ☺ **Ripristino della continuità funzionale e ecologica del paesaggio circostante.** L'area vasta considerata è fortemente antropizzata, quindi c'è una bassa predisposizione da parte degli organismi di stanziare lungo la fascia costiera. Si evidenzia infatti, la presenza di poche specie stanziali. Attraverso questa valorizzazione del territorio si incrementerebbe la biodiversità presente sia in termini di specie che di popolazione.
- ☺ **Realizzazione di un parco marino artificiale.** Infatti, le strutture della turbina potrebbero funzionare come barriere artificiali e aumentare la diversità strutturale e creare un'abbondanza di prede. Perciò di questo potrebbero solo beneficiare gli uccelli, attraverso la nascita di un parco marino artificiale. Rappresenterebbe un importante zona di approvvigionamento trofico.
- ☺ **Installazione di luci specifiche per la tutela dell'avifauna.** Infatti, tra gli accorgimenti previsti sono comprese le tipologie di luci da installare sugli aereogeneratori. Infatti le luci che hanno funzione di allerta per la navigazione e per l'aviazione, le quali possono aumentare il rischio di collisione attraendo e disorientando gli uccelli. Quindi, le indicazioni attualmente disponibili suggeriscono di utilizzare il numero minimo di luci bianche che si illuminano ad intermittenza a più bassa intensità (Huppopp *et al.*, 2006).
- ☺ **Diversificazione nella colorazione delle pale,** tali da aumentare la percezione del rischio da parte dell'avifauna, facilitando il cambio tempestivo di traiettoria di volo, ed utilizzo di vernici non riflettenti di colore chiaro.

Si considera come fattore importante la capacità delle specie animali di adattarsi a nuove condizioni ambientali. Come è stato enunciato dal naturalista C.Darwin nella Teoria della "selezione naturale" la specie che sopravvive non è la più forte ma colei che ha la capacità di adattarsi a nuove condizioni ambientali.

Pur considerando il potenziale impatto, le specie sono in grado di sfruttare al meglio l'habitat e quindi esplicare le proprie funzioni vitali, come l'alimentazione e riproduzione.

Inoltre, s'intende eseguire una **sistematica e puntuale attività di monitoraggio pre e post realizzazione**.

Il monitoraggio è stato formulato al fine di ottenere un protocollo standard e ripetibile in ciascuna sessione di monitoraggio. Questo aspetto risulta fondamentale per indicare se ulteriori misure di rimedio sono necessarie nel caso si verifichino impatti addizionali o imprevisti. Con l'obiettivo, inoltre, di arricchire la bibliografia che presenta profondi "gap".

Per quanto concerne le **misure di compensazione** sono state considerate azioni d'intervento che riguardano il SIN Brindisi. In particolare nei pressi di un'antica torre di avvistamento conosciuta come *Torre Testa*, trovano sbocco in mare le acque del Canale Giancola.

Al di là della litoranea Brindisi-Apani, il canale si allarga in una superficie coperta da un vasto fragmiteto di Cannuccia di palude (*Phragmites australis*), intervallato in alcuni punti da specchi d'acqua abbastanza ampi. Procedendo dalla foce verso la sorgente, il canale è costeggiato dal canneto e da una densa area a macchia mediterranea che riveste alte pareti di areniti. Nella zona circostante si riscontra la presenza di aree coltivate e prative.

Attualmente il ramo artificiale del Canale, con alveo e sponde cementificate, ha causato e continua a causare l'impoverimento idrico del pantano, alimentato dal ramo naturale del fiume, pantano non a caso soggetto a incendi.

S'intende, quindi, attraverso opere di ingegneria naturalistica:

- ☺ Ripristinare l'equilibrio idraulico del fiume e del pantano,
- ☺ Rimuovere le opere cementizie realizzate presso la foce del Canale, alveo e sponde,
- ☺ Riempire il taglio nel terreno presso cui scorre il letto del fiume cementificato,
- ☺ Rimodellare lo stesso terreno e degli argini secondo la sua configurazione originale, affinché il fiume riprenda il suo assetto originario e tale da alimentare nuovamente il pantano naturale.
- ☺ Mitigare i processi riferibili a criticità in atto che agiscono sul degrado qualitativo e quantitativo degli habitat e delle specie.

Grazie a tale intervento si contribuirà a:

- ☺ l'aumento della popolazione animale presso la zona umida ed in foce,
- ☺ l'aumento dell'ampiezza dell'arenile prospiciente la foce,
- ☺ la riduzione del numero di incendi della zona del pantano
- ☺ aumento della qualità delle acque immesse in mare per i processi fitodepurativi prodotti dalla zona umida del sistema pantano-foce ripristinato.

La seconda azione prevista riguarda la **rimozione di 4 tralicci elettrici** non più utilizzati, distribuiti parallelamente alla litoranea circa 400 ml dalla costa.

L'obiettivo è la mitigazione di processi riferibili a criticità in atto che agiscono sul degrado qualitativo e quantitativo degli habitat e delle specie e ridurre l'impatto antropico.

Inoltre al fine di incrementare la fruibilità di questo antico corso d'acqua s'intende collegare la strada statale (SS 379) con strada prospiciente la foce del canale. Attraverso **l'ampliamento della viabilità** si aumenta indirettamente il turismo e l'accesso a luoghi ad elevata valenza naturalistica.

**Per concludere considerando l'impatto potenziale sulla flora terrestre nessun tipo di vegetazione spontanea, nessuna specie floristica di rilievo e nessun habitat di pregio viene interessato direttamente dall'installazione dell'impianto.**

**Considerando l'impatto potenziale sull'avifauna, il tratto costiero non è interessato da rotte migratorie.**

**Al contrario, nella zona SIC-ZPS "Saline di Punta della Contessa" la concentrazione degli uccelli marini sembra essere condizionata dalla disponibilità alimentare (piccoli pesci), quindi non si spingono nella zona interessata dal progetto ma si mantengono sotto-costa.**

**Per quanto concerne gli uccelli migratori, l'impatto può essere causato dalla "collisione" e dall'effetto barriera".**

**Nel primo caso la bibliografia mostra una bassa relazione tra la mortalità dovuta alla collisione. Per quanto riguarda l'effetto barriera una revisione della letteratura esistente suggerisce che in nessuno caso l'effetto barriera ha un significativo impatto sulle popolazioni.**



## 4.6 PATRIMONIO CULTURALE E PAESAGGIO

### -STATO DI FATTO

Il paesaggio analizzato non può essere classificato in una specifica “*categoria*” di paesaggio. La catalogazione risulta estremamente riduttiva considerando la complessità di paesaggio indagato.

Affinchè si possa effettuare una dettagliata analisi dell’area vasta, s’intende sviluppare il paragrafo suddividendolo in tre sotto paragrafi:

#### 1) “DESCRIZIONE DELL’AREA VASTA”

L’impianto in esame ricade nella provincia di Brindisi. La provincia di Brindisi presenta 403.135 abitanti. E’ stata istituita nel 1927 e comprende 20 comuni, oltre al capoluogo. Rappresenta la quinta provincia della regione sia da un punto di vista demografico sia in termini di superficie.

La provincia, estesa per 1839 Km<sup>2</sup>, è la seconda provincia più piccola della regione, dopo la provincia di Barletta-Andria-Trani (BAT), ma al suo interno comprende vari territori: verso nord, si restringe fino a toccare il confine con la provincia di Bari, tocca il limite meridionale della Terra di Bari; al centro e a sud rientra nella subregione del Salento, al nord rientra nella subregione delle Murge.

In direzione nord-ovest, confina con la provincia di Taranto e parte della provincia di Bari, con la Valle d’Itria.

Sono distinguibili i seguenti paesaggi:

- ❖ **Paesaggio della costa**, articolato in: Paesaggio della piana costiera e della costa settentrionale; Paesaggio della costa meridionale;
- ❖ **Paesaggio della Piana brindisina**, articolato in: Paesaggio dell’area urbana di Brindisi; Paesaggio della piana agricola;
- ❖ **Paesaggio della Murgia brindisina**, articolato in: Paesaggio dei trulli e della Valle d’Itria; Paesaggio della Murgia brindisina meridionale;
- ❖ **Paesaggio della “Soglia messapica” e del Salento brindisino.**

Al fine di descrivere il paesaggio dell’ area vasta e la relazione tra la componente naturale e la componente antropica, s’intende analizzare brevemente le caratteristiche demografiche, il settore agricolo, industriale e turistico (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo “Impatto antropico”).

#### 2) “DESCRIZIONE DELL’AREA INTERMEDIA”

Il sito di interessa, sorge a cavallo dei comuni di: Brindisi, Mesagne, Tutturano e Torchiarolo.

**Brindisi**, descritta già precedentemente, sorge su un porto naturale, una ria che si incunea profondamente nella costa. Si trova nella parte orientale della pianura salentina, a circa 40 km dalla valle d’Itria e quindi dalle prime propaggini delle basse Murge. La morfologia del territorio è pianeggiante.

L'agricoltura brindisina raggiunge i suoi "primati" nell'orticoltura, vitivinicoltura, frutticoltura e olivocoltura. Sicuramente il settore che ha segnato il territorio per secoli si basa su colture di mandorli, olivi, tabacco, carciofi, cereali.

Il settore secondario si identifica con l'industria chimica e aereaospaziale. L'industria chimica, nelle sue più svariate accezioni (alimentare, energetica, farmaceutica o di processo) è nel territorio brindisino assai sviluppata. L'associazione Federchimica riconosce Brindisi come polo industriale chimico.

La crescita del settore terziario nella provincia è confermata dall'analisi del trend sempre crescente che ha accompagnato i servizi nella creazione del valore aggiunto tra il 1995 e il 2004 (dal 66,8% al 75,5%), dimostrando quindi il fatto che Brindisi (ancora più che la provincia) si sta indirizzando verso uno sviluppo terziarizzato, abbandonando la forte vocazione industriale.

Il comune di **Mesagne** presenta un comparto urbano appare compatto, fittamente edificato, mentre le aree rurali sono segnate da accentuati fenomeni di antropizzazione legata allo sfruttamento a fini produttivi dei terreni agricoli (il 90% del territorio non urbano è coltivato).

Il comune è costituito da un importante sistema idro-geomorfologico grazie alla presenza della Canale Reale, canale di Cillarese e Canale Capece.

Oltre al sistema naturale, Mesagne è costituito da uno sviluppato sistema storico-culturale come l'imponente castello Normanno Svevo, edificato nel 1062.

La struttura economica della città è incentrata sull'agricoltura tradizionale che recluta il maggior numero di addetti. E' un'agricoltura caratterizzata da una gestione aziendale diretta, prevalentemente a conduzione familiare e da un assetto fondiario estremamente parcellizzato (il 37,7% delle aziende agricole non superano l'ettaro, il 62,2% ha una estensione inferiore ai 2 ettari per una superficie media aziendale è di 2,5 ettari).

**Tuturano** era una vasta conca paludosa con canneti, boschi cedui e macchia mediterranea. Quasi al centro di questa conca nasceva il territorio di Tuturano, paese che sta a 45 metri sul livello del mare e lontano da esso appena 9 Km. Tuturano in realtà non è un comune della provincia, bensì una frazione del capoluogo, e da esso dista circa 10 km in direzione sud. Al censimento del 2001, risultava essere popolata da 2956 abitanti.

Fu abitata da albanesi fino al 1480 che la abbandonarono per timore dell'invasione di Turchi.

Il suo monumento più rappresentativo è la chiesetta della Madonna del giardino del 1500.

La sua economia si basa prevalentemente sull'agricoltura con coltivazioni di olivo, carciofi e vigneti.

**Torchiarolo** è un piccolo centro situato all'estremo sud della provincia di Brindisi, al confine con quella di Lecce. Nel territorio comunale sono comprese anche le marine: **Torre San Gennaro, sito prospiciente l'ubicazione di aereogeneratori**, Lido Presepe, La Cipolla, Lendinuso, Fasciuto Canuta. Per quanto concerne il sistema botanico-vegetazionale, il comune comprende la zona umida: Canale Pilella, la zona umida della Quatina e Lendinuso. Diverse sono le masserie presenti nell'agro di Torchiarolo sono la Masseria Pisciani, Batoli e Lo

Muccio. Da un punto di vista archeologico si ricorda la necropoli Valesio, riconosciuta come area di vincolo archeologico.

Di notevole interesse è il Palazzo Baronale. Costruito nel 1698, è costituito da un torrione a pianta quadrata e coronamento, unica testimonianza del suo antico sistema difensivo, sul quale si apre un portale sormontato dall'araldica dei Caracciolo, principi del paese nel 1726.

L'economia di Torchiarolo è legata principalmente all'agricoltura ed all'allevamento. Tra l'Ottocento e il Novecento furono avviate importanti opere di bonifica, che diedero impulso alle colture agricole. Negli ultimi decenni del Novecento ha conosciuto un discreto sviluppo agricolo e artigianale e ha sviluppato il turismo balneare. Dal punto di vista turistico, i dati IPRES evidenziano, nell'anno 2007, un numero di 1.948 presenze ed un numero di strutture ricettive così ripartite: 2 Agriturismi, 1 Bed & Breakfast.

### 3) "DESCRIZIONE DELL'AREA DI DETTAGLIO"

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto eolico off-shore presenta spiccate peculiarità naturalistiche, infatti l'area ricade in un Sito di Interesse Comunitario per la presenza della fanerogama marina *P.oceanica* e il coralligeno.

Il comparto terrestre, interessato dall'installazione dei cavidotti a terra, funge da connettore con i cavi a mare.

La fascia a terra è costituita da importanti zone di elevata valenza naturalistica:

- SIC a terra "Saline e stagni punta della Contessa" e "Bosco di Tramazzone"
- Oasi di protezione speciale "Fiume Grande-Cerano" e "Campo di mare e Lendinuso"
- Riserva naturale regionale "Saline di punta della Contessa".

Il contesto agricolo è costituito da diverse classi colturali con prevalenza a seminativo semplice in aree non irrigue e prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali.

Altre classi di uso del suolo sono presenti nel tratto che comprende il cavidotto a terra, in particolare:

- a) Seminativi semplici in aree non irrigue,
- b) colture orticole in pieno campo, in serra e sotto plastica in aree irrigue,
- c) vigneti,
- d) oliveti

Il sito inoltre, come già descritto precedentemente, è caratterizzato da un imponente comparto industriale in cui è presente l'Enel Federico II di Cerano, oltre che i siti di Enipower ed Edipower.

### Evoluzione Demografica

Guardando alla distribuzione territoriale della popolazione si nota che (Tabella seguente):

- ❖ il Comune con più residenti è naturalmente il capoluogo provinciale, dove si concentra il 22,4% del totale dei residenti (90.222 unità);
- ❖ ci sono solo altri 5 Comuni di “medie” dimensioni, con un numero di residenti fra 20 e 40 mila (Fasano, Francavilla Fontana, Ostuni, Mesagne, e Ceglie M.), dove risiede un altro 38% della popolazione;
- ❖ il resto della popolazione provinciale (meno del 40%) risulta sparpagliato sul territorio e risiede in Comuni di ampiezza demografica piuttosto modesta.

Se si analizzano le dinamiche relative agli ultimi quindici anni ('91-'06) si nota come quasi tutti i Comuni della Provincia abbiano perso residenti, ad eccezione di Francavilla Fontana (+7,3%) e dei Comuni limitrofi (Erchie, Oria e Villa Castelli), come si evince dalla cartina seguente.

COMUNE	2006	2010	Var. 2006 - 2010 (%)
Brindisi	90.439	89.735	-0,8%
Carovigno	15.627	16.138	3,2%
Ceglie Messapica	20.751	20.671	-0,4%
Cellino S. Marco	6.799	6.753	-0,7%
Cisternino	11.986	11.894	-0,8%
Erchie	8.989	9.011	0,2%
Fasano	38.536	38.493	-0,1%
Francavilla Fontana	36.372	36.619	0,7%
Latiano	15.208	15.052	-1,0%
Mesagne	28.117	27.827	-1,0%
Oria	15.419	15.385	-0,2%
Ostuni	32.682	32.453	-0,7%
San Donaci	7.021	7.074	0,7%
San Michele Salentino	6.260	6.390	2,0%
San Pancrazio	10.471	10.367	-1,0%
S. Pietro Vernotico	14.735	14.430	-2,1%
S. Vito dei Normanni	19.817	19.884	0,3%
Torchiarolo	5.069	5.156	1,7%
Torre S. Susanna	10.606	10.584	-0,2%
Vila Castelli	8.882	9.180	3,2%
<b>TOTALE</b>	<b>405792</b>	<b>405106</b>	<b>-0,2%</b>

Per comprendere in maniera globale l'evoluzione del paesaggio, s'intende considerare le modificazioni territoriali nell'area prossima all'ubicazione dell'impianto off-shore e quindi la contrada di Cerano.

Cerano è situata a pochi chilometri da Brindisi. In essa ha sede la centrale Federico II di proprietà dell'ENEL, che copre gran parte del territorio. Si trova a pochi chilometri dalla frazione brindisina di Tutturano.

Un tempo il sito era caratterizzato dalla presenza del lido di Cerano, che accoglieva bagnanti che usufruivano liberamente di questo tratto di costa Brindisina a sud dell'abitato. Nel 1982 è stata costruita quella che è diventata la centrale termoelettrica più grande d'Europa, entrata in funzione nel 1990 con una potenza complessiva di 2640 MW, determinando irrimediabilmente una drastica trasformazione del territorio e dell'ecosistema presente.

L'impianto occupa una superficie di 270 Ha e comprende 4 gruppi elettrogeni alternatori della potenza di 660 MW ciascuno; produce 60 GW di potenza elettrica al giorno è dotata di un camino di 200 m ed è collegata con 4 elettrodotti alla stazione elettrica di Tutturano da cui si snodano le linee elettriche nazionali.

La centrale immette in atmosfera circa 1/3 della CO<sub>2</sub> immessa dall'intera economia nazionale, pari a circa 890 milioni di t/anno di CO<sub>2</sub>.

#### -IMPATTO POTENZIALE

##### - **Fase di cantiere**

Le attività di costruzione dell'impianto eolico produrranno un lieve impatto sulla componente paesaggio, in quanto rappresentano una fase transitoria prima della vera e propria modifica paesaggistica che invece avverrà nella fase successiva, di esercizio.

Per quanto riguarda la componente "visiva" si osserverà un impatto temporaneo, con una fase di passaggio graduale ad una panoramica per la presenza delle torri. Si sottolinea il posizionamento dell'impianto off-shore ne riduce notevolmente l'impatto visivo.

Considerando le tre diverse categorie di paesaggio precedentemente enunciate, durante questa fase non si verificheranno impatti sulla componente "industriale", "naturale" e "rurale".

##### - **Fase di esercizio**

L'impianto in oggetto è costituito da **n 36** aereogeneratori di potenza nominale pari a 3 MW, per una potenza complessiva di 108 MW (ricadenti nel tratto di mare prospiciente la centrale Enel Federico II di Cerano tra Brindisi e Torre San Gennaro-Torchiarolo).

Il sito interessato dall'impianto eolico, è identificato dalle seguenti coordinate, relative alla zona più vicina alla costiera rispetto alle 4 loc. interessate: 40° 35.737'N 18° 22.723'E

I comuni interessati alla valutazione dell'impatto paesaggistico sono: Brindisi, Mesagne, Tutturano e Torchiarolo. Considerando che l'impianto verrà ubicato nel comparto marino è interessante valutare il profilo trasversale tra i suddetti comuni e gli aereogeneratori.

Il comparto terrestre utilizzato per l'installazione dei cavi connettori il comparto marino con il comparto terrestre, si trova in prossimità della zona industriale di Cerano.

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

La **taglia dell'aerogeneratore** previsto per l'impianto in oggetto, allo stato di progettazione preliminare in questione, è quella con potenza 3.000 kW, le cui **caratteristiche principali** sono di seguito riportate:

- ❖ rotore tri-pala a passo variabile, di **diametro di 112 metri**, posto sopravvento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- ❖ gondola (o navicella) in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- ❖ sostegno **tubolare conica rastremata verso la cima**, *di solito composta da 3 sezione*, **avente altezza fino all'asse del rotore di circa 85 m e diametro interno alla base di circa 4,15 m**. I tronchi di torre sono realizzati da lastre in acciaio laminate ovvero saldate per formare una struttura tubolare conica. Il **diametro ad altezza mozzo è pari a circa 2,3 m**.
- ❖ **altezza massima dell'aerogeneratore, nel punto di massima estensione verticale delle pale degli aerogeneratori, pari a 140 m dal livello medio del mare.**

Ogni aerogeneratore è collegato alla stazione elettrica tramite un cavidotto interrato. Nella stessa stazione elettrica potrà essere ubicato il sistema di monitoraggio, comando, misura e supervisione (MCM) dell'impianto eolico che consente di valutare in remoto il funzionamento complessivo e le prestazioni dell'impianto ai fini della sua gestione.

Non sono previste cabine di macchina prefabbricate in quanto le apparecchiature saranno direttamente installate all'interno della torre di sostegno dell'aerogeneratore. Questo comporterà un minore impatto dell'impianto con il paesaggio circostante.

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa circa la disposizione e le dimensioni degli aerogeneratori così come progettati.

	Latitudine	Longitudine	ID Aerogeneratore	Quota piano campagna	Altezza mozzo MAX	Diametr o rotore MAX	Altezza totale macchin a MAX	Quota massima dal piano campagna
				Qpc	Hm	Dr	(*) (m)	(m.s.m)
				(m.s.m)	(m)	(m.s.m)		(**)
wtg 01	760151,952	4502650,595	1	0	84	112	98	98
wtg 02	760734,646	4502771,52	2	0	84	112	98	98
wtg 03	761429,633	4502910,52	3	0	84	112	98	98
wtg 04	760856,516	4502128,603	4	0	84	112	98	98
wtg 05	761449,635	4502098,535	5	0	84	112	98	98
wtg 06	761178,077	4501247,534	6	0	84	112	98	98
wtg 07	761862,066	4501415,534	7	0	84	112	98	98
wtg 08	761598,517	4500684,432	8	0	84	112	98	98
wtg 09	762295,928	4500789,394	9	0	84	112	98	98
wtg 10	761761,414	4499848,911	10	0	84	112	98	98
wtg 11	762370,624	4499906,579	11	0	84	112	98	98
wtg 12	761697,01	4498857,438	12	0	84	112	98	98
wtg 13	762426,625	4499061,595	13	0	84	112	98	98
wtg 14	763120,611	4499181,595	14	0	84	112	98	98
wtg 15	761961,847	4497977,102	15	0	84	112	98	98
wtg 16	762575,624	4498205,611	16	0	84	112	98	98
wtg 17	763277,858	4498341,305	17	0	84	112	98	98
wtg 18	761925,639	4497171,629	18	0	84	112	98	98
wtg 19	762654,554	4497359,711	19	0	84	112	98	98
wtg 20	763340,612	4497480,627	20	0	84	112	98	98
wtg 21	763981,599	4497702,625	21	0	84	112	98	98
wtg 22	763002,746	4495878,91	22	0	84	112	98	98
wtg 23	763997,278	4495883,207	23	0	84	112	98	98
wtg 24	764667,591	4495945,66	24	0	84	112	98	98
wtg 25	765308,579	4496167,657	25	0	84	112	98	98
wtg 26	765992,566	4496316,656	26	0	84	112	98	98
wtg 27	764133,813	4494903,587	27	0	84	112	98	98
wtg 28	764777,592	4495076,676	28	0	84	112	98	98
wtg 29	765465,578	4495250,675	29	0	84	112	98	98
wtg 30	766142,565	4495443,673	30	0	84	112	98	98
wtg 31	764118,16	4493995,222	31	0	84	112	98	98
wtg 32	764708,305	4494153,884	32	0	84	112	98	98
wtg 33	765560,579	4494404,691	33	0	84	112	98	98
wtg 34	766232,566	4494563,69	34	0	84	112	98	98
wtg 35	765348,055	4493237,666	35	0	84	112	98	98
wtg 36	766043,045	4493412,665	36	0	84	112	98	98

Tabella 1: Caratteristiche e posizione degli aerogeneratori

Per calcolare il **Valore del Paesaggio VP**, si sono attribuiti i seguenti valori ai su citati Indici (come paesaggio di riferimento è stata considerata una variabilità dipendente dalla posizione del bersaglio rispetto alla ubicazione dell'impianto, pertanto il coefficiente è stato differenziato):

PUNTI BERSAGLIO	Indice di Naturalità N	Indice di Qualità Q	Indice vincolistico V	Valore del paesaggio VP
Centro abitato di Brindisi	2	2	0,5	4,5
Centro abitato di Mesagne	2	2	0,5	4,5
Centro abitato di Tutturano	2	2	0,5	4,5
Cerano	1	1	0,5	2,5
Lido Torre San Gennaro	2	2	0,5	4,5
SP 87	2	2	0,5	4,5
S.S. 613	2	2	0,5	4,5

Per quanto riguarda, invece, **l'analisi della visibilità** sono stati esaminati i punti di vista sensibili e ricavati i fotoinserti, oltre che l'analisi della intevisibilità, allo scopo di determinare la reale percezione da terra dell'impianto in maniera da definire i punti caratteristici di osservazione (punti bersaglio).

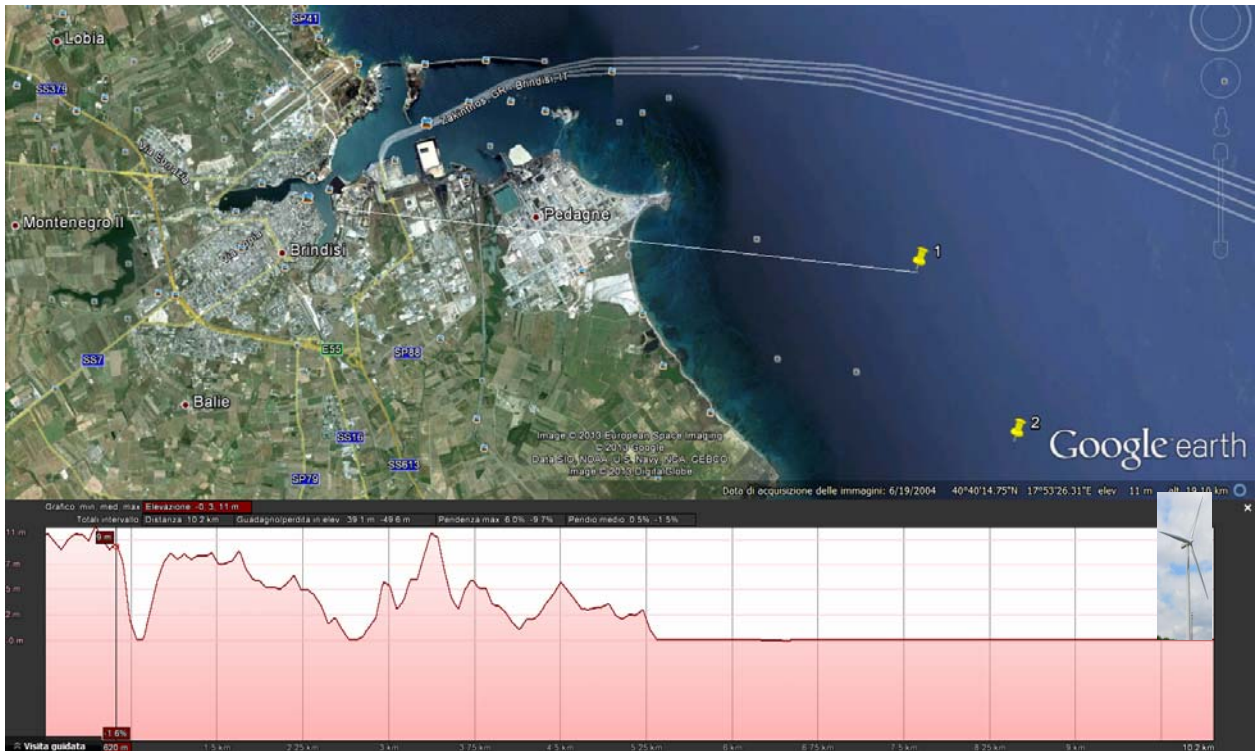
Sono stati individuati i seguenti punti e/o strade rappresentativi dei potenziali siti panoramici, ubicati rispettivamente nel territorio urbano di Brindisi, Mesagne, Tutturano e Torre San Gennaro (Torchiarolo), a diverse distanze dal parco (cfr. tabella seguente).

PUNTI BERSAGLIO	Distanza (m)	Quota (m s.l.m.)	Abitanti
Centro abitato di Brindisi	7510	7	89735
Centro abitato di Mesagne	23000	73	27827
Centro abitato di Tutturano	13900	44	2956
Cerano	5800	6	-
Lido Torre San Gennaro	4360	7	-
SP 87	6400	15	-
S.S. 613	9800	16	-

Tabella 2: *Punti bersaglio*

Nelle immagini seguenti sono riportati i profili altimetrici dai punti bersaglio al sito del parco eolico in oggetto.

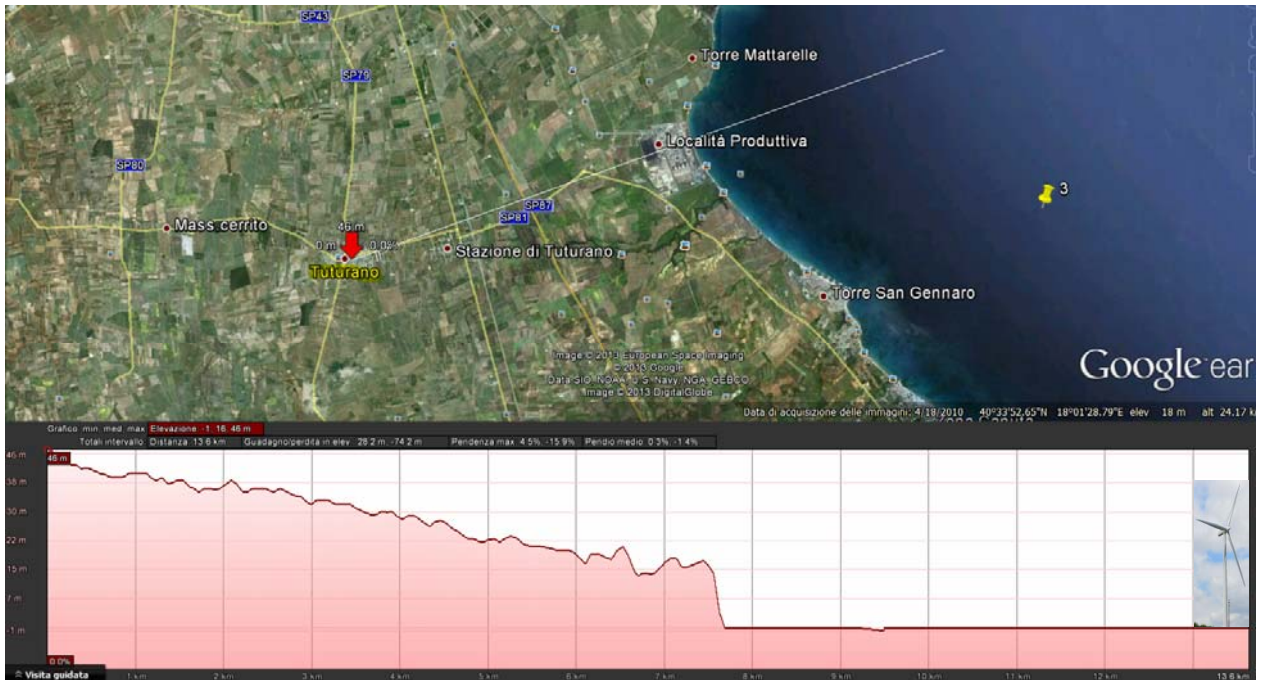




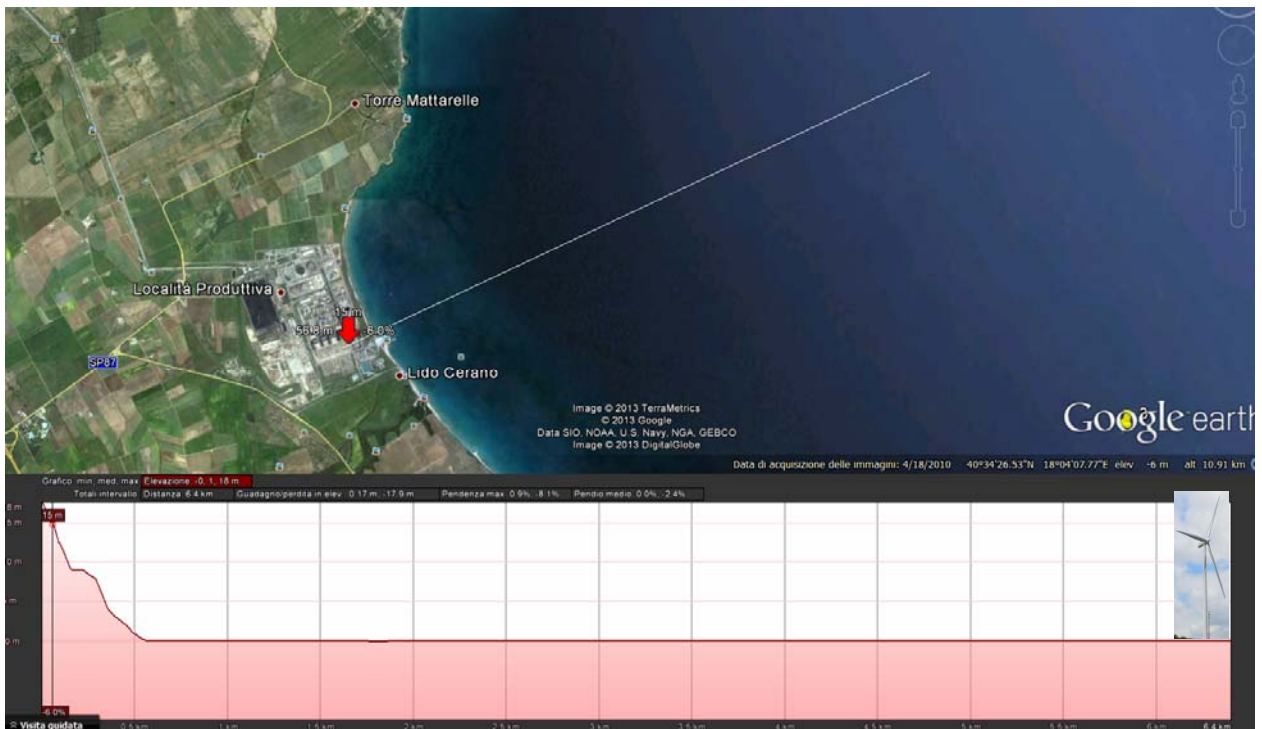
**Profilo altimetrico con vista da Brindisi**



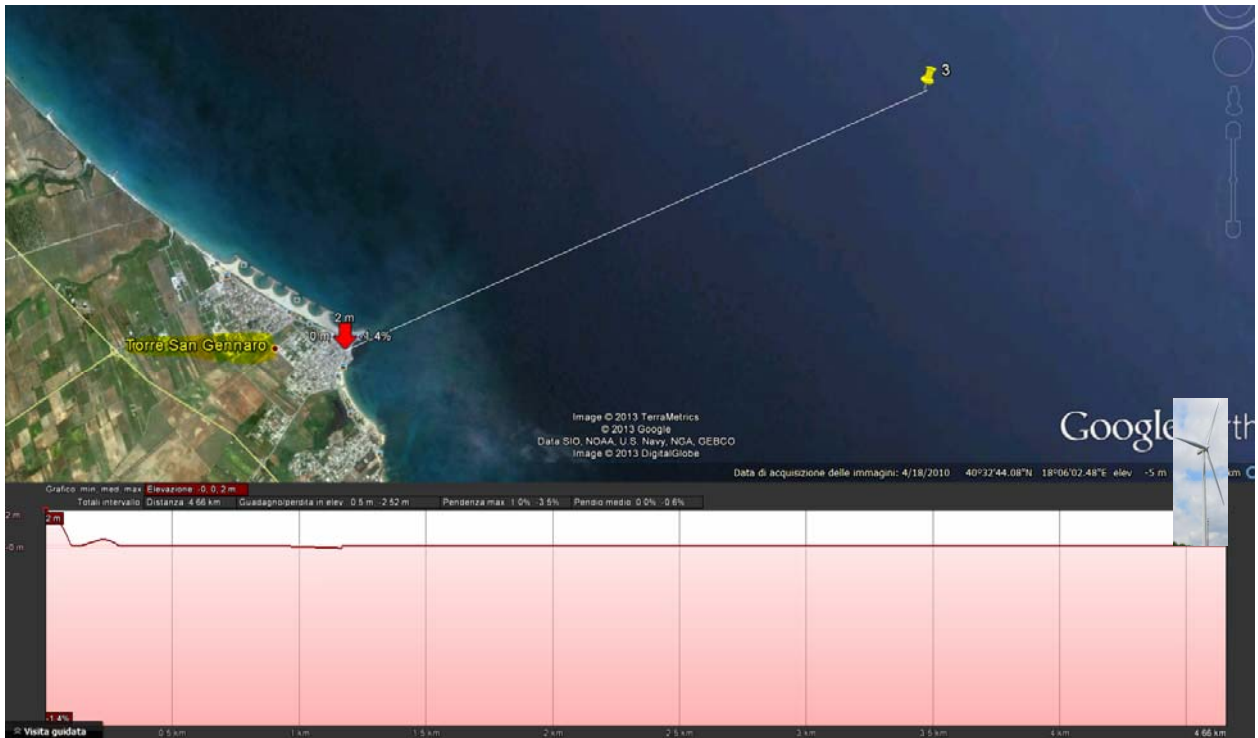
**Profilo altimetrico con vista da Mesagne**



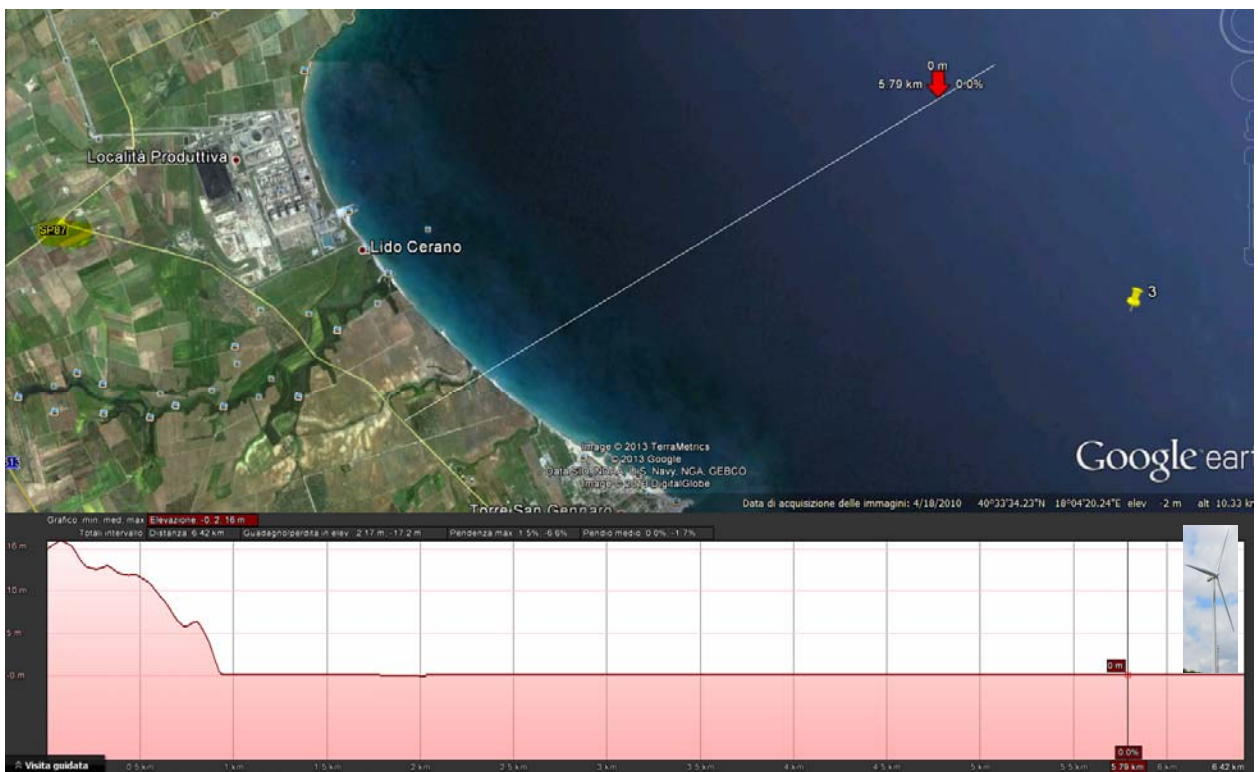
**Profilo altimetrico con vista da TUTORANO**



**Profilo altimetrico con vista da CERANO**



**Profilo altimetrico con vista da Torre San Gennaro**



**Profilo altimetrico con vista da SP87**



### Profilo altimetrico con vista da SS613

La tabella seguente riporta i punti bersaglio definiti, unitamente alla indicazione dell'indice di panoramicità P attribuito sulla base dei valori precedentemente indicati e dell'indice di fruibilità F attribuito in base alla densità di popolazione dei centri abitati e alla struttura delle vie di comunicazione ad ai volumi di traffico per le strade.

In particolare, per la definizione dell'indice di panoramicità è stata considerata la altitudine del sito bersaglio rispetto alla quota media di interesse dell'intervento (che coincide con la quota media del livello del mare), unitamente alla posizione di predominanza o meno dell'osservatore rispetto alla posizione del parco; tutti i punti bersaglio sono situati a quote differenti come si evince di seguito ma a vantaggio di sicurezza il coefficiente di panoramicità comunque è pari ad 1).

	PUNTI BERSAGLIO	INDICE P	INDICE F
1	Centro abitato di Brindisi	1	0,45
2	Centro abitato di Mesagne	1	0,36
3	Centro abitato di Tuterano	1	0,25
4	Cerano	1	0,10
5	Lido Torre San Gennaro	1	0,13
6	SP 87	1	0,15
7	S.S. 613	1	0,28

Per quanto riguarda l'indice di affollamento, la percentuale di turbine visibili da ogni singolo punto bersaglio è stata ricavata attraverso l'interpretazione fornita dai fotoinserimenti e dalle mappe di intervisibilità di seguito riportate.

In particolare, di seguito è riportata la carta della intervisibilità ed un rendering fotografico dalla zona di costa (cfr. figure seguenti).

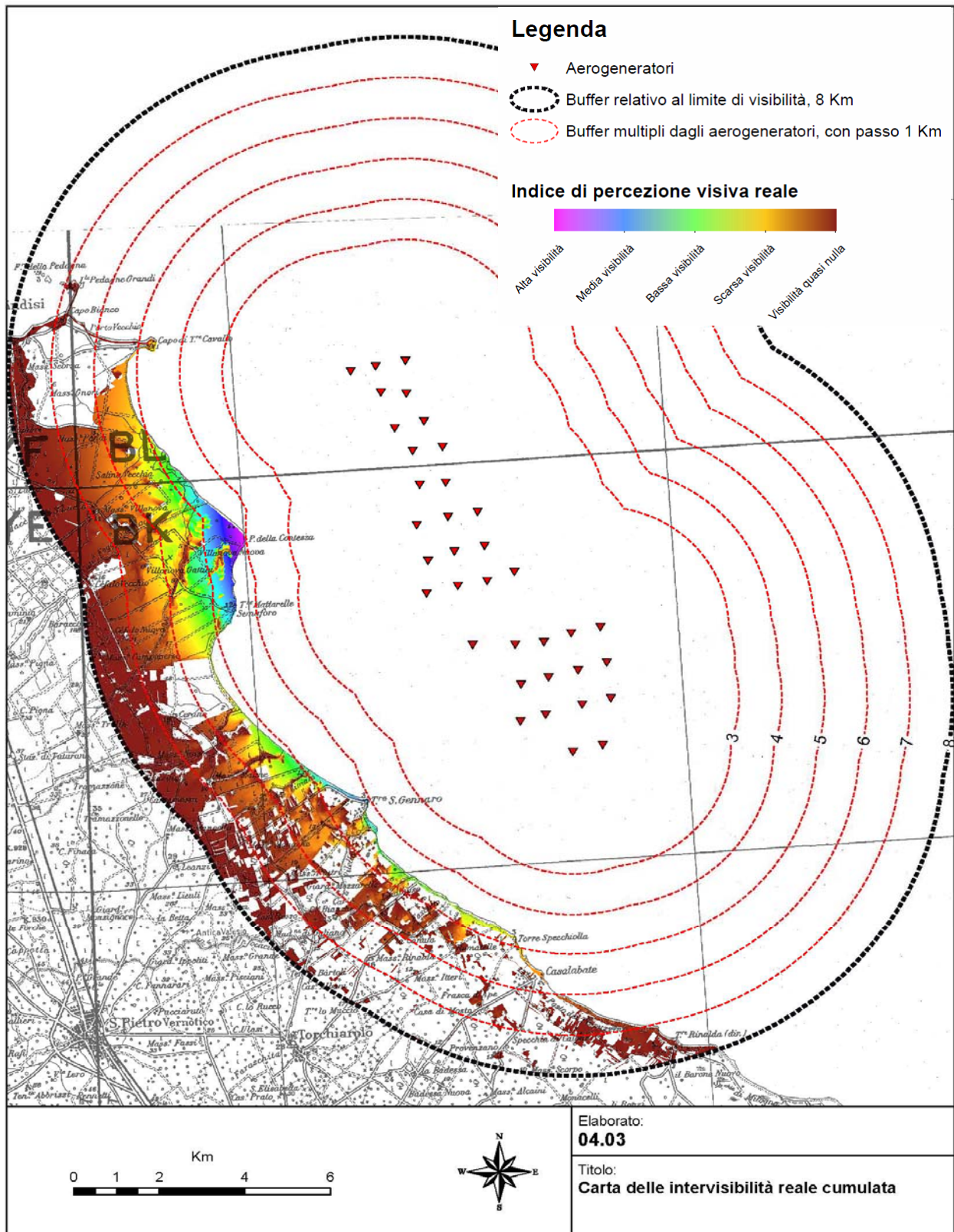
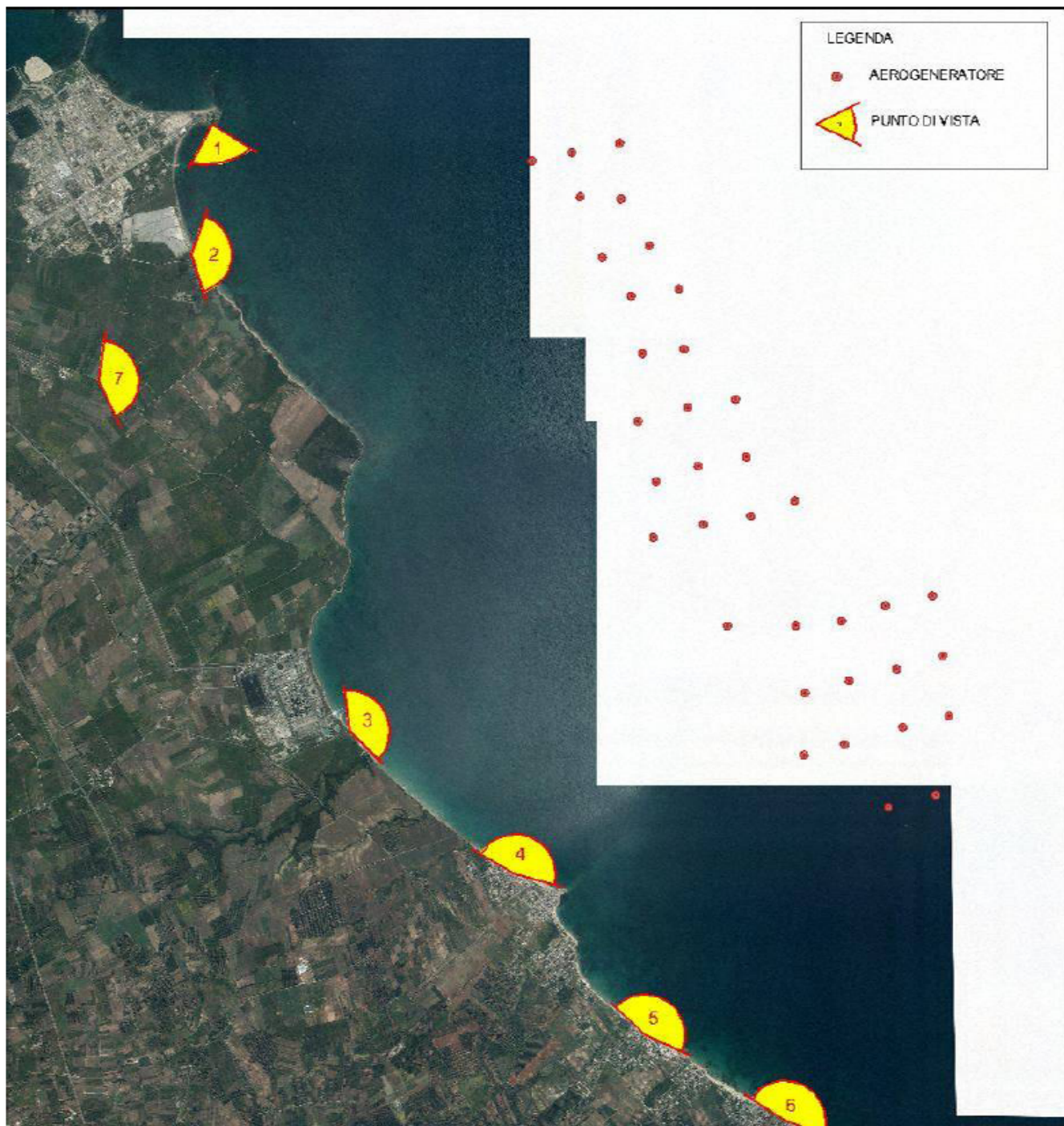


Figura 12: Carta della intervisibilità reale cumulata



NUMERO VISTA	COORDINATE PUNTI DI VISTA		LOCALITA'
	E UTM	N UTM	
1	755513	4503230	Capo di Torre Cavallo
2	755189	4501289	Salina Vecchia
3	757487	4494339	Centrale ENEL Cerano
4	759909	4492258	Torre S. Gennaro
5	761800	4489915	Lendinuso
6	763845	4488658	Torre Specchiolla
7	753833	4499452	SP n. 88 c/o mass. Villanova

Figura 13: Planimetria con l'indicazione dei punti di vista



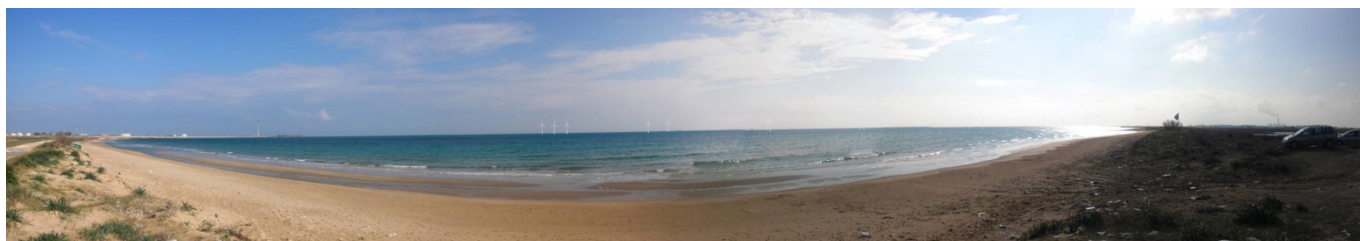
Vista 1 da Capo di Torre Cavallo (*ante operam*)



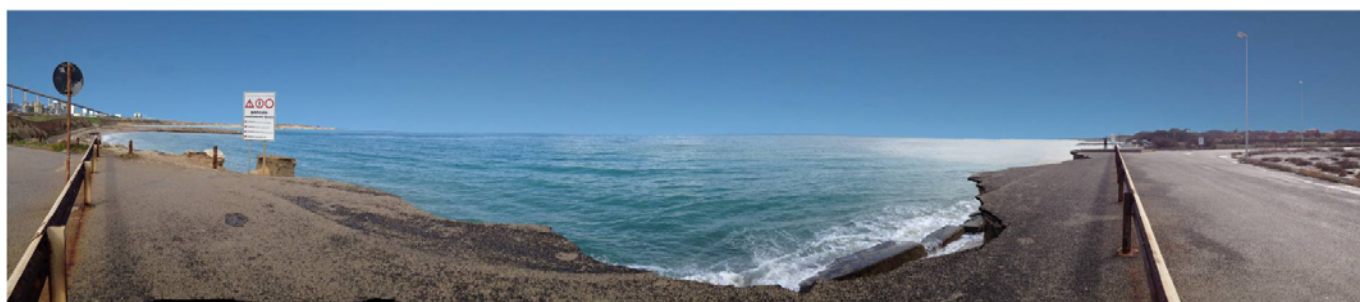
Vista 1 da Capo di Torre Cavallo (*post operam*)



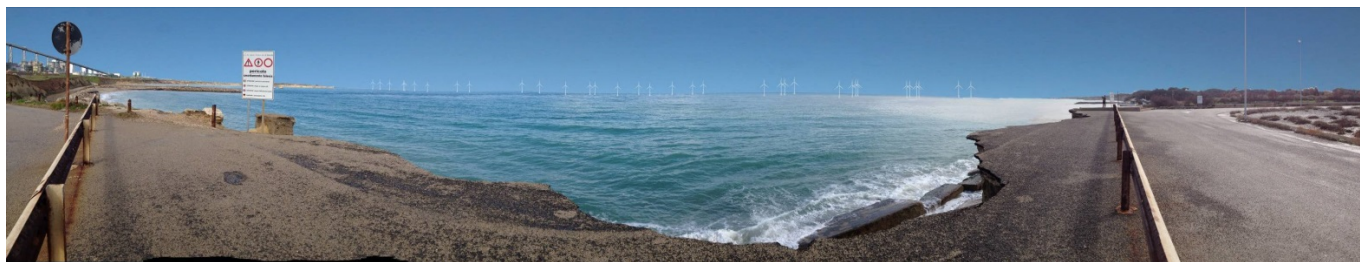
Vista 2 da Salina Vecchia (*ante operam*)



Vista 2 da Salina Vecchia (*post operam*)



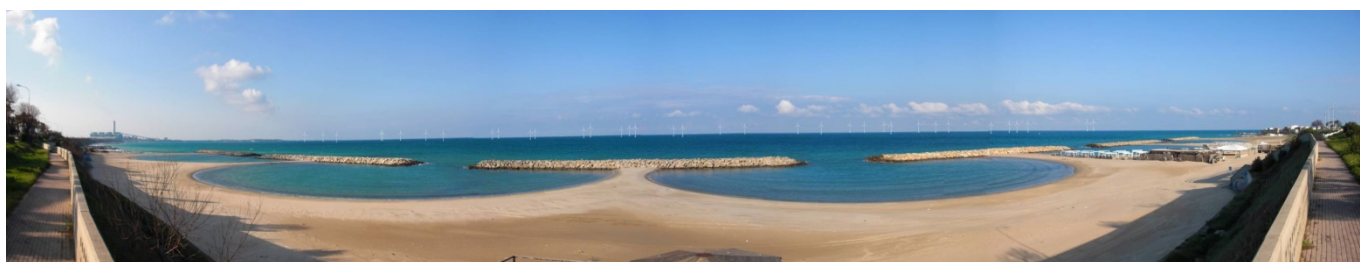
Vista 3 dalla Centrale Enel Cerano (*ante operam*)



Vista 3 dalla Centrale Enel Cerano (*post operam*)



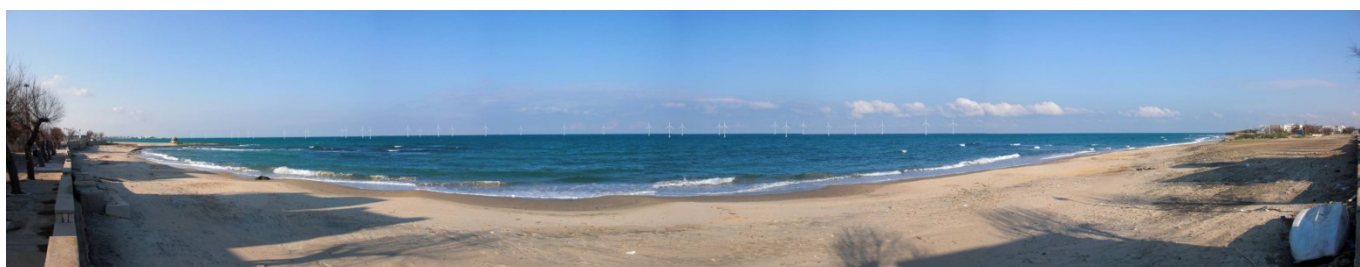
Vista 4 da Torre S. Gennaro (*ante operam*)



Vista 4 da Torre S. Gennaro (*post operam*)

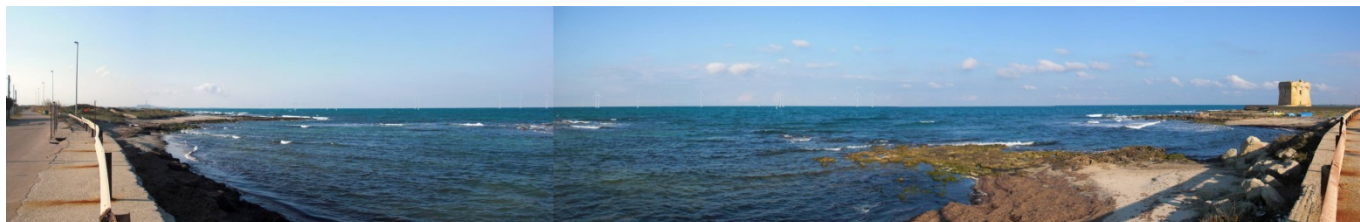
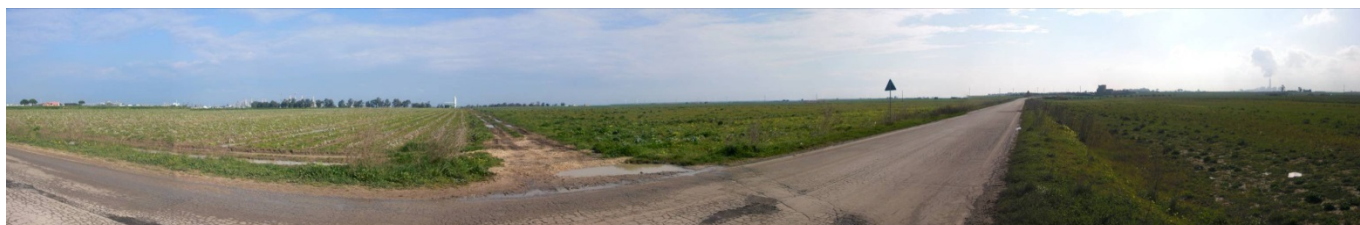


Vista 5 da Lendinuso (*ante operam*)



Vista 5 da Lendinuso (*post operam*)



Vista 6 da Specchiolla (*ante operam*)Vista 6 da Specchiolla (*post operam*)Vista 7 da SP n. 88 c/o Mass. Villanova (*ante operam*)Vista 7 da SP n. 88 c/o Mass. Villanova (*post operam*)

Dalle analisi desumibili dalla carta della intervisibilità e dalla vista dei foto inserimenti, si evince come la visuale dagli osservatori situati a nord al centro ed a sud rispetto al parco cambia leggermente, così come si nota l'effetto della distanza che tende a ridurre l'altezza dell'oggetto percepito.

La maggiore visibilità del parco si avrebbe dalla posizione di Punta della Contessa (ovviamente anche perché il punto più vicino in linea d'aria), dalla quale si avrebbe una percezione medio alta. Tuttavia, tale postazione non è stata inserita tra i punti bersaglio in quanto non è un punto facilmente raggiungibile, quindi di scarsa fruizione.

Per quanto riguarda gli osservatori in movimento che percorrono la SP87 oppure la SS613 sono state considerate, a vantaggio di sicurezza le minime distanze, che coincidono in questo caso anche con la massima visibilità del parco eolico in quanto

ci si trova in posizione perpendicolare rispetto alla estensione longitudinale degli aerogeneratori (quindi se ne percepirebbe il numero maggiore).

Sulla base delle considerazioni precedenti, l'indice di bersaglio B ottenuto è riportato nella tabella seguente.

PUNTI BERSAGLIO	Distanza (m)	HT (m)	Altezza percepita H (m)	Indice affollamento (IAF)	Indice di bersaglio B
Centro abitato di Brindisi	7510	140	2,61	0,35	0,91
Centro abitato di Mesagne	23000	140	0,85	0,2	0,17
Centro abitato di Tutturano	13900	140	1,41	0,3	0,42
Cerano	5800	140	3,38	0,4	1,35
Lido Torre San Gennaro	4360	140	4,50	0,45	2,02
SP 87	6400	140	3,06	0,38	1,16
S.S. 613	9800	140	2,00	0,3	0,60

Nota il valore dell'indice di bersaglio B, è stato possibile ricavare l'impatto sul paesaggio, come indicato nella tabella seguente.

PUNTI BERSAGLIO	Valore del paesaggio VP	Visibilità dell'impianto VI	Impatto sul paesaggio IP
Centro abitato di Brindisi	4,5	1,36	6,14
Centro abitato di Mesagne	4,5	0,53	2,39
Centro abitato di Tutturano	4,5	0,67	3,03
Cerano	2,5	1,45	3,63
Lido Torre San Gennaro	4,5	2,15	9,69
SP 87	4,5	1,31	5,91
S.S. 613	4,5	0,88	3,96

Dai risultati ottenuti si può osservare che le zone più perturbate dalla presenza dell'impianto sono il **Lido San Giovanni** che presenta un **impatto medio-alto**, il centro abitato di **Brindisi**, con **impatto medio** e la **SP87**, anch'essa con **impatto medio**, anche se di entità minore.

Dagli altri punti di osservazione l'impatto può considerarsi medio basso per effetto della combinazione della distanza, unitamente agli altri parametri che hanno contribuito alla valutazione.

Per esempio, la percezione del parco eolico dalla centrale di Cerano, è risultata di impatto medio basso, nonostante la distanza notevolmente inferiore rispetto ad altri osservatori, per effetto della "sensazione" che si avrebbe nel percepire l'effetto visivo del parco eolico, generatore di energia elettrica pulita, da uno dei siti parimenti di energia elettrica, ma con ricadute notevoli sull'ambiente.

Per quanto riguarda il punto bersaglio Lido San Giovanni, occorre osservare che l'impatto visivo è dovuto al fatto che l'osservatore è posto a distanza ridotta dalle

macchine rispetto agli altri punti bersaglio; pertanto in questo caso si tratta di "accettare" la vista degli aerogeneratori, seppur di percezione ridotta.

Tuttavia, c'è da considerare innanzitutto che tale località è frequentata solamente nel periodo estivo ed è situata, comunque, su un tratto di litorale poco utilizzato per scopi turistici per effetto della vicinanza della centrale di Cerano, con tutte le conseguenze sui terreni limitrofi e stante anche i continui divieti di balneazione emessi dalle autorità comunali di Brindisi a causa di sostanze inquinanti pervenute in mare.

Di conseguenza, **l'impatto reale da tale località** può essere ulteriormente smorzato per effetto delle considerazioni precedenti, giungendo perlomeno ad un **valore medio**.

Per il valore del bersaglio Brindisi, bisogna considerare la circostanza che l'indice di panoramicità assegnato in funzione del numero di abitanti può considerarsi certamente sovrastimato.

Infatti, considerata l'estensione pianeggiante del centro abitato e l'assenza di punti panoramici o luoghi/monumenti di un certo interesse fruibili in altezza, la reale percezione degli aerogeneratori si verificherebbe "solamente" per gli abitanti degli edifici lungo il fronte mare esposti verso l'impianto (per la precisione lungo il fronte mare l'abitato è "protetto" dalla presenza del polo industriale e dall'area portuale, quindi la vista dagli edifici sarebbe ulteriormente mitigata). Per questo motivo il corretto indice di panoramicità andrebbe stimato non in funzione solamente del numero di abitanti ma di quegli abitanti effettivamente da considerarsi potenziali osservatori; viste le difficoltà di una siffatta valutazione, l'indice è stato stimato in funzione della popolazione residente.

Per questo motivo, **l'impatto visivo** dalla **città di Brindisi** potrebbe considerarsi di tipo **medio-basso**.

Altri aspetti che dovrebbero essere considerati, per una valutazione ancora più precisa dell'indice di impatto sul paesaggio, sono quelli di *schermatura* e *mitigazione*.

La *schermatura* è un intervento di modifica o di realizzazione di un oggetto, artificiale o naturale, che consente di nascondere per intero la causa dello squilibrio visivo. Le caratteristiche fondamentali dello schermo, sono l'opacità e la capacità di nascondere per intero la causa dello squilibrio. In tal senso, un filare di alberi formato da una specie arborea con chiome molto rade, non costituisce di fatto uno schermo. Allo stesso modo, l'integrazione di una macchia arborea con alberatura la cui quota media in età adulta non è sufficiente a coprire l'oggetto che disturba, non può essere considerata a priori un intervento di schermatura.

Per *mitigazione* si intendono gli interventi che portano ad un miglioramento delle condizioni visive, senza però escludere completamente dalla vista la causa del disturbo. Si tratta in sostanza di attenuare l'impatto e di rendere meno riconoscibili i tratti di ciò che provoca lo squilibrio. Un intervento tipico di mitigazione è quello di adeguamento cromatico che tenta di avvicinare i colori dell'oggetto disturbante con quelli presenti nel contesto, cercando in questo modo di limitare il più possibile l'impatto.



seguito). Con riferimento alla situazione sopra considerata, se lo sviluppo longitudinale del parco è di 2500 metri (8 turbine poste ad una distanza media di 312 metri, pari a 6 volte un diametro rotorico di 52 metri), una barriera posta alla distanza massima di 50 metri dall'osservatore, dovrebbe essere lunga almeno 62,5 metri.

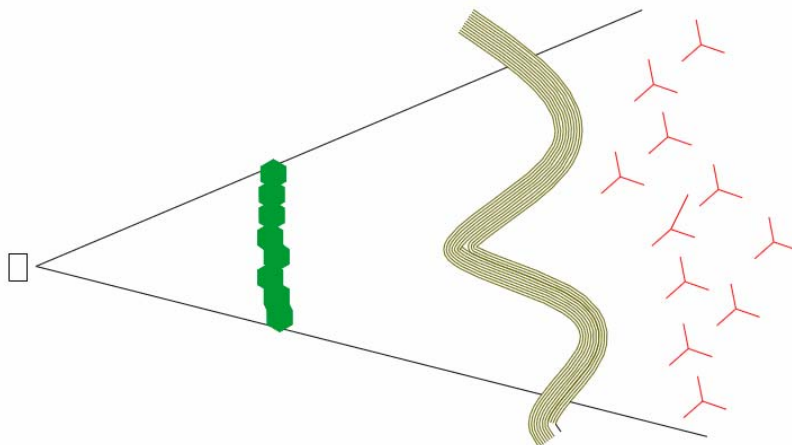


Figura 15 Schermatura in pianta di una turbina eolica

Fra i possibili interventi di mitigazione visiva applicabili ad un impianto eolico, la variazione cromatica delle macchine è senz'altro quello più utilizzato. Diversamente dall'inserimento delle barriere visive, la variazione cromatica non lavora sul contesto bensì direttamente sull'oggetto che crea disturbo. Gli interventi di variazione cromatica possono essere influenzati da una componente fortemente soggettiva. La scelta dei colori infatti avviene tramite una selezione tra quelli presenti nel contesto, con particolare riferimento a quelli tipici del posto.

Nel caso in esame, per quanto riguarda l'effetto schermatura si possono fare le seguenti considerazioni.

Percorrendo per esempio la SS613, l'osservatore troverà già un effetto schermatura, come si può evincere dalle immagini seguenti.

Tralasciando le specie arboree di una certa altezza, presenti sporadicamente lungo il percorso, l'osservatore sul piano stradale troverà lungo il versante esposto verso l'impianto, e per lunghi tratti di percorso, una schermatura naturale costituita da alberi di ulivo di 3-4 m di altezza distanti circa 5-10 m dal viaggiatore (cfr. immagine seguente).



Figura 16 Vista dalla SS613 verso il parco eolico

Tale barriera, come visibile nella immagine seguente, costituisce di fatto una efficace schermatura naturale nei confronti degli aerogeneratori per gli osservatori in movimento costituiti dagli automobilisti e dai passeggeri (da tale discorso si deve ovviamente escludere la vista dai cavalcavia presenti lungo l'autostrada, percorsi quasi esclusivamente e sporadicamente da mezzi agricoli).

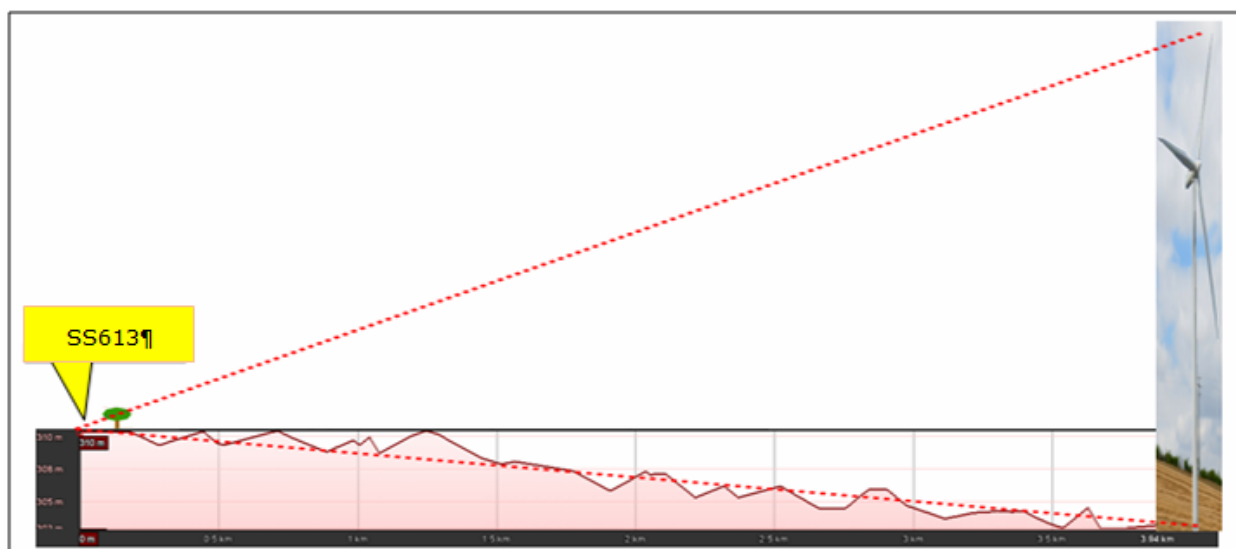


Figura 17 Effetto della schermatura

Tale effetto, anche se meno probabile vista la maggiore vicinanza con il mare, si potrebbe verificare anche percorrendo la SP87, come si evince dalla immagine seguente.



Figura 18: Vista dalla SP87 verso il parco eolico

Stesso risultato si è ottenuto dall'inserimento fotografico effettuato simulando la vista dalla SP88 (che si interseca con la SP87), presso la masseria Villanova (cfr. vista n. 7 riportata in precedenza), dalla quale la orografia del suolo, unitamente alla vegetazione presente, sono tali da schermare la vista dell'impianto.

Considerata la dettagliata valutazione paesaggistica e visiva effettuata in precedenza, unitamente alla presenza degli effetti della schermatura naturale esistente e di mitigazione cromatica che verrà operata sulla colorazione degli aerogeneratori, si può affermare che **l'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico oggetto della presente relazione è da considerarsi Medio, Medio-Basso.**

**Per concludere, non è previsto un impatto sul paesaggio di tipo irreversibile considerando la distanza dell'impianto dai punti bersaglio, i risultati ottenuti e la realizzazione di un innovativo impianto off-shore, che non andrà ad alterare il paesaggio "terrestre", che al contrario possa produrre energia pulita in "contrasto" alle centrali esistenti alimentate da fonti fossili.**

Alla luce dei risultati ottenuti con lo specifico Studio di inserimento paesaggistico (di cui quello visivo è una sottocomponente), si può, quindi, concludere che l'impatto sulla componente in esame sarà di lieve intensità anche se di lunga durata.

### **- Fase di dismissione**

La fase di dismissione è assimilabile alla fase di costruzione dell'impianto; tutte le lavorazioni e le attività connesse creeranno una momentanea alterazione al paesaggio, producendo un impatto lieve e di breve durata, in considerazione del fatto che la percezione paesaggistica tornerà quella esistente allo stato attuale, una volta smontate tutte le turbine.

### -MISURE DI MITIGAZIONE

Le principali misure di mitigazione adottate al fine di limitare l'impatto visivo sul paesaggio sono elencate di seguito:

- ☺ scelta dell'ubicazione del parco eolico in un sito già compresso dalla presenza di altre centrali elettriche, alimentate da fonti tradizionali;
- ☺ accurato studio della disposizione delle torri in modo da evitare "l'effetto selva" ed armonizzarsi con l'andamento della costa, compatibilmente con tutte le altre componenti analizzate;
- ☺ colorazione degli aerogeneratori con gradazione cromatica selezionata in maniera tale da mitigare al massimo l'impatto visivo, considerata l'ubicazione marina che determina uno sfondo cromatico abbastanza uniforme.



## 4.7 AMBIENTE ANTROPICO

- STATO DI FATTO

### Assetto Demografico

Le caratteristiche ed i comportamenti della popolazione e dei soggetti economici (famiglie, sistema produttivo) legati al territorio incidono sulla determinazione delle pressioni sull'ambiente regionale (inquinamento, consumo, degrado delle risorse naturali). Per approfondire il quadro socio-economico sono stati analizzati i dati forniti dal censimento elaborato da fonti ISTAT.

La superficie della provincia di Brindisi è pari a 1.840 Km<sup>2</sup> (circa il 9,5% della superficie della Puglia, e lo 0,61% della superficie italiana) ed ospita una popolazione di 403.786 abitanti, il 9,9% della popolazione regionale (dati aggiornati al 31/12/2011).

Nella tabella seguente si riporta la superficie provinciale e la popolazione residente al 31 dicembre 2011 in ciascuna provincia, nonché le variazioni assolute e percentuali della popolazione rispetto all'anno precedente.

La provincia meno popolosa tra quelle pugliesi è la BAT, seguita da Brindisi (400.504 unità per una percentuale del 9,9 %); in particolare il dato demografico è circa un quarto di quello della provincia di Bari che a sua volta è la più popolosa con quasi il 40% del totale (1.246.742 unità pari al 31 % del totale regionale).

In termini di superficie la provincia di Brindisi è in seconda posizione a livello provinciale (1.840 Km<sup>2</sup> pari al 9,5 % dell'intero territorio regionale), pari a circa un quarto della provincia di Foggia che a sua volta è la più estesa (7.192 Km<sup>2</sup> pari al 37,2%).

Si precisa che, anche se l'Area Vasta Brindisina non comprende il Comune di Cisternino, nelle indagini compiute si è tenuto conto dei dati dello stesso comune, sia per il peso poco rilevante ai fini dell'analisi sia per rendere confrontabili dati provinciali non disaggregabili per Comune.

L'importanza attribuita alla popolazione, ai principali indicatori demografici e quindi alle proiezioni è da porre in relazione alla funzione propria della pianificazione strategica: immaginare le possibilità di sviluppo del territorio, tenendo conto delle risorse esistenti e disponibili.

Al primo gennaio 2007, secondo dati ISTAT, la popolazione totale della provincia era pari a 402.831 abitanti (poco meno del 10% del totale regionale).

Alla stessa data i nuclei familiari erano 147.683, oltre a 135 convivenze, con una dimensione media di 2,72 componenti, di poco inferiore al dato regionale (2,74) ma leggermente superiore a quello nazionale (2,69).

Gli stranieri residenti risultano 4.180 (poco più dell'1%) con prevalenza di donne (2.132 su 2.048).

I centri più popolosi sono il comune capoluogo, che da solo rappresenta circa il 22% della popolazione complessiva dell'area provinciale, e i comuni di Fasano, Francavilla Fontana e Ostuni, con una popolazione superiore ai 30.000 abitanti che, insieme a Brindisi, rappresenta il 49% della popolazione complessiva dell'area.

Rispetto ai dati del 1991, **nell'area si riscontra una riduzione della popolazione** (che si perpetua nelle proiezioni del prossimo quinquennio), complessivamente pari al 2,07%, che **evidenzia un trend inverso rispetto a quello regionale**, caratterizzato per lo stesso periodo da una **crescita, sia pure limitata dello 0,94%**, come si può evincere dalla tabella surriportata.

La distribuzione della popolazione per classi di età sottolinea una sostanziale omogeneità rispetto ai corrispettivi valori regionali.

### Assetto Igienico Sanitario

Al fine di preservare la qualità ambientale e di conseguenza l'uomo, la **provincia di Brindisi** (così come Taranto, Bari e Manfredonia) è stata riconosciuta come **SIN (Sito di interesse nazionale)** dalla Legge 426/98 e successivamente perimetrato con Decreto di ministero dell'Ambiente del 10 Gennaio 2000, in attuazione dell'articolo 1, comma 4, della predetta Legge.

### Assetto Territoriale

La provincia di Brindisi presenta notevole polarizzazione nel capoluogo, storicamente originata dal suo ruolo di terminale terrestre dei traffici marittimi verso i Balcani, la Grecia e l'Oriente e successivamente confermata dagli insediamenti industriali e dalla previsione di una intensificazione dei rapporti con la Grecia, dopo il suo ingresso nella EU. La provincia, e la città di Brindisi in particolare, ha le caratteristiche di una tipica terra di frontiera, una zona che ha sempre svolto un compito di cerniera tra la Puglia del nord latina e quella meridionale salentina grecanica.

Dal punto di vista infrastrutturale Brindisi è ben attrezzata: è attraversata dal corridoio intermodale adriatico, dispone dell'aeroporto nazionale di Brindisi-Casale, è servita da un porto che garantisce collegamenti con i principali porti mediterranei.

### - La posizione e le caratteristiche geografiche

La provincia di Brindisi è situata nella Puglia orientale, (nell' Italia del sud) sulla dorsale Adriatica Sud-Orientale e dista circa 950 Km da Milano, 550 Km da Roma, 90 miglia marine dalla costa albanese, 110 miglia marine dalla costa greca (Isola di Corfù). Si estende, a nord, fino alle murge baresi e tarantine e termina a sud con la piana messapica.

La superficie provinciale è pari a 1.840 Km<sup>2</sup> (circa il 9,5% della superficie della Puglia, e lo 0,61% della superficie italiana) ed ospita una popolazione di 403.786 abitanti. La parte occidentale della provincia è caratterizzata da colline, ma la maggior parte della provincia è in pianura, specialmente il sud e il litorale.

## - Il Porto

Brindisi gode di un magnifico porto naturale, che grazie alla sua conformazione e alla posizione geografica (latitudine 40°39'00" nord, longitudine 17°58'00" est), è stato da sempre classificato come il più sicuro del basso Adriatico italiano. L'esclusiva e ramificata morfologia del porto naturale di Brindisi (a forma di testa di cervo) è il risultato dell'erosione operata dalla foce dei corsi d'acqua, oggi canale Cillarese che confluisce nel seno di ponente, e canale Palmarini-Patri a levante, che hanno formato una valle fluviale in cui si è insinuato il mare.

Sorge in una vasta insenatura a forma d'imbuto che si incunea nella costa.

Corograficamente è suddiviso in tre bacini:

- ❖ **porto esterno**, della superficie di 3.000.000 mq, limitato a Sud dalla terraferma, a est dalle isole Pedagne, a ovest dall'isola Sant'Andrea e dalla parte esterna del molo di Costa Morena, e a nord dalla diga di Punta Riso;
- ❖ **porto medio**, della superficie di 1.200.000 mq, si sviluppa nello specchio d'acqua racchiuso a nord dalla diga di Bocche di Puglia, che ne forma il relativo bacino, a ponente dal canale d'accesso al porto interno, detto Canale Pigonati, a sud dalla parte meridionale del Molo di Costa Morena;
- ❖ **porto interno**, della superficie di 727.000 mq, è formato da due diramazioni detti:
  - a) "**Seno di Ponente**", adibito, ancora in parte a porto militare, lungo circa 1,5 km;
  - b) "**Seno di Levante**", con funzioni a porto commerciale, lungo circa 1 km. Entrambi, larghi circa 200 metri, abbracciano a nord e a est la città "vecchia" di Brindisi.

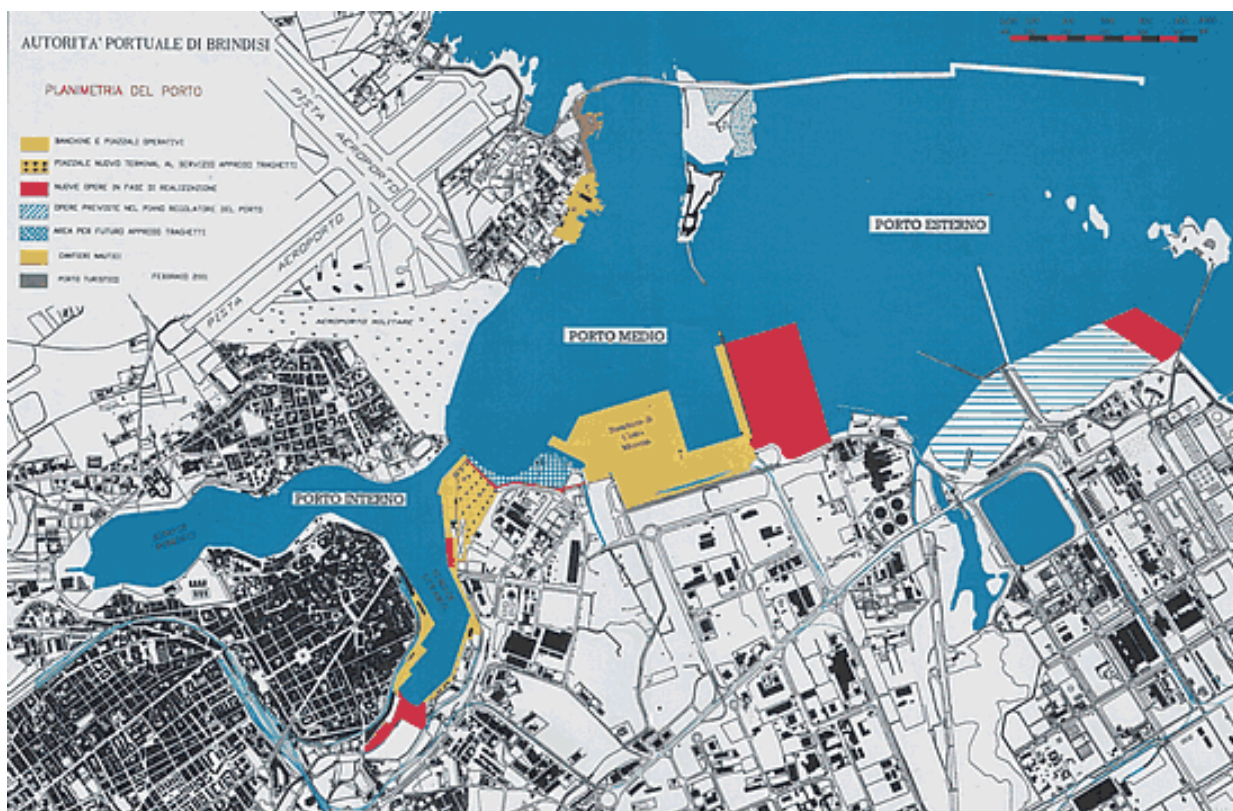


Figura 19: *Pianta del Porto di Brindisi*

Il centro abitato, infatti, si è sviluppato ed esteso negli anni solo verso l'interno, considerate le servitù militari ed industriali che occupano molte aree delle zone portuali, limitandone lo sviluppo civile.

L'esclusiva e ramificata morfologia del porto naturale di Brindisi è il risultato dell'erosione operata dalla foce dei corsi d'acqua, oggi canale Cillarese che confluisce nel seno di ponente, e canale Palmarini-Patri a levante, che hanno formato una valle fluviale in cui si è insinuato il mare. In passato vi era anche una terza diramazione del porto interno, un canale chiamato la Mena localizzabile sull'attuale Corso Garibaldi, che fu coperto nel XVIII secolo. L'ansa portuale così formata nei secoli è stata in parte modificata nel suo aspetto originale dell'azione dell'uomo che nel tempo ha operato creando colmate, dighe e banchine. Anche nel porto esterno confluivano, sulla costa a sud, altri due grossi canali, denominati nel medioevo Delta e Luciana, conosciuti poi come Fiume Grande e Fiume Piccolo, oggi in parte ancora visibili a ridosso della zona industriale.

### Assetto Economico

#### **Sistemi produttivi:**

##### - Agricoltura

L'agricoltura brindisina raggiunge i suoi primati nell'orticoltura, vitivinicoltura, frutticoltura e olivicoltura. Sicuramente il settore che ha segnato il territorio per secoli si basa su colture di mandorli, olivi, tabacco, carciofi, cereali. L'agricoltura ha

però conosciuto negli ultimi decenni una dinamica sfavorevole forse da imputare ad una crisi dovuta all'elevata età media degli imprenditori agricoli (cd. fenomeno di senilizzazione); sembra, quindi, auspicabile un ricambio generazionale del settore per garantire una maggiore dinamicità, ed evitare un ulteriore indebolimento, in termini di incidenza del settore nell'economia totale. Per quanto concerne la zootecnia è consistente con allevamenti di capi bovini e ovi-caprini.

#### - Settore Secondario

L'industria brindisina si identifica principalmente con l'industria chimica e aerospaziale. L'industria chimica, nelle sue più svariate accezioni (alimentare, energetica, farmaceutica o di processo) è nel territorio brindisino assai sviluppata.

L'associazione Federchimica riconosce Brindisi come polo industriale chimico. I diversi stabilimenti dell'ENI, dislocati come Polimeri Europa, Snam ed EniPower, sono inseriti del resto proprio nel polo petrolchimico di Brindisi, situato alla periferia della città. Negli ultimi anni, con l'entrata in esercizio della nuova centrale, degli impianti originali sono rimasti in esercizio i soli generatori direttamente alimentati con vapore di recupero dall'adiacente impianto di "crackingidrocarburi" di altre società Eni, e una caldaia come riserva fredda. Brindisi è leader per la produzione di energia elettrica in Italia. Sul territorio comunale insistono tre grandi centrali pertinenti ai gruppi ENEL, EdiPower ed EniPower ed è inoltre in progetto la realizzazione di una importante centrale fotovoltaica (rimasta tuttavia a livello progettuale).

Per quanto concerne infine il settore aeronautico, a Brindisi sono dislocati gli stabilimenti di Alenia Aeronautica (specializzata nella modifica di velivoli dalla configurazione passeggeri a quella cargo), Avio (centro di eccellenza per i motori militari) e Agusta (produzione di strutture metalliche e revisione di elicotteri).

Si ricorda il recente riconoscimento da parte della Regione Puglia del distretto produttivo aerospaziale, nonché l'ormai prossimo di quello relativo al distretto produttivo della nautica da diporto. Gli stessi avranno sede nella città di Brindisi. Trattasi di organismi composti da attori istituzionali e mondo delle imprese e finalizzati alla qualificazione e alla valorizzazione di alcuni settori, secondo caratterizzazioni naturali del territorio (si pensi alle caratteristiche morfologiche del porto brindisino) o indotti dalle concentrazioni specialistiche di insediamenti produttivi attratti nel tempo sul territorio (si pensi alla presenza significativa di imprese leader, come Alenia, Agusta, Avio, intorno alle quali ruota una catena della subfornitura nel settore aeronautico e aerospaziale).

#### - Settore Terziario

La crescita del settore terziario nella provincia è confermata dall'analisi del trend sempre crescente che ha accompagnato i servizi nella creazione del valore aggiunto tra il 1995 e il 2004 (dal 66,8% al 75,5%), dimostrando, quindi, il fatto che Brindisi (ancora più che la provincia) si sta indirizzando verso uno sviluppo terziarizzato, abbandonando la forte vocazione industriale.

Ad oggi è in questo settore economico che si può ritrovare il contributo principale alla formazione del valore aggiunto brindisino: una produzione complessiva di quasi 6.000 milioni di euro, pari al 75,5% dell'output totale.

L'analisi della struttura occupazionale al 2006 evidenzia un livello di occupazione (occupati/popolazione residente) complessivo del 29,60%, inferiore di quasi due punti e mezzo percentuali rispetto al valore regionale, pari a 32,07%.

Nel complesso, la percentuale di occupazione dell'area di Brindisi è pari al 9% dell'intera Puglia. A partire dal 2002 si è evidenziata una riduzione del numero di occupati nell'agricoltura mentre nei servizi dove si è registrato un incremento tuttavia secondo rapporti decrescenti; il settore dell'industria ha registrato un trend in lieve crescita.

#### - Assetto Sociale

Il tipo di intervento proposto e la sua coerente ubicazione in zona industriale consente di incrociare l'esigenza di lavoro con l'accettabilità sociale della realizzazione dell'impianto.

#### Infrastrutture e Viabilità

##### **Autostrade**

La Puglia dispone di alcune autostrade, che servono le principali città della regione, ed in particolare:

- la A14 (E 55), che viene da Nord, entra nella regione toccando Foggia, Canosa e Bari e che prosegue come SS 379 (E 55) con le stesse prerogative strutturali (senza pedaggio), bordeggiando la costa sino a Brindisi;
- il proseguimento della A14 -con la notazione E 843- che da Modugno per Gioia e Palangiano finisce a Massafra a 20 km da Taranto per proseguire come E 843 sino al capoluogo provinciale;
- la A16 (E 842), che da Avellino-Napoli va ad inserirsi nella A14 a 5 km a Sud di Cerignola.

##### **Strade nazionali e provinciali**

Per i collegamenti dal nodo di Brindisi, sia verso l'area di costa, che è prospiciente il sito a mare e che cade grosso modo a Cerano, sia verso l'interno con direzione prevalente verso le città di Bari e di Lecce, che possono essere terminali assai significativi per interventi industriali ed amministrativi per le esigenze della centrale eolica, si devono tener presenti

- la strada SS 379;

- la strada statale a due corsie 613, che è diretta a Sud verso Lecce e che all'incrocio di Tutturano (a circa 10 km da Brindisi) si collega con la SS 16;
- la SS 16, che proviene da lontano (dal Veneto e dall'Emilia Romagna e giù giù per la penisola sino ad Otranto dove finisce dopo più di un migliaio di chilometri), che si stacca da Brindisi e, passando per l'interno e toccando S. Pietro Vernotico, Squinzano e Trepuzzi, arriva a Lecce;
- la strada costiera provinciale 88/87, che da Brindisi perviene con diramazioni a raggiungere Torre Mattarelle, Cerano e Torre S. Gennaro, e che con la strada provinciale 81 arriva a Tutturano e con quella No. 86 a S. Pietro Vernotico;
- le Strade Provinciali, che sono ben 109 quelle riguardanti la provincia –dato il numero rilevante non se ne dà l'elenco- ricordando che le SP 81-85 collegano Brindisi con la zona di interesse -in particolare con gli insediamenti urbani di S. Pietro Vernotico, Tutturano e Torchiarolo- e con la SS 613 Bari-Lecce.

Dalle considerazioni precedenti emerge la necessità di provvedere alla viabilità di servizio, che è necessaria per raggiungere il punto di arrivo dei cavi sottomarini, provenienti dal sito a mare. Colà va realizzata la sottostazione per la collazione dell'energia prodotta dai singoli sottocampi e per l'elevazione del voltaggio, richiesto dall'allaccio con la rete.

## **Porto**

Il porto di Brindisi è un porto turistico, commerciale e industriale. E' un porto polifunzionale. Nel seno di levante del porto interno sono attive dieci banchine, tra cui Santa Apollinare, Punto Franco, Feltrinelli, Carbonifera (con il Terminal di Levante), Dogana e Centrale, per uno sviluppo di 1.925 metri lineari con fondali da 8,5 a 10 metri.

Nel porto medio, destinato principalmente alle attività commerciali, vi sono le banchine di Costa Morena che si sviluppano per 1.170 metri, con profondità di 14 metri, e piazzali per 300.000 metri quadrati.

Sulla diga di Costa Morena si sviluppa il sistema per lo sbarco dei combustibili delle centrali termoelettriche di Brindisi sud e nord. A Punta delle Terrare sono operativi 270 metri di banchine per il traffico ro-ro. Nel porto esterno vi sono i moli industriali con strutture utilizzate per lo sbarco di materie destinate agli stabilimenti del polo chimico industriale. Brindisi ha sempre avuto una storica funzione di cerniera, è stato per decenni lo scalo privilegiato di collegamento tra Italia, Grecia e Mediterraneo orientale.

## **Aeroporto**

L'aeroporto di Brindisi (detto anche Papola - Casale) ha collegamenti giornalieri con le maggiori città italiane ed europee.

Lo scalo, distante 6 km dal centro cittadino, serve l'intera provincia di Brindisi, quella di Lecce ed (in parte) anche quella di Taranto. Nel 2007 sono transitati complessivamente 929.854 passeggeri. Attualmente, la struttura è gestita dalla S.E.A.P. - Aeroporti di Puglia, ed è parte del sistema aeroportuale pugliese con gli scali Bari Karol Wojtyła, Foggia "Gino Lisa" e Taranto-Grottaglie.

L'aeroporto è stato rinnovato e ristrutturato da poco. Rimane un piccolo scalo che però è sufficiente per l'utenza salentina e quella turistica verso queste destinazioni. Sono previsti nei prossimi mesi nuovi collegamenti verso tutta l'aerea europea, balcanica e nordafricana.

### **Collegamenti Ferroviari**

I tratti ferroviari, che attraversano la provincia, si possono dividere in due sezioni: una, che fa capo al capoluogo, ed un'altra, che non tocca la città di Brindisi. Alla prima si riferiscono le principali ferrovie della provincia, che sono

- la linea Bari Lecce, facente parte della Ferrovia Adriatica.
- la linea Taranto-Brindisi.

Entrambe le linee sono gestite dalla Rete Ferroviaria Italiana e si congiungono a Brindisi.

Una tratta di minor valore per il trasporto delle persone, ma non per quello delle merci, è il raccordo ferroviario con la zona industriale di Brindisi ed il porto commerciale. Esso ha la funzione non soltanto di facilitare le operazioni di carico e scarico delle merci, ma anche di collegare il porto con la rete ferroviaria nazionale e di far inoltrare conseguentemente le merci, che hanno raggiunto il porto, verso le destinazioni su terraferma.

In alcuni comuni dell'entroterra il servizio ferroviario è garantito dalle Ferrovie del Sud Est. E' la linea Martina Franca-Lecce. Prima di Lecce, precisamente a Novoli, si diparte un ramo, che attraverso Nardò tocca Gallipoli e Gagliano poco a ridosso di S.ta Maria di Leuca.

La stazione ferroviaria principale della provincia è quella di Brindisi, sita in P.za F. Crispi nel centro della città. Opera da collegamento e da baricentro delle due principali direttrici ferroviarie della provincia, quella adriatica, che segue tutta la costa adriatica da Rimini a Lecce e, poi, sino a S.ta Maria di Leuca, e quella che collega il capoluogo con Taranto.

La stazione di Francavilla Fontana, invece, è l'unica all'interno della provincia in cui si può effettuare un interscambio tra le Ferrovie del Sud Est e le Ferrovie dello Stato.

La stazione di Brindisi è equipaggiata con otto binari, utilizzati da Trenitalia, e con un collegamento con la stazione di Brindisi Marittima, una volta collegata tramite navi alla Grecia, e oggi in fase di smantellamento.

L'edificio ed i servizi della stazione sono inseriti nel programma di riqualificazione dei principali scali italiani, curata da Cento Stazioni, società controllata dalle Ferrovie dello Stato. Il progetto prevede un aumento e una rimodulazione degli spazi al servizio dei viaggiatori con un miglioramento sensibile dei servizi.



## -IMPATTI POTENZIALI

### - **Fase di cantiere**

Considerando gli aspetti analizzati nel paragrafo precedente si analizzano gli impatti potenziali durante la fase di cantiere.

Per quanto riguarda **l'assetto demografico, sociale e economico** il potenziale impatto dovuto alla realizzazione del parco eolico su tali componenti può considerarsi positivo lieve e di breve durata, in quanto in fase di costruzione la richiesta di personale qualificato, potrà contribuire, seppur in minima parte, alla riduzione della disoccupazione locale e/o comunque alla creazione di nuove figure professionali qualificate locali.

La richiesta locale sarà certamente rivolta alla manodopera comune e specializzata, e tutti gli operatori e mezzi navali di dimensioni minori, da reperire indubbiamente nell'ambito del sito portuale di Brindisi.

Il numero di unità lavorative coinvolte complessivamente nel cantiere potrà aggirarsi intorno alle 50 unità, per una durata di almeno un anno.

Analizzando **l'assetto igienico-sanitario**, s'intende considerare il potenziale impatto durante la fase di cantiere. L'area non è interessata da zone di carattere residenziale e quindi l'attività di installazione non interferisce con l'incolumità degli abitanti. L'impatto potenziale connesso alla attività di cantiere durante questa fase dipenderà dagli scarichi connessi al cantiere a terra, reflui civili, scarti di lavorazioni, principalmente, oltre che le emissioni e gli scarichi connessi alla movimentazione dei mezzi terrestri e marini.

Tuttavia, considerato che le lavorazioni portuali saranno gestite in ottemperanza sia alle normative ambientali e di sicurezza che alle prescrizioni dell'Autorità Portuale, e stante i quantitativi di emissioni e scarichi connessi alle attività di cantiere di cui si è detto, rientranti nella normale attività portuale, si prevede un impatto lieve e per un periodo di tempo breve, sull'assetto igienico-sanitario della popolazione.

Per quanto riguarda **l'assetto territoriale**, l'intervento non comprende consumo del suolo "terrestre", data l'ubicazione offshore dell'impianto ed il completo interrimento del cavidotto terrestre su strade esistenti.

È stata effettuata una valutazione degli impatti durante la fase di cantiere che in generale potrebbero arrecare disturbo all'assetto territoriale nel suo complesso.

In particolare, è stata effettuata una **valutazione dei trasporti** relativi alla fase di cantiere, compatibilmente con la viabilità terrestre per i trasporti via terra e compatibilmente con il traffico marittimo, per la maggior parte dei viaggi che avverrà via mare.

Come descritto dettagliatamente nel Quadro di Riferimento Progettuale, durante la fase delle installazioni e dei montaggi via mare, della durata complessiva di 12 mesi (di cui 8 di montaggi), si potranno verificare al massimo **1 viaggio ogni 2/3**

**giorni (cioè 0,35 viaggi/giorno) per i natanti e 4 viaggi/giorno per i piccoli mezzi marini.**

Considerando i dati di traffico del porto di Brindisi relativi al periodo gennaio-giugno 2010-2011 (cfr. tabella seguente), si evince come il traffico connesso alla realizzazione dell'opera sia una percentuale trascurabile rispetto alla quantità ed alla stazza dei natanti in transito nella struttura portuale.

Infatti, dai dati registrati nel primo semestre del 2010 e del 2011, nel porto di Brindisi si è verificato un traffico medio di circa 11 navi al giorno di grosse dimensioni, senza contare tutti i mezzi minori.

**Pertanto, un aumento di traffico di 0,3 navi giorno (circa il 2,7%) risulta pienamente compatibile con la capienza portuale e con il traffico passeggeri e merci del porto.**

Lo stesso discorso si può fare per il traffico da terra.

Considerando che tutti i componenti degli aerogeneratori e le strutture di fondazione arriveranno via mare, il traffico a terra sarà minimo, almeno per quanto riguarda gli accessi all'area portuale.

Infatti, si prevedono viaggi via terra prevalentemente nella fase iniziale di installazione del cantiere, con l'arrivo dei baraccamenti e servizi necessari al funzionamento del cantiere stesso, carpenteria, piccola componentistica meccanica ed elettrica, oltre ovviamente al personale.

Per la fase di preparazione ed organizzazione del cantiere, si prevedono circa 2 viaggi/giorno per la durata complessiva di 10 giorni, mentre durante la fase di cantiere vera e propria, estesa per i 12 mesi successivi, mediamente 1 viaggio/giorno, oltre agli spostamenti degli operai da e verso in cantiere stimabili cautelativamente in 10 viaggi/giorno con mezzi minori (considerando il fatto che generalmente le squadre di operai si organizzano con furgoni comuni).

Tali viaggi, risultano di quantità assolutamente trascurabile rispetto ai dati relativi al traffico di camion e rimorchi rilevato nell'area portuale nel periodo gennaio-giugno 2010-2011 che registra in media 185 camion al giorno, **quindi assolutamente compatibile con la situazione esistente.**

È stata altresì effettuata una stima dei viaggi connessi alla attività di realizzazione del cavidotto terrestre.

I viaggi prevalenti in tale fase operativa saranno necessari al trasporto del materiale da cava verso il cantiere per il rinterro della sezione di posa del cavidotto ed il trasporto dal cantiere verso un centro di recupero del materiale di scavo o verso una discarica, per lo smaltimento/recupero del materiale di scavo non riutilizzabile in cantiere.

Inoltre, altri viaggi saranno necessari per l'approvvigionamento del cemento magro da impiegare per il ricoprimento dei cavi nella parte bassa della sezione di posa, oltre che i viaggi per l'arrivo dei cavidotti, nastro segnalatori e conglomerato cementizio bituminoso per i tratti da ripristinare.

Considerata la lunghezza del cavidotto terrestre di circa 16 km, il bilancio delle terre da scavo e del materiale da approvvigionare porta al seguente computo:

terreno di scavo	18.000 m <sup>3</sup>
------------------	-----------------------

terreno da riutilizzare nell'ambito del cantiere	10.000 m <sup>3</sup>
terreno di scavo da smaltire/recuperare	8.000 m <sup>3</sup>
materiale inerte da reperire presso cave di prestito	2.400 m <sup>3</sup>
calcestruzzo magro per riempimento	5.600 m <sup>3</sup>

Per una durata complessiva di cantiere pari a 4 mesi, si ottengono circa 228 viaggi A/R, corrispondenti a 2,85 viaggi/giorno, che diventano circa **3,5 viaggi/giorno** includendo anche tutti gli altri materiali suddetti necessari al cantiere.

Tali viaggi, che saranno necessari lungo il cantiere mobile del cavidotto che andrà dalla vasca giunti, situata a circa 70 m dalla linea di costa, fino alla sottostazione di Tutturano, non andranno ad interferire con quelli verso il cantiere portuale, in quanto interesseranno tutt'altra viabilità (i mezzi arriveranno dalla SS613 e/o direttamente dalle strade provinciali minori situate tra i territori agricoli di Brindisi e la frazione di Tutturano).

**Pertanto, i trasporti possono considerarsi compatibili con il traffico ed i livelli di servizio della viabilità esistente.**

Alla luce delle considerazioni precedenti, l'impatto potenziale può essere definito lieve e di durata breve. Infatti le condizioni iniziali saranno ripristinate in un breve lasso di tempo.

Infine, è stata effettuata una valutazione di impatto acustico, in fase di cantiere, che potrebbe avere una ripercussione su tutti gli assetti considerati.

La valutazione è stata effettuata sia per il cantiere fisso portuale che per quello mobile necessario alla realizzazione del cavidotto terrestre (è stata effettuata anche la stima dell'impatto acustico del cantiere a mare sulla fauna marina riportata in precedenza).

Per il cantiere portuale, le emissioni acustiche in atmosfera sono dovute alla gru montata su un rimorchiatore, utilizzata per l'installazione delle turbine ed il movimento delle navi che trasportano le componenti dell'aerogeneratore dal porto (cantiere a terra) all'area a mare.

I valori ottenuti sono:

Attività/sorgente	Potenza sonora Lw	Pressione sonora Lp*	Pressione sonora in dB(A)		
			20m	50m	100m
Gru Fissa	100	-	66.0	58.0	52.0
Gru mobile	-	75.0	52.0	44.0	38.0
Lavori saldatura	-	80.0	57.0	49.0	43.0

Il ricettore analizzato si trova ad una distanza dalla banchina est di costa Morena di circa 100m, il rumore risulterà trascurabile, anche ipotizzando un funzionamento contemporaneo delle attrezzature o lavorazioni, inquanto la differenza è superiore a 10dB.

È stato valutato anche il rumore dovuto all'incremento di traffico di cantiere ed il risultato ottenuto è pari a:

$$Leq=35,1+10*\log(Ql + 8Qp)+10 \log (25/d)+\Delta L_v+\Delta L_f+\Delta L_b+\Delta L_s+\Delta L_g+\Delta L_{vb}$$

$$=34.5dB(A)$$

**Tale valore sommato energeticamente al livello misurato del rumore di fondo i 61.0dB(A) risulta essere ininfluente e, comunque conforme al limite di zona di 70.0dB(A) per una Classe IV.**

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.

Dalla valutazione acustica sono stati ottenuti i seguenti valori:

Attività/sorgente	Potenza sonora Lw	Pressione sonora in dB(A)			
		20m	50m	100m	200m
Scavo trincea a sez. ridotta	93.0	59.0	51.0	45.0	39.0
Rinterro con sabbia o tufina	90.0	56.0	48.0	42.0	36.0
Ripristino pav.	92.0	58.0	50.0	44.0	38.0

Si evidenzia che durante le fasi di lavorazione in cantiere i livelli in facciata al ricettore analizzato (cfr. relazione SIA-06) **risultano inferiori a 70dB(A) (limite fissato nell'art. 17 L.R.3/2002) e congruenti al rumore di fondo presente in area**, ed inoltre si precisa che i livelli acustici previsionali, anche in questo caso, a titolo di sicurezza, sono stati calcolati a meno delle attenuazioni ambientali (dovute al terreno, aria, barriere naturali o artificiali ecc.) che avrebbero ridotto di qualche dB il livello

**Pertanto si può ritenere che l'impatto acustico dovuto alle fasi di cantierizzazione lungo il "cantiere stradale" per la realizzazione del**

**cavidotto è contenuto, e congruente ai limiti di legge.**

**- Fase di esercizio**

Considerando gli aspetti analizzati nel paragrafo precedente sono stati valutati gli impatti potenziali durante la fase di esercizio e manutenzione.

Per quanto riguarda **l'assetto demografico, sociale e economico**, la realizzazione del parco eolico avrà notevoli **ricadute positive** sia sulle comunità di pescatori professionisti e/o da diporto che la frequentano l'area costiera, sia sulla popolazione, seppur in minima parte, per la richiesta di manodopera locale stabile per lungo periodo, necessaria alla gestione e manutenzione dell'impianto.

Per quanto riguarda il primo aspetto, l'impatto risulterebbe negativo qualora la realizzazione dell'impianto impedisse l'utilizzo di un tratto di mare nel quale insistono da sempre attività di pesca professionale e sportiva.

Al contrario, la ricaduta risulta positiva se il parco eolico offshore non invade areali di pesca utilizzati, ma al contrario diventa un elemento di attrazione per i turisti subacquei (immersioni in aree protette dalla navigazione, escursioni subacquee nelle aree di ripopolamento e lungo le strutture metalliche che sorreggono i pali, ecc) e per attività lavorative legate all'acquacoltura, divenendo una ulteriore risorsa economica per le popolazioni locali ed, in particolare, per i pescatori.

Allo scopo di ridurre al minimo i contrasti e trarre il massimo vantaggio dalle possibili ricadute positive dell'opera sulle comunità locali, sono stati analizzati nel dettaglio gli aspetti sociali ed economici che caratterizzano il territorio interessato dalla offshore wind-farm.

Nonostante la vicinanza al mare e l'estensione della fascia costiera, nell'area di indagine fanalino di coda dell'economia risulta essere proprio la pesca. Il naviglio brindisino ha natanti con dimensioni e tipologia di pesca artigianale, con elevata età media. Le aziende sono soprattutto di tipo familiare (CoNISMa, 2001)<sup>2</sup>. Da dati trasmessi dalla Capitaneria di Porto di Brindisi, risulta che al 09.04.2008 le Unità di Pesca iscritte al compartimento di Brindisi, che si estende dal Comune di Lecce escluso, sino al Comune di Fasano incluso (DPR n. 135 del 18.04.2000), ammontano ad un totale di 105, per un Tonnellaggio Totale pari a 408, di cui:

- ❖ 96 unità autorizzate alla Piccola Pesca;
- ❖ 1 unità autorizzata allo strascico;
- ❖ 3 unità d'appoggio per pesca subacquea professionale;
- ❖ 5 unità asservite ad impianti di mitilicoltura.

Delle 96 Unità Locali di pesca, circa la metà è concentrata nella Città di Brindisi, mentre le Unità presenti a San Pietro V.co risultano essere meno di 10 (CoNISMa, 2001).

Il database europeo della pesca (<http://ec.europa.eu/fisheries/fleet>) aggiornato al 2012 assegna al compartimento marittimo di Brindisi 138 imbarcazione per complessivi 6.721,72KW.

---

<sup>2</sup> CoNISMa, 2001– Qualità dei sistemi marini costieri e proposte localizzazione di aree marine protette. Responsabile Prof. F. Boero. – Interreg Italia – Grecia, Misura 3.1 – Relazione Finale

Oltre alla pesca di grossi quantitativi ai fini alimentari, esiste anche la pesca ricreativa nell'area di indagine.

In generale, la pesca ricreativa può essere definita come un insieme di attività non commerciali di pesca di cattura/prelievo, motivate dal divertimento, dal piacere o dalla sportività della cattura. Le catture della pesca amatoriale sono o rilasciate (catch & release) o trattenute per il consumo privato.

Le specie bersaglio della pesca ricreativa (RF) variano da una regione all'altra del Mediterraneo. In generale i pescatori o le barche da pesca ricreativa catturano i pelagici comuni, le specie di mezz'acqua e quelle demersali.

Nondimeno ci sono alcuni gruppi di specie di comune interesse nel bacino, particolarmente le specie del "big game" (es. verdesca, tonni [rosso, striato, palamita, alletterato e alalunga], ricciola, lampuga, pesca spada ecc.). Altre specie bersaglio diffuse comprendono lo sgombro, la spigola, gli sparidi, il dentice, la boga, il grongo e il muggine.

I recenti studi condotti sulla RF hanno evidenziato come il suo sviluppo ha comportato nei territori costieri una fonte di reddito non trascurabile per diversi settori di servizio e di impiego nel settore turistico (ad esempio alberghi, ristoranti, noleggi e servizi generali nei porti e nei negozi di prodotti per la pesca). La RF, altresì comporta un aumento delle entrate nei settori economico artigianali che producevano equipaggiamenti per la pesca (industria navale, esche, equipaggiamenti e negozi di abbigliamento tecnico).

Le imbarcazioni della pesca sportiva si concentrano prevalentemente nei porticcioli turistici presenti nel porto di Brindisi, ed in particolare:

- ❖ Nel Porto turistico "Marina di Brindisi": caratterizzato dalla presenza di 638 posti barca. La struttura può ospitare imbarcazione lunghe fino ad un massimo di 40 m.

- ❖ Nella Lega Navale: caratterizzata dalla presenza di 250 posti barca. La struttura può ospitare imbarcazioni di lunghezza massima pari a 18 m.

- ❖ Nel Porticciolo turistico del Porto Interno: caratterizzato dalla presenza di 10 posti barca. La struttura può ospitare imbarcazioni di lunghezza massima pari a 18m.

Una piccola area attrezzata per la nautica da diporto è presente anche nel sito di Casalabate (estremità sud del campo eolico) ed è caratterizzata dalla presenza di circa 50 imbarcazioni di lunghezza massima 12 m.

Da questo esame emerge come l'attività legata alla pesca, sia alimentare che sportiva, attira un bacino di utenza abbastanza cospicuo nell'area di intervento, rendendo interessante qualsiasi iniziativa di utilizzo del tratto costiero ove sorgerà il parco eolico.

Considerando che, come detto ai capitoli precedenti, la realizzazione del parco eolico determina una ricaduta positiva in quanto rappresenta un eccellente riparo per le specie ittiche e determina l'aumento della biodiversità marina, in particolare per le specie bentoniche e per l'epifauna, di conseguenza si avranno ricadute positive sulle comunità di pescatori professionisti e/o da diporto che frequentano

l'area costiera di interesse.

Per il secondo aspetto, parimenti positivo, bisogna considerare che il parco eolico avrà bisogno, nella fase di esercizio, di personale fisso per la durata di 25 anni, ed in particolare:

1 responsabile di impianto

2 impiegati

3 tecnici

8 operai

per un **totale di 13 unità**.

Oltre a questo bisogna aggiungere tutti i servizi ausiliari che possono determinare un indotto non trascurabile, connesso al noleggio delle imbarcazioni e del personale di bordo, di piccole dimensioni per gli interventi ordinari e di monitoraggio, e di grandi dimensioni per gli interventi straordinari e di manutenzione a guasto.

È ovvio che per questioni logistiche ed operative, tale personale verrà reperito a livello locale, con **ricadute positive sul mercato del lavoro**.

Per quanto riguarda **l'assetto igienico-sanitario**, si può certamente di primo acchito valutare che l'esercizio dell'impianto produrrà un impatto del tutto trascurabile sulla popolazione, visto che il disturbo provocato dalle emissioni e scarichi dei mezzi navali dediti alla manutenzione sarà del tutto trascurabile.

Al contrario, se in una valutazione più ampia si inserisce nell'assetto igienico sanitario anche il benessere della popolazione dell'area di interesse (come suggerito dalla OMS che definisce la salute come *"uno stato di benessere fisico, mentale e sociale e non semplicemente l'assenza di malattie o infermità"*), alla luce delle considerazioni riportate in precedenza, la presenza dell'impianto potrebbe determinare delle ricadute positive in un contesto che negli anni ha "accettato" una produzione di energia da fonti tradizionali, con tutte le conseguenze che tale scelta ha determinato.

Pertanto, considerando la durata limitata di una fonte fossile come il carbone, in una visione futura del comparto energetico locale certamente la popolazione vedrebbe più consona una centrale eolica.

Sotto questo aspetto, quindi, l'impatto è stato valutato positivo e di lunga durata.

Per quanto attiene **l'assetto territoriale**, sono state effettuate valutazioni sui trasporti e sull'impatto acustico, in fase di esercizio.

Per quanto riguarda i trasporti, la frequenza degli stessi e la tipologia dei mezzi da impiegare, ossia prevalentemente imbarcazioni di piccola taglia tranne per le manutenzioni straordinarie dove verranno impiegati i pontoni con gru, sono certamente compatibili con i volumi di traffico del porto, riportati in precedenza.

Pertanto l'impatto può stimarsi di entità trascurabile per tutta la vita utile del parco eolico.

Per quanto riguarda, invece, la **valutazione di impatto acustico in fase di esercizio**, è stato adoperato un modello che si basa su tecniche che tengono conto delle leggi di propagazione del suono, secondo le quali, il livello di pressione sonora in un dato punto, distante da una sorgente rumorosa, lo si può ritenere funzione della potenza acustica della sorgente e dei vari meccanismi di attenuazione del suono e cioè: la divergenza geometrica, l'assorbimento dell'aria, gli effetti del suolo, gli effetti meteorologici e la presenza di ostacoli (edifici, barriere, rilievi, ecc.).

I ricettori potenzialmente sensibili più vicini al parco sono rappresentati dai possibili fruitori delle spiagge lungo la linea di costa, quindi in base alla simulazione di seguito riportata soggetti a livelli di emissione sonora trascurabili, confrontati con il livello misurato in prossimità di una postazione di rilievo accanto alla centrale elettrica Federico II.

Considerando, invece, la localizzazione di ricettori discreti, ossia le residenze fisse poste nell'entroterra essi sono ancor più riparati rispetto gli altri essendo più interi nei confronti della costa.

Come si evince dalla simulazione del modello, 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.**

Per quanto concerne la presenza dei cavidotti di trasferimento della energia elettrica prodotta dalle turbine alla sottostazione elettrica, è stata effettuata una **stima dell'impatto elettromagnetico** (cfr. *SIA-07 Relazione previsionale dell'impatto elettromagnetico*).

Infatti per i campi elettromagnetici, una prima fonte di impatto sulla salute pubblica è rappresentata dalla generazione degli stessi, essendo gli impianti eolici costituiti da elementi per la produzione ed il trasporto di energia elettrica.

Saranno comunque rispettate le normative vigenti e quindi i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità per la tutela della salute della popolazione nei confronti dei campi elettromagnetici, oltre che le fasce di rispetto per gli elettrodotti in AT.

Ad ogni modo, misure effettuate in sito per impianti in esercizio analoghi a quello oggetto del presente studio, hanno messo in evidenza che i campi elettromagnetici generati dalla sottostazione e dalle cabine di trasformazione si abbattano significativamente già a breve distanza dalle stesse non inducendo, in tal modo, problemi significativi.

Per quanto riguarda le emissioni da parte dei cavidotti in MT, la scelta di operare con cavi interrati permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno; inoltre, la limitata distanza tra i cavi fa sì che l'induzione magnetica risulti significativa solo nelle immediate prossimità dei cavi.

Si sottolinea, peraltro, che la posa dei cavidotti è prevista in luoghi che non sono adibiti a permanenze prolungate della popolazione e tanto meno negli ambienti



particolarmente protetti, quali scuole, aree di gioco per l'infanzia ecc., correndo lungo strade esistenti in ambito agricolo.

Come mostrato nella *Relazione previsionale dell'impatto elettromagnetico* alla quale si rimanda per i dettagli, l'interferenza elettromagnetica dovuta alla presenza del cavidotto offshore ed onshore è compatibile con l'ambiente circostante, pertanto l'impatto può considerarsi trascurabile e di lunga durata.

### **- Fase di dismissione**

La fase di dismissione è assimilabile alla fase di costruzione dell'impianto; tutte le lavorazioni e le attività connesse creeranno una momentanea alterazione all'ambiente antropico, producendo un impatto lieve e di breve durata, in considerazione del fatto che la situazione tornerà quella esistente allo stato attuale.

Infatti, l'entità di tipo lieve (e non nulla) discende proprio dal fatto che, a dismissione avvenuta, la percezione visiva del paesaggio perderà la presenza delle torri dopo circa 25 anni di adattamento che nel frattempo si sarà verificato per l'uomo, con la perdita delle ricadute positive di cui si è detto nel corso del presente paragrafo.

### **- MISURE DI MITIGAZIONE**

Nonostante le ampie garanzie sulla tutela e sicurezza della salute pubblica e dei lavoratori, in fase di cantiere saranno comunque impiegate le seguenti misure di mitigazione:

☺ applicazione rigorosa della normativa in tema di sicurezza sui cantieri (D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.) e delle norme relative alla navigazione, oltre che norme e prescrizioni dell'Autorità Portuale e tutte le altre autorità competenti in materia;

☺ redigere, applicare ed aggiornare un rigoroso ed attento Piano di Manutenzione e di Monitoraggio dell'impianto, in maniera da prevenire qualsiasi pericolo per la salute pubblica e per la sicurezza degli operatori a terra ed in mare;

☺ definire una accurata organizzazione e logistica di cantiere, sia per quanto riguarda l'interferenza con le normali attività di cantieristica e traffico portuale che i trasporti e le lavorazioni dell'impianto a mare;

☺ prevedere una organizzazione e tempistica tale da minimizzare i tempi di stazionamento "a motore acceso", durante le attività di carico e scarico dei materiali, attraverso una efficiente gestione logistica dei conferimenti, sia in entrata che in uscita; utilizzare solo attrezzature e macchine provviste di dichiarazione di conformità e silenziatori a norma di legge per contenere il rumore;

☺ effettuare una rilevazione acustica dell'area, sia a terra che a mare, ed un continuo monitoraggio, in maniera tale da non superare i limiti previsti anche nelle condizioni di regime e di sovrapposizione delle attività;

☺ utilizzare tutte le misure di prevenzione e di protezione, come l'utilizzo dei Dispositivi di Protezione Collettiva e Individuale atti a migliorare le condizioni di lavoro;

☺ effettuare una corretta regolazione del traffico sul reticolo viario interessato dai lavori e di quello marino per gli accessi al cantiere e dal cantiere al sito di lavoro a mare;

**Per concludere la valutazione dell'impatto antropico in merito alla realizzazione dell'impianto può considerarsi lieve e sostenibile a fronte della considerazioni precedentemente descritte e delle preventive misure di mitigazione.**

## 4.8 STIMA DEGLI EFFETTI

In relazione alle peculiarità dell'ambiente interessato, così come definite a seguito delle analisi, nonché ai livelli di approfondimento per la tipologia d'intervento proposto di cui ai precedenti capitoli, la valutazione delle principali linee di impatto:

- ❖ stima qualitativamente e quantitativamente gli impatti indotti dall'opera sul sistema ambientale, nonché le interazioni degli impatti con le diverse componenti e i fattori ambientali, anche in relazione ai rapporti esistenti tra di essi;
- ❖ descrive le modificazioni delle condizioni d'uso e la fruizione potenziale del territorio, in rapporto alla situazione preesistente;
- ❖ descrive la prevedibile evoluzione, a seguito dell'intervento, delle componenti e dei fattori ambientali, della relative interazioni e del sistema ambientale complessivo;
- ❖ descrive e stima la modifica, sia nel breve che nel lungo periodo, dei livelli di qualità preesistenti in relazione agli approfondimenti di cui al presente studio;
- ❖ definisce gli strumenti di gestione e di controllo e, ove necessario, le reti di monitoraggio ambientale, documentando la localizzazione dei punti di misura e i parametri ritenuti opportuni;
- ❖ illustra i sistemi di intervento nell'ipotesi di manifestarsi di emergenze particolari.

Al fine di fornire gli strumenti necessari per la stima e la valutazione degli impatti provocati dall'opera in esame (nel lungo e breve termine), sulle componenti ambientali dell'area interessata, si riporta di seguito la descrizione della metodologia analitica adottata nella presente relazione.

### 4.8.1 Scelta della metodologia

La metodologia scelta nel presente lavoro prende spunto da quella delle matrici coassiali poiché, rispetto alle altre, è stata ritenuta la più valida per evidenziare al meglio la complessità con cui le azioni di progetto "impattano" sulle singole componenti ambientali.

Precisato questo, grazie all'ausilio di più passaggi di analisi (individuazione delle azioni di progetto, prima – individuazione dei fattori causali d'impatto, poi) si rende possibile una maggiore discretizzazione del problema generale in elementi più piccoli, facilmente analizzabili.

Sebbene alla fine verranno considerate le relazioni dirette, esistenti tra i fattori causali d'impatto e le componenti ambientali, grazie alla maggiore definizione del problema, introdotta dalla metodologia scelta, e all'uso di una ulteriore matrice, si può correlare facilmente l'impatto con le azioni di progetto.

## 4.8.2 Stima degli impatti ambientali

Individuati gli impatti prodotti sull'ambiente circostante dall'opera in esame, si è proceduto alla quantificazione dell'importanza che essi hanno, in questo particolare contesto, sulle singole componenti ambientali da essi interessate.

In particolare è stata definita un'opportuna scala di giudizio, di tipo **quali-quantitativo**: gli impatti vengono classificati in base a parametri qualitativi (segno, entità, durata) associando poi ad ogni parametro qualitativo un valore numerico.

Per ogni impatto generato dalle azioni di progetto la valutazione viene condotta considerando:

- il **tipo** di beneficio/maleficio che ne consegue (**Positivo/Negativo**);
- l'**entità di impatto** sulla componente ("Lieve" se l'impatto è presente ma può considerarsi irrilevante; "Medio" se è degno di considerazione, ma circoscritto all'area in cui l'opera risiede; "Rilevante" se ha influenza anche al di fuori dell'area di appartenenza);
- la **durata dell'impatto** nel tempo ("Breve" se è dell'ordine di grandezza della durata della fase di costruzione o minore di essa / "Lunga" se molto superiore a tale durata / "Irreversibile" se è tale da essere considerata illimitata).

Dalla combinazione delle ultime due caratteristiche scaturisce il **valore dell'impatto**, come mostrato nella tabella seguente, mentre la prima determina semplicemente il **segno** dell'impatto medesimo.

SIGNIFICATIVITA' DELL'IMPATTO				
		Durata dell'impatto		
		Breve	Lunga	Irreversibile
Entità dell'impatto		B	L	I
	Lieve	<b>L</b>	1	2
Medio	<b>M</b>	2	3	4
Rilevante	<b>R</b>	3	4	5

Poiché le componenti ambientali coinvolte non hanno tutte lo stesso grado di importanza per la collettività, è stata stabilita una **forma di ponderazione** delle differenti componenti.

Nel caso in esame i pesi sono stati stabiliti basandosi, per ciascuna componente:

- sulla quantità presente nel territorio circostante (risorsa **Comune/Rara**);
- sulla capacità di rigenerazione (risorsa **Rinnovabile/Non Rinnovabile**);

▪ sulla rilevanza rispetto alle altre componenti ambientali (risorsa **Strategica/Non Strategica**).

In particolare il rango delle differenti componenti ambientali elementari considerate è stato ricavato dalla combinazione delle citate caratteristiche, partendo dal valore "1" nel caso in cui tutte le caratteristiche sono di rango minimo (Comune / Rinnovabile / Non Strategica); incrementando via via il rango di una unità per ogni variazione rispetto alla combinazione "minima"; il rango massimo è, ovviamente, "4".

<b>COMBINAZIONE</b>	<b>RANGO</b>
Comune / Rinnovabile / Non Strategica	1
Rara / Rinnovabile / Non Strategica	2
Comune / Non Rinnovabile / Non Strategica	2
Comune / Rinnovabile / Strategica	2
Rara / Non Rinnovabile / Non Strategica	3
Rara / Rinnovabile / Strategica	3
Comune / Non Rinnovabile / Strategica	3
Rara / Non Rinnovabile / Strategica	4

#### **4.8.3 Rango delle componenti ambientali**

Sulla scorta delle indicazioni riportate precedentemente, si analizzano di seguito le singole componenti ambientali, determinando, in base al grado di importanza sulla collettività, il fattore di ponderazione da applicare successivamente nel calcolo matriciale.

<p><b>Aria</b></p> <p>l'aria è da ritenersi una risorsa <u>comune</u> e <u>rinnovabile</u>, nonostante l'elevato livello di compromissione che presenta nell'area di interesse, dovuto alla presenza di un polo industriale che produce notevoli emissioni in atmosfera. Non è stata valutata <i>rara</i> oppure <i>non rinnovabile</i>, in quanto il grado di compromissione cesserebbe istantaneamente nel momento in cui dovessero terminare o ridursi le concentrazioni di inquinanti immessi nell'aria. Data, inoltre, la sua influenza su altri fattori come la salute delle persone e delle specie vegetali ed animali, ed in generale sullo stato di malessere psico-fisico provocato, essa va considerata anche come una risorsa <u>strategica</u>.</p>	<p><b>Rango</b></p> <p><b>2</b></p>
<p><b>Ambiente idrico</b></p> <p>essa è di per sé una risorsa <u>comune</u> e <u>rinnovabile</u>, nonostante, come detto per la componente precedente, presenta già un elevato livello di compromissione, che molte volte ne pregiudica la balneabilità, ma che cesserebbe l'effetto immediatamente eliminata la causa, se si fa riferimento alla risorsa come ambiente marino in generale, cioè visto dal punto di vista della qualità delle acque, sia come corsi d'acqua a terra che se ci si riferisce al mare; è comune ritrovarla, però difficile farle riacquistare le caratteristiche iniziali una volta compromessa, se invece si fa riferimento all'ecosistema marino, che tornerebbe in tempi più lunghi allo stato iniziale. Considerando, inoltre, la sua influenza sulla fauna e flora è anche una risorsa <u>strategica</u></p>	<p><b>Rango</b></p> <p><b>2</b></p>
<p><b>Suolo e Sottosuolo</b></p>	<p><b>Rango</b></p>
<p>Il suolo è una risorsa <u>comune</u> e <u>rinnovabile</u>. Le sue caratteristiche influenzano in maniera <u>strategica</u> altre risorse (flora, fauna, ambiente umido, ambiente fisico).</p>	<p><b>2</b></p>
<p><b>Ecosistemi naturali: flora e fauna marina</b></p>	<p><b>Rango</b></p>
<p>Gli ecosistemi naturali presenti nei fondali del sito in esame possono considerarsi <u>comuni</u>, in quanto sono diffusi lungo le coste adriatiche, con particolare riferimento a quelle meridionali, però sono certamente <u>non rinnovabili</u>, vista anche la valenza attestata dalla inclusione nelle aree SIC, in quanto un danneggiamento apportato potrebbe diventare permanente o quantomeno difficilmente rinnovabile oppure rinnovabile in tempi non brevi. La risorsa è senza dubbio <u>strategica</u>, in quanto influenza le altre componenti ed il mantenimento dell'equilibrio in generale.</p>	<p><b>3</b></p>
<p><b>Ecosistemi naturali: flora e fauna terrestre</b></p>	<p><b>Rango</b></p>
<p>Per gli ecosistemi terrestri presenti nell'area vasta di interesse, si possono fare grossomodo le stesse considerazioni relative a quella marina. Infatti, gli ecosistemi possono considerarsi <u>comuni</u>, in quanto presenti in maniera diffusa lungo i territori costieri e dell'entroterra pugliesi, però, con riferimento ad alcune particolari specie floristiche e faunistiche, presenti nelle aree SIC terrestri o</p>	<p><b>3</b></p>

le altre aree vincolate come Parchi e Riserve Naturali (seppur non direttamente interessati dal progetto), la risorsa diventa <u>non rinnovabile</u> , dato l'elevata sensibilità ed il livello di tutela di cui necessitano. Sono anch'esse <u>strategiche</u> , in quanto influenzano le altre componenti ambientali.	
<b>Paesaggio e Patrimonio culturale</b>	<b>Rango</b>
il tipo di paesaggio, con tutto il patrimonio culturale di riferimento, presente nell'area vasta, può ritenersi una componente ambientale <u>comune</u> , e può considerarsi, visto le caratteristiche <u>rinnovabile</u> . Sicuramente rappresenta una risorsa <u>strategica</u> , considerando l'influenza che può avere sulle altre componenti ambientali.	<b>2</b>
<b>Assetto igienico-sanitario</b>	<b>Rango</b>
Considerando la popolazione come unica entità, è possibile ritenere la salute pubblica come componente <u>comune</u> e <u>non rinnovabile</u> , soprattutto nell'area in esame, dove lo stato <i>ante operam</i> è molto compromesso dal comparto industriale, con il polo elettrico e petrolchimico, ed industriale in generale. Eventuali incidenti umani provocano sicuramente influenze su altre componenti, pertanto il benessere della popolazione è una risorsa <u>strategica</u>	<b>3</b>
<b>Assetto socio-economico</b>	<b>Rango</b>
L'economia locale è una risorsa <u>comune</u> nell'area di intervento, è sfortunatamente <u>non rinnovabile</u> , perché la compromissione di un settore economico-produttivo potrebbe diventare irreversibile, oppure reversibile in tempi così lunghi da interessare un bacino di utenza elevato, ed è <u>strategica</u> per le altre componenti, alcune direttamente altre indirettamente.	<b>3</b>
<b>Infrastrutture e viabilità</b>	<b>Rango</b>
La presenza di infrastrutture costituisce un fattore <u>comune</u> e <u>rinnovabile</u> . Le peculiarità e le caratteristiche, oltre che la diffusa presenza, rendono la risorsa <u>strategica</u> per altre numerose componenti ambientali.	<b>2</b>

#### 4.9 Risultati dell'analisi degli impatti ambientali

Nel corso del presente Studio, come dettagliatamente riportato nei paragrafi precedenti, descritte le caratteristiche

- ☺ **progettuali**, da cui sono scaturite le azioni di progetto;
- ☺ **programmatiche**, in cui è stata valutata la fattibilità dell'intervento nei confronti degli strumenti di pianificazione e programmazione;
- ☺ **ambientali**, in cui è stato analizzato lo stato di fatto *ante operam*, sono stati valutati qualitativamente gli effetti sulle componenti ambientali ed infine descritte le misure di mitigazione e compensazione.

Evidenziate le relazioni tra le azioni di progetto ed i potenziali fattori ambientali e stabilito un fattore ponderale da affidare alle singole componenti, sono stati quantificati i possibili impatti ambientali, attraverso una rappresentazione matriciale

che evidenzia in maniera chiara e sintetica le interazioni esistenti e conseguenti alla realizzazione dell'opera.

Una rappresentazione numerica di tale tipo, oltre a fornire una quantificazione degli impatti sulle singole componenti ambientali, consentendo, durante la definizione, una progettazione più dettagliata e mirata degli interventi di mitigazione e compensazione, permette di effettuare un confronto diretto e numerico con le eventuali ipotesi alternative.

L'approccio matriciale è stato applicato a step successivi fino a giungere alla soluzione risultata compatibile con il complesso delle componenti ambientali.

In particolare, il primo confronto è stato effettuato per addivenire ad una scelta sulla posizione degli aerogeneratori costituenti il layout dell'impianto, mediante la valutazione di una **alternativa di localizzazione**.

Dopo una indagine di *macrositing* che ha condotto la società proponente alla scelta del sito di area vasta, 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.

Una volta effettuata l'analisi morfobatimetrica e biocenotica del fondale selezionato come valido, è stata restituita la mappatura delle caratteristiche biocenotiche ed assegnato un valore naturalistico che ha reso possibile individuare le aree più delicate e dal maggiore valore conservazionistico.

Dopodichè, ad una prima disposizione degli aerogeneratori né è stata ricavata una ipotesi alternativa spostando tutte le torri fuori dagli habitat di valore conservazionistico elevato o in aree ad essi immediatamente confinanti.

La scelta finale è stata effettuata a valle di una comparazione, dall'esito finale apparentemente scontato, ma degno di confronto in quanto comunque lo spostamento delle torri ha determinato una modifica al percorso dei cavidotti con diverse interferenze con i fondali, non valutabili prioristicamente.

Ad ogni modo, la scelta è ricaduta sul layout ottenuto spostando 18 dei 36 aerogeneratori fuori dalle aree dotate di fondali di maggiore pregio.

Successivamente, nel corso della redazione del progetto, sono state valutate **soluzioni alternative di processo o strutturali** riguardanti la scelta della tipologia delle fondazioni, delle torri, della posa dei cavidotti e della logistica di cantiere e dei sistemi di montaggio e mezzi di trasporto.

Tali valutazioni hanno condotto alla definizione di una soluzione di progetto, sulla quale sono state effettuate tutte le valutazioni qualitative nel corso del presente studio, attraverso la previsione delle azioni di progetto e l'analisi e la quantificazione gli impatti sulle singole componenti ambientali.

Il risultato di tale indagine ha permesso di ricavare la **matrice della soluzione di progetto**, riportante la stima numerica degli impatti sulle componenti singole, ponderati con opportuno coefficiente moltiplicativo (rango), la cui sommatoria ha fornito la quantificazione complessiva dell'impatto.

In questa maniera, una volta definiti, stimati e quantificati singolarmente gli impatti, è stato possibile analizzare criticamente la soluzione di progetto e definire



gli indispensabili interventi di mitigazione e compensazione ambientale, operando sensibili riduzioni degli impatti a carico delle componenti più stressate, adeguamenti più o meno lievi a carico delle componenti meno interessate, ed esaltando, invece, gli impatti positivi, anche per mezzo di misure compensative concordate con le amministrazioni locali e le associazioni portatrici di interesse.

Tale valutazione è stata effettuata ricavando, quindi, la **matrice della soluzione di progetto con interventi di mitigazione e compensazione**.

Una volta definita la soluzione ottimale, è stato effettuato un confronto con la **alternativa "zero"**, valutata, però, non nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, 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.

Tale confronto, il cui risultato è riportato nella matrice in allegato, è stato fatto sia 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, che a valle di una analisi costi benefici, attraverso una stima delle esternalità positive e negative delle due soluzioni ed un confronto dei ricavi ottenuti dai flussi di cassa (si rimanda al Quadro di Riferimento Progettuale per tale valutazione).

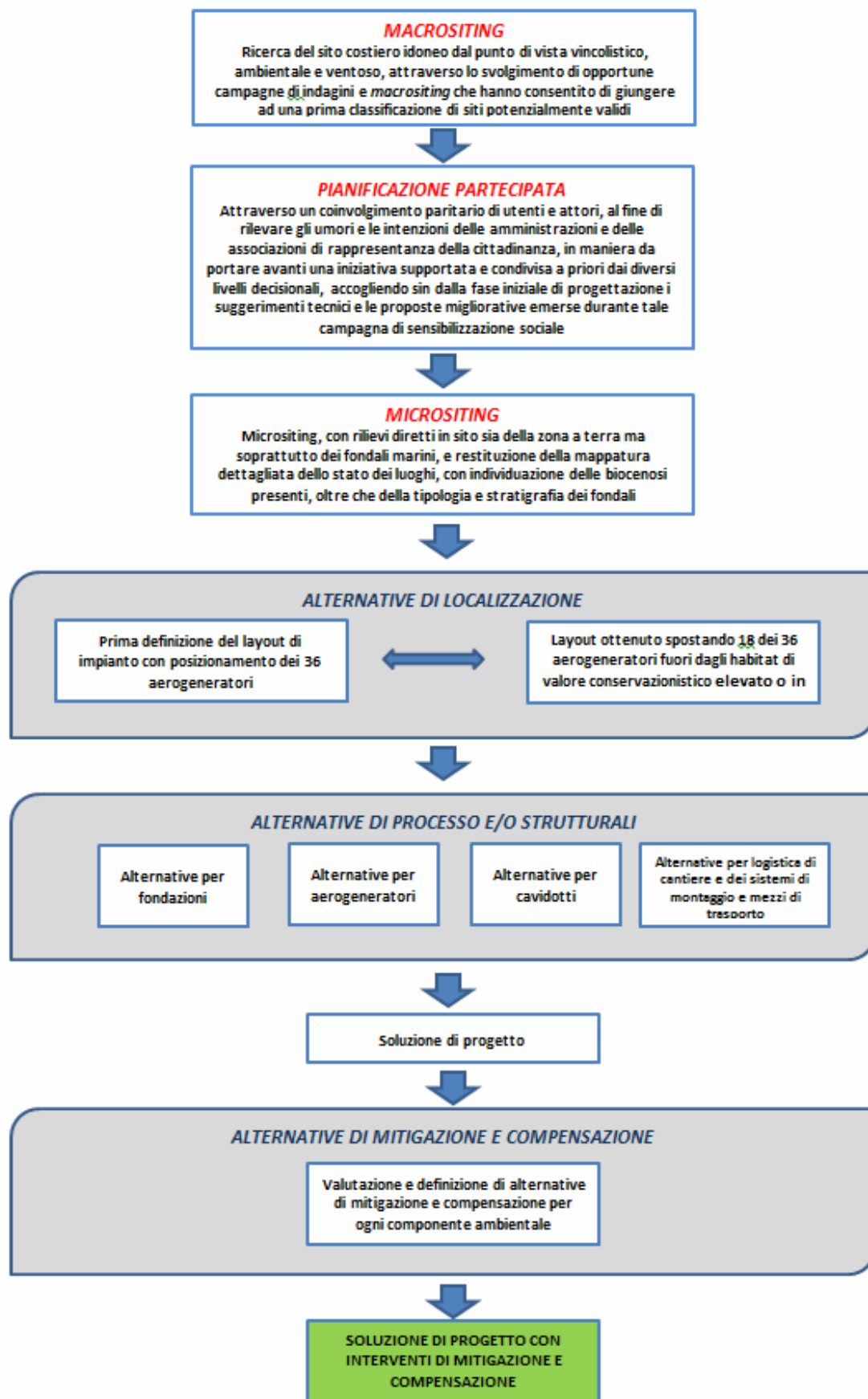
Dal confronto è risultato che la **matrice alternativa zero è risultata quella con punteggio notevolmente inferiore**, a significare il notevole impatto ambientale che si avrebbe con la realizzazione di un altro impianto tradizionale (alimentato da fonti fossili) rispetto ad uno di pari potenza ma alimentato dalla sola risorsa vento.

La **matrice di progetto con interventi di mitigazione e compensazione** presenta dei valori notevolmente positivi, in quanto comunque utilizzando fonti di energia rinnovabili gli impatti sull'ambiente circostante sono sicuramente minori rispetto ad una centrale tradizionale.

**In ogni caso, il progetto, valutato singolarmente, presenta un impatto positivo e compatibile con il complesso delle componenti ambientali.**

**La valutazione quantitativa matriciale degli impatti positivi e negativi, determinati dalle azioni di progetto sulle componenti ambientali interessate, ha permesso un confronto tra le varie ipotesi evidenziando come la soluzione progettuale finale adottata sia più vantaggiosa in quanto produce un minore impatto ambientale.**

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



## 5. CONCLUSIONI GENERALI

Nella maggior parte dei casi, l'avversione all'eolico è di tipo pregiudiziale e porta a ragionare in termini semplicistici di "bello" (il paesaggio italiano) versus "brutto" (l'eolico). La presenza massiccia e diffusa di tralicci dell'alta tensione, centrali a carbone, autostrade e capannoni industriali è data per scontata e viene accettata come un semplice dato di fatto. L'eolico, al contrario, apparirebbe come una sorta di deturpazione del paesaggio.

Si riporta, nel merito, una osservazione ritenuta "illuminante" in tal senso: "*Il rifiuto dell'energia eolica per ragioni estetiche tradisce un ragionamento contorto. C'è chi rimane disturbato alla vista dei generatori eolici e li considera un marchio di infamia nel paesaggio. Ma c'è anche chi trova attraenti e impressionanti i grattacieli, ed altri invece sembrano scostanti e spaventosi. Qualcuno potrebbe anche vedere del bello in un generatore eolico, ma non per questo essere un sostenitore dell'eolico. Lo si può al contrario trovare fastidioso ma essere a favore della sua installazione, perché si capisce la necessità di una produzione energetica a emissioni zero. Attenzione: non si tratta di percezioni individuali, ma di percezioni sociali*" (H. Scheer, 2004).

Come noto, gli impianti energetici alimentati dallo sfruttamento dei venti (le c.d. pale eoliche), per le loro notevoli dimensioni sono spesso al centro del dibattito per il loro conseguente impatto – almeno, visivo – sul paesaggio circostante. Al tempo stesso, però, questi sono elementi strategici dello sviluppo sostenibile, perché gli stabilimenti energetici che ricorrono alle fonti energetiche rinnovabili (c.d. FER) rappresentano ormai il futuro (meglio, uno di quelli possibili) dell'approvvigionamento energetico mondiale.

L'impatto territoriale degli impianti per la produzione di energia eolica, sicuramente rilevante e tale da giustificare l'esercizio dei poteri urbanistici e paesaggistici, "*non è tuttavia un elemento da considerare in via esclusiva, dovendo l'attività in parola tener conto altresì (e principalmente) dell'interesse nazionale – costituzionalmente rilevante – all'approvvigionamento energetico, soprattutto se in forme non inquinanti, il quale richiede la necessità, in base al principio di proporzionalità, della precisa indicazione delle ragioni ostative al rilascio della autorizzazione paesaggistica, al fine di eliminare sproporzioni fra la tutela dei vincoli e la finalità di pubblico interesse sotteso alla produzione ed utilizzazione dell'energia elettrica*" (T.A.R. Calabria, sez. I, n. 32/2011)