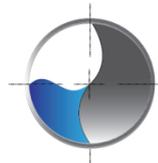


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UNA CENTRALE EOLICA OFFSHORE E OPERE DI CONNESSIONE A TERRA IN PROVINCIA DI BRINDISI - POTENZA INSTALLATA:504MW

RELAZIONE GENERALE

00	19/07/2022	PRIMA EMISSIONE	TCN	REGOLO	REGOLO
REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO



TECNOCONSULT
ENGINEERING CONSTRUCTION SRL

Registered and Operating office: 61032 Fano (PU) Italy - Via Einaudi 20 C - Ph + 39 0721 855370 - 855856 Fax +39 0721 855733

Document Title:

RELAZIONE GENERALE

Job No.

BRN

Document No.

REL-01

Rev. No.

00

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE.....	8
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	9
3	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	10
4	DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITA'	18
4.1	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI INDIVIDUATI A MARE	18
4.1.1	<i>Aree Naturali protette.....</i>	19
4.1.2	<i>Paesaggio e Turismo</i>	22
4.1.3	<i>Aree di Interesse Archeologico</i>	25
4.1.4	<i>Attività Ricreative in Mare</i>	25
4.1.5	<i>Inquadramento delle attività economiche della pesca</i>	25
4.1.6	<i>Attività industriali.....</i>	30
4.1.7	<i>Traffico navale</i>	31
4.1.8	<i>Traffico aereo.....</i>	33
4.1.9	<i>Aree Militari e zone soggette a restrizioni</i>	34
4.1.10	<i>Aree per Ricerca Scientifica.....</i>	35
4.1.11	<i>Infrastrutture sottomarine.....</i>	35
4.1.12	<i>Rotte migratorie avifauna</i>	36
4.1.13	<i>Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare.....</i>	38
4.2	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI ESISTENTI A TERRA	40
4.2.1	<i>Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)</i>	40
4.2.2	<i>Piano Paesaggistico dell'Ambito 9 ricadente nella provincia di Brindisi</i>	48
4.2.3	<i>Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi.....</i>	50
4.2.4	<i>Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).....</i>	51
4.3	INQUADRAMENTO GEOLOGICO E GEOMORFOLOGICO	54
4.3.1	<i>Inquadramento sismico.....</i>	55
4.4	INQUADRAMENTO METEOMARINO.....	55
4.4.1	<i>Caratterizzazione batimetrica</i>	55
4.5	INQUADRAMENTO OCEANOGRAFICO.....	56
4.5.1	<i>Regime dei venti.....</i>	57

4.5.1	<i>Regime di Moto Ondoso</i>	59
4.6	ANALISI DEGLI ASPETTI SOCIOECONOMICI	60
4.6.1	<i>Lo scenario economico-sociale del territorio</i>	60
4.6.2	<i>Il turismo</i>	61
5	DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO	63
5.1	AEROGENERATORI	63
5.2	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE	65
5.3	STRUTTURA DI GALLEGGIAMENTO DELLA TURBINA	66
5.4	SISTEMA DI ANCORAGGIO.....	67
5.5	SISTEMA DI PROTEZIONE CATODICA	71
5.6	ARCHITETTURA ELETTRICA DEL PARCO	71
5.6.1	<i>Cavi elettrici di collegamento tra turbine</i>	73
5.6.2	<i>Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra</i>	74
5.6.3	<i>La protezione dei cavi sottomarini</i>	75
5.7	OPERE DI CONNESSIONE A TERRA	76
5.7.1	<i>Pozzetto di giunzione a terra</i>	77
5.7.2	<i>Fibre ottiche</i>	78
5.7.3	<i>Collegamento elettrico terrestre</i>	78
5.7.4	<i>Stazione di consegna elettrica</i>	79
5.7.5	<i>Ulteriori elementi costitutivi della sottostazione di connessione alla RTN</i>	81
6	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE	83
6.1	SITO DI ASSEMBLAGGIO DELLE TURBINE	83
6.2	ASSEMBLAGGIO E VARO DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE	84
6.3	POSA DEI CAVI MARINI.....	87
6.4	APPRODO DEL CONDOTTO MARINO	89
6.5	OPERATIVITA' CANTIERE OFFSHORE	90
6.6	POSA DEI CAVI TERRESTRI	91
6.7	STAZIONE DI CONSEGNA.....	94
6.7.1	<i>Disposizione degli impianti e degli edifici sull'area di stazione di consegna</i>	94
6.7.2	<i>Edificio di telegestione e telecomando</i>	94
6.7.3	<i>Edificio ausiliari elettrici</i>	94

6.7.4	Alimentazioni privilegiate:	95
6.7.5	Sistema di supervisione della cabina di consegna:	96
6.7.6	Impianto di Terra	97
7	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	98
8	PIANO DI DISMISSIONE	99
9	CRONOPROGRAMMA	100
10	RIFERIMENTI	103

Indice delle figure

Figura 2-1	- Ubicazione dell'area geografica interessata dalla realizzazione del parco eolico	9
Figura 3-1	- Individuazione dell'impianto e delle relative opere su immagine satellitare.....	11
Figura 3-2	- Individuazione dell'impianto e delle relative opere su carta nautica.....	12
Figura 3-3	- Distanze tra turbine	14
Figura 3-4	- Sistemi di ancoraggio	15
Figura 3-5	- Percorso terrestre dei cavi su ortofoto.....	16
Figura 3-6	- Dettaglio arrivo stazione Terna "Brindisi-Pignicelle"	17
Figura 3-7	- Stazione Terna "Brindisi-Pignicelle"	17
Figura 4-1	- Distanza del parco eolico dalle aree naturali protette "EUAP"	20
Figura 4-2	- Distanza del parco eolico dai siti "Rete Natura 2000"	21
Figura 4-3	- Distanza del parco eolico dai siti "IBA" e aree "RAMSAR"	22
Figura 4-4	- Fotoinserimento parco eolico da Punta Penne (Brindisi)	23
Figura 4-5	- Fotoinserimento parco eolico da Torre Rinalda (Lecce).....	24
Figura 4-6	- Fotoinserimento parco eolico da Polignano a Mare	24
Figura 4-7	- Carta delle aree di interesse archeologico a mare/relitti	25
Figura 4-8	- "Geographical Subareas (GSAs)" del Mediterraneo. La sub-area di nostro interesse è la GSA 18 "Southern Adriatic Sea". Fonte: fao.org	27
Figura 4-9	- Attività di pesca della flotta a strascico nella GSA18. I valori rappresentano le ore medie di pesca per cella, calcolate a partire dalle ore mensili per gli anni dal 2013 al 2015. Fonte: MIPAAF, 2017).	29
Figura 4-10	- Densità delle rotte dei pescherecci	30
Figura 4-11	- Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mar Adriatico Meridionale (fonte MISE)	31

Figura 4-12 - Mappa del traffico navale.....	32
Figura 4-13 - Mappa rotte autostrade del mare.....	33
Figura 4-14 - Carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules).....	34
Figura 4-15 - Stralcio Carta delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e zone dello spazio aereo oggetto a restrizione.....	35
Figura 4-16 - Percorso delle infrastrutture sottomarine	36
Figura 4-17 - Siti potenziali per la presenza di uccelli marini (fonte:Porto di mare)	37
Figura 4-18 - Distanza parco eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna	37
Figura 4-19 - Aree Marine Protette sul territorio Italiano (Fonte: MITE)	38
Figura 4-20 - individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas - RCS / SPA - http://www.rac-spa.org/spami).....	39
Figura 4-21 - Distanza del campo eolico dall'area marina protetta "Torre Guaceto"	40
4-22 Stralcio Tav. 19 - Componenti dei valori percettivi: Strada panoramica.....	43
4-23 Stralcio Tav.19 - Componenti dei valori percettivi: Strada a valenza paesaggistica.....	44
4-24 Stralcio Tav.19 - Componenti culturali e insediative	45
4-25 Stralcio Tav.19 - Componenti botanico vegetazionali	46
4-26 Stralcio Tav.19 - Componenti idrologiche.....	47
4-27 Ambito paesaggistico n. 9 "Area della Piana Brindisina".....	50
4-28 Stralcio del PRG di Brindisi -Tav.01	51
4-29 Stralcio della Tav.20 Tracciato cavidotto terrestre su planimetria P.A.I. idraulica.....	52
4-30 Stralcio della Tav.21 Carta PAI Tracciato cavidotto interrato su planimetria P.A.I. Geomorfologica	53
4-31 Dettaglio approdo mare/terra- Stralcio Tav. 21	54
Figura 4-32 - Batimetria dell'area di interesse.....	56
Figura 4-33 - Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo	57
Figura 4-34 - Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto)	58
Figura 4-35 - Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Metereologica) (ERA5)	59
4-36 Regione Puglia, valore Aggiunto e PIL per settore [milioni di Euro] Fonte: Istat	60
4-37 andamento del Pil per settori, anni 1995-2009 (Fonte: Istat)	60
Figura 5-1 - Turbina V236-15.0MW	64

Figura 5-2 - Ipotesi di stazione di trasformazione off-shore galleggiante	65
Figura 5-3 - Struttura di galleggiamento della turbina (Fonte /a22/).....	67
Figura 5-4 - Esempi di sistemi di ancoraggio.....	68
Figura 5-5 - Esempio di ancora con trascinamento	68
Figura 5-6 - Esempio di ancore a gravità.....	69
Figura 5-7 - Esempio di palo infisso nel fondale marino.....	69
Figura 5-8 - Illustrazione di palo infisso per aspirazione.....	70
Figura 5-9 - Illustrazione di pali a siluro	70
Figura 5-10 - Layout elettrico dell'impianto con sottocampi da 60MW (verde) e 45MW (giallo)	72
Figura 5-11 - Schema di interconnessione dell'impianto eolico	72
Figura 5-12 - Esempio di cavo di connessione	73
Figura 5-13 - Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte /a23/).....	74
Figura 5-14 - Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte /a24/).....	75
Figura 5-15 - Sistemi protezione dei cavi per interrimento	75
Figura 5-16 - Inquadramento su CTR del punto di giunzione terra/mare	76
Figura 5-17 - Inquadramento su CTR dell'arrivo del cavidotto alla stazione Terna.....	76
Figura 5-18 - Pozzetto di giunzione allo sbarco (Transition Joint Bay - TJB).....	77
Figura 5-19 - Tipico camera giunti.....	78
Figura 5-20 - Esempio di cavo elettrico terrestre	79
Figura 5-21 - Vista aerea del percorso del cavo di terra	79
Figura 5-22- Ubicazione del punto di connessione alla rete regionale.....	80
Figura 5-23 - Esempio di schema planimetrico della Sottostazione di misura e consegna	81
Figura 6-1 - Area portuale di Brindisi, possibile sito di assemblaggio.....	84
Figura 6-2 - Assemblaggio piattaforma galleggiante (Fonte kinkardine -Cobra).....	85
Figura 6-3 - Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)	85
Figura 6-4 - Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)	86
Figura 6-5 - Sollevamento del rotore (Fonte: Elronic Wind solution).....	86
Figura 6-6 - Esempio dell'operazione di rimorchio (Fonte Windfloat Atlantic Project)	87
Figura 6-7 - Illustrazione dell'installazione del cavo (Fonte: Offshore Gode-wind).....	88

Figura 6-8 - Tipico di posa del cavo mediante “directional drilling” (Fonte Science Direct)	90
Figura 6-9 - Tipico di posa di cavo in corrente alternata	92
Figura 6-10 - Rappresentazione schematica di una TOC	93
Figura 6-11 - Cabina di consegna Onshore	95
Figura 6-12 - Esempio di aspetto di stazione AT - RTN, (fonte Web, free license)	97

Indice delle tabelle

Tabella 4-1- Vincoli a mare	19
Tabella 4-2- Distribuzione direzionale dell’altezza d’onda significativa (ERA5)	59
Tabella 5.1 - Principali caratteristiche del parco eolico di progetto	63
Tabella 5-2 - Principali caratteristiche della turbina eolica.....	64
Tabella 5-3 - Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio	71

1 INTRODUZIONE

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione. Questo consente quindi la creazione di windfarms molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare, è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

E' possibile quindi costruire turbine più grandi e più alte rispetto a quelle onshore consentendo una maggiore raccolta di energia.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno e di 1 aerogeneratore di potenza nominale di 9.0MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 504.0 MW ad una distanza minima di circa 22km dalla costa Brindisina.

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali fasi di realizzazione di un impianto di produzione elettrica da fonte eolica offshore, di tipo galleggiante, situato nel Mar Adriatico Meridionale, al largo della costa di Brindisi.

La relazione si suddivide in due parti riguardanti:

- la descrizione generale dell'intervento ed il suo inquadramento generale nell'ambito del territorio pugliese.
- la descrizione tecnica degli elementi costituenti il progetto e della costruzione dell'impianto sia nella sua componente terrestre che marina. Tale parte contiene anche il cronoprogramma preliminare delle attività di costruzione.

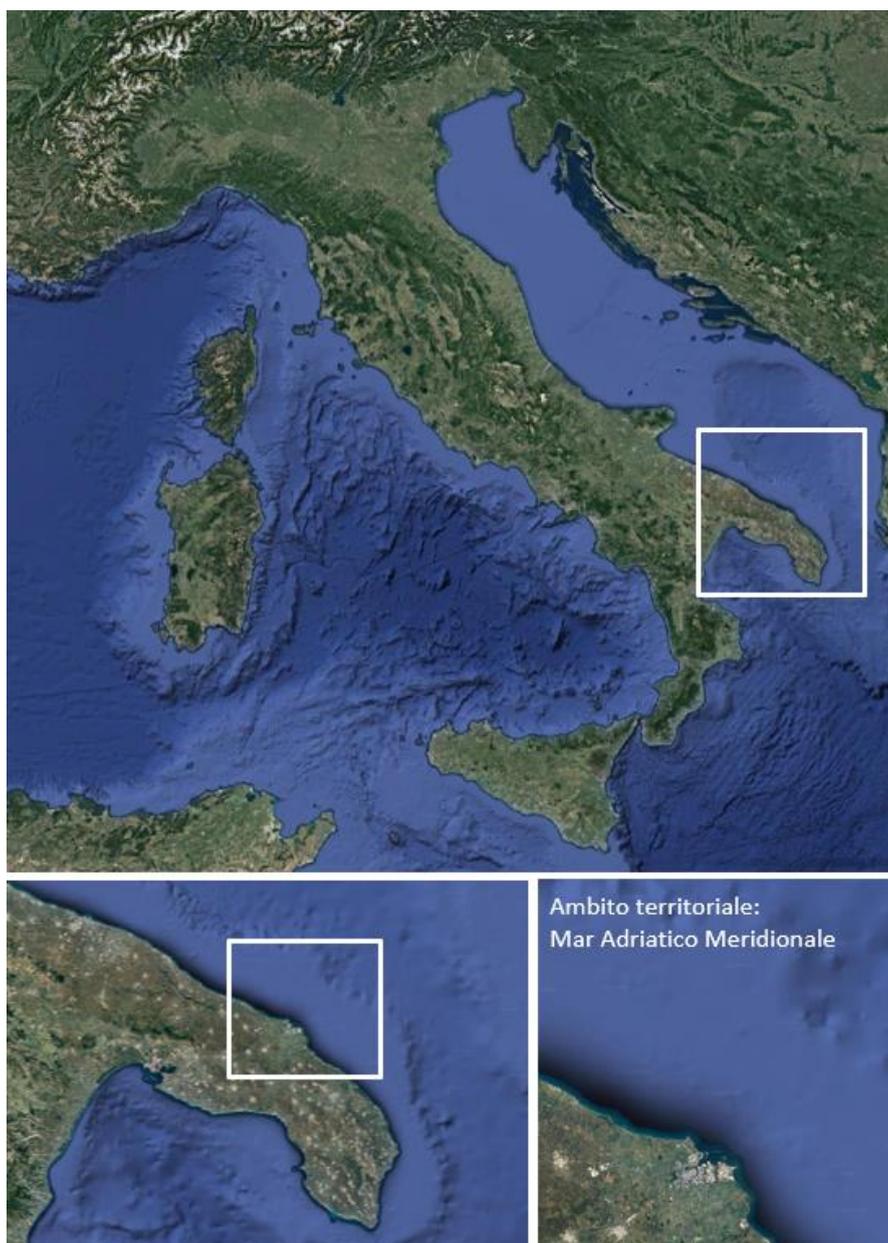


Figura 2-1 - Ubicazione dell'area geografica interessata dalla realizzazione del parco eolico

3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

L'impianto eolico è composto da 34 turbine eoliche ad asse orizzontale di cui 33 da 15 MW ed 1 da 9.0MW, con una potenza elettrica totale del campo di 504.0 MW.

Grazie alla struttura galleggiante di sostegno delle turbine, è stato possibile posizionare il parco eolico in acque distanti oltre 22 km dalla costa di Brindisi, in modo da renderlo sostanzialmente impercettibile ad occhio nudo dalla terraferma. Tale tecnologia proposta con il presente progetto, è un elemento chiave per costruire un parco eolico a grande distanza dalla costa, al fine di evitare interferenze con il paesaggio, la pesca, l'ambiente ed ogni altra attività costiera.

La scelta dei siti ottimali per l'installazione dei parchi offshore si basa su un'analisi approfondita dei molteplici fattori che più influenzano e sono influenzati dalla realizzazione del progetto. Tali fattori sono stati individuati seguendo studi internazionali e italiani, il tutto per raggiungere l'obiettivo di sinergia fra i parchi eolici e gli elementi ecologici, geomorfologici, meteo-marini, amministrativi e socioeconomici dell'area interessata dal progetto, sia a mare che a terra.

Secondo uno studio redatto dalla Auckland University of Technology (AUT, 2018), i principali elementi da tenere in considerazione per lo sviluppo di parchi eolici offshore sono:

- la pianificazione degli spazi marittimi;
- l'aspetto sociale;
- la redditività;
- la collisione dell'avifauna con le turbine
- l'impatto sull'ecosistema marino.

In generale, si riconosce la grandissima importanza del siting, ovvero della scelta del sito di installazione degli aerogeneratori, in accordo con il Principio di Prevenzione e con le direttive europee vigenti quali la direttiva "habitat" (92/43/CEE), la direttiva "uccelli" (2009/147/CE), con la direttiva SEA (Strategic Environmental Assessment, corrispondente alla VAS, 2001/42/EC) e la direttiva EIA (Environmental Impact Assessment, corrispondente alla VIA, 2011/92/EU); con progetti europei eseguiti da enti come Birdlife, Natura2000, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Institute for European Environmental Policy (IEEP), Instrument for Pre-Accession Assistance (IPA) e Wind Europe.

Nei seguenti paragrafi si descriveranno le aree, mostrate nella figura sottostante, dove si prevede di implementare il progetto.



Figura 3-1 - Individuazione dell'impianto e delle relative opere su immagine satellitare

Di seguito si propone un estratto dell'inquadramento del progetto a mare sulla carta nautica dell'Istituto Idrografico della Marina.

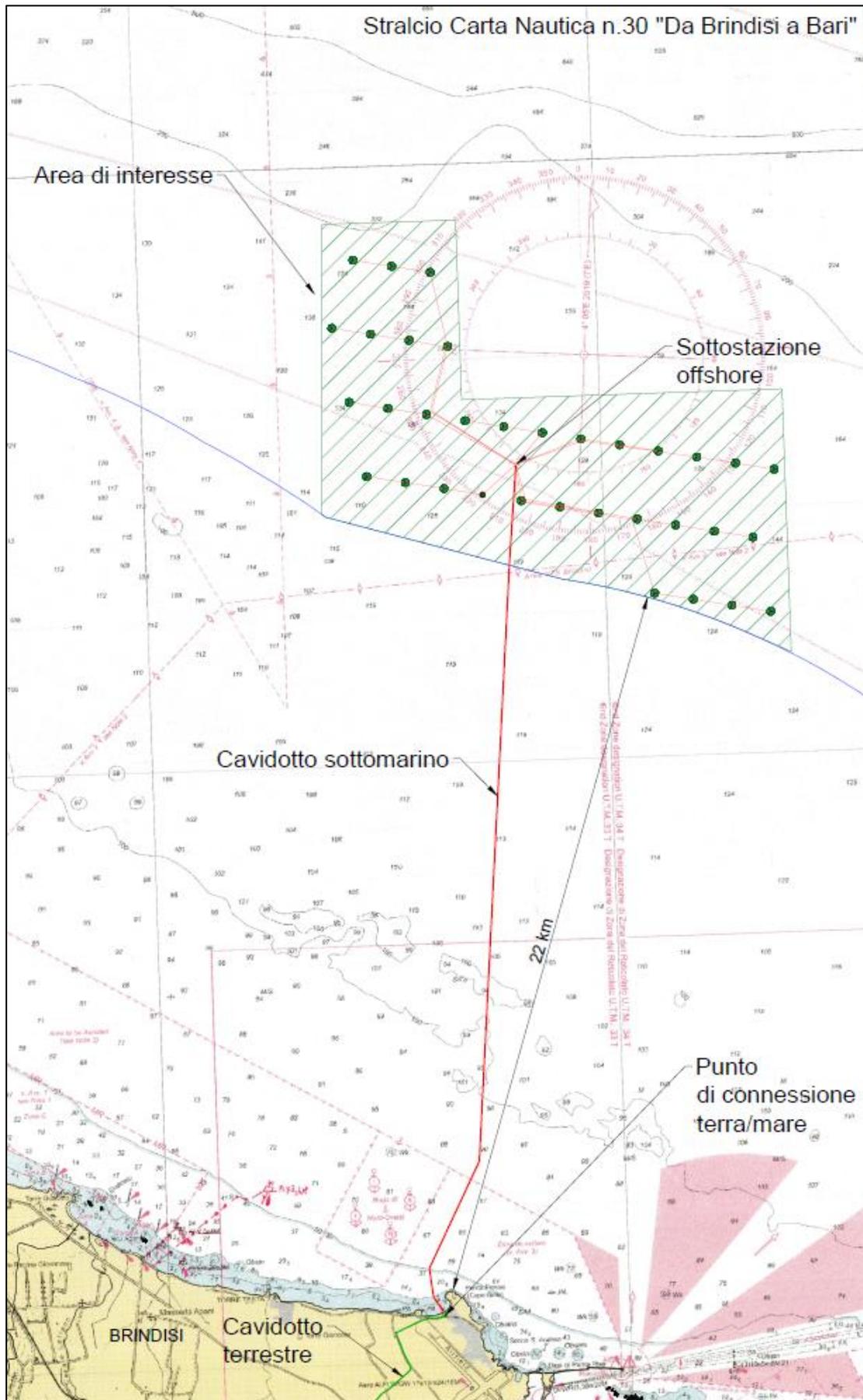


Figura 3-2 - Individuazione dell'impianto e delle relative opere su carta nautica

In sintesi l'impianto è suddiviso in:

Una parte offshore comprendente:

- n.34 aerogeneratori eolici composti da turbina, torre e fondazione galleggiante;
- cavo sottomarino in AT 66 kV di interconnessione tra aerogeneratori;
- n.1 sottostazione elettrica galleggiante;
- elettrodotto sottomarino in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, che collega la sottostazione offshore al punto di giunzione a terra tra l'elettrodotto marino e l'elettrodotto terrestre.

Una parte onshore comprendente:

- n.1 punto di giunzione elettrodotto marino - elettrodotto terrestre;
- elettrodotto terrestre in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, dal punto di sbarco del cavo alla sottostazione utente;
- n.1 sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto terrestre in corrente alternata HVAC AAT 380 kV, che collega la stazione utenza alla stazione elettrica della RTN.

Il progetto prevede l'utilizzazione:

- della Piattaforma Continentale Italiana, ai fini dell'installazione delle torri eoliche dei cavi sottomarini di collegamento in alta tensione;
- del mare territoriale, per il passaggio dell'elettrodotto marino sino alla terraferma;
- di parte del territorio regionale pugliese, per il passaggio dell'elettrodotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.

La distanza geometrica tra gli array delle turbine è circa 11 D, mentre tra le singole turbine è pari a 5 D, dove D è il diametro del rotore; questa disposizione consente di avere una distanza fluidodinamicamente ottimale tra le turbine.

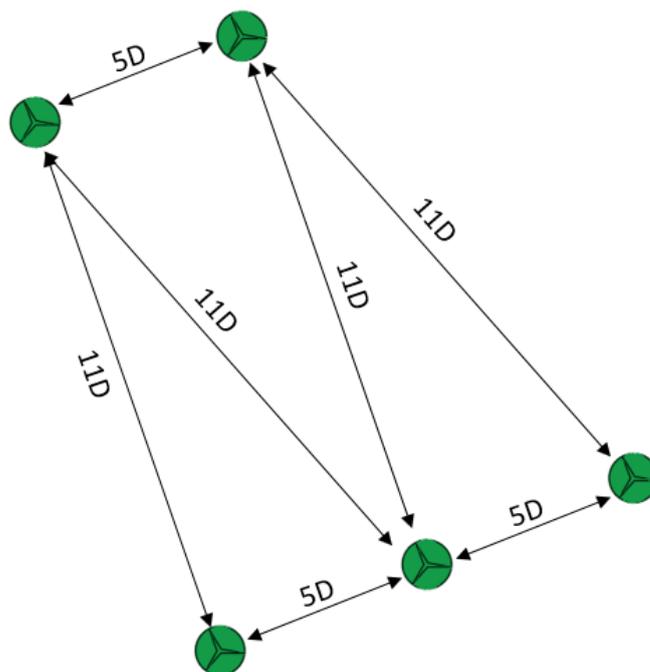


Figura 3-3 - Distanze tra turbine

Le Turbine eoliche galleggianti (FOWT: Floating Offshore Wind Turbine) costituiscono un innovativo sviluppo tecnologico del settore eolico che permette di realizzare parchi eolici offshore su fondali profondi, avvalendosi di sistemi di ancoraggio ampiamente sperimentati poiché derivati dal settore Oil & Gas, che da tempo ha sviluppato tecnologie legate alle piattaforme galleggianti.

Al fine di minimizzare gli impatti ambientali potenzialmente generabili dagli ancoraggi degli aerogeneratori sul fondale marino, saranno verificati diversi sistemi e, di conseguenza, adottato il sistema che possa garantire le migliori performance ambientali.

Esistono molti tipi di ancoraggi utilizzati per applicazioni offshore. La scelta del tipo di ancoraggio è principalmente guidato dalla configurazione del sistema di ormeggio, caratteristiche del suolo, requisiti relativi al carico dell'ancora e profondità dell'acqua.

L'individuazione del sistema di ancoraggio più idoneo avverrà simulandone il comportamento in funzione delle caratteristiche geomorfologiche dei fondali, che saranno rilevate attraverso un'apposita campagna d'indagine. Saranno pertanto simulati sia i sistemi di ancoraggio con catenaria (attualmente il più diffuso nelle installazioni offshore), che sistemi tecnicamente più sofisticati ad ancoraggio teso (taut moorings), ottenuti mediante l'utilizzo di vincoli puntuali sul fondale.

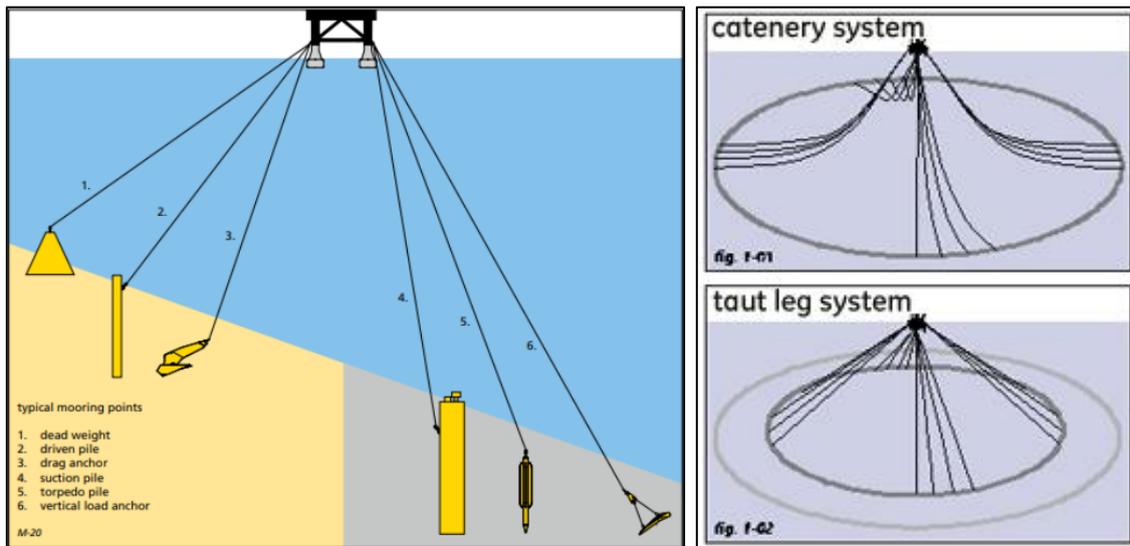


Figura 3-4 - Sistemi di ancoraggio

Le turbine, suddivise in 10 sottocampi, sono connesse elettricamente alla sottostazione elettrica offshore galleggiante.

Questa sottostazione trasforma la corrente prodotta dalle turbine a 66kV fino alla tensione HVAC di 380 kV. Da questa sottostazione si dipartono i cavi marini per il trasporto fino a terra dell'energia prodotta.

Sulla costa, al punto di sbarco dei cavi marini situato a nord del porto di Brindisi, sarà realizzato in appositi pozzetti in c.a mediante una giunzione con muffole, il collegamento elettrico dei cavi marini con quelli terrestri.

I cavi terrestri proseguono sino a raggiungere la stazione d'utenza e il punto di connessione con la Rete Elettrica Nazionale mediante un percorso interrato (ca. 14.5km).



Figura 3-5 - Percorso terrestre dei cavi su ortofoto

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica è prevista nei pressi della centrale TERNA "BRINDISI-PIGNICELLE", mediante una sottostazione di misura e consegna da costruire appositamente.



Figura 3-6 - Dettaglio arrivo stazione Terna "Brindisi-Pignicelle"

Ai sensi dell'art. 1 della Legge 10/1991, il progetto avrà la qualifica di impianto di pubblico servizio e pubblica utilità e come tale definito "opera indifferibile ed urgente". Pertanto si procederà secondo il DPR 327/2001 per quanto concerne l'acquisizione dell'area individuata per la realizzazione della sottostazione di misura e consegna.



Figura 3-7 -Stazione Terna "Brindisi-Pignicelle"

4 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITA'

Al fine della scelta del sito ottimale per l'installazione del campo eolico offshore si è ritenuto opportuno dividere i parametri di scelta in cinque macro-parametri:

- Vincoli individuati a mare per la realizzazione del progetto nell'ambito dell'uso e della pianificazione dello spazio marittimo;
- Vincoli individuati a terra per la realizzazione del progetto nell'ambito delle aree protette e i piani regolatori comunali e regionali;
- Geomorfologia dell'area di interesse;
- Condizioni meteomarine dell'area di interesse;
- Aspetti storico-economici e socioeconomici dell'area di interesse.

In sintesi, la tutela ambientale, insieme alle sinergie con il contesto socioeconomico e industriale dell'area sono di primaria importanza per la buona riuscita del progetto. Oltre a ciò, per una sicura ed efficace installazione del campo eolico, si analizzano i dati disponibili sulle caratteristiche geomorfologiche e sulle caratteristiche meteomarine.

4.1 Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli individuati a mare

Durante la pianificazione del progetto sono stati individuati gli elementi antropici e naturalistici a mare che potrebbero essere impattati dalla realizzazione del progetto offshore e che formano la base dei parametri di scelta per l'inquadramento del parco eolico.

Questa sezione sarà per lo più concentrata quindi sull'analisi dei vincoli che insistono nell'area vasta a mare.

Nella successiva tabella i parametri analizzati per la scelta del sito vengono divisi in tredici gruppi. Per ciascuno di essi si riporta una descrizione e l'elenco delle possibili interferenze con il progetto.

GRUPPO A RISCHIO INTERFERENZA	DESCRIZIONE GRUPPO	DESCRIZIONE INTERFERENZA
Aree Naturali protette	Aree Naturali protette, Siti Rete Natura 2000, IBA e aree RAMSAR	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.
Paesaggio e Turismo	Interferenza estetica con il paesaggio marino e costiero, turismo naturalistico, educativo, culturale, ricreativo e balneare	Interferenza visiva degli aerogeneratori sia dal mare che dalla terra.
Aree di Interesse Archeologico	Aree individuate come di Interesse archeologico	Disturbo diretto e indiretto a zone considerate di interesse archeologico.
Attività Sportive e Ricreative in Mare	Regate, barche a vela, pesca sportiva, immersioni subacquee	Diminuzione degli spazi per le attività ricreative in mare.

Pesca	Interferenza con pesca a strascico, pesca artigianale, maricoltura e acquacoltura	Riduzione di aree adibite a pesca e disturbi diretti e indiretti agli allevamenti.
Attività Industriali	Estrazioni di sedimenti, di olio e gas, attività off-shore per la ricerca e l'estrazione di materie prime, condotti sottomarini per trasporto olio e gas, trasporto merci	Riduzione di spazi per le attività di estrazione e per la deposizione di cavidotti e gasdotti. Interferenza con impianti e infrastrutture già esistenti.
Traffico Marittimo	Traffico marittimo industriale, ittico e turistico/ricreativo	Interferenza con le rotte marittime e il movimento di pescherecci e navi.
Traffico Aereo	Traffico aereo civile	Interferenza con le rotte aeree.
Aree Militari e Zone soggette a restrizioni	Aree militari	Restrizione dell'utilizzo di aree militari e pericolosità
Aree per Ricerca Scientifica	Aree adibite alla ricerca scientifica	Diminuzione di aree adibite alla ricerca scientifica o creazione di ostacoli.
Infrastrutture sottomarine	Interferenza con infrastrutture sottomarine esistenti	Disturbo diretto e indiretto
Rotte migratorie avifauna	Interferenza con rotte principali avifauna	Interferenza e disturbo avifauna
Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare	Zone di Tutela Biologiche (ZTB), zone di interesse per il passaggio di cetacei e tartarughe, zone di conservazione delle specie ittiche	Disturbi diretti e indiretti alle aree indicate e perdita di funzionalità delle aree.

Tabella 4-1- Vincoli a mare

4.1.1 Aree Naturali protette

Essendo il progetto localizzato oltre le 12 miglia nautiche, e dato che si estende in acque non territoriali, si fa notare la ragguardevole distanza dei parchi eolici dalle aree naturali protette per cui è plausibile non considerare alcuna interferenza negativa.

L'ubicazione delle turbine e il percorso dell'elettrodotto di collegamento offshore non interessano aree della rete Natura 2000 che, come noto, è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC) identificati dalla Direttiva Habitat e designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

La zona del parco eolico non interessa nemmeno la zona di protezione ecologica del Mar Mediterraneo nord occidentale, del Mar Ligure e del mar Tirreno (ZPE), così come non sono presenti né zone protette Ramsar (zone umide di importanza internazionale), né aree EUAP (Elenco ufficiale delle aree naturali protette), né alcun sito di interesse archeologico a mare né zone IBA (Important Birds Areas).

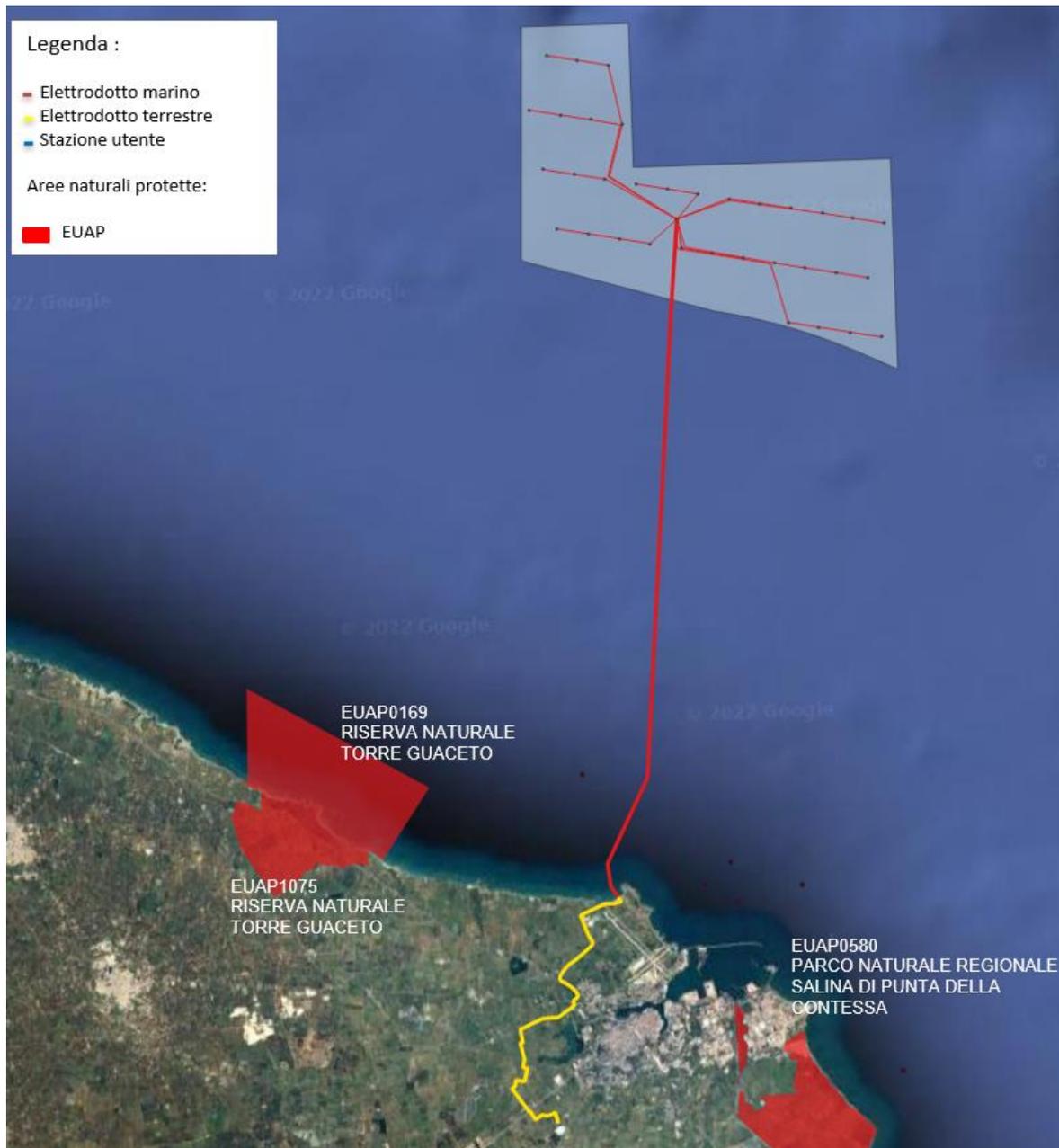


Figura 4-1 - Distanza del parco eolico dalle aree naturali protette "EUAP"

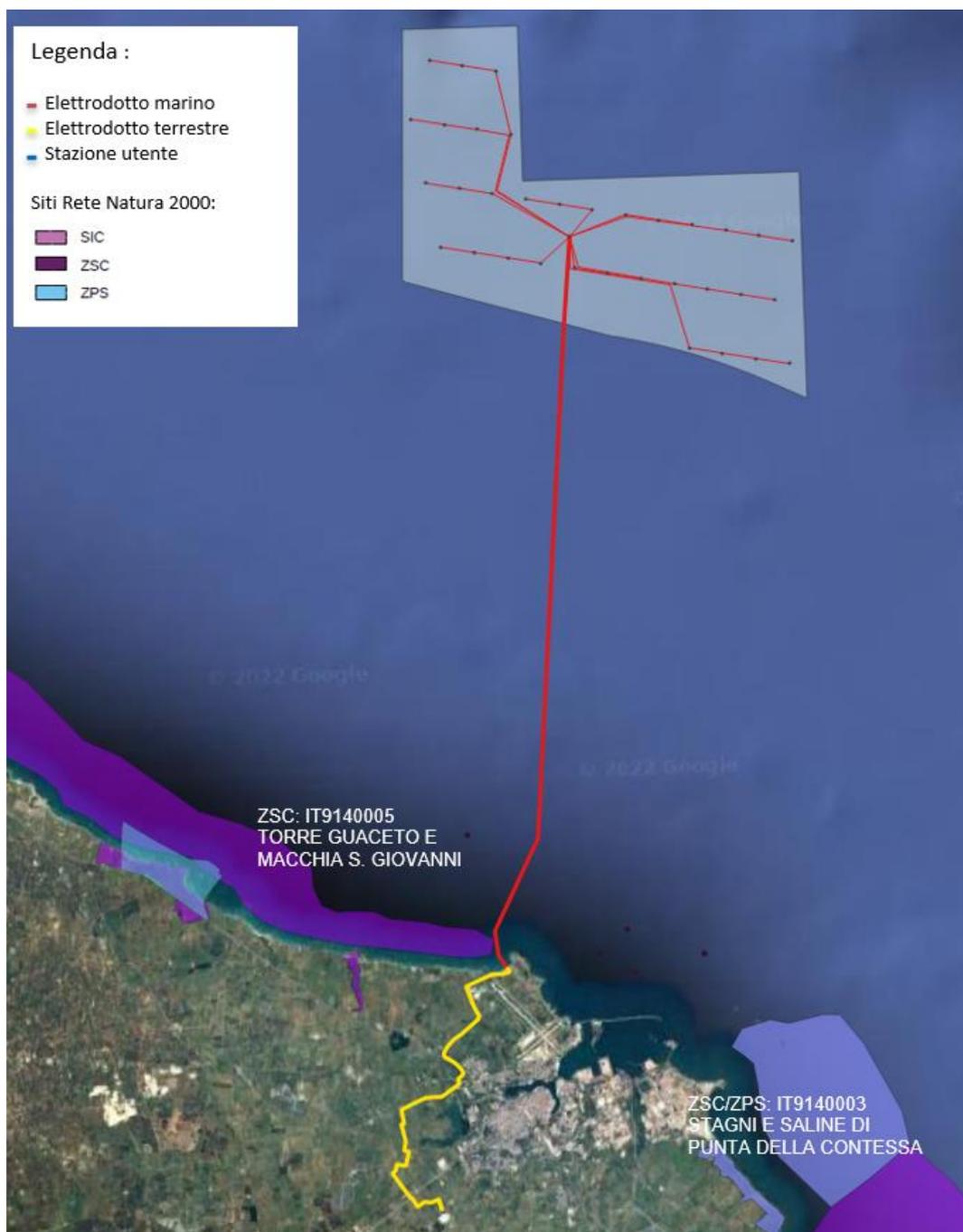


Figura 4-2 - Distanza del parco eolico dai siti “Rete Natura 2000”



Figura 4-3 - Distanza del parco eolico dai siti “IBA” e aree “RAMSAR”

4.1.2 Paesaggio e Turismo

Particolare importanza nella scelta del sito è stata quella di limitare il più possibile l’impatto visivo. Al fine di minimizzare questo aspetto si è deciso di collocare il parco eolico oltre le 12 miglia nautiche a distanze di oltre i 22km dalle coste pugliesi per rendere impercettibile gli aerogeneratori all’occhio umano.

La figure sottostanti mostrano come l'allontanamento dell'impianto eolico dalla linea di costa minimizzi l'impatto visivo degli aerogeneratori, rendendoli sostanzialmente indistinguibili, anche per giornate soleggiate con visibilità perfetta.



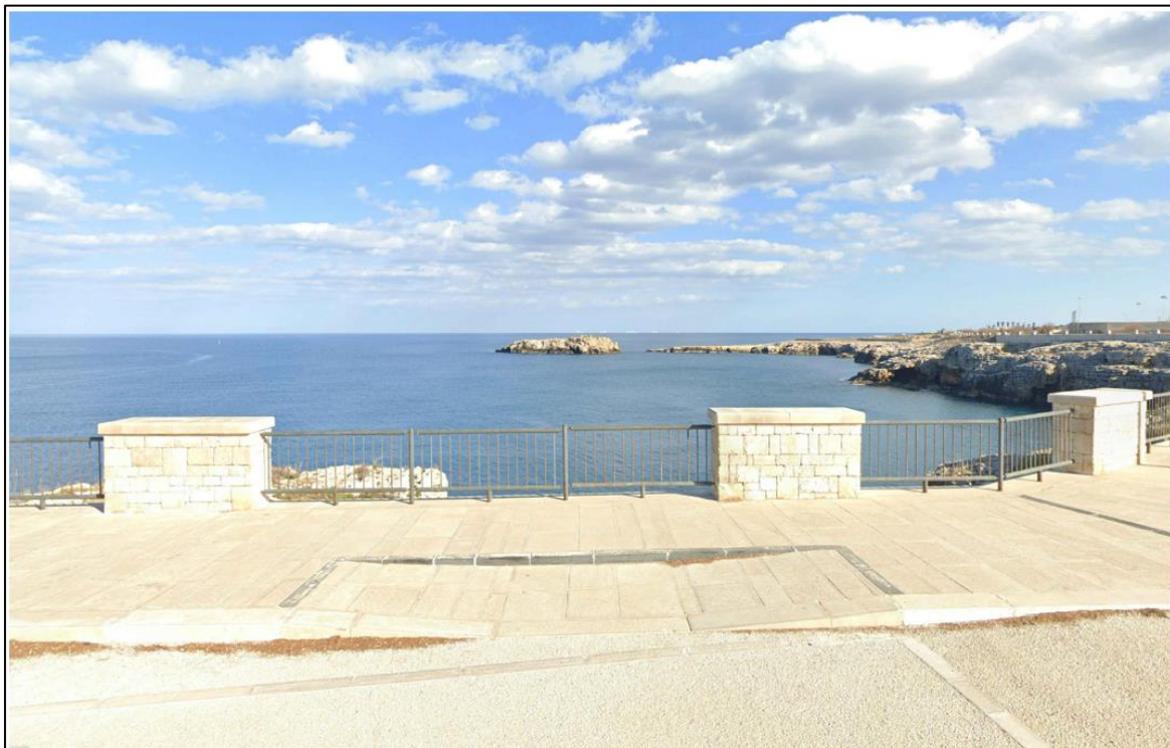
Altezza presa fotografica a 4m sul livello del mare
Distanza minima dal parco: 23km
Distanza massima dal parco: 32km

Figura 4-4 - Fotoinserimento parco eolico da Punta Penne (Brindisi)



Altezza presa fotografica a 4m sul livello del mare
Distanza minima dal parco: 44km
Distanza massima dal parco: 59km

Figura 4-5 - Fotoinserimento parco eolico da Torre Rinalda (Lecce)



Altezza presa fotografica a 20m sul livello del mare
Distanza minima dal parco: 57km
Distanza massima dal parco: 71km

Figura 4-6 - Fotoinserimento parco eolico da Polignano a Mare

4.1.3 Aree di Interesse Archeologico

Da un'analisi preliminare dell'area di interesse non è stato riscontrato alcun sito archeologico a mare/relitto.

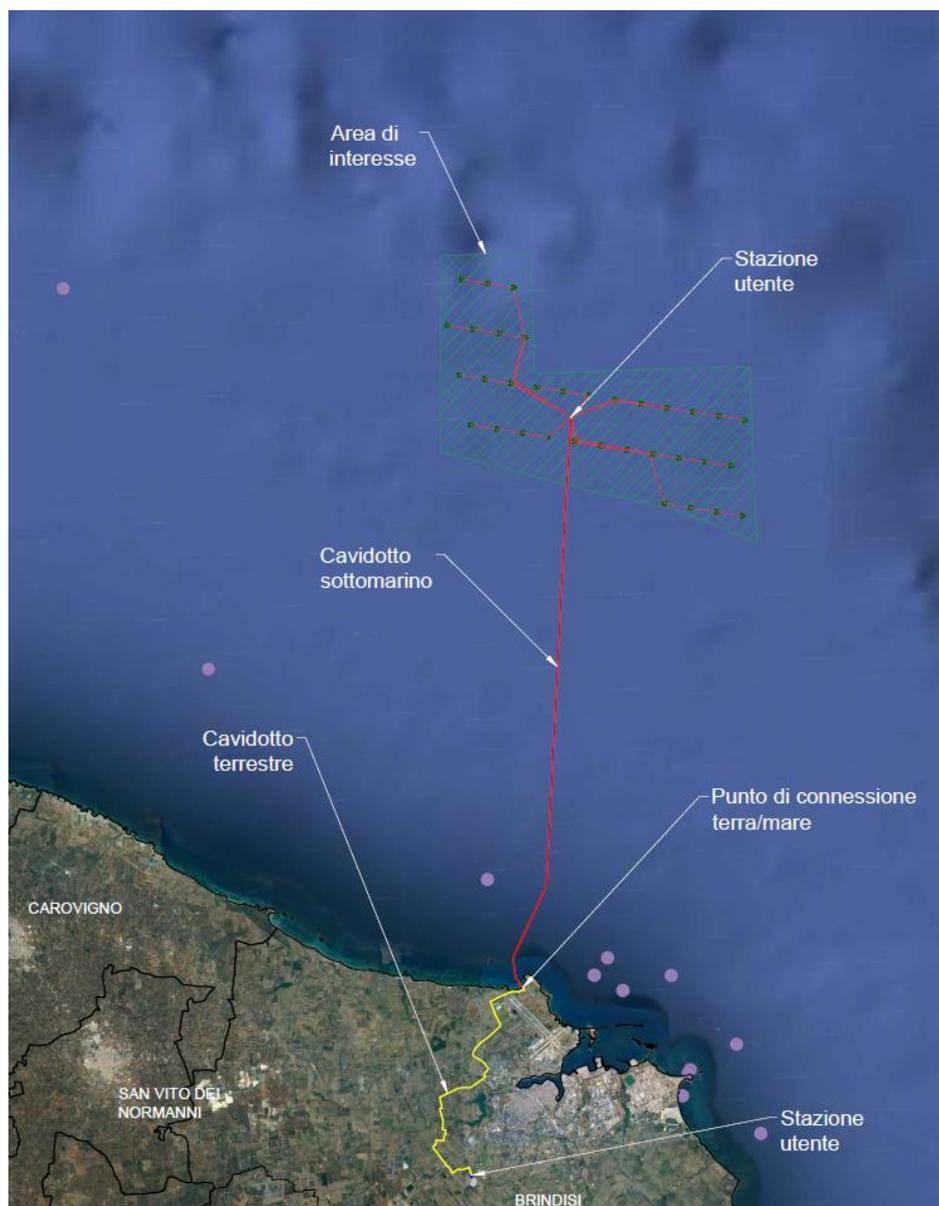


Figura 4-7 - Carta delle aree di interesse archeologico a mare/relitti

4.1.4 Attività Ricreative in Mare

Per quanto riguarda le attività ricreative in mare non sono state riscontrate interferenze in quanto tali attività si riscontrano in tratti di mare più vicini alla costa.

4.1.5 Inquadramento delle attività economiche della pesca

Il tratto di mare in cui sarà realizzato il parco eolico in progetto rientra nell'ambito del GSA 18 "Southern Adriatic Sea".

La GSA 18 comprende i fondi antistanti le coste della Puglia fino alle coste albanesi. La GSA 18 ricade nella Subarea FAO 37.2 Central Mediterranean, divisione statistica FAO 37.2.1 (Adriatic Division) che comprende le acque del Mare Adriatico a nord di una linea che va dalla frontiera settentrionale albanese sulla costa orientale del Mare Adriatico verso ovest fino a Capo Gargano a 41°49'N di latitudine e 16°12'E di longitudine sulla costa italiana.

Il bacino del mare Adriatico Meridionale è collegato allo Ionio Settentrionale attraverso il Canale d'Otranto, che rappresenta l'area in cui viene veicolato un flusso annuale di masse d'acqua paria 35 milioni di m³. La circolazione delle masse d'acqua è tipicamente ciclonica (Artegiani *et al.* 1997). Nel bacino confluiscono le Acque Dense dell'Adriatico Settentrionale (NADW), le Acque Profonde dell'Adriatico (ADW) e le Acque Intermedie Levantine (LIW). Le Acque Dense NADW (acque fredde) fluiscono da nord a sud lungo la piattaforma continentale occidentale, le Acque profonde si originano nella fossa del basso Adriatico, mentre le Acque Intermedie Levantine, più calde e salate, entrano dallo Ionio settentrionale attraverso il Canale d'Otranto e fluiscono in direzione sud-nord lungo le coste orientali dell'Adriatico (Manca *et al.* 2001). Grazie alla presenza di questi flussi il bacino dell'Adriatico Meridionale è caratterizzato dal mescolamento delle acque Adriatiche, più fredde e meno salate, e delle acque Ioniche, con temperatura e salinità più elevate.

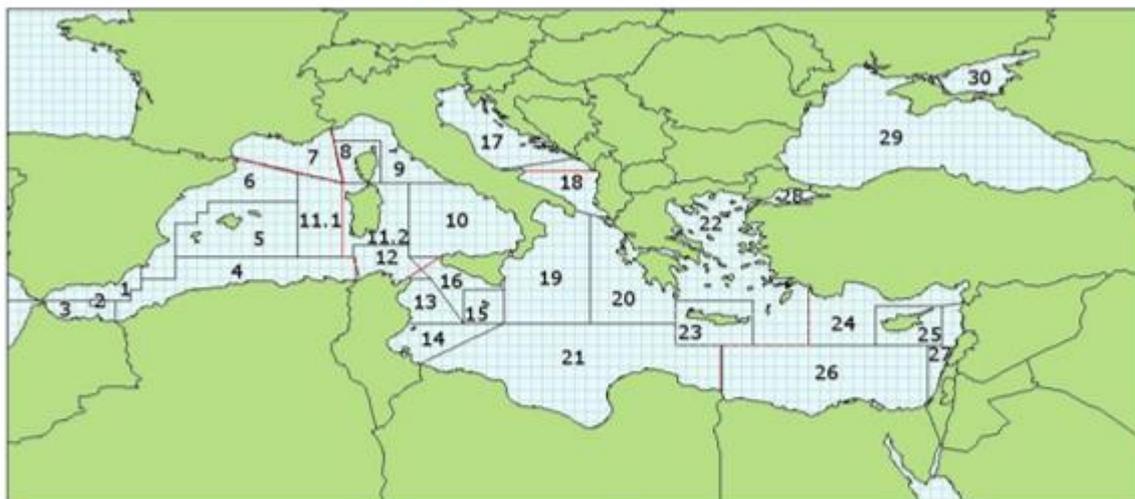
Per quel che riguarda la batimetria, la massima profondità del Basso Adriatico è 1233 m nella cosiddetta 'fossa di Bari'.

La presenza e distribuzione di flora e fauna marina, così come le principali caratteristiche ecologiche del bacino sono legate alle differenze ambientali e morfologiche (Marano *et al.* 1998). Le specie demersali sono sbarcate sia sul versante occidentale che orientale del bacino con una ripartizione rispettiva pari a 97% e 3% (Massa & Mannini 2000).

L'Adriatico meridionale possiede un livello di fruizione meno elevato rispetto a quello settentrionale, in quanto caratterizzato principalmente da habitat profondi.

Inoltre, in accordo con la Convenzione sulla Diversità Biologica (CHM, 2017), l'adriatico meridionale e lo stretto ionico sono considerate delle aree significative EBSA (EBSA: Ecologically or Biologically Significant Areas).

GFCM geographical subareas (GSAs) (GFCM, 2009)



--- FAO Statistical Divisions (red) ---- GFCM Geographical Subareas (black)

01 – Northern Alboran Sea	07 – Gulf of Lion	13 – Gulf of Hammamet	19 – Western Ionian Sea	25 – Cyprus
02 – Alboran island	08 – Corsica	14 – Gulf of Gabès	20 – Eastern Ionian Sea	26 – Southern Levant Sea
03 – Southern Alboran Sea	09 – Ligurian Sea and northern Tyrrhenian Sea	15 – Malta	21 – Southern Ionian Sea	27 – Eastern Levant Sea
04 – Algeria	10 – Southern and central Tyrrhenian Sea	16 – Southern Sicily	22 – Aegean Sea	28 – Marmara Sea
05 – Balearic Islands	11.1 – Western Sardinia 11.2 – Eastern Sardinia	17 – Northern Adriatic Sea	23 – Crete	29 – Black Sea
06 – Northern Spain	12 – Northern Tunisia	18 – Southern Adriatic Sea	24 – Northern Levant Sea	30 – Azov Sea



Figura 4-8 - “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo. La sub-area di nostro interesse è la GSA 18 “Southern Adriatic Sea”. Fonte: fao.org

Il segmento operante a strascico nelle GSA 18 ricopre una certa rilevanza nel contesto nazionale in quanto i battelli in esame rappresentano 1/5 di tutta la flotta a strascico italiana. Le imbarcazioni a strascico dell’area pugliese sono caratterizzate da dimensioni medie (28,5 tonnellate di stazza e 165,5 kW) inferiori rispetto alla media nazionale (42 GT e 200 kW). I più bassi valori di capacità rilevati per la flotta in questione sono da attribuire all’elevata presenza, lungo tutto il litorale pugliese, di strascico costiero costituito da imbarcazioni al di sotto delle 15 tonnellate di stazza (GT). Rispetto agli altri segmenti di flotta che operano all’interno dell’area, i battelli a strascico costituiscono circa 1/3 della numerosità.

Le catture si distribuiscono su un ampio ventaglio di specie tra le quali si distinguono in particolare i naselli, triglie di fango, gamberi bianchi, scampi e pannocchie che insieme rappresentano il 50% della produzione e circa il 60% dei ricavi della flotta esaminata.

Nella GSA 18 sono state individuate le dieci categorie di specie riportate nella Tabella seguente. In tale lista le reti a strascico di fondo (OTB) hanno come target principalmente due diverse tipologie di specie bersaglio:

- pesci demersali (DEF);
- gruppo misto specie demersali e specie di acque profonde (MDD).

Nome italiano	Nome inglese	Nome scientifico	Attrezzo	Gruppo di specie bersaglio	Sbarcato medio in peso 2015-2016 (Tons)	Sbarcato medio in valore 2015-2016 (k euro)	Identificato durante la consultazione
Alici	European anchovy	<i>Engraulis encrasicolus</i>	Circuizione	SPF	1,601	2,226	X
Gamberi bianchi o rosa	Deep-water rose shrimp	<i>Parapenaeus longirostris</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	823	4,075	X
Moscardino bianco	Horned octopus	<i>Eledone cirrhosa</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	462	3,886	X
Nasello	European hake	<i>Merluccius merluccius</i>	Palangaro fisso	DEF	1,642	11,366	
Nasello	European hake	<i>Merluccius merluccius</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	459	2,940	
Pannocchie	Spottail mantis squillid	<i>Squilla mantis</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	935	4,591	
Scampi	Norway lobster	<i>Nephrops norvegicus</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	419	9,074	X
Seppia mediterranea o comune	Common cuttlefish	<i>Sepia officinalis</i>	Tremaglio	DEF	248	2,602	X
Seppia mediterranea o comune	Common cuttlefish	<i>Sepia officinalis</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	459	2,940	X
Triglie di fango	Red mullet	<i>Mullus barbatus</i>	Strascico di fondo	DEF+MDD	1,485	8,462	
- DEF: Pesci demersali. - MDD: Gruppo misto specie demersali e specie di acque profonde. - SPF: Piccoli pesci pelagici							

Fonte: elaborazione su MIPAAFT/Programma Nazionale Raccolta Dati Alieutici

Dalla Tabella è possibile rilevare che le categorie selezionate sono costituite da 4 tipologie di attrezzi: la rete a circuizione per piccoli pesci pelagici, lo strascico di fondo, il palangaro fisso ed il tremaglio.

L'attività a circuizione è svolta soprattutto da natanti di grandi dimensioni dai 24 ai 40 metri di LFT (lunghezza fuori tutto), presenti nei porti di Barletta e Molfetta, che pescano principalmente nel golfo di Manfredonia e in alcuni casi si spingono anche nella GSA 17 (MIPAAF, 2016). L'attività a strascico è condotta sia da barche di medie che grandi dimensioni che sono distribuite nei principali porti pescherecci pugliesi.

Nella GSA 18 l'attività di pesca dello strascico si concentra principalmente nell'area costiera italiana, anche se si osserva attività di pesca nelle aree di scarpata vicino alle acque nazionali albanesi e montenegrine, come illustrato nella figura seguente. Sul versante italiano, è possibile osservare un'intensità di pesca maggiore nell'area settentrionale rispetto a quella meridionale della GSA. A partire dal 2014 si osserva una riduzione dell'estensione spaziale dell'attività di pesca, infatti sembrano esserci un minor numero di celle interessate da eventi di pesca soprattutto nelle aree di scarpata vicino alle coste albanesi e in generale una riduzione dell'intensità nell'area costiera italiana (MIPAAF, 2017). Per quel che riguarda la pesca a strascico, il nasello (*Merluccius merluccius*) rappresenta il 20%, mentre le specie scampo (*N. norvegicus*), gambero rosa (*P. longirostris*), triglia bianca (*M. barbatus*), suri (*Trachurus spp.*) e moscardini (*Eledone spp*) contribuiscono con 5-10% ognuna (Ungaro et al. 2002).

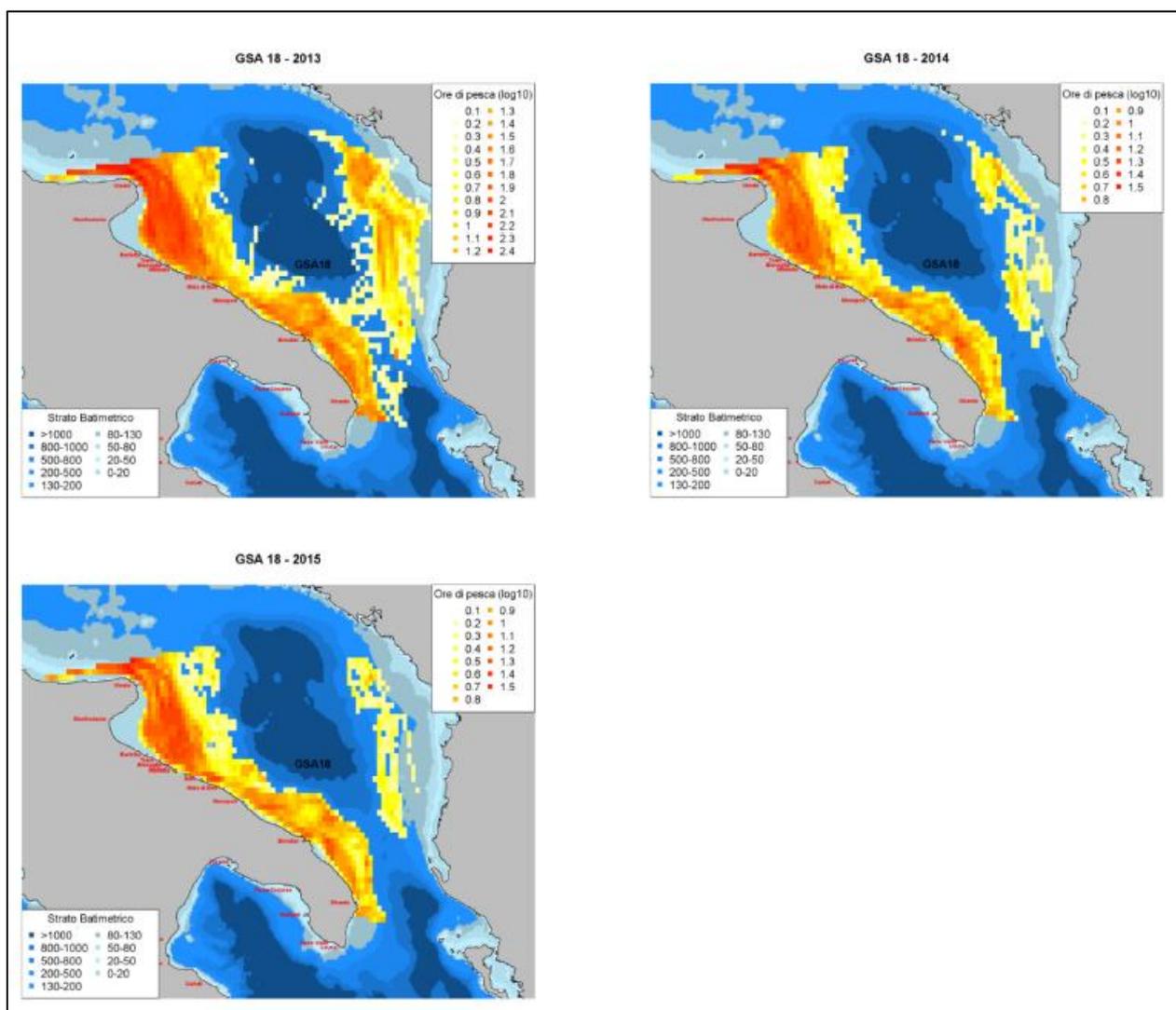


Figura 4-9 - Attività di pesca della flotta a strascico nella GSA18. I valori rappresentano le ore medie di pesca per cella, calcolate a partire dalle ore mensili per gli anni dal 2013 al 2015. Fonte: MIPAAF, 2017).

La flotta di barche che utilizza palangari fissi si trova principalmente nei porti pescherecci di Bari e Brindisi ed è costituita da barche di medie dimensioni (dai 12 ai 18 metri LFT). La loro attività si svolge in acque profonde (circa 200-300 metri) e tali barche possono spostarsi in prossimità sia della fossa di Pomo che delle acque albanesi.

Infine, le barche che utilizzano attrezzi passivi come il tremaglio sono in genere di piccole dimensioni e distribuite su tutta la costa pugliese. Tali barche operano in prossimità della costa e hanno come target specie demersali.

L'analisi preliminare condotta ai fini del progetto consente di affermare l'assenza di interferenze sensibili tra le attività della pesca e l'installazione del parco eolico, anche considerando che il cavo sottomarino che va a terra sarà interrato a profondità adeguata da non interferire con le attrezzature da pesca.

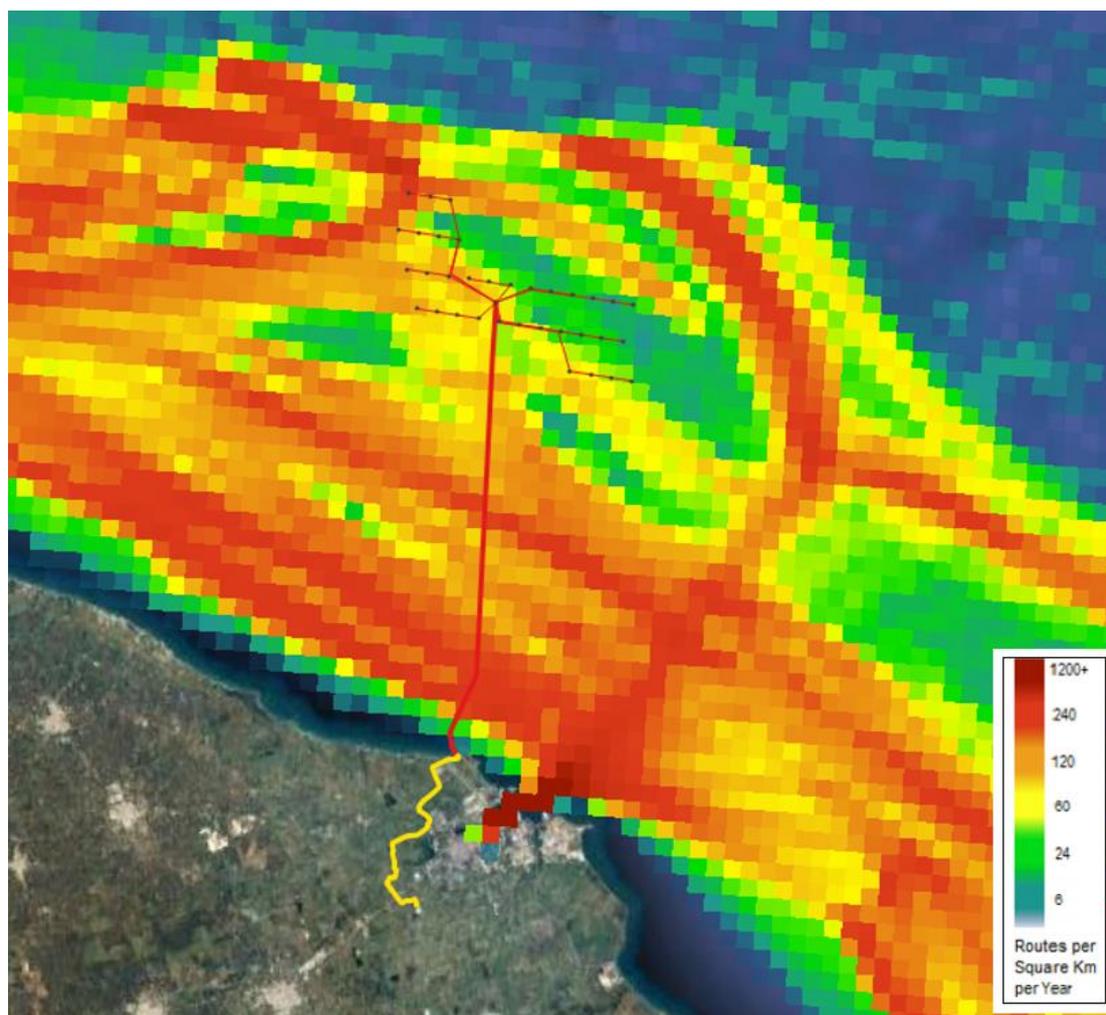


Figura 4-10 - Densità delle rotte dei pescherecci

4.1.6 Attività industriali

I titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare, vengono conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree denominate “Zone marine” e identificate con lettere dell’alfabeto. L’area individuata per la realizzazione del progetto è classificata nella zona D tra quelle di interesse rilevante ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi.



Figura 4-11 - Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mar Adriatico Meridionale (fonte MISE)

4.1.7 Traffico navale

La scelta del sito per la localizzazione del parco eolico in progetto è stata effettuata tenendo in debita considerazione le rotte e il traffico marittimo al fine di minimizzare eventuali interferenze con il transito navale, nell'ottica della tutela della sicurezza della navigazione.

La seguente figura illustra la densità del traffico navale nell'area marina di interesse e mostra come il transito delle imbarcazioni si concentri soprattutto parallelamente alle coste della Puglia.

Fatta tale considerazione, si è scelto quindi di ubicare il parco eolico nella porzione di mare meno interessata dalla navigazione e dalle rotte principali.

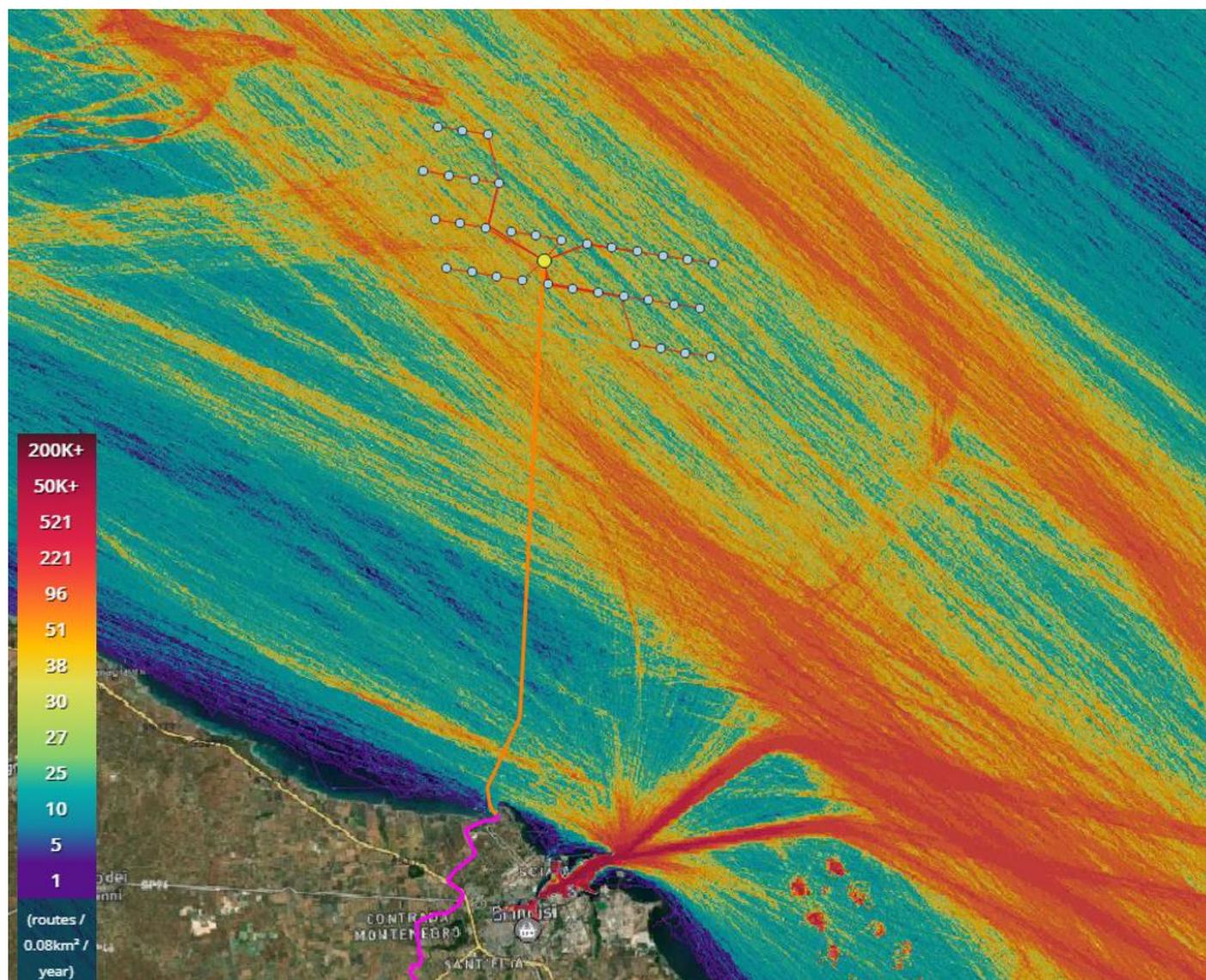


Figura 4-12 - Mappa del traffico navale

A ciò si aggiunga che il posizionamento degli aerogeneratori consente di evitare le rotte delle autostrade del mare e quindi di minimizzare le possibili interferenze con il traffico navale che collega la Puglia con l'Italia e i Paesi vicini.

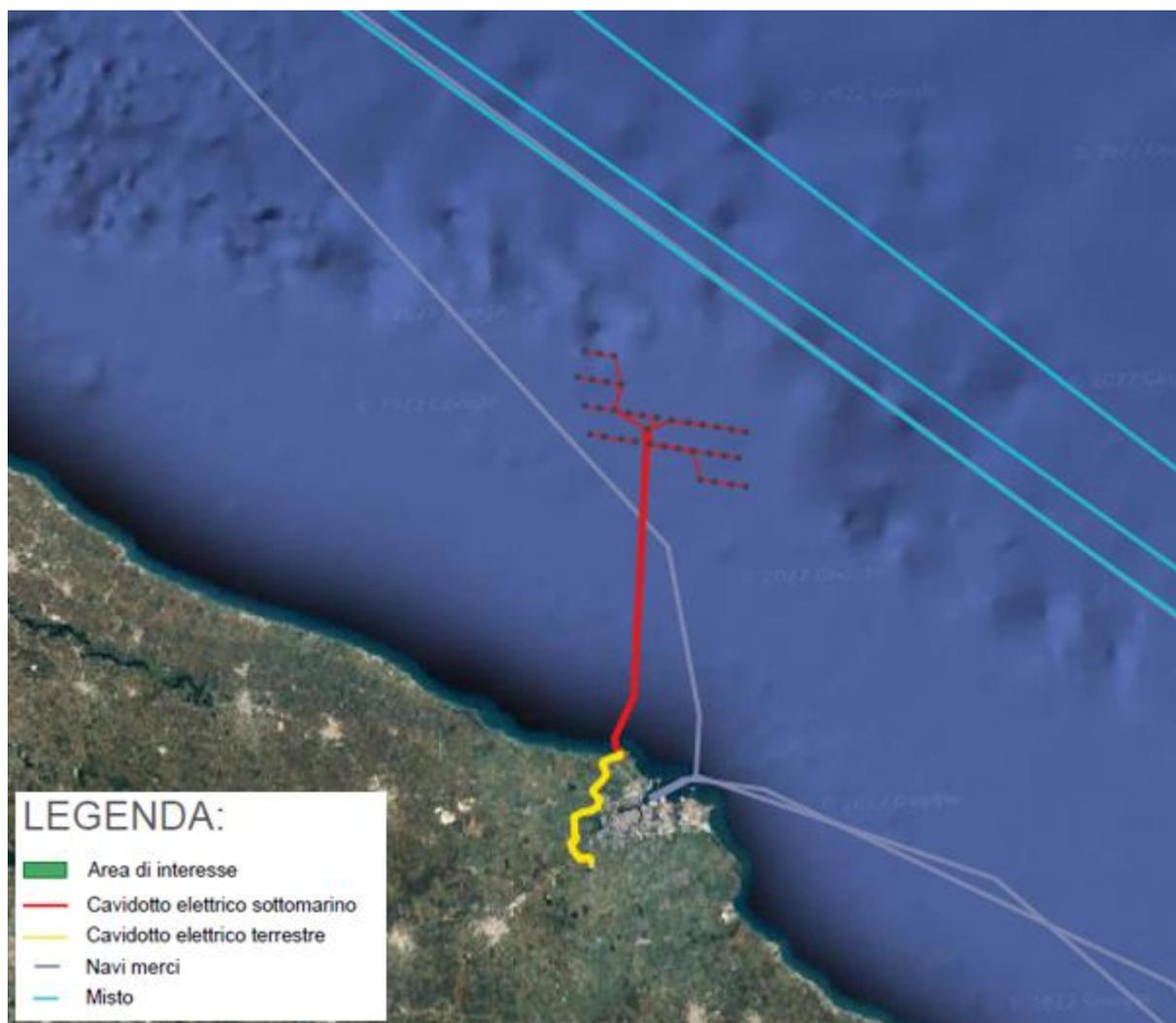


Figura 4-13 - Mappa rotte autostrade del mare

4.1.8 Traffico aereo

Si è analizzata l'area del progetto per individuare la presenza di aeroporti civili e militari e di rotte aeree.

Il traffico aereo può essere, infatti, ostacolato dalla presenza degli aerogeneratori in qualità di ostacoli verticali. Per l'ubicazione del parco eolico proposto si è tenuto conto delle norme che regolano il volo dell'aviazione civile in considerazione della posizione degli aeroporti.



Figura 4-14 - Carta aeronautica VFR (Visual Flight Rules)

Data l'altezza degli aerogeneratori, si sono analizzate le normative ed i vincoli imposti dall'Ente Nazionale di Aviazione Civile. In particolare nella sezione F del documento ufficiale "Verifica Potenziali Ostacoli e Pericoli per la Navigazione Aerea" disposto dall'ENAC e dall'ENAV (Ente Nazionale Assistenza al Volo) viene disposto che a causa delle caratteristiche intrinseche degli aerogeneratori, quali le dimensioni ragguardevoli, pale mobili e distribuzione spaziale estesa, i parchi eolici devono essere sottoposti alla valutazione compatibilità ostacoli se:

- posizionati entro 45 Km dall'ARP (Airport Reference Point) di un qualsiasi aeroporto;
- posizionati entro 16 km da apparati radar e in visibilità ottica degli stessi;
- Interferenti con le BRA (Building Restricted Areas) degli apparati di comunicazione/navigazione ed in visibilità ottica degli stessi.

4.1.9 Aree Militari e zone soggette a restrizioni

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibia. Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

Come si può notare dall'inquadramento del progetto, la localizzazione degli elementi caratterizzanti il parco eolico non ricade all'interno di tali aree.

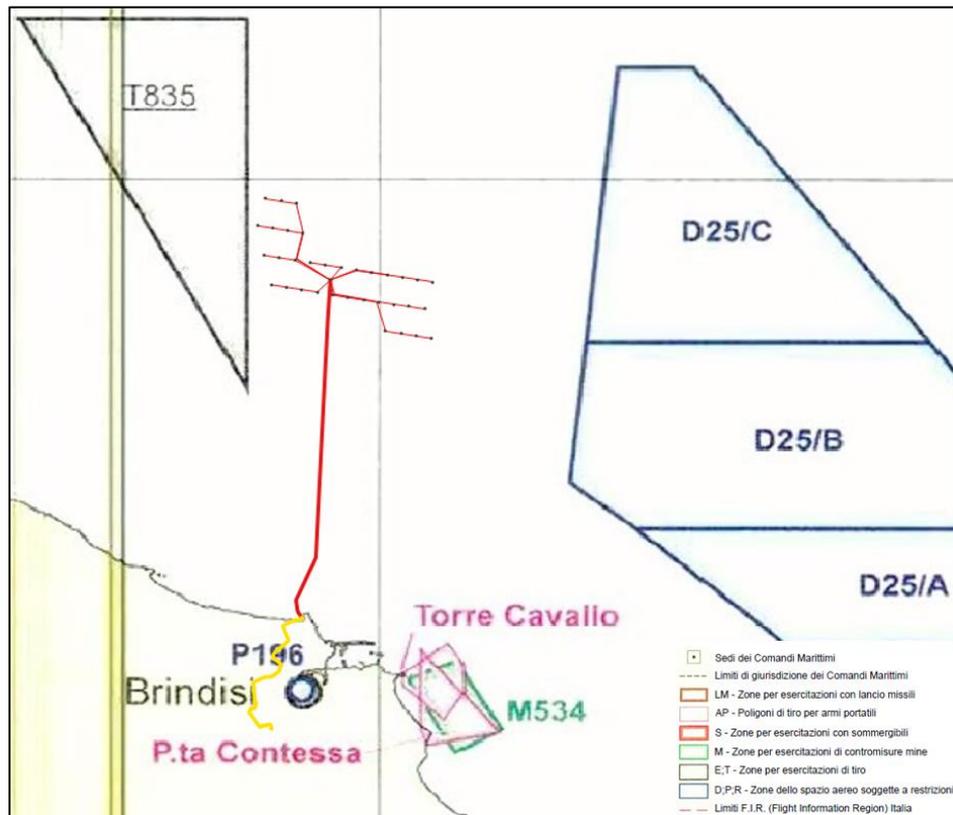


Figura 4-15 - Stralcio Carta delle zone impiegate per le esercitazioni navali e di tiro e zone dello spazio aereo oggetto a restrizione

4.1.10 Aree per Ricerca Scientifica

Non si evidenziano interferenze con aree adibite alla ricerca scientifica. Inoltre, se possibile, si disporranno accordi con gli enti di ricerca, pubblici e privati, e con le autorità competenti per l'utilizzo delle aree interessate dall'installazione dei parchi eolici come zone di ricerca.

4.1.11 Infrastrutture sottomarine

Asservimenti infrastrutturali possono essere determinati dalla presenza in zona di gasdotti, linee elettriche e cavi di telecomunicazioni.

Per quanto concerne le interferenze con le linee di telecomunicazioni, saranno superate secondo quanto previsto dalle norme CEI 103-6.

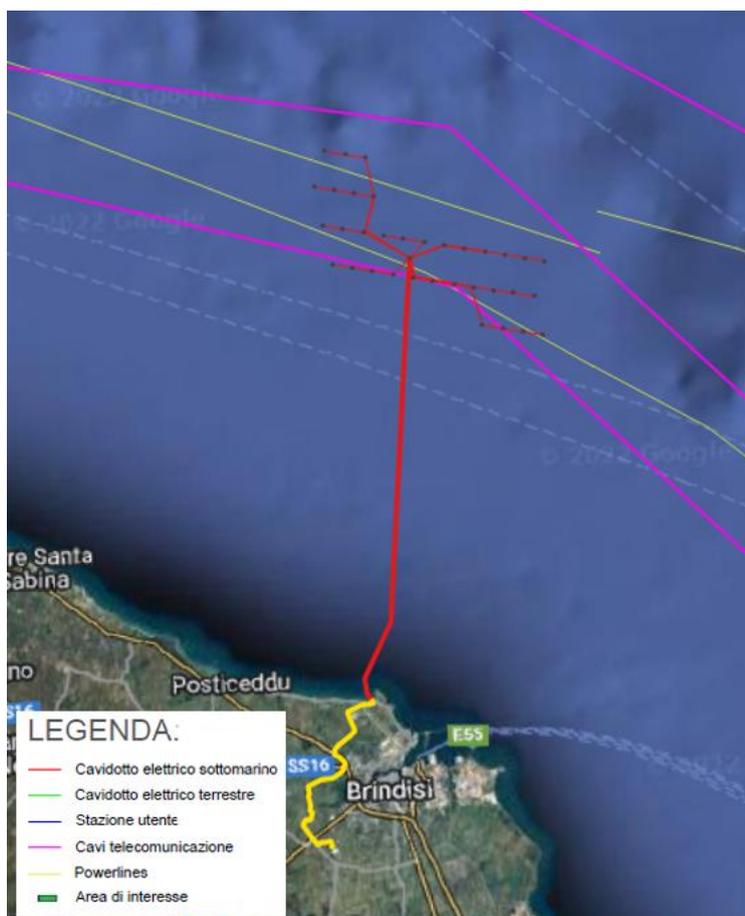


Figura 4-16 - Percorso delle infrastrutture sottomarine

4.1.12 Rotte migratorie avifauna

Un altro aspetto da considerare è la possibile interferenza del campo eolico e in particolare delle turbine con l'avifauna.

Come si può vedere dall'immagine sotto, estratta dal progetto "Porto di mare", l'impianto è molto distante dalle aree indicate come potenziali per la presenza di uccelli marini.

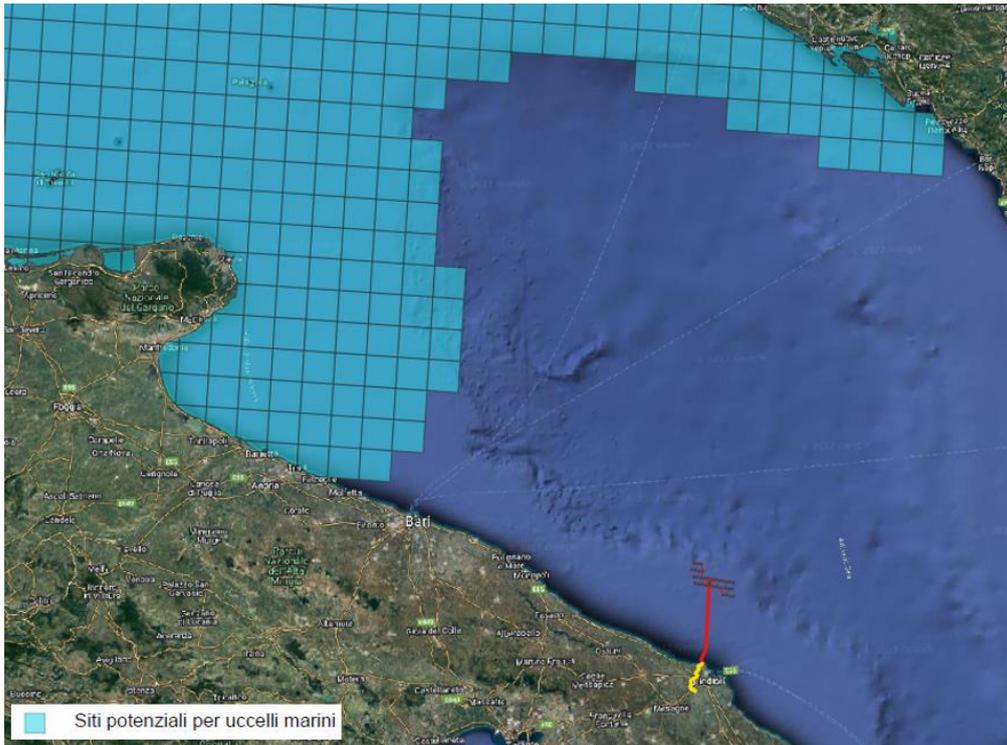


Figura 4-17 - Siti potenziali per la presenza di uccelli marini (fonte:Porto di mare)

Dall'analisi con la mappa delle rotte principali migratorie si può affermare che l'impianto è collocato al di fuori delle rotte principali migratorie dell'avifauna non interferendo con esse e perciò non presenta una minaccia per la possibile collisione degli uccelli con le turbine installate.



Figura 4-18 - Distanza parco eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna

4.1.13 Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare

L'istituzione di un'Area marina protetta è preceduta dall'individuazione, attraverso una specifica disposizione normativa, di un'Area Marina di Reperimento.

Le Aree Marine di Reperimento sono individuate ai sensi delle Leggi n. 979/1982 e n. 394/1991. Una volta concluso l'iter tecnico-istruttorio l'Area marina protetta è istituita con Decreto del Ministro della Transizione Ecologica d'intesa con il Ministro dell'Economia e delle Finanze che indica la denominazione e la delimitazione spaziale dell'area, gli obiettivi di conservazione e la disciplina di tutela a cui è sottoposta.

Le Aree marine protette sono costituite da ambienti marini, acque, fondali e tratti di costa prospicienti, che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche, con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere nonché per l'importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica che rivestono. Possono essere costituite da un ambiente marino avente rilevante valore storico, archeologico-ambientale e culturale.

L'Area marina protetta comprende anche i relativi territori costieri del demanio marittimo ed è suddivisa in zone sottoposte a diverso regime di tutela ambientale, tenuto conto delle caratteristiche ambientali e della situazione socio-economica. In generale, le aree marine protette sono divise al loro interno in tre zone denominate A, B e C, con diversi gradi di tutela. In Italia sono state istituite 29 Aree marine protette e 2 Parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 228.000 ettari di mare e circa 700 chilometri di costa. Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei.



Figura 4-19 - Aree Marine Protette sul territorio Italiano (Fonte: MiTE)

La Convenzione di Barcellona del 1978, ratificata con legge 21 Gennaio 1979 n. 30, relativa alla protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, nel 1995 amplia il suo ambito di applicazione geografica diventando "Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e la regione costiera del Mediterraneo", il cui bacino, per la ricchezza di specie, popolazioni e paesaggi, rappresenta uno dei siti più ricchi di biodiversità al Mondo.

Con il Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo del 1995 (Protocollo ASP) le Parti contraenti hanno previsto, al fine di promuovere la cooperazione nella gestione e conservazione delle aree naturali, così come nella protezione delle specie minacciate e dei loro habitat, l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) o SPAMI (dall'acronimo inglese *Specially Protected Areas of Mediterranean Importance*).

La lista delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea comprende 39 siti di cui 11 coincidono con aree marine protette italiane (Fonte: Ministero della Transizione Ecologica, ultimo aggiornamento 10/05/2022).

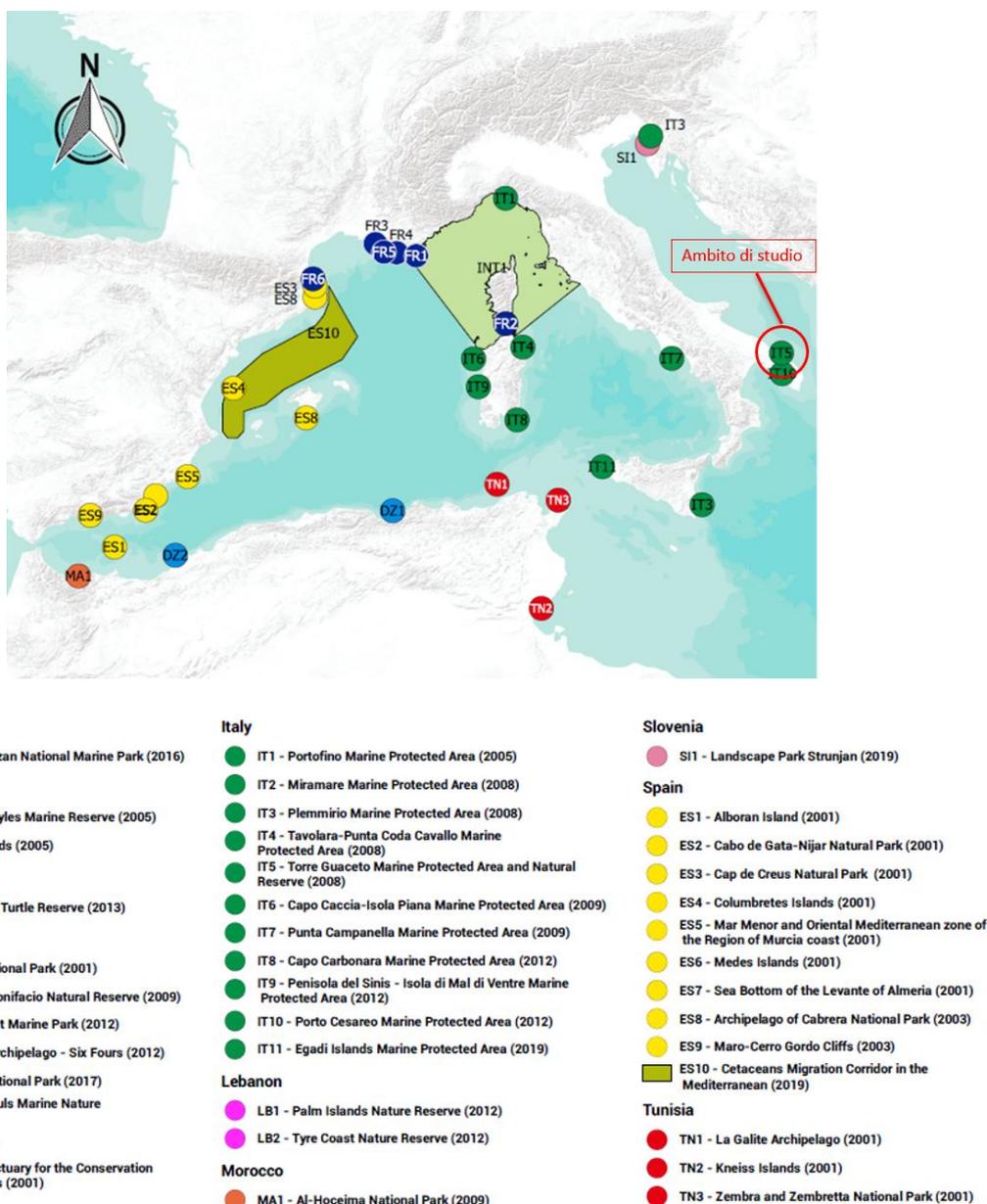


Figura 4-20 - individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas - RCS / SPA - <http://www.rac-spa.org/spami>)

Dall'immagine sotto si può notare come il campo eolico sia sufficientemente distante dall'area marina protetta di Torre Guaceto.



Figura 4-21 - Distanza del campo eolico dall'area marina protetta "Torre Guaceto"

4.2 Criteri di scelta dell'area di progetto in base ai vincoli esistenti a terra

4.2.1 Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)

Il Piano Territoriale Paesistico della Regione Puglia, approvato con Delibera della Giunta Regionale n. 176 del 16 febbraio 2015, suddivide il territorio regionale in 11 ambiti di paesaggio subregionali, individuati sulla base di relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è il piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio", con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica".

Il Piano è stato elaborato con riferimento alla Legge 431/85, in cui si precisa che le Regioni sottopongono il proprio territorio a specifica normativa d'uso e valorizzazione ambientale attraverso la redazione di Piani Paesistici o di Piani Urbanistico Territoriali con valenza paesistica.

La pianificazione paesistica si propone di integrare le problematiche ambientali e di tutelare e valorizzare i beni culturali ed ambientali sull'intero territorio regionale.

Il PPTR disciplina l'intero territorio regionale e concerne tutti i paesaggi della Puglia, non solo quelli considerati eccezionali, ma altresì i paesaggi della vita quotidiana e quelli degradati.

Il PPTR della Regione Puglia è organizzato in tre grandi capitoli:

1. **Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale e Paesaggistico:** ha lo scopo di finalizzare la descrizione della regione al riconoscimento degli elementi e delle regole di relazione tra azione umana e ambiente che costituiscono i caratteri di identità del territorio della Puglia. Questo principio è legato alla volontà di interpretare quegli elementi e quelle regole come potenziali risorse per il progetto del futuro del territorio. Le descrizioni contenute nell'Atlante sono organizzate nella forma di cartografie, che possiamo immaginare disposte secondo strati sovrapposti. Al livello più basso sono collocate le descrizioni più semplici, che descrivono le singole componenti del paesaggio senza preoccuparsi troppo delle loro relazioni: i caratteri geologici, i caratteri dell'ambiente naturale, il mosaico delle colture agrarie, l'organizzazione degli insediamenti, e così via. Sullo strato superiore vengono riportate descrizioni più complesse, che richiedono, per essere realizzate, uno sforzo di interpretazione delle relazioni tra le singole componenti: delle relazioni tra le forme del suolo, la localizzazione degli insediamenti, e le loro modalità di crescita nel tempo, per esempio.
2. **Lo scenario strategico:** Lo scenario, che si colloca in una fase intermedia fra l'Atlante del Patrimonio e l'apparato regolativo (NTA), non ha valore normativo, ma indica, con diversi strumenti di rappresentazione e documenti, le grandi strategie del piano, che saranno da guida ai progetti sperimentali, agli obiettivi di qualità paesaggistica, alle norme tecniche. Esso assume i valori patrimoniali del paesaggio pugliese e li traduce in obiettivi di trasformazione per contrastare le tendenze in atto al degrado paesaggistico e costruire le precondizioni di un diverso sviluppo socioeconomico.
3. **Il sistema delle Tutele:** Il Piano Paesaggistico della Regione Puglia (PPTR) ha condotto, ai sensi dell'articolo 143 co.1 lett. b) e c) del d.lgs. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio) la ricognizione sistematica delle aree sottoposte a tutela paesaggistica, nonché l'individuazione, ai sensi dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice, di ulteriori contesti che il Piano intende sottoporre a tutela paesaggistica. Le aree sottoposte a tutele dal PPTR si dividono, pertanto in:

- BENI PAESAGGISTICI, ai sensi dell'art.134 del Codice;
- ULTERIORI CONTESTI PAESAGGISTICI, ai sensi dell'art. 143 co.1 lett. e) del Codice.

A loro volta, i beni paesaggistici si dividono ulteriormente in due categorie di beni:

- IMMOBILI ED AREE DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO (ex art. 136 del Codice), ossia quelle aree per le quali è stato emanato un provvedimento di dichiarazione del notevole interesse pubblico;
- AREE TUTELATE PER LEGGE (ex art. 142 del Codice).

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture, a loro volta articolate in componenti:

1. Struttura idrogeomorfologica
2. Struttura ecosistemica e ambientale
3. Struttura antropica e storico culturale.

Dal punto di vista paesaggistico, il Piano suddivide il territorio regionale in 11 ambiti sub-regionali, individuati sulla base delle caratteristiche geomorfologiche e culturali del paesaggio e preordinati alla articolazione sub-regionale della pianificazione territoriale paesistica.

La Regione Puglia, sulla base delle indicazioni espresse dalle Linee Guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale, procede alla pianificazione paesaggistica ai sensi del D.lgs. 42/04 e s.m.i. su base provinciale.

La Regione è articolata in 11 ambiti territoriali. In particolare, l'area territoriale in cui saranno realizzati il cavidotto terrestre e la stazione elettrica (interventi onshore del progetto in esame nel presente Studio) rientra all'interno dell'Ambito di paesaggio n. 9 "La Piana Brindisina".

Relazione con il progetto

Dall'esame della **Tavola 19 - tracciato cavidotto interrato su planimetria piano paesaggistico Regione Puglia** in allegato al presente documento, l'area di progetto onshore risulta interessata dalla presenza di diversi beni e aree tutelate, tuttavia, considerando che il tracciato del cavidotto terrestre è previsto lungo la sede stradale, in questa fase preliminare si ipotizza l'assenza di interferenze con la maggior parte dei beni evidenziati nella citata cartografia.

Da un'analisi di maggior dettaglio, che permette di visualizzare puntualmente i beni vincolati e di verificare eventuali interferenze, risulta che il cavidotto terrestre:

- Segue una "strada panoramica" (definita dall'art. 85 delle Norme di attuazione del PPTR come "tracciati carrabili, rotabili, ciclo-pedonali e natabili che per la loro particolare posizione orografica presentano condizioni visuali che consentono di percepire aspetti significativi del paesaggio pugliese)
- Interseca una "strada a valenza paesaggistica" (definita dall'art.85 delle Norme di attuazione del PPTR come tracciati carrabili, rotabili, ciclo-pedonali e natabili dai quali è possibile cogliere la diversità, peculiarità e complessità dei paesaggi che attraversano paesaggi naturali o antropici di alta rilevanza paesaggistica, che costeggiano o attraversano elementi morfologici caratteristici (serre, costoni, lame, canali, coste di falesie o dune ecc.) e dai quali è possibile percepire panorami e scorci ravvicinati di elevato valore paesaggistico,

Di seguito, uno stralcio della Tav. 19 (Foglio 1 di 7), illustrante le Componenti dei valori percettivi.



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente
- Strade a valenza paesaggistica
- Strade panoramiche

4-22 Stralcio Tav. 19 - Componenti dei valori percettivi: Strada panoramica



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente
- Strade a valenza paesaggistica
- Strade panoramiche

4-23 Stralcio Tav.19 - Componenti dei valori percettivi: Strada a valenza paesaggistica

Inoltre, dall'analisi è emerso che:

- nel primo tratto del cavidotto terrestre dal punto di connessione terra/mare attraversa un'area classificata come "Immobili e aree di notevole interesse pubblico" (definite dall'art. 75 delle NTA del PPTR aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 e 157 del Codice), per una distanza di circa 900 m;
- attraversa due siti interessati da beni storico culturali.

Di seguito, uno stralcio della Tav.19 - Componenti culturali e insediative (foglio 2/7) per maggiori dettagli.



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente
-  Zona di interesse archeologico
-  Siti interessati da beni storico culturali
-  Siti storico culturali
-  Zona di interesse archeologico
-  Immobili e aree di notevole interesse pubblico
-  Città consolidata

4-24 Stralcio Tav.19 - Componenti culturali e insediative

In relazione a tali interferenze maggiori approfondimenti saranno svolti nelle successive fasi di progetto.

Inoltre, come osservabile dalla Tav.19 (Foglio 4 di 7), risulta che:

- un breve tratto del cavidotto terrestre ricade all'interno di "Aree di rispetto dei boschi";
- non attraversa aree umide, prati e pascoli naturali, formazioni arbustive in evoluzione naturale.

Per quanto riguarda le Aree di rispetto dei boschi, l'art.63 comma 1 delle Norme tecniche di attuazione del PPTR stabilisce che: "Nei territori interessati dalla presenza di aree di rispetto dei boschi, come definite all'art. 59, punto 4) si applicano le misure di salvaguardia e di utilizzazione di cui ai successivi commi 2) e 3)".

Di seguito, uno stralcio della Tav.19 - Componenti botanico vegetazionali.



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente
- Boschi
- ▨ Aree di rispetto dei boschi
- Aree umide
- Prati e pascoli naturali
- Formazioni arbustive in evoluzione naturale

4-25 Stralcio Tav.19 - Componenti botanico vegetazionali

Dall'esame della **Tavola 19 - Tracciato cavidotto interrato su planimetria piano paesaggistico Regione Puglia** Componenti idrogeologiche, il cui stralcio è riportato nel foglio 5 di 7, risulta che:

- la **sottostazione di utenza** sarà realizzata in aree libere da vincoli;
- il **tracciato del cavidotto terrestre** (compresa la zona di approdo) interferisce direttamente con:
 - i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia - tutelati ai sensi dell'art.142, lett. a), del D.lgs. 42/04;
 - i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna - tutelati ai sensi dell'art.142, lett. c), del D.lgs.42/04: in particolare un tratto di cavidotto terrestre attraversa il Canale di Cillarese.



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente
- Territori costieri
- Aree contermini ai laghi
- Fiumie torrenti, acque pubbliche
- Sorgenti
- Reticolo idrografico di connessione della R.E.R.

4-26 Stralcio Tav.19 - Componenti idrologiche

Inoltre, analizzando le componenti geomorfologiche (lame e gravine, doline, cordoni dunari, versanti), non sono state rilevate interferenze per:

- *Lame e gravine* (art. 85 delle NTA del PPTR)
- *Doline* (art. 85 delle NTA del PPTR);
- *Cordoni dunari* (art. 85 delle NTA del PPTR);
- *Versanti* (art. 85 delle NTA del PPTR)

Per maggiori dettagli, si rimanda alla Tav.19 - Componenti Geomorfologiche (foglio 6 di 7).

Alla luce di tali interferenze, in una successiva fase di progetto saranno condotti idonei studi (Relazione Paesaggistica e Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico).

In particolare, in relazione alla zona di approdo del cavidotto elettrico marino, si segnala che ai sensi dell'art. 45 delle Norme di Attuazione del Piano, in corrispondenza della fascia di rispetto costiera non sono ammessi piani, progetti o interventi che comportano:

- 1) realizzazione di qualsiasi nuova opera edilizia, fatta eccezione per le opere finalizzate al recupero/ripristino dei valori paesistico/ambientali;
- 2) mutamenti di destinazione d'uso di edifici esistenti per insediare attività produttive industriali e della grande distribuzione commerciale;
- 3) realizzazione di recinzioni che riducano l'accessibilità alla costa e la sua fruibilità visiva e l'apertura di nuovi accessi al mare che danneggino le formazioni naturali rocciose o dunali;
- 4) trasformazione del suolo che non utilizzi materiali e tecniche costruttive che garantiscano permeabilità;
- 5) escavazione delle sabbie se non all'interno di un organico progetto di sistemazione ambientale;
- 6) realizzazione e ampliamento di grandi impianti per la depurazione delle acque reflue, di impianti per lo smaltimento e recupero dei rifiuti, fatta eccezione per quanto previsto al comma 3;
- 7) realizzazione e ampliamento di impianti per la produzione di energia, fatta eccezione per gli interventi indicati nella parte seconda dell'elaborato del PPTR 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile;
- 8) realizzazione di nuovi tracciati viari, fatta eccezione per quanto previsto al comma 3;
- 9) nuove attività estrattive e ampliamenti;
- 10) eliminazione dei complessi vegetazionali naturali che caratterizzano il paesaggio costiero o lacuale.

Fatte salve la procedura di autorizzazione paesaggistica e le norme in materia di condono edilizio, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso di cui all'art. 37, nonché degli atti di governo del territorio vigenti ove più restrittivi, sono ammissibili piani, progetti e interventi diversi da quelli di cui al comma 2, nonché i seguenti:

- 1) realizzazione di opere infrastrutturali a rete interrate pubbliche e/o di interesse pubblico, a condizione che siano di dimostrata assoluta necessità e non siano localizzabili altrove.

Pertanto, in una successiva fase di progetto sarà posta particolare cura alla progettazione e alla realizzazione dello sbarco a terra del cavidotto marino e del pozzetto di giunzione con il cavidotto terrestre.

4.2.2 Piano Paesaggistico dell'Ambito 9 ricadente nella provincia di Brindisi

Il **Piano Territoriale Paesistico della Regione Puglia**, approvato con Delibera della Giunta Regionale n. 176 del 16 febbraio 2015, suddivide il territorio regionale in **11 ambiti di paesaggio subregionali**, individuati sulla base di relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è il piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio", con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica".

Gli ambiti di paesaggio rappresentano un'articolazione del territorio regionale in coerenza con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 135, comma 2, del Codice) e sono individuati attraverso una visione sistemica e relazionale in cui prevale la rappresentazione della dominanza dei caratteri che volta a volta ne connota l'identità paesaggistica. L'articolazione dell'intero territorio regionale in ambiti in base alle caratteristiche naturali e storiche del territorio regionale richiede che gli ambiti stessi si configurino come ambiti territoriali-paesistici, definiti attraverso un procedimento integrato di composizione e integrazione dei tematismi settoriali (e relative articolazioni territoriali);

dunque gli ambiti, si configurano come sistemi complessi che connotano in modo integrato le identità co-evolutive (ambientali e insediative) di lunga durata del territorio.

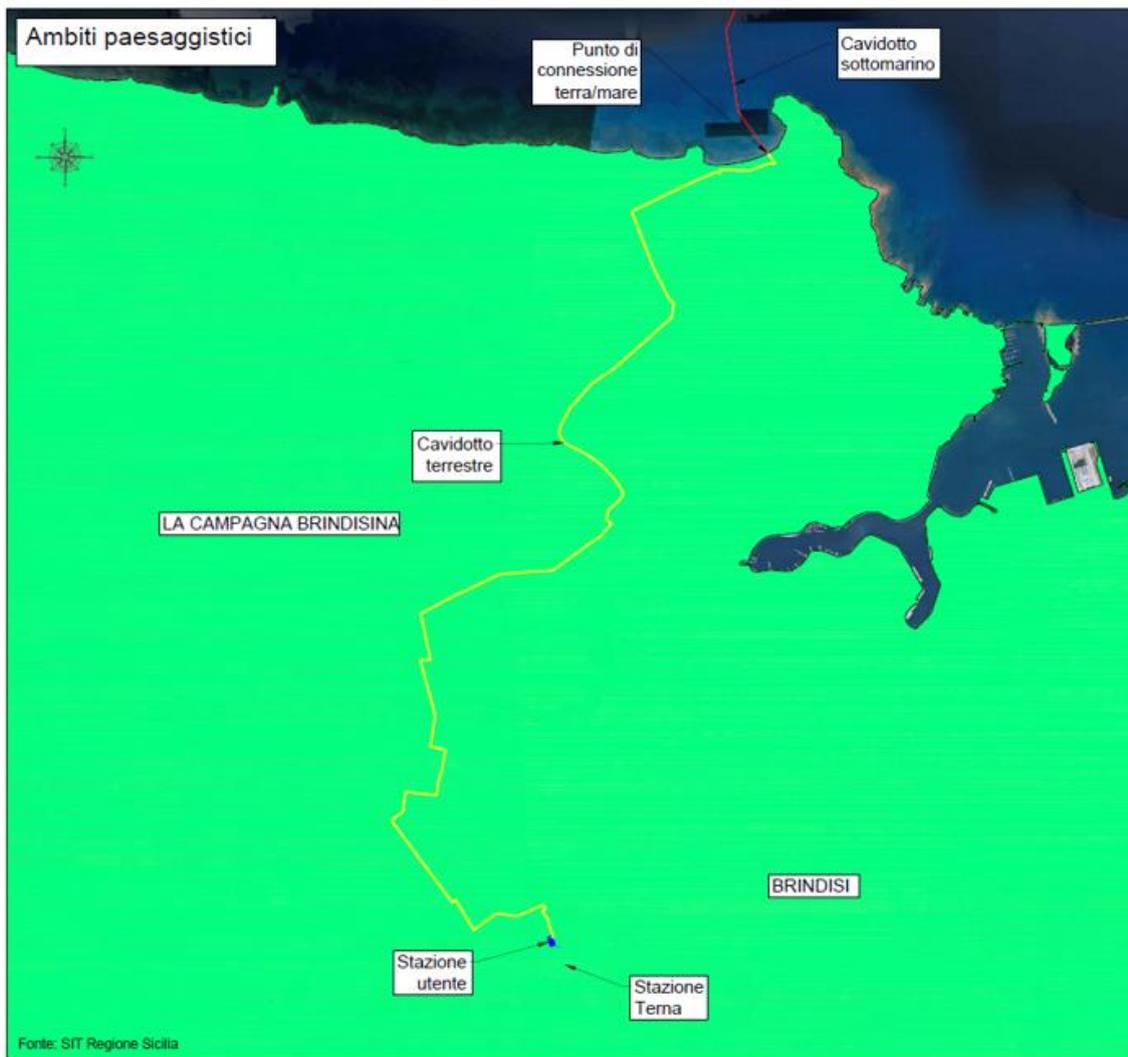
La perimetrazione degli ambiti è dunque frutto di un lungo lavoro di analisi complessa che ha intrecciato caratteri storico-geografici, idrogeomorfologici, ecologici, insediativi, paesaggistici, identitari; individuando per la perimetrazione dell'ambito volta a volta la dominanza di fattori che caratterizzano fortemente l'identità territoriale e paesaggistica.

Gli 11 ambiti di paesaggio in cui si è articolata la regione (per la cui descrizione si rimanda all'elaborato 5: Schede degli ambiti paesaggistici) sono stati individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori, quali:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città, infrastrutture, strutture agrarie;
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Questo lavoro analitico ha sostanzialmente intrecciato due grandi campi: l'analisi morfotipologica e l'analisi storico-strutturale.

L'area territoriale in cui saranno realizzati il cavodotto terrestre e la stazione elettrica (interventi onshore del progetto in esame nel presente Studio) rientra all'interno dell'**Ambito di paesaggio n. 9 "La Piana Brindisina"**, come è possibile osservare nella figura seguente.



LEGENDA:

- Cavidotto elettrico sottomarino
- Cavidotto elettrico terrestre
- Stazione utente

4-27 Ambito paesaggistico n. 9 "Area della Piana Brindisina"

4.2.3 Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi

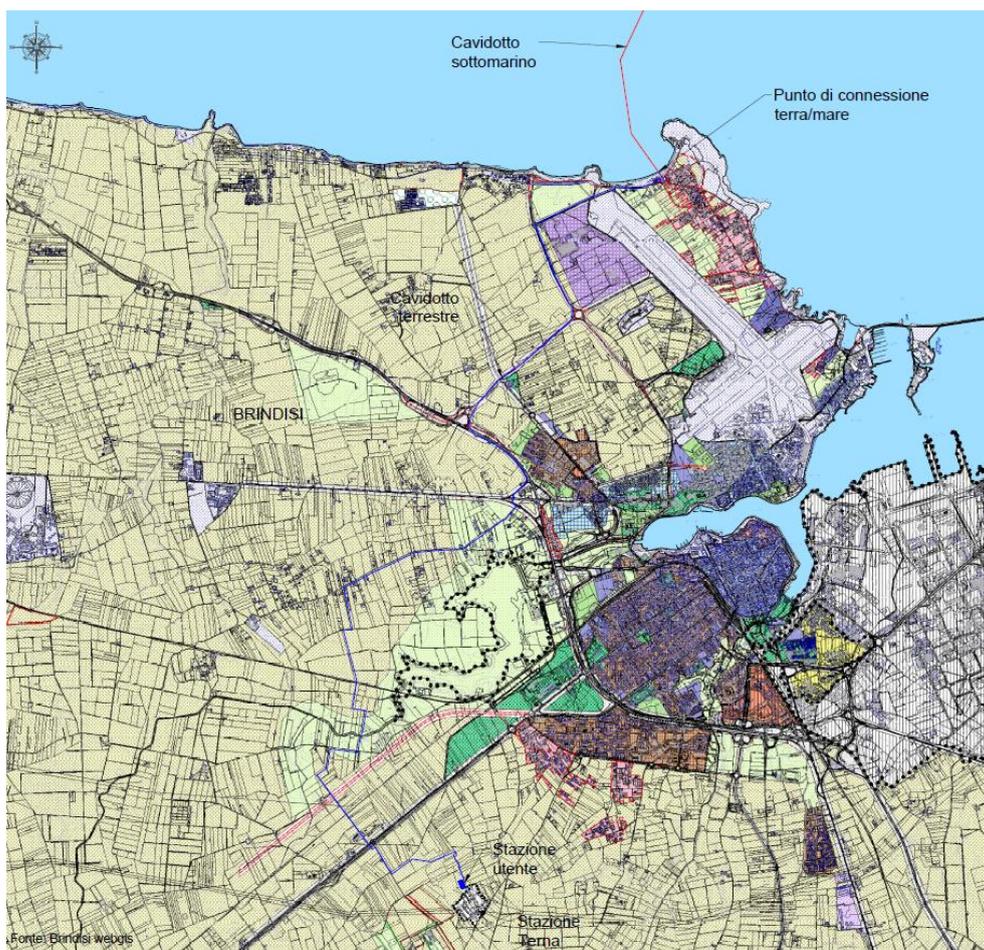
Il Piano Regolatore Generale del comune di Brindisi è stato adottato con deliberazione n.6 del 10/1/1980 e approvato successivamente ai sensi della L.S. n. 1150/42 e della L:R: Puglia n.11/81 con delibere G:R. N.7008 del 5/7/1985; n.5558 del 7/6/1988 e n.10929 del 28/12/1988.

Nel territorio comunale sono previsti i seguenti interventi di progetto:

- l'approdo a terra con il punto di connessione terra/mare;
- il cavidotto terrestre

Tali opere, come evidenziato nell'immagine successiva, rientrano prevalentemente in Zona E- Agricola.

Inoltre, il cavidotto attraversa la Strada Statale 7 per Mesagne e un tratto di rete ferroviaria.



4-28 Stralcio del PRG di Brindisi -Tav.01

4.2.4 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Per la realizzazione della parte di progetto *onshore*, sono stati analizzati gli stralci delle mappe del Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Puglia che disciplinano il governo del territorio in materia di alluvioni e frane.

Con il Piano per l’Assetto Idrogeologico viene avviata, nella Regione Puglia, la pianificazione di bacino, intesa come lo strumento fondamentale della politica di assetto territoriale delineata dalla legge 183/89, della quale ne costituisce il primo stralcio tematico e funzionale.

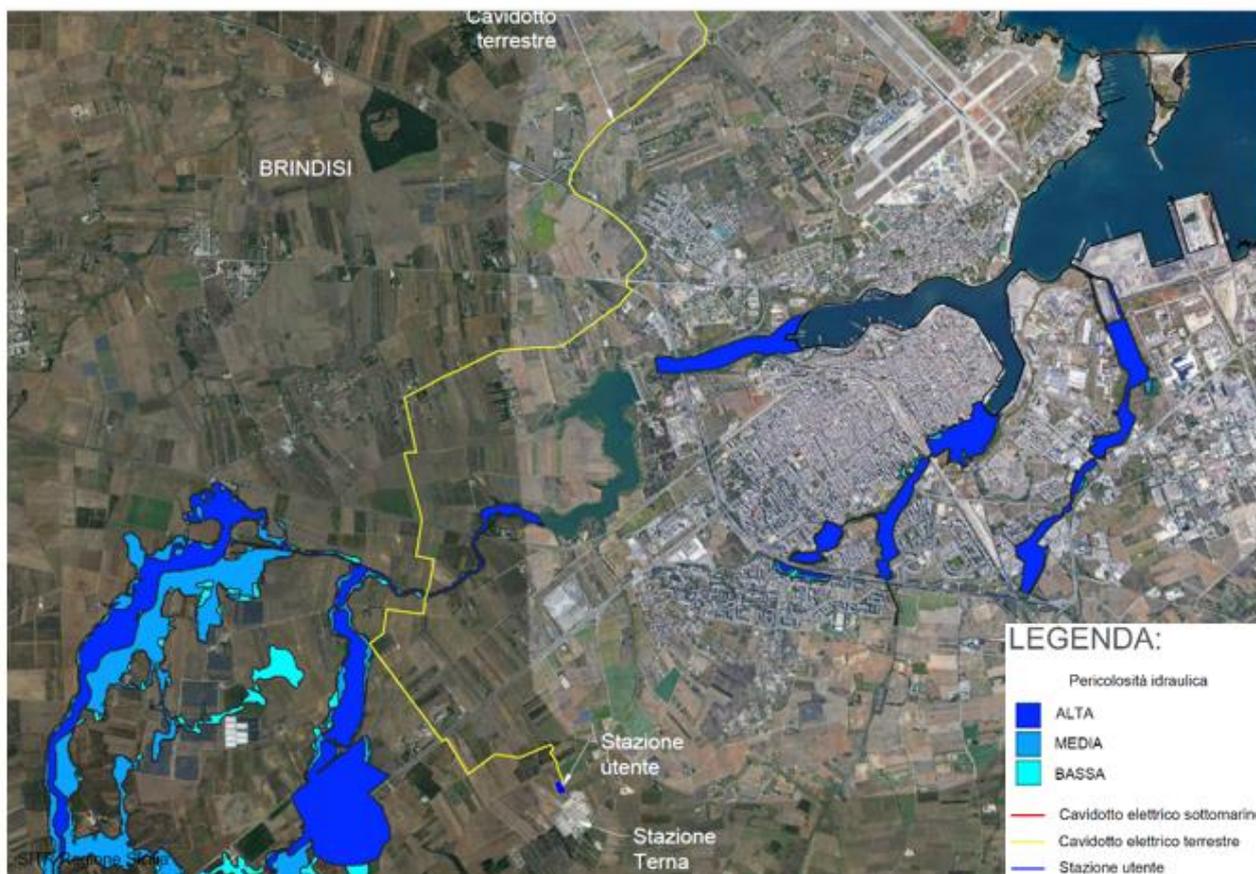
Il PAI ha valore di Piano Territoriale di Settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d’uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico del territorio pugliese.

Il PAI ha sostanzialmente tre funzioni:

- la funzione conoscitiva, che comprende lo studio dell'ambiente fisico e del sistema antropico, nonché della ricognizione delle previsioni degli strumenti urbanistici e dei vincoli idrogeologici e paesaggistici;
- la funzione normativa e prescrittiva, destinata alle attività connesse alla tutela del territorio e delle acque fino alla valutazione della pericolosità e del rischio idrogeologico e alla conseguente attività di vincolo in regime sia straordinario che ordinario;
- la funzione programmatica, che fornisce le possibili metodologie d'intervento finalizzate alla mitigazione del rischio, determina l'impegno finanziario occorrente e la distribuzione temporale degli interventi.

L'area di progetto *onshore* appartiene all'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale.

Dall'esame della successiva figura 4-29, che riporta uno stralcio della **Tavola 20 Tracciato cavidotto terrestre su planimetria P.A.I. Idraulica** allegata allo studio, risulta che il *progetto onshore* genera interferenze con un'area perimetrata a pericolosità e rischio idraulico dal PAI, classificata di tipo alto, attraversando il Canale di Cillarese.



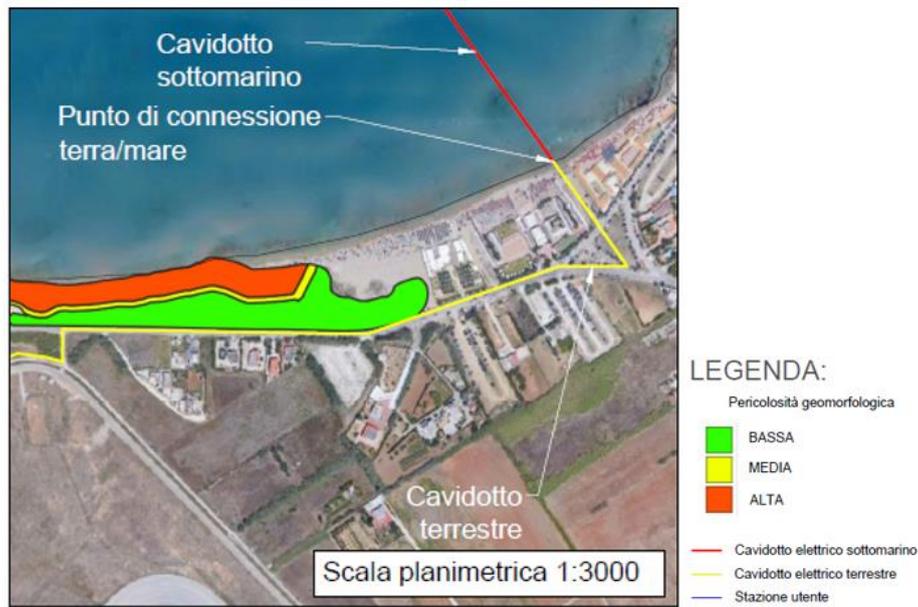
4-29 Stralcio della Tav.20 Tracciato cavidotto terrestre su planimetria P.A.I. idraulica

Dall'esame della successiva figura, che riporta uno stralcio della **Tavola 21 Tracciato cavidotto interrato su planimetria P.A.I. Geomorfologica** allegata allo studio, risulta che l'area di progetto non interferisce con alcun tipo di vincolo PAI inerente pericolosità e rischio geomorfologici. Ciò è intuibile anche considerando la morfologia pressoché pianeggiante che accoglierà la porzione su terraferma del progetto.



4-30 Stralcio della Tav.21 Carta PAI Tracciato cavidotto interrato su planimetria P.A.I. Geomorfologica

In particolare, considerando in dettaglio l'approdo terra/mare un tratto di cavidotto terrestre di circa 400 m risulta essere limitrofo ma non interferente ad un'area con pericolosità geomorfologica classificata come "bassa". Di seguito, il dettaglio del tratto di cavidotto terrestre interessato:



4-31 Dettaglio approdo mare/terra- Stralcio Tav. 21

4.3 Inquadramento geologico e geomorfologico

La Puglia dal punto di vista geodinamico occupa un ruolo particolare rispetto al resto della penisola italiana; essa è infatti il solo territorio a non risentire delle compressioni orogenetiche, in questo caso quelle appenniniche, per la sua posizione rispetto al fronte deformato della catena appenninica. Il fronte è in progressivo spostamento verso NE ma non è ancora giunto ad incorporare i territori pugliesi che sono infatti collocati appena oltre il margine esterno dell'Appennino centro-meridionale e quindi non sono interessati da sovrascorrimenti derivanti dalle deformazioni compressive proprie della catena.

La strutturazione di base dell'area a mare è da ricercare nei processi litosferici responsabili dell'apertura del bacino della Tetide che portarono, a partire dal Trias, alla creazione di una serie di horst e graben successivamente colmati da depositi inizialmente di ambiente fluvio-deltizio e successivamente evaporitico. Dal Trias al Lias inferiore si ha sedimentazione carbonatica di piattaforma, successivamente si individuano due settori, il primo quello di piattaforma in continuità con quanto sta avvenendo nella piattaforma Apula, il secondo quello di bacino nel quale, fino al Paleogene si depositano carbonati e marne di ambiente pelagico. Le unità sedimentarie oligoceniche-quadernarie sono rappresentate da depositi di natura prevalentemente clastica provenienti dal disfacimento delle catene attigue, poste al di sopra di una unconformity paleogenica di estensione regionale, correlabile con i primi importanti eventi deformativi dei sistemi collisionali peri-adriatici.

L'area a terra interessata dal percorso cavi e dalla stazione elettrica si inserisce in una zona in cui la successione stratigrafica mostra, alla base, il basamento mesozoico, rappresentato dalle Formazioni del Calcere di Altamura (Cretacico sup.) e del Calcere di Caranna (Cretacico sup.), superiormente al quale si rinvencono le Calcareniti di Gravina (Pliocene sup.-Pleistocene inf.), le Argille subappennine (Pleistocene inf.), i Depositi marini terrazzati (Pleistocene medio-superiore) e i Depositi recenti ed attuali (alluvionali e costieri).

4.3.1 Inquadramento sismico

La Puglia rispetto ad altre aree del paese è certamente meno coinvolta in manifestazioni sismiche soprattutto in relazione alla frequenza temporale. Questo avviene come conseguenza del fatto che strutturalmente rappresenta un lembo emerso di una placca relativamente rigida e poco deformabile costretta tra le grandi placche Europea ed Africana e che è confinata da regioni strutturalmente più deformabili dove, quindi, gli sforzi derivanti dagli spostamenti relativi tra le diverse placche tendono a scaricarsi sotto forma di terremoti.

I fenomeni sismici più rilevanti nella regione sono avvenuti in Capitanata e nel Gargano, mentre nel Salento la sismicità appare più moderata. Il territorio inoltre risente dei terremoti che si verificano nel basso ionio e nel versante greco-albanese.

Secondo la mappatura realizzata dall'INGV - l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia - il comune di Brindisi ricade in "zona 4" (cioè tra quelle che presentano il minor rischio sismico, essendo possibili scosse lievi e sporadiche, con bassa possibilità di arrecare danni).

Nel "progetto ITHACA", sviluppato dal Servizio Geologico di Stato - ISPRA, che riporta la posizione di tutte le faglie attive, in grado cioè di produrre movimenti in superficie (faglie "capaci"), non sono censite lineazioni che interferiscono con la zona di installazione degli aerogeneratori, del percorso cavi nel con la stazione elettrica di "Brindisi-Pignicelle".

4.4 Inquadramento meteomarinario

4.4.1 Caratterizzazione batimetrica

L'ambito territoriale del Mar Adriatico Meridionale è caratterizzato da un andamento batimetrico con profondità variabili. La zona di progetto è compresa tra profondità che vanno dai -115 m ai -150 m.

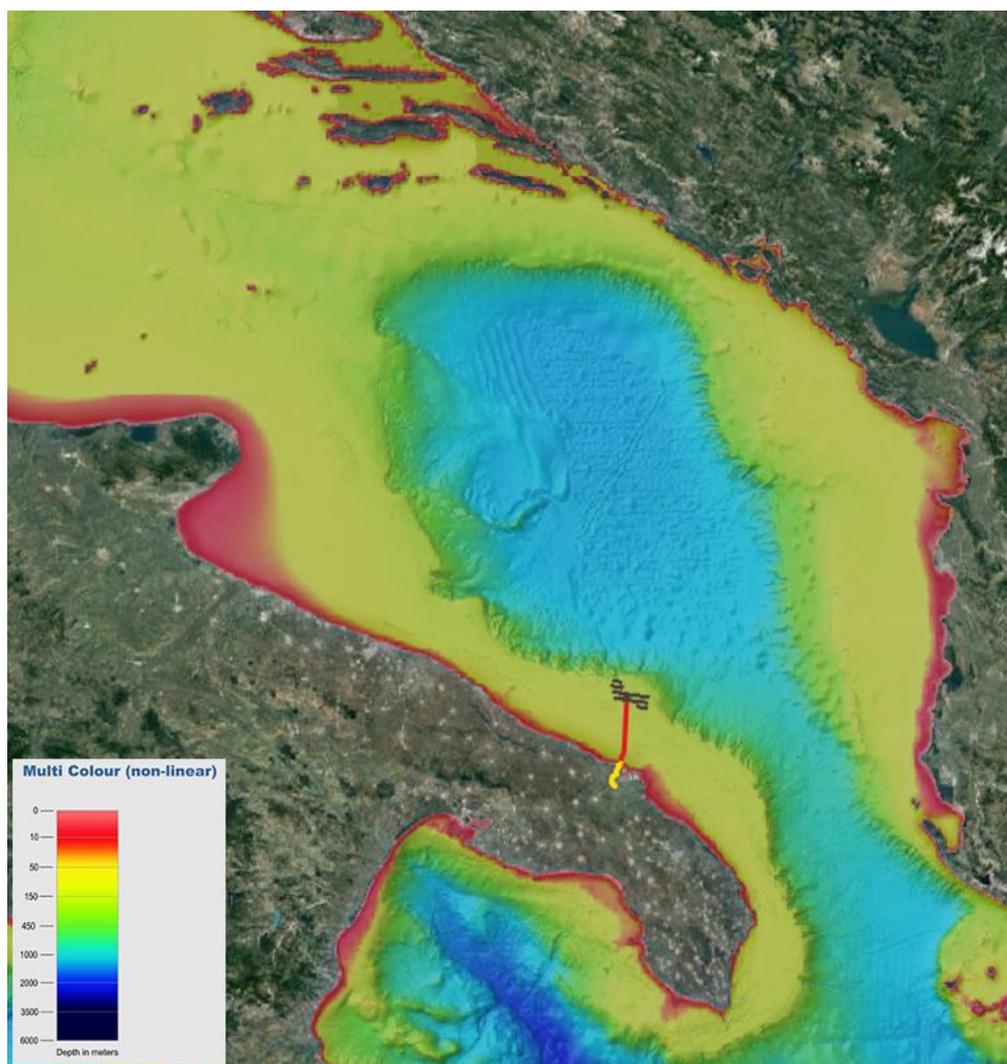


Figura 4-32 - Batimetria dell'area di interesse

4.5 Inquadramento oceanografico

L'inquadramento oceanografico delle masse d'acqua marina del sito è caratterizzato dall'analisi della circolazione generale, composta da circolazione superficiale, circolazione intermedia e circolazione profonda, e dalla qualità delle acque marine (superficiali, intermedie e profonde).

Per quanto riguarda la circolazione idrica e il livello di salinità, le caratteristiche del Mar Adriatico Meridionale sono largamente influenzate dalla dinamica nell'intero bacino del Mediterraneo. Il campo delle correnti superficiali è caratterizzato da velocità molto moderate, tipicamente inferiori a 0.5 m/s.

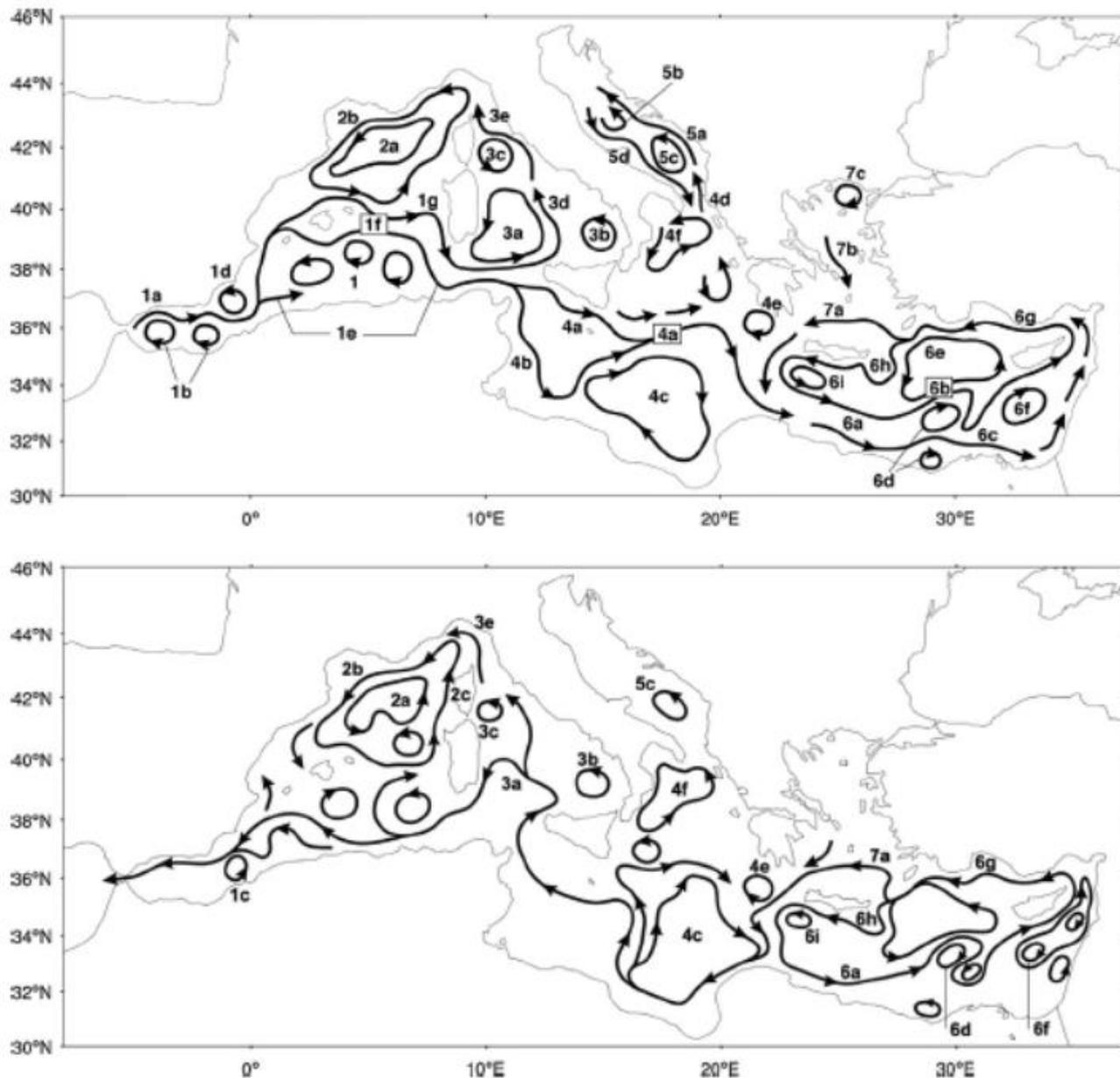


Figura 4-33 - Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo

Il livello di salinità nel Mediterraneo è invece generalmente alto a causa dell'esigua comunicazione idrica con gli oceani, oltretutto a causa dell'elevato tasso di evaporazione. La salinità media si aggira attorno al 38,5% con un livello locale variabile tra il 36% e 39% muovendosi dalle regioni dello Stretto di Gibilterra verso il Mar di Levante.

4.5.1 Regime dei venti

Il profilo anemologico della località, inteso come mappa di intensità e direzione del vento statisticamente significative per il sito, è stato elaborato sulla base di diversi dati estratti dal database ERA5 a 150m aggiustati alla velocità predetta dal Global Wind Atlas.

La rosa dei venti che ne deriva è mostrata nella figura successiva:

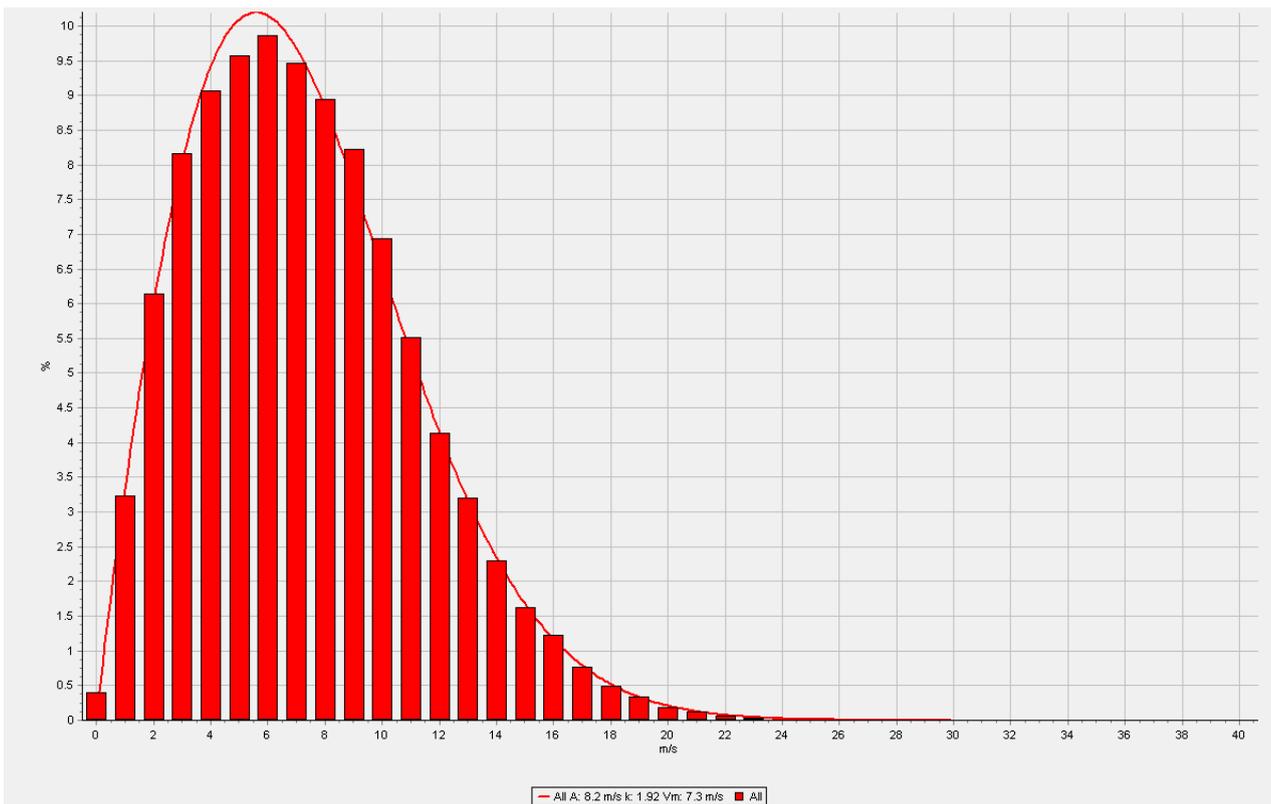
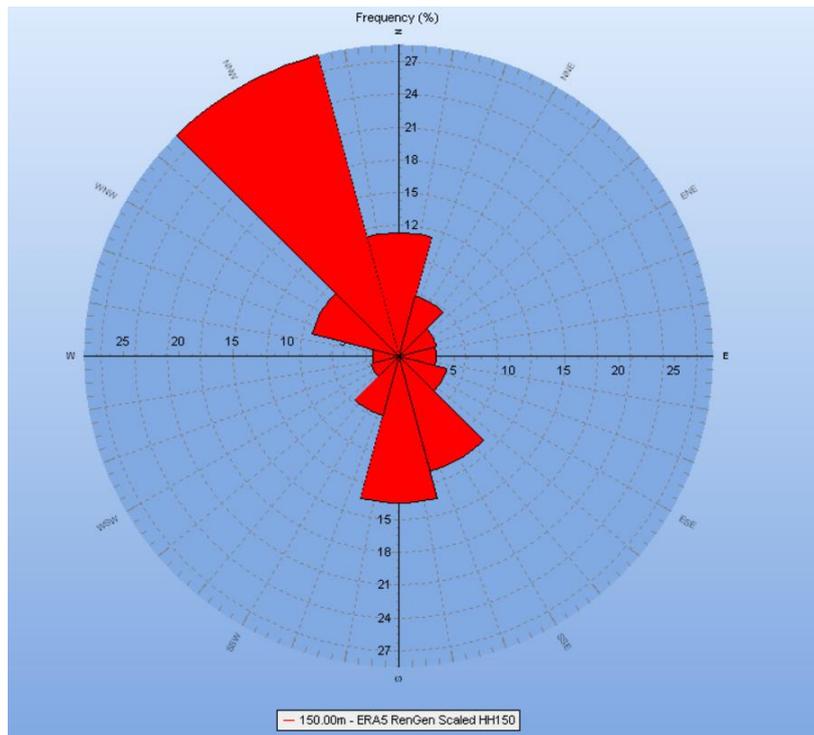


Figura 4-34 - Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto)

4.5.1 Regime di Moto Ondoso

Il clima di moto ondoso nell'area del parco eolico è stato stimato sulla base dall'elaborazione di dati di rianalisi climatica del database ERA5 disponibile sul sito Copernicus Climate Data Store. In particolare è stata utilizzata una serie temporale, estratta su base trioraria, relativa al periodo 2016 - 2021, in corrispondenza del punto di coordinate Lat 40.84 °N Lon 18.12 °E posto a circa 6 km a sud-est del sito di progetto a profondità confrontabile.

I risultati dell'analisi mostrano un clima dominato dalle onde provenienti dal secondo e dal quarto quadrante, con le onde maggiori associate ai settori di traversia maestrale e scirocco e con valori massimi dell'ordine di 4-4.5m di altezza significativa, e periodi tipicamente compresi tra i 3÷10 secondi.

Le distribuzioni delle altezze d'onda significative in funzione della direzione di provenienza sono riportate in Tabella 4-2 e in Figura 4-35.

Dir (°N)	Hs (m)																Tot
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	
0	3.63	2.21	1.27	0.68	0.44	0.17	0.10	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.53
30	1.98	1.96	0.94	0.64	0.32	0.11	0.03	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
60	1.32	0.83	0.42	0.15	0.04	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.79
90	1.52	0.63	0.26	0.09	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.51
120	3.25	1.19	0.38	0.27	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.11
150	7.39	7.37	3.28	1.59	0.69	0.30	0.11	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.75
180	2.57	2.70	1.25	0.50	0.17	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.23
210	0.81	0.81	0.26	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.94
240	0.67	0.58	0.15	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.44
270	1.08	0.94	0.17	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.22
300	3.74	3.72	1.36	0.56	0.13	0.07	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.62
330	15.35	11.14	3.67	0.99	0.43	0.14	0.06	0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.86
	43.31	34.07	13.38	5.60	2.28	0.82	0.36	0.15	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00

Tabella 4-2- Distribuzione direzionale dell'altezza d'onda significativa (ERA5)

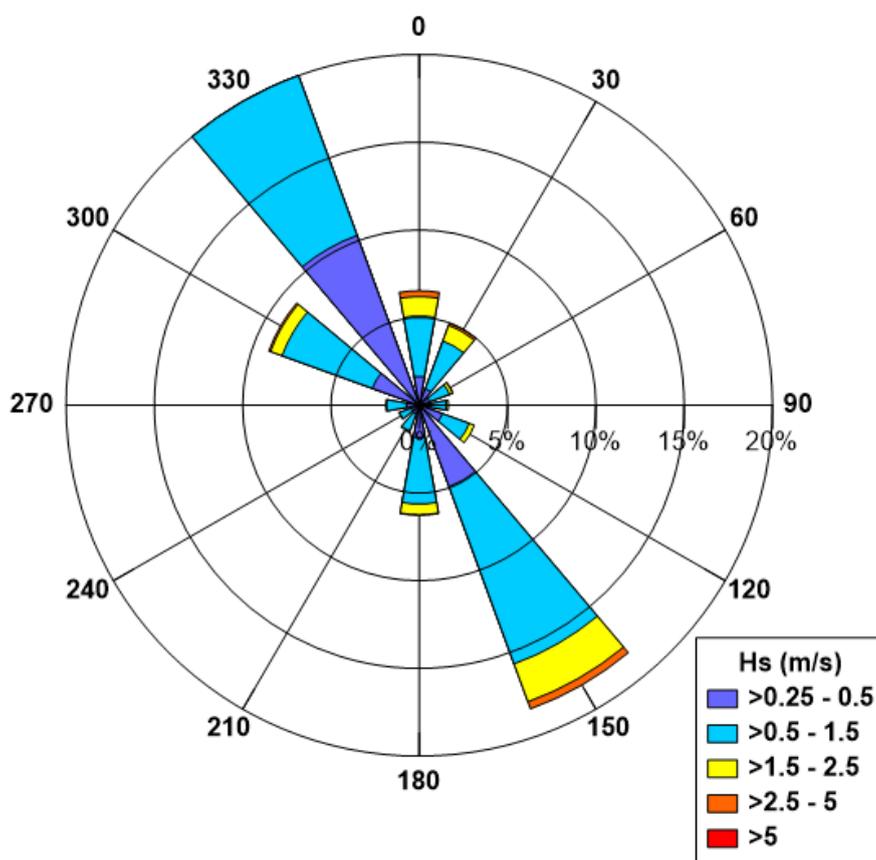


Figura 4-35 - Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Meteorologica) (ERA5)

4.6 Analisi degli aspetti socioeconomici

4.6.1 Lo scenario economico-sociale del territorio

La descrizione dello scenario economico sociale del territorio è stata desunta dall’esame del “Documento Unico di Programmazione 2019 - 2021” del Comune di Brindisi e dal Documento Programmatico Preliminare del Comune di Brindisi.

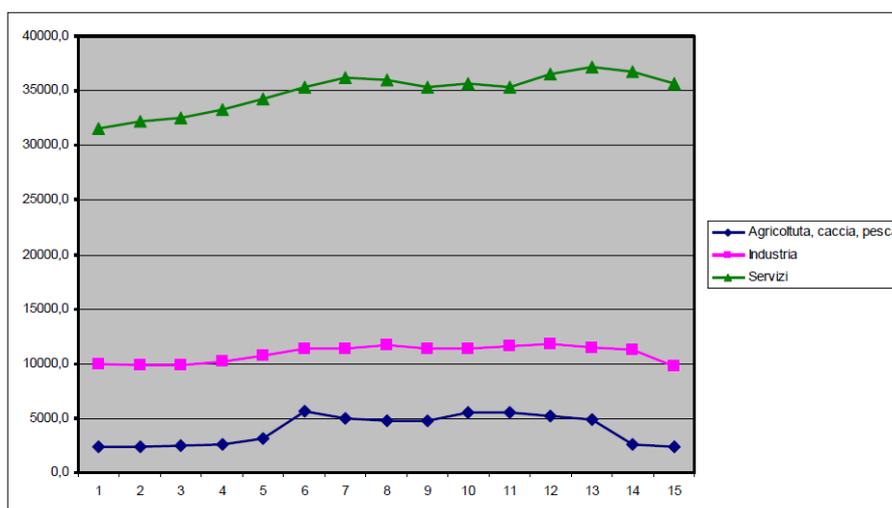
La crisi economica ha colpito severamente la regione Puglia: nonostante abbia mostrato per lungo tempo tassi di crescita dell’economia superiori a quelli del Mezzogiorno, negli ultimi tempi la dinamica del prodotto lordo si è ridotta di molto. Dalla tabella seguente, è possibile ricavare l’articolazione del Prodotto Lordo per settori di attività economica, da cui risulta una diminuzione del ruolo dell’agricoltura, una progressiva diminuzione anche del contributo dell’industria e un aumento del settore terziario.

Regione Puglia		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Valori a prezzi correnti	Agricoltura, foreste caccia e pesca	2820,97	2482,18	2472,45	2548,77	3140,50	2776,99	2441,35	2330,68		
	Industria	11225,24	11414,56	12141,42	12188,19	12321,59	13118,30	13624,27	13427,69	13733,04	12368,03
	Servizi	34424,05	36237,48	37380,52	38024,28	40066,66	40630,45	42838,61	44123,39	44467,80	44479,47
	Valore aggiunto ai prezzi base	48470,26	50134,22	51994,40	52761,24	55728,76	56525,95	58904,23	59881,75	60673,82	59069,00
	Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato	54660,19	56584,84	58081,85	59482,55	62348,82	63682,51	66477,11	68064,03	68707,73	67033,86
Valori a prezzi 2000	Agricoltura, foreste caccia e pesca	5620,53	4964,35	4788,93	4797,47	5501,87	5555,84	5155,66	4904,58	2601,00	2418,38
	Industria	11353,08	11414,56	11682,92	11427,12	11396,47	11550,26	11806,69	11437,64	11232,55	9806,23
	Servizi	35362,06	36237,48	35992,61	35316,76	35660,30	35385,60	36525,04	37188,00	36728,49	35624,00
	Valore aggiunto ai prezzi base	49525,40	50134,22	50073,14	49144,17	49817,93	49715,54	50968,12	51174,60	50611,17	47897,89
	Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato	53923,08	56584,84	56325,91	55679,14	56325,96	56304,80	57701,89	57763,16	56945,18	54078,08

4-36 Regione Puglia, valore Aggiunto e PIL per settore [milioni di Euro] Fonte: Istat

È possibile osservare che l’economia pugliese dipende sempre più dal settore dei servizi, che nel 2009 contribuivano al 74,4% del Valore Aggiunto, mentre l’industria si arrestava al 20,5% e l’agricoltura al 5%.

Di seguito, l’andamento del PIL per settori, anni 1995-2009 (Fonte: Istat):



4-37 andamento del Pil per settori, anni 1995-2009 (Fonte: Istat)

Inoltre, dall'analisi del reddito a livello provinciale contenuta nello Studio Programmatico Preliminare, considerando il totale 2007 del Valore Aggiunto a prezzi di base (a prezzi concatenati base anno 2000), si può notare che Brindisi contribuisce per il 9,4% del Valore Aggiunto regionale, pur contando una popolazione pari al 9,9% di quella di tutta la regione. Di conseguenza, si conferma il giudizio di un'area che ha subito più di altre province pugliesi gli effetti della crisi economica e che dispone di un'economia più fragile.

Dal Documento Unico di Programmazione (D.U.P. 2019 - 2021), dall'analisi del quarto trimestre del 2018, è emerso che alla sostanziale tenuta del mercato del lavoro si è accompagnata una riduzione del reddito disponibile lordo delle famiglie consumatrici (-0,2% rispetto al trimestre precedente). In presenza di un aumento del deflatore implicito dei consumi dello 0,3%, il potere d'acquisto delle famiglie è diminuito dello 0,5%. La crescita dei consumi (+0,5%) è stata accompagnata da un calo della propensione al risparmio che si è attestata sul livello minimo degli ultimi anni (7,6%, in diminuzione di 0,6 punti percentuali rispetto al trimestre precedente).

Inoltre, i dati di febbraio hanno confermato la sostanziale stabilità del mercato del lavoro.

Considerando, invece, il trimestre dicembre-febbraio, il numero degli occupati è rimasto invariato in presenza di una diminuzione dei dipendenti a termine (-0,6%) e di un aumento di quelli permanenti (+0,2%). Nello stesso periodo, il tasso di disoccupazione si è mantenuto sugli stessi livelli del trimestre precedente, condizionato dal peggioramento di febbraio (10,7%), 1 decimo superiore al dato di gennaio.

Dopo il miglioramento del tasso di posti vacanti registrato nel quarto trimestre, nei primi mesi dell'anno, le aspettative delle imprese sull'occupazione sono diminuite sia nella manifattura sia nei servizi di mercato.

4.6.2 Il turismo

Brindisi è una città antichissima, ricca di storia e di testimonianze di un glorioso passato che l'ha vista, pur con alterne vicende legate soprattutto al suo porto, importante snodo commerciale e culturale, crocevia di culture e genti diverse. Diversi siti archeologici di età romana sono stati rinvenuti negli ultimi anni a cui si uniscono testimonianze del periodo medioevale e moderno.

Il turismo di questo Comune è stato sempre un turismo definito di transito, connotato alla particolare localizzazione della città, come di transito è il carattere delle civiltà che ne hanno segnato la storia. Pertanto, Brindisi ha più valori sui quali identificare il proprio sviluppo, non uno in particolare. È una città cosmopolita ed internazionale legata intimamente alle dinamiche di relazione con il suo mare: attorno al porto d'imbarco, la città ha esteso negli ultimi anni la sua offerta indirizzandosi, in particolare, verso lo sviluppo delle infrastrutture culturali. Lo sviluppo del turismo deve essere in grado di puntare su tutte le peculiarità del suo territorio. Infatti, dall'analisi del Documento Programmatico Preliminare del Comune di Brindisi, è emerso che lo sviluppo turistico di Brindisi non si ferma solo al polo turistico del Porto. Tutta la città dovrà essere interessata alla crescita delle attività turistiche, che potranno dare un importante contributo all'economia locale. Perché questo avvenga non basterà realizzare strutture quali hotel, ristoranti, servizi, banchine portuali, ma sarà necessario un salto di qualità delle forme urbane e della loro gestione.

E' anche la bellezza della città, oltre alla natura, la principale attrattiva per il turismo: questa bellezza andrà tutelata, fatta crescere, curata perché costituisce la più importante risorsa. Andrà quindi intrapresa la valorizzazione del paesaggio urbano, dei monumenti e di tutti i reperti storici, dei parchi, del paesaggio agrario, delle diversità naturalistiche ed eno-gastronomiche. Sarà necessario intervenire anche con interventi di eliminazione di superfetazioni e di recupero di edifici storici e di archeologia industriale.

In particolare, il Documento Unico di Programmazione 2019-2021 sottolinea che l'impegno della città è recuperare, restaurare e rendere fruibile la maggior parte del patrimonio artistico - culturale presente sul territorio, integrandolo con percorsi e itinerari turistici legati al turismo balneare e crocieristico già presente nella città.

In questo programma sono incluse tutte le attività connesse con la valorizzazione e cura del patrimonio culturale della città e quindi nello specifico l'amministrazione ed il funzionamento delle prestazioni di tutela e sostegno, di ristrutturazione e manutenzione dei beni di natura archeologica, paesaggistica, architettonica e storica. Pur non avendo la città una vocazione primaria al turismo culturale, essa presenta numerosi spunti di interesse data la sua origine antica e fortemente stratificata con la possibilità di creare diversi percorsi turistico- culturali e di sviluppare una serie di manifestazioni ed eventi.

Investire nelle risorse culturali al fine di contribuire alla valorizzazione delle stesse, all'ampliamento dei valori della cittadinanza e dei turisti, allo sviluppo locale e alla promozione dell'immagine del territorio Brindisino.

5 DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno e di 1 aerogeneratore di potenza nominale di 9.0MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 504.0 MW ad una distanza minima di circa 22km dalla costa di Brindisi.

La tecnologia utilizzata per gli aerogeneratori sarà a turbine eoliche galleggianti. Detta tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in luoghi particolarmente favorevoli che altrimenti inutilizzabili a causa della profondità di fondale.

5.1 Aerogeneratori

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a 3 pale, sorretti da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è collegata al fondo del mare attraverso ancore collegate da linee di ormeggio. Le caratteristiche principali del progetto sono presentate nella seguente tabella:

ELEMENTO	DESCRIZIONE
Turbina	Ad asse orizzontale
Piattaforma flottante	Con camere tubolari in acciaio di 8 m di diametro
Ancoraggio	Puntuale nel fondale
Numero di linee di ormeggio per turbina	3
Vita nominale del parco eolico	30 anni
Numero di turbine	34
Potenza della singola turbina	15 MW e 9.0MW
Potenza totale installata	504.0 MW
Producibilità del parco eolico	Equivalente al consumo medio di elettricità domestica di circa 538'000 famiglie

Tabella 5.1 - Principali caratteristiche del parco eolico di progetto

In questa fase preliminare si sono individuati diversi fornitori di aerogeneratori con i quali sono in corso le interlocuzioni necessarie al fine di arrivare alla scelta della migliore turbina per il sito in esame. Tale scelta dovrà tener conto di diversi fattori tra cui le caratteristiche climatologiche del sito e la disponibilità sul mercato delle turbine nel momento in cui si otterranno le necessarie autorizzazioni e saranno prossime le fasi di costruzione dell'impianto. Al momento le turbine selezionate per il calcolo di producibilità sono rappresentate da una produzione VESTAS ma si considera la possibilità di utilizzare turbine equivalenti di altri produttori.

Design di aerogeneratori adatti alle condizioni mediterranee saranno necessari per avere una maggiore producibilità, andando a ricercare maggiori efficienze nei range di vento tipici dell'area mediterranea.



Figura 5-1 - Turbina V236-15.0MW

Il rotore della turbina eolica da 15MW ha un diametro massimo di 236 metri, con una superficie spazzata di 43'742m².

Il rotore della turbina eolica da 9.0 MW ha un diametro massimo di 164 metri, con una superficie spazzata di 21'124m².

Le caratteristiche tecniche della turbina sono riportate nella tabella seguente:

CARATTERISTICHE GENERALI DELLE TURBINE		
Potenza nominale	15 MW	9 MW
Velocità di Cut-in	3 m/s	3 m/s
Velocità di Cut-off	30 m/s	25 m/s
Classe di ventosità (IEC)	S or S,T	S
Diametro del rotore	236 m	164 m
Area spazzata	43742m ²	21124m ²
Numero di pale	3	3
Altezza del mozzo sul m.s.l.	150 m / a seconda del sito	150 m / a seconda del sito

Tabella 5-2 - Principali caratteristiche della turbina eolica

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento del vento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni. Il suo diametro varia da 8m alla base a ca. 5m in cima. Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Una volta installata la turbina eolica sulla sua fondazione galleggiante, l'altezza massima finale sarà non inferiore a 268 m (turbine da 15MW) e 232 m (turbina da 9.0MW) mentre il mozzo sarà ad una altezza non inferiore a 150 m sul livello del mare. Le turbine eoliche sono configurate per iniziare a funzionare a partire da ca. 3 m/s di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 25 o 30 m/s.

Ogni turbina eolica è conforme agli standard internazionali per la sicurezza degli impianti.

La protezione delle turbine eoliche dalla corrosione dovuta all'ambiente marino è assicurata dall'applicazione di vernici anticorrosive non pericolose per l'ambiente (p.e. vernici non contenenti elementi organostannici) secondo la Normativa Europea.

Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando Zona Fari della Marina Militare.

In particolare per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili alla marcatura dei parchi eolici in mare:

- Raccomandazione O-139 sulla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- Raccomandazione E-110 sulle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando MARIFARI competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine ogni turbina eolica sarà inoltre dotata di un tag AIS (Automatic identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

5.2 Stazione di trasformazione offshore

La sottostazione di trasformazione è il nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori di un sottoparco. Nel caso in esame, la sottostazione riceverà energia dalle 34 turbine al livello di tensione 66 kV operandone la trasformazione al livello di uscita HVAC 380 kV. Un elettrodotto in corrente alternata HVAC 380 kV provvederà dunque al trasporto di energia fino alla terraferma.

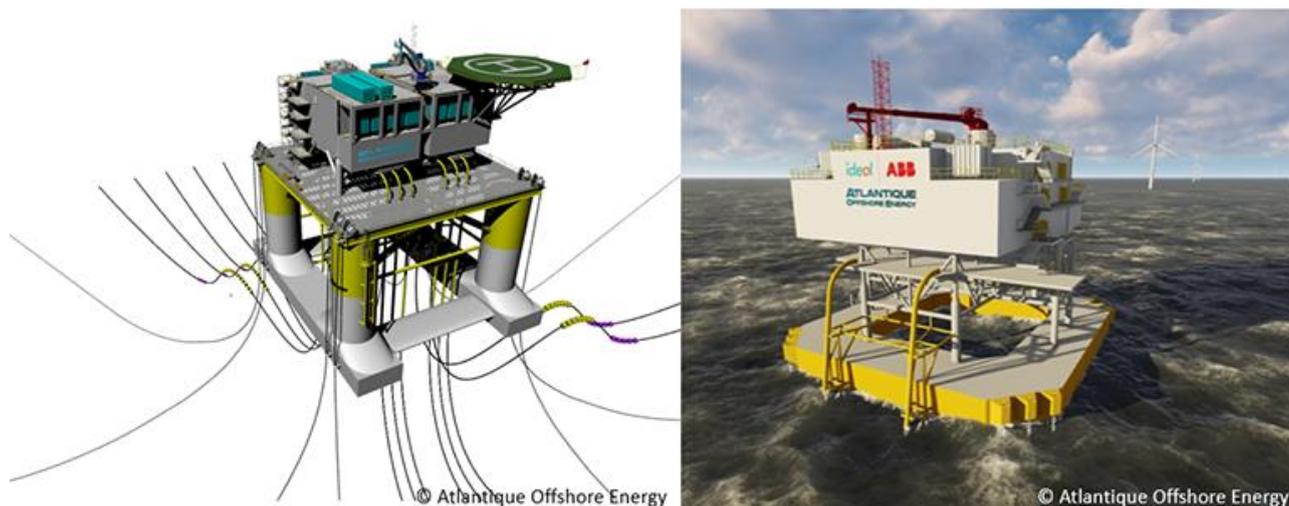


Figura 5-2 - Ipotesi di stazione di trasformazione off-shore galleggiante

La struttura è del tipo a impalcato su travi e presenta 4 piani per l'allocazione di impianti e servizi mentre l'impalcato di copertura è utilizzato come piattaforma di atterraggio dell'elicottero.

Oltre alle apparecchiature elettriche, la stazione offshore includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione;
- gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi staranno a bordo.

La manutenzione, ed in generale l'accesso ad essa, sarà normalmente effettuata tramite un'imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro.

La FOS sarà assemblata a terra, trasportata presso l'area di installazione a mare mediante rimorchiatori e vincolata ai sistemi di ormeggio.

5.3 Struttura di galleggiamento della turbina

Il progetto prevede l'utilizzo delle fondazioni di tipo galleggiante (floating) costituite da una struttura principale semisommersa con una chiglia sospesa funzionante da zavorra stabilizzante.

La caratteristica principale richiesta alle strutture galleggianti che ospitano le turbine eoliche è la stabilità e di conseguenza la capacità di ridurre le oscillazioni del sistema al fine di minimizzare il fenomeno di fatica a cui sono soggette le varie componenti.

In generale, due fattori importanti che contribuiscono ad incrementare la stabilità sono la quota del centro di gravità del sistema ed il sistema di ormeggio.

L'insieme strutturale è realizzato mediante assemblaggio di tubi in acciaio. Il sistema offre importanti vantaggi ambientali rispetto ai concetti di fondazioni galleggianti esistenti, in quanto consente l'utilizzo di processi di produzione, assemblaggio ed installazione molto semplificati e con minor consumo di materiali.

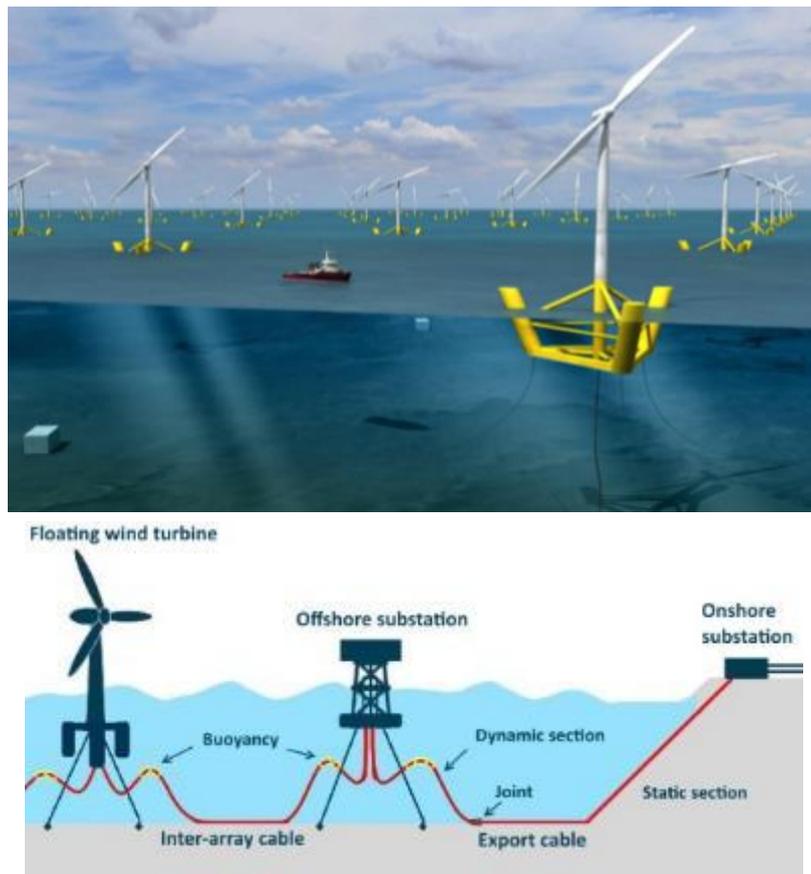


Figura 5-3 - Struttura di galleggiamento della turbina (Fonte /a22/)

5.4 Sistema di ancoraggio

La posizione delle turbine in mare sarà mantenuta grazie a sistemi di ormeggio ed ancoraggio il cui dettaglio sarà definito in funzione della natura dei fondali, una volta effettuate le operazioni di sondaggio geotecnico e geofisico. Sono state tuttavia già definite una serie di tecniche di ancoraggio, assumendo come obiettivo principale, oltre a quello di garantire la sicurezza marittima, quello di minimizzare l'impatto ambientale sui fondali.

L'individuazione del sistema di ormeggio più idoneo avverrà simulando il comportamento oltre che del sistema di ormeggio con catenaria, attualmente il più diffuso nelle installazioni off-shore, anche di sistemi tecnicamente più sofisticati, ottenuti mediante l'utilizzo di strutture puntuali sul fondale (Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite). Il sistema di ancoraggio sarà soprattutto funzione della tipologia dei fondali, della stratigrafia e dal punto di vista del comportamento geotecnico.

La progettazione del sistema di ormeggio tiene conto delle combinazioni dei dati di vento (direzione, velocità, turbolenza), onda (orientamento, altezza, periodo) e delle correnti (profilo, orientamento, velocità).

Eventi estremi come il sisma sono considerati nella progettazione dell'intero sistema del generatore eolico galleggiante.

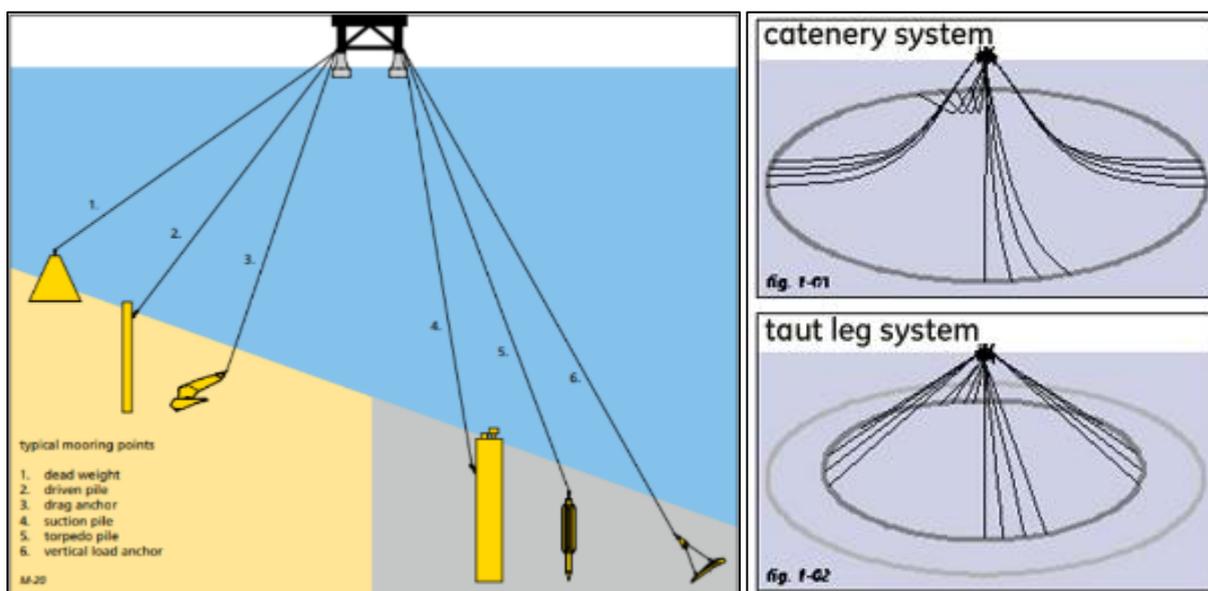


Figura 5-4 - Esempi di sistemi di ancoraggio

Ancore con trascinamento incorporato (Drag Anchors)

Questo tipo di ancoraggio viene rilasciato sul fondo del mare e trascinato per ottenere un affondamento adeguato. Il peso delle linee di ormeggio causerà una tensione della linea che guiderà l'ancora più in profondità. È caratterizzato da elevata capacità di carico orizzontale e verticale. Questi sistemi prevedono l'ormeggio mediante catenaria e risultano i più diffusi per l'ancoraggio di piattaforme off-shore.



Figura 5-5 - Esempio di ancora con trascinamento

Ancore a gravità (Deadweights)

L'ancora a gravità è la soluzione più semplice e consiste in un oggetto pesante posto sul fondo del mare per resistere a carichi verticali e/o orizzontali. La capacità di tenuta deriva principalmente dal peso dell'ancora e in parte dall'attrito tra l'ancora e il suolo. Sono fabbricati in cemento o ghisa. La loro geometria può essere più o meno complessa con lo scopo di aumentare il coefficiente di attrito tra ancoraggio e terreno, migliorando così il rapporto capacità di tenuta/peso.

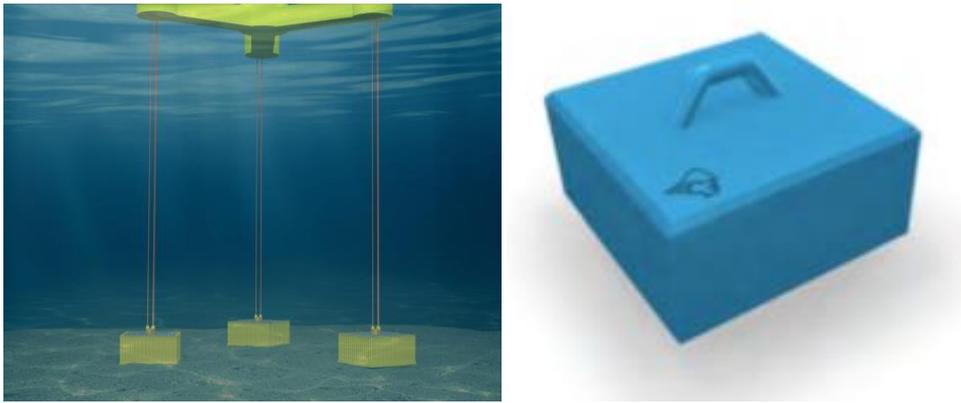


Figura 5-6 - Esempio di ancore a gravità

Pali infissi (Drilled Piles)

Sono cilindri d'acciaio installati normalmente mediante battitura, vibroinfissione o spinta nel fondo del mare. L'ormeggio è collegato all'ancora attraverso un golfare che può essere installato in testa al palo o a livello intermedio.



Figura 5-7 - Esempio di palo infisso nel fondale marino

I pali infissi vengono solitamente installati con un telaio guida che consente al martello di infiggere verticalmente il palo nel fondo del mare.

Sono necessarie strumentazioni specifiche per verificare la penetrazione e l'orientamento stabiliti durante la progettazione.

Pali aspirati (Suction Buckets)

I pali infissi con aspirazione (Suction Buckets) vengono inseriti nel fondale del mare fino a raggiungere la profondità desiderata aspirando l'acqua e creando depressione all'interno del palo che spinge l'ancora ad affondare.



Figura 5-8 - Illustrazione di palo infisso per aspirazione

La procedura di installazione richiede strumenti specifici per le misurazioni della pressione dell'acqua all'interno e all'esterno del palo, la profondità di penetrazione raggiunta e l'angolo di inclinazione del palo.

Normalmente per l'installazione viene utilizzato un robot ROV (Remotely Operated Vehicle).

Pali a siluro (Torpedo Piles)

Questo tipo di ancoraggio viene calato sul fondo del mare con una grande forza che il suo stesso peso lo spinge sul fondo. L'approccio meno costoso per le turbine eoliche offshore che utilizzano sistemi di ormeggio verticali è una combinazione di siluro con una piastra condotta, che può ruotare quando viene applicata la tensione. Nel corso degli anni è stata realizzata una grande ricerca e sviluppo per l'ancoraggio di piattaforme petrolifere galleggianti con questo tipo di ancoraggio.



Figura 5-9 - Illustrazione di pali a siluro

Riepilogo sui dispositivi di ormeggio

Le caratteristiche principali dei sistemi di ormeggio sono riepilogate nella seguente tabella:

CARATTERISTICHE GENERALI DEI SISTEMI DI ORMEGGIO		
Tipo di ormeggio	con catenaria	con tiranti
Materiale delle linee di ormeggio	Catene	Cavi + catene
Numero degli ormeggi	3	3
Massa degli ormeggi	Rilevante	Modesta
Numero ancore	3	3
Tipo di ancora	Ancora con trascinamento	Corpi morti, Pali infissi, Pali aspirati, Pali a vite, Pali a siluri
Profondità di affondamento dell'ancora	variabile	variabile

Tabella 5-3 - Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio

5.5 Sistema di protezione catodica

La protezione delle fondazioni galleggianti contro la corrosione marina è assicurata dall'applicazione di vernici anticorrosione sui componenti esterni della struttura, combinata con l'installazione di un sistema a corrente impressa (ICCP) che garantisce la protezione catodica della struttura. La vernice utilizzata sarà basata sulle specifiche di vernice secondo standard internazionali e priva di componenti organostannici. Si tratta di sistemi diversi che dipendono dal tipo di struttura e dall'area di applicazione, ovvero:

- area sommersa;
- superficie esterna;
- area emergente;
- zona interna.

Le vernici utilizzate saranno conformi alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuta all'uso di solventi organici.

Non è prevista l'applicazione di un rivestimento contro la bio-colonizzazione sulle parti sommerse ma il peso aggiuntivo e gli sforzi idrodinamici associati a questa biocolonizzazione saranno tenuti in conto nella progettazione delle fondazioni galleggianti.

5.6 Architettura elettrica del parco

Il parco eolico offshore ha una potenza elettrica nominale di 504.0 MW. La potenza totale ai fini della connessione coincide con quella nominale dell'impianto, valore inteso come picco di prestazione dei generatori e variabile, in diminuzione, a seconda delle condizioni meteo-marine.

L'energia elettrica prodotta in bassa tensione da ciascuna turbina eolica viene elevata alla tensione di 66 kV dal trasformatore presente all'interno della torre o nella navicella. Le singole turbine sono disposte secondo uno schema regolare con una distanza geometrica costante di circa 1200 m; questa disposizione consente di avere una distanza minima tra le turbine pari a circa 5 diametri di rotore, in modo da ottimizzare il rendimento fluidodinamico.

L'interconnessione tra le turbine è effettuata mediante cavo elettrico dinamico sottomarino, i cui nodi sono posizionati internamente alle torri eoliche. All'interno delle stesse sono collocati i quadri elettrici in alta tensione (AT) con funzioni di sezionamento e protezione individuale di tutti gli apparati presenti a bordo.

I gruppi di generazione saranno suddivisi in 10 sottocampi aventi la potenza nominale da 45MW a 60MW.

Le turbine sono interconnesse tra loro con cavi in alta tensione (66 kV); le linee di sotto campo saranno connesse elettricamente nella relativa sottostazione elettrica offshore, su fondazione galleggiante.

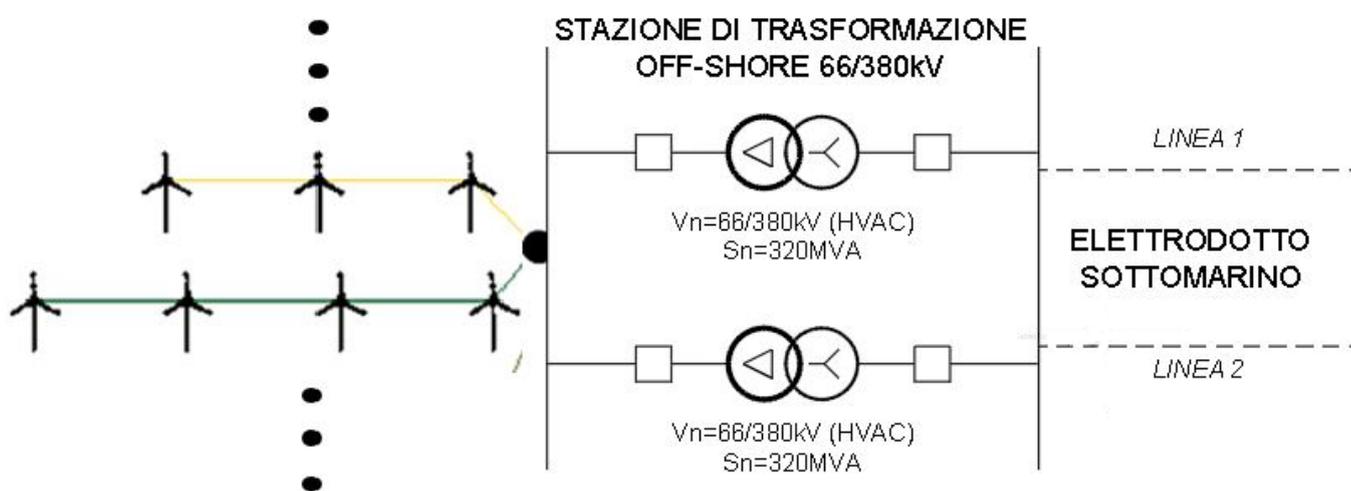


Figura 5-10 - Layout elettrico dell'impianto con sottocampi da 60MW (verde) e 45MW (giallo)

Nella sottostazione la tensione di 66 kV proveniente dal parco viene convertita in HVAC 380 kV tramite una coppia di trasformatori, all'uscita dei quali ha origine un collegamento marino in AAT che raggiungerà il punto di sbarco a terra.

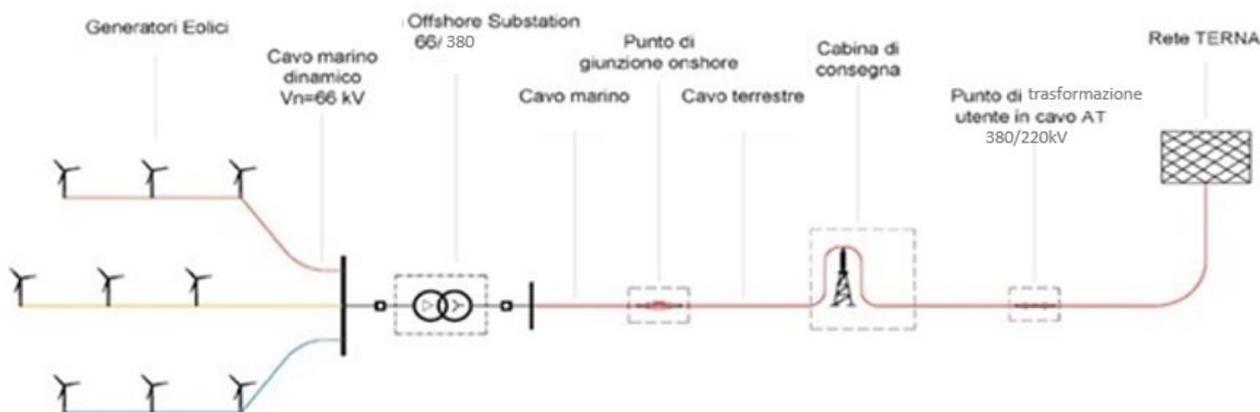


Figura 5-11 - Schema di interconnessione dell'impianto eolico

5.6.1 Cavi elettrici di collegamento tra turbine

La rete elettrica tra le turbine del parco eolico ha il ruolo di collegare elettricamente le turbine alla sottostazione di trasformazione. Questa rete contiene anche le fibre ottiche necessarie alla trasmissione di informazioni del parco eolico. L'intensità massima della corrente elettrica che passa attraverso il cavo più carico è dell'ordine di 560 A.

Il cavo elettrico tra le turbine è di tipo dinamico, parte dalla piattaforma galleggiante per adattarsi sul fondale seguendo una curva a "S" chiamata "lazy wave". Ogni collegamento dinamico che collega due turbine eoliche avrà una lunghezza di 1500 m circa.



Figura 5-12 - Esempio di cavo di connessione

Come mostrato nella figura precedente, ciascun cavo è costituito da tre conduttori posizionati a "trifoglio" ed elicordati, in cui le correnti elettriche sono sfasate di 120° l'una rispetto all'altra.

Ogni conduttore è costituito da un'anima in rame, rivestita da materiale altamente isolante che consente l'utilizzo fino a un livello di tensione di 66 kV.

L'assieme (nucleo + isolatore) è circondato da uno schermo metallico conduttivo e una guaina protettiva. Una doppia armatura metallica composta in particolare da trecce in acciaio zincato serve a proteggere il cavo dalle sollecitazioni meccaniche esterne. La guaina esterna di protezione impedisce l'abrasione e limita la corrosione.

Ogni collegamento di tipo dinamico sarà costituito dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S".

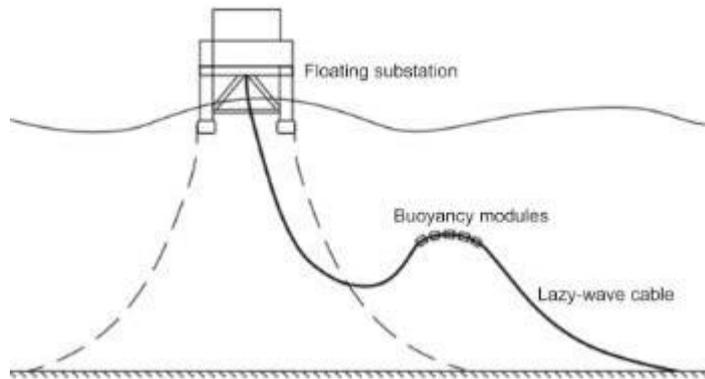


Figura 5-13 - Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte /a23/)

Gli accessori principali sono:

- il limitatore di piegatura in poliuretano "bend stiffener" che limita il raggio di curvatura del cavo in corrispondenza della sua connessione alla piattaforma galleggiante;
- le boe in poliuretano che forniscono la forma del cavo "Lazy-Wave";
- i gusci in poliuretano che proteggono localmente il cavo dall'abrasione al suo contatto sul fondo del mare ("touchdown point").

5.6.2 Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra

Nell'ipotesi formulata il cavo marino di collegamento alla terraferma è lungo circa 27km e attraversa le diverse batimetrie fino allo sbarco sulla costa.

Il percorso non interferisce con aree protette o naturalistiche e con aree militari, aree riservate alla pesca, aree archeologiche (atteso il fatto che il percorso sarà oggetto di specifiche indagini subacquee per dettagliare l'area di interesse).

Sulla base di considerazioni in ordine alla continuità nel trasporto di energia dalla stazione offshore al punto di connessione con RTN-TERNA si assume di realizzare due linee distinte alla tensione di 380kV. Ulteriori considerazioni in riferimento alle perdite di energia su tutto il percorso dei cavi, si assume di utilizzare cavi in rame con sezione da 1000 mmq. In tale configurazione, si conseguono entrambi gli obiettivi:

- Riserva 100% nella capacità di trasporto dell'energia producibile
- Riduzione delle perdite di energia in ragione della doppia sezione in rame (2x1000 mmq)

Ognuna delle due linee è quindi prevista da cavo marino in rame con isolamento EPR o XLPE di sezione 1000 mm², schermati longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna con un diametro variabile da 15 a 30 cm e comprende diversi componenti:

- Guaina protettiva e armatura metallica per proteggere il cavo e tenere i 3 conduttori in un unico pezzo;
- Tre cavi conduttivi in rame avvolti in materiale altamente isolante;
- Cavi di telecomunicazione in fibra ottica.

Il cavo utilizzato sarà certificato e dimensionato secondo le norme e le normative vigenti.

5.6.3 La protezione dei cavi sottomarini

A causa delle azioni antropogeniche e delle perturbazioni naturali che possono agire sui cavi di trasmissione dell'energia elettrica sarà necessario proteggere questi dai danni causati da attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche.

La protezione dei cavi sottomarini potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea con protezione esterna, che consiste nella posa senza scavo del cavo elettrico sul fondale marino e successiva protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo. Ove possibile sarà utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del post-trenching.

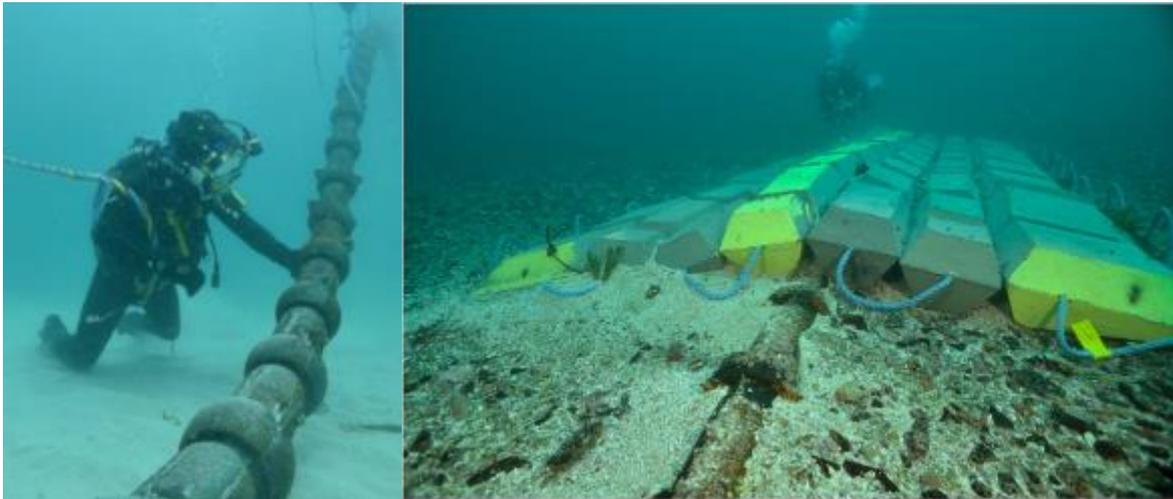


Figura 5-14 - Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte /a24/)



Figura 5-15 - Sistemi protezione dei cavi per interrimento

Una ulteriore soluzione è costituita da gusci in ghisa o polimero assemblati sul cavo.

Il tratto terminale del cavo marino sbarcherà nel pozzetto di giunzione (TJB) con il cavo terrestre e tale porzione potrà essere realizzato, se necessario, mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).

5.7 Opere di connessione a terra

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto offshore è prevista presso la stazione elettrica TERNA di Brindisi-Pignicelle.

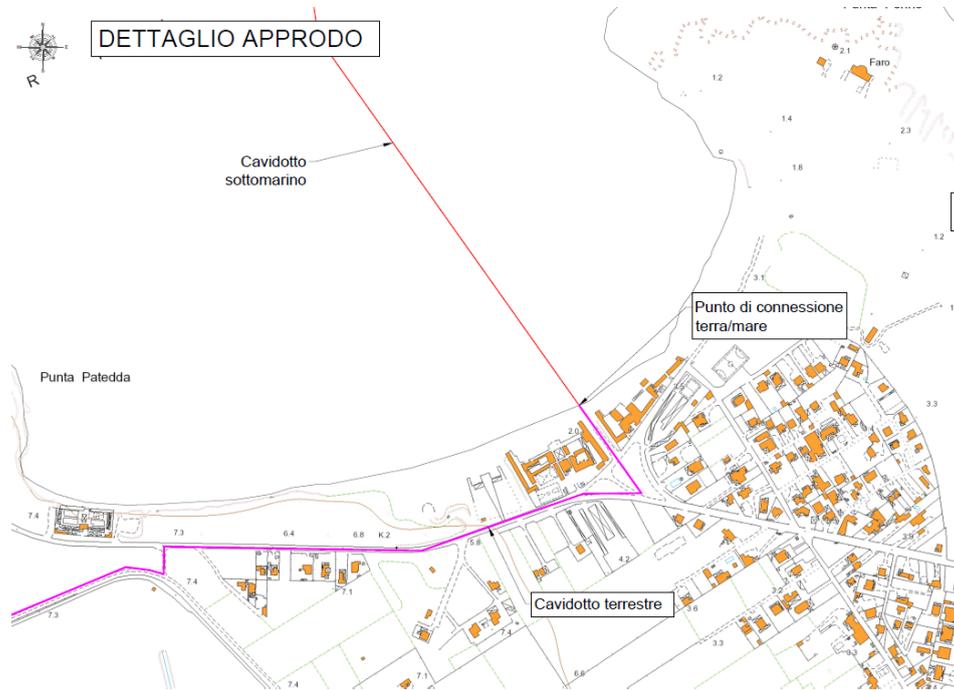


Figura 5-16 - Inquadramento su CTR del punto di giunzione terra/mare

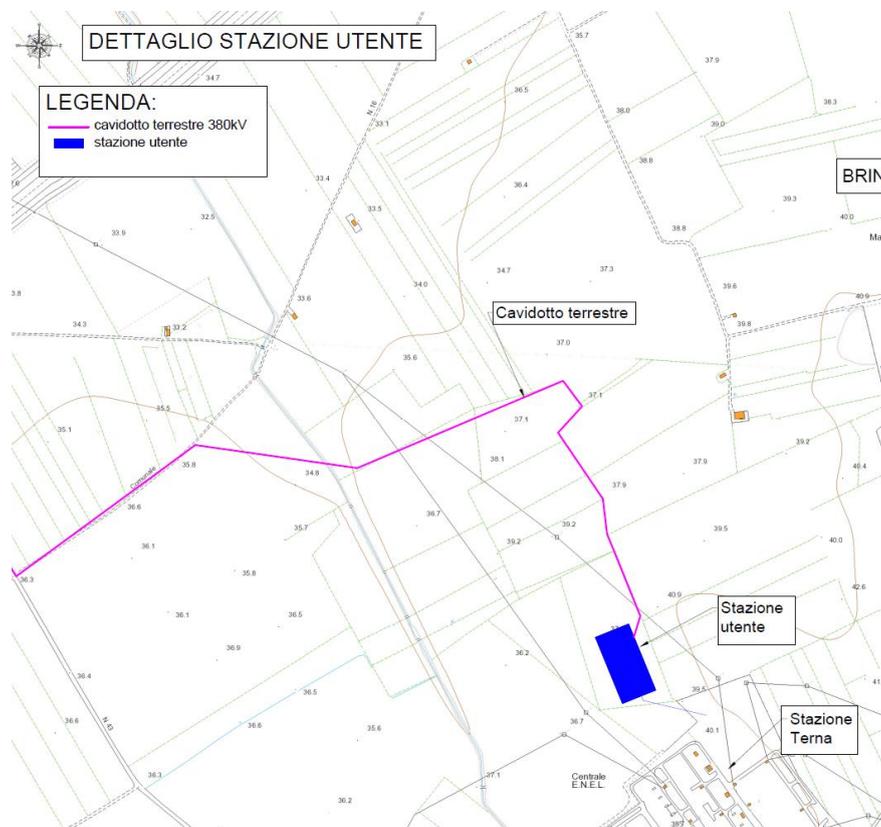


Figura 5-17 - Inquadramento su CTR dell'arrivo del cavidotto alla stazione Terna

5.7.1 Pozzetto di giunzione a terra

Lo sbarco a terra corrisponde alla zona di transizione tra il settore marittimo e il settore terrestre e la sua localizzazione è stata individuata nei lidi facenti parte del golfo di Punta Penne (BR).

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l'approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede l'utilizzo della tecnica di perforazione controllata (HDD - Horizontal Directional Drilling) per l'ultimo km di corridoio.

Il diametro della perforazione dovrà essere in seguito analizzato e tale da poter garantire un adeguato spazio vitale per il cavo, consentendone il passaggio e la successiva adeguata areazione una volta in funzionamento in condizioni di normale esercizio.

In tale punto sarà realizzato un pozzetto interrato in c.a. come quello riportato nella figura seguente.



Figura 5-18 - Pozzetto di giunzione allo sbarco (Transition Joint Bay - TJB)

Una volta sbarcato sulla terraferma, il cavo raggiunge la sottostazione di misura e consegna, mediante un percorso interrato di circa 14.5 km, realizzato interamente al di sotto di sedi stradali esistenti.

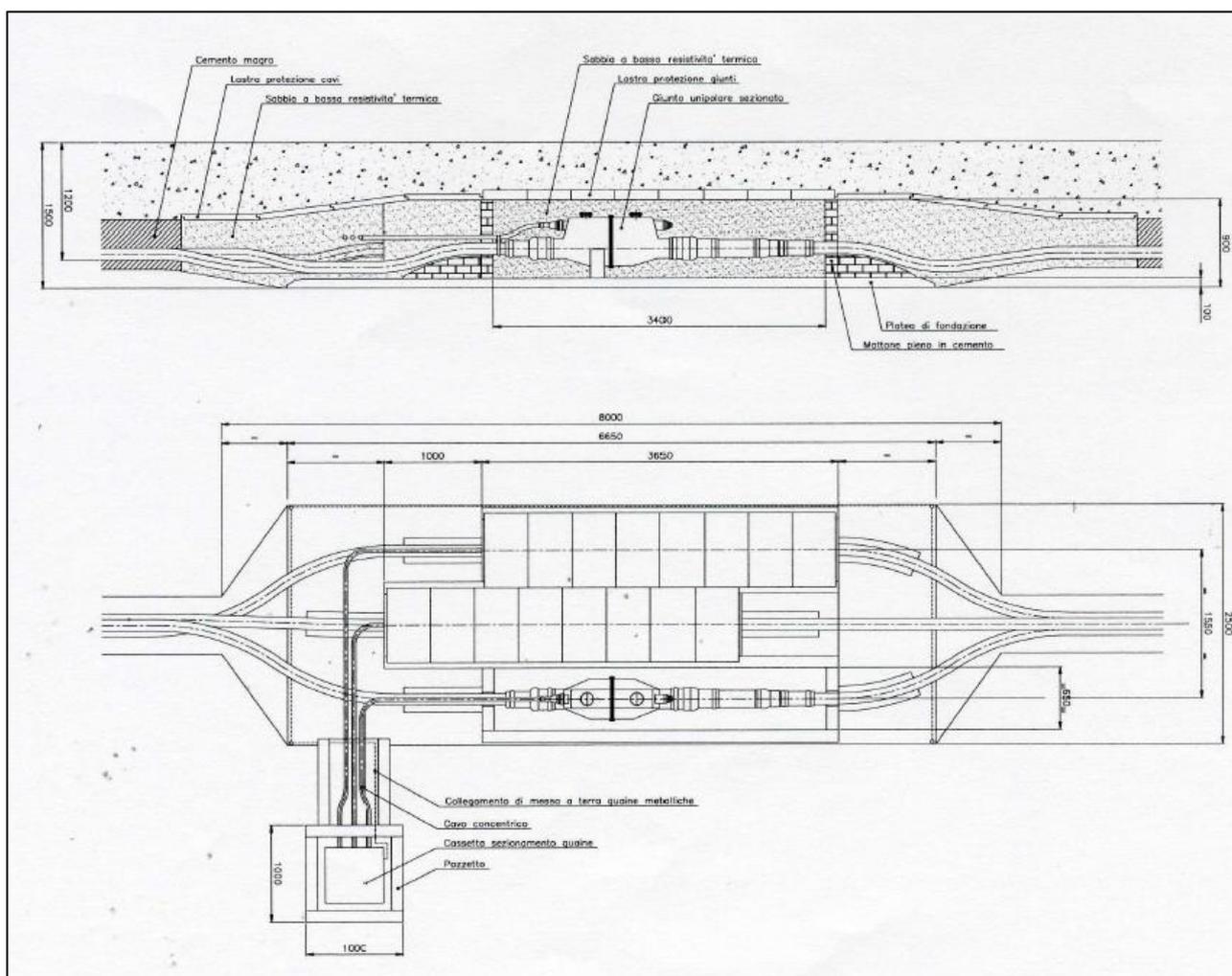


Figura 5-19 - Tipico camera giunti

5.7.2 Fibre ottiche

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo, secondo le modalità descritte nei tipici allegati.

In sede di progetto esecutivo, e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera, ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

5.7.3 Collegamento elettrico terrestre

Il collegamento sotterraneo sarà costituito da cavi unipolari affiancati da cavi di telecomunicazione in fibra ottica. Il singolo cavo unipolare comprende un nucleo conduttivo circondato da un isolamento sintetico XLPE schermato longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna.



Figura 5-20 - Esempio di cavo elettrico terrestre

Il percorso sulla terraferma definito in fase di progettazione è riportato nella Figura 5.18 a seguire.

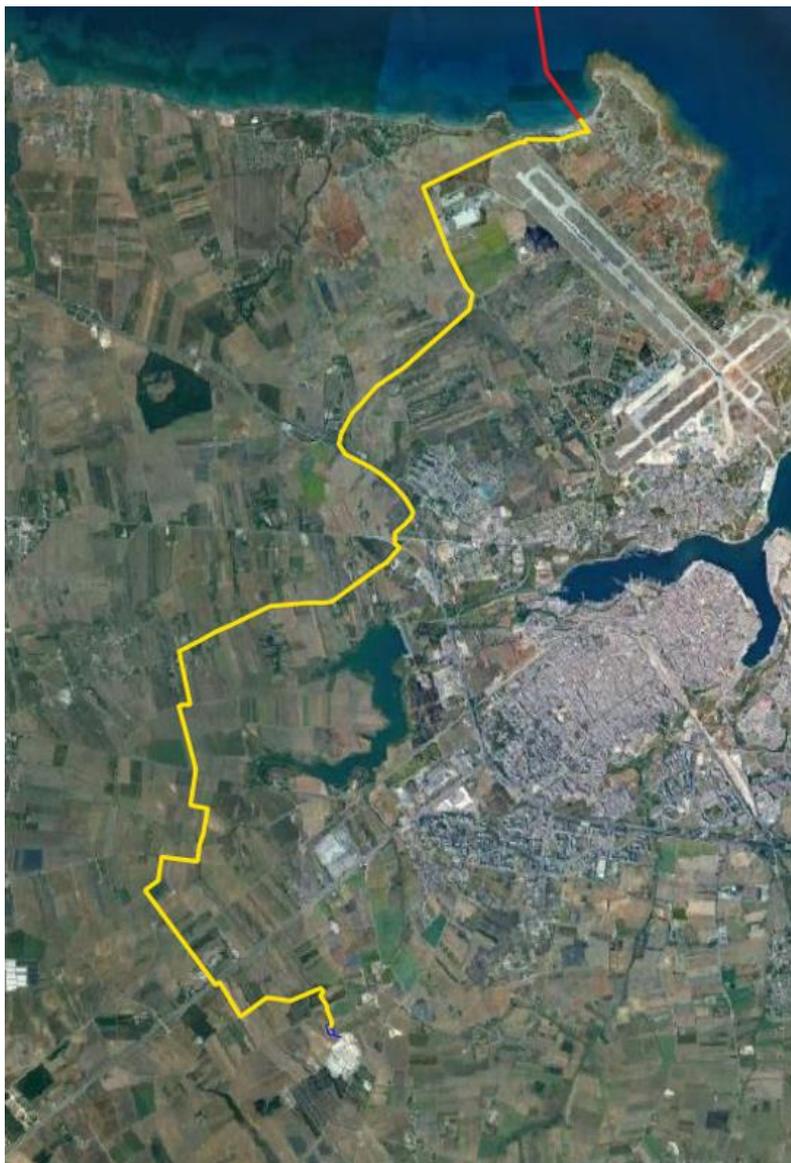


Figura 5-21 - Vista aerea del percorso del cavo di terra

5.7.4 Stazione di consegna elettrica

Il collegamento elettrico interrato giungerà alla Stazione RTN - TERNA "BRINDISI-PIGNICELLE", collegata alla rete di distribuzione regionale, da dove si procederà alla costruzione di una sottostazione per accogliere la connessione della

linea a HVAC di 380 kV proveniente dal parco eolico offshore in un'area recintata di dimensione in pianta di 100x50m e dotata di accessi carrabili e pedonali.



Figura 5-22- Ubicazione del punto di connessione alla rete regionale

Gli elementi principali che compongono la sottostazione di misura e consegna sono i terminali dei cavi, le apparecchiature di protezione, il trasformatore, i montanti di linea, gruppo di compensazione (potenza reattiva, reattanze di shunt e filtro armoniche), stalli, interruttori e scaricatori.

Un edificio prefabbricato ospiterà la sala gestione e sarà costituito da un unico corpo destinato a contenere i quadri di comando e controllo della sottostazione di misura e consegna, gli apparati di teleoperazione, i servizi per il personale di manutenzione, le batterie, i quadri B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza.

L'edificio comandi e servizi ausiliari conterrà anche le apparecchiature per la sincronizzazione della rete elettrica del parco eolico offshore ed i sistemi di telecomunicazione.

Infine 1 cavo a HVAC di 380 kV in partenza dalla sottostazione raggiungeranno la stazione TERNA di BRINDISI-PIGNICELLE per la consegna dell'energia alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

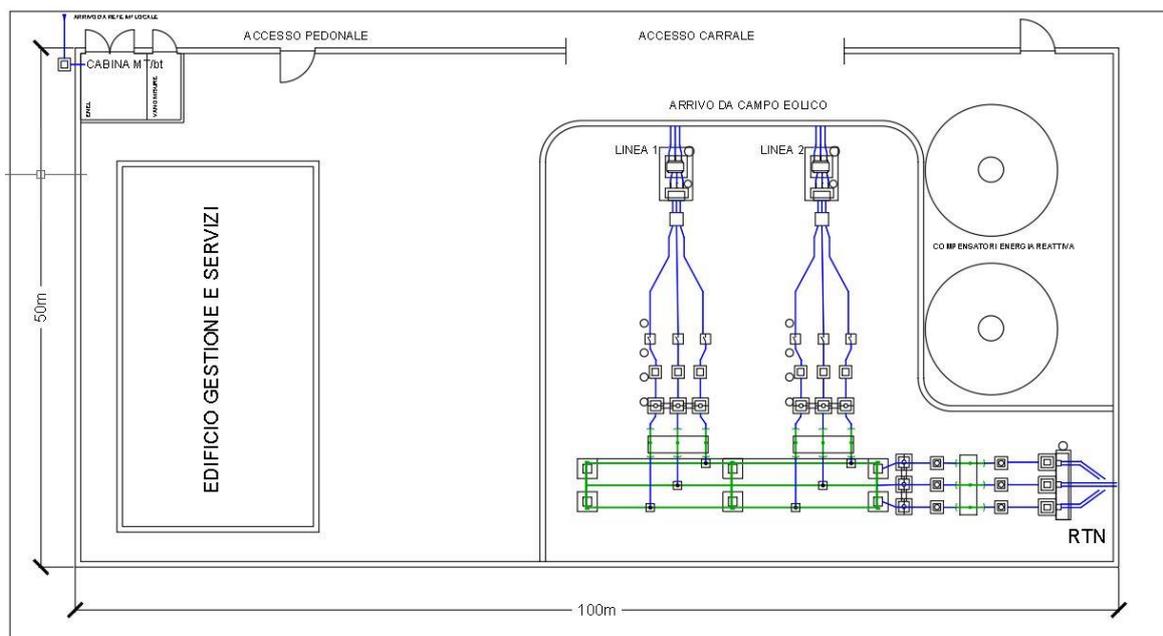


Figura 5-23 - Esempio di schema planimetrico della Sottostazione di misura e consegna

5.7.5 Ulteriori elementi costitutivi della sottostazione di connessione alla RTN

Con questa voce si intendono le macchine ed apparati che sono da considerare integrativi della funzione di trasporto e consegna dell'energia alla RTN :

- **Sistemi di compensazione dell'energia reattiva:** il rifasamento degli impianti che si connettono a RTN devono presentare una componente reattiva della potenza trasmessa non inferiore ad un valore di cos ϕ imposto da TERNA, che in caso di non rispetto del valore minimo contrattuale, impone all'utente il rientro nei limiti che, se superati, possono portare al distacco dell'utente da RTN. Le motivazioni di TERNA : non impegnare i conduttori di linea al trasporto di energia reattiva, valgono anche per l'impianto lato Utente, che per i medesimi motivi sarà portato a rifasare la corrente destinata a percorrere i trasformatori e le linee, con particolare riferimento alle lunghe tratte dei cavi di trasporto dell'energia dal Parco Eolico alla sottostazione di connessione a RTN
- **Impianto di terra :** l'area destinata a stazione elettrica sarà dotato di un sistema dispersore / equalizzatore del potenziale per ridurre le tensioni di contatto e di passo. I valori massimi di resistenza di terra (R_t) saranno da conseguire in rapporto ai parametri forniti da TERNA, in riferimento al valore della corrente di guasto a terra e del tempo di intervento delle protezioni lato RTN. Il sistema dispersore è generalmente costituito da maglie in corda di rame di circa 5m x 5m. Se fosse necessario ridurre ulteriormente il valore di R_t si ricorrerà alla infissione di dispersori verticali. Per ulteriore appiattimento dei potenziali, nei calcestruzzi della pavimentazione saranno inserite reti con magliatura più fitta.
- **Sistema centralizzato di controllo e gestione:** In apposito locale saranno installati degli apparati di telegestione e telecontrollo per consentire l'azionamento a distanza degli apparecchi di manovra e protezione. Il sistema dovrà garantire una elevata affidabilità e per questo sarà ridondante ed affidato ad almeno due

tecnologie differenti, utilizzando la fibra ottica per la trasmissione dei segnali, per non incorrere in interferenze elettromagnetiche.

- **Stazione di energia 110V dc** : costituita da accumulatori e da sistemi di ricarica e ridondante in tutti gli elementi costitutivi , è destinata alla alimentazione degli azionamenti degli apparecchi di protezione e manovra. Gli apparati saranno installati entro apposti locali batterie.
- **Gruppo elettrogeno di emergenza** : destinato ad alimentare i servizi ausiliari di stazione, compresa la ricarica delle batterie, in caso di fuori servizio della rete ordinaria

6 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO OFFSHORE

Allo stato attuale della progettazione l'installazione del parco eolico prevede le seguenti fasi:

- Fase 1: Costruzione offsite delle componenti (piattaforme galleggianti, torre e turbina)
- Fase 2: Trasporto via mare delle componenti fino all'area portuale di cantiere a terra;
- Fase 3: Assemblaggio della piattaforma galleggiante su area portuale;
- Fase 4: Varo della piattaforma galleggiante;
- Fase 5: Operazioni di installazione torre e turbina sulla piattaforma galleggiante;
- Fase 6: Trasporto via mare verso il sito di installazione offshore;
- Fase 7: Ancoraggio sul fondale delle turbine;
- Fase 8: Assemblaggio della sottostazione elettrica su area portuale;
- Fase 9: Operazioni di installazione della sottostazione su fondazione galleggiante;
- Fase 10: Operazioni di sollevamento e installazione degli apparati elettrici;
- Fase 11: Ancoraggio sul fondale della sottostazione;
- Fase 12: Installazione dei cavi sottomarini e terrestri;
- Fase 13: Costruzione della sottostazione di consegna a terra;
- Fase 14: Collaudo e messa in servizio dell'impianto.

6.1 Sito di assemblaggio delle turbine

Per il progetto in oggetto è previsto l'apposito allestimento di aree portuali dedicate all'assemblaggio delle piattaforme galleggianti e dei vari moduli che le compongono su banchina prima di essere varate in mare.

La presenza di strutture portuali nelle immediate vicinanze è una risorsa essenziale per il progetto.

Queste strutture sono in grado di ospitare le operazioni di assemblaggio che devono essere eseguite in banchina.

Ogni componente che costituisce la turbina eolica sarà movimentato utilizzando attrezzature adeguate quali gru mobili o mezzi di trasporto semoventi per carichi pesanti. Il trasporto dalla banchina di cantiere fino al sito offshore di installazione avverrà per mezzo di rimorchiatori.

Per il porto di assemblaggio, al momento è stata individuata l'opzione di Brindisi, in quanto geograficamente molto vicino all'impianto e attrezzato per le attività industriali e per le esigenze di cantiere per elementi di queste dimensioni



Figura 6-1 - Area portuale di Brindisi, possibile sito di assemblaggio

Durante le successive fasi di ingegneria andranno effettuate maggiori indagini con la collaborazione delle autorità portuali e della Capitaneria di Porto, al fine di individuare l'area più idonea.

6.2 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante

Per il progetto è prevista la predisposizione infrastrutturale delle aree portuali dedicate all'assemblaggio delle piattaforme galleggianti e dei vari moduli che le compongono.

Di seguito si illustrano alcune delle fasi di assemblaggio dei moduli.



Figura 6-2 - Assemblaggio piattaforma galleggiante (Fonte kinkardine -Cobra)



Figura 6-3 - Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)

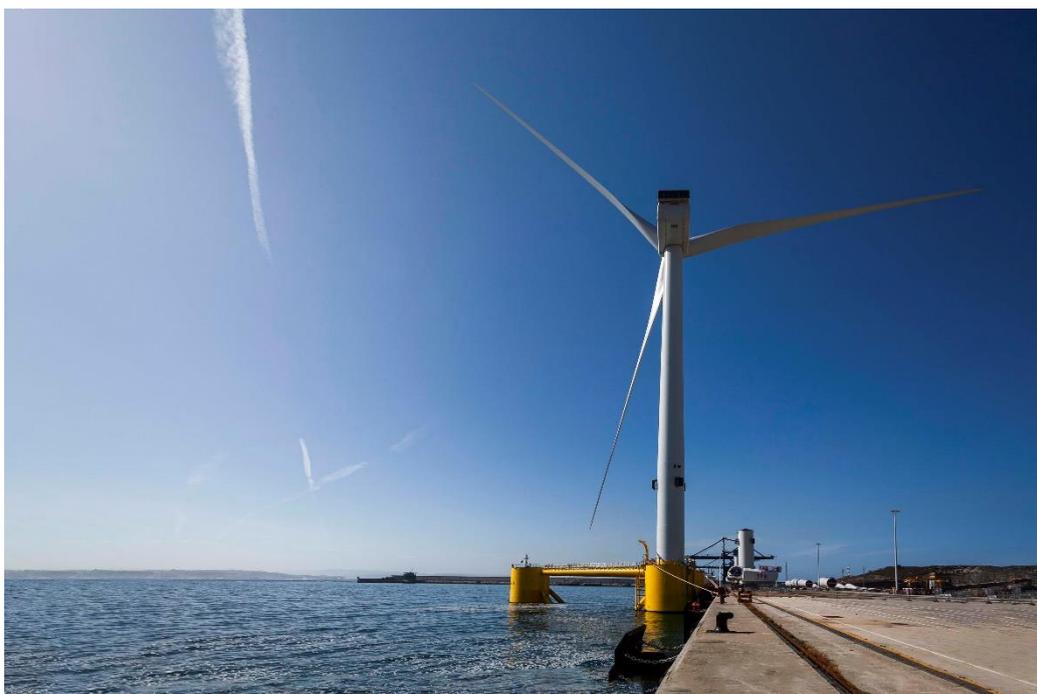


Figura 6-4 - Fasi di assemblaggio della piattaforma galleggiante (Fonte Windfloat Atlantic Project)

Ogni componente che costituisce la turbina eolica sarà movimentato utilizzando attrezzature adeguate quali gru mobili o moduli di trasporto semoventi per carichi pesanti.

Le operazioni di stoccaggio e movimentazione dei componenti saranno eseguite nel rispetto delle norme di sicurezza vigenti. Una gru mobile principale posizionerà la navicella nella parte superiore della torre precedentemente assemblata sulla piattaforma galleggiante.



Figura 6-5 - Sollevamento del rotore (Fonte: Elronic Wind solution)

Il trasporto dalla banchina di cantiere fino al sito offshore di installazione avviene per mezzo di rimorchiatori.



Figura 6-6 - Esempio dell'operazione di rimorchio (Fonte Windfloat Atlantic Project)

Una volta che le turbine eoliche sono state installate, navi specializzate saranno impiegate per ancorare le turbine ed installare i collegamenti elettrici. L'operazione sarà realizzata con il supporto di un robot subacqueo (ROV).

6.3 Posa dei cavi marini

Per le attività di posa dei cavi di interconnessione tra aerogeneratori, in media tensione (66 kV AC) e del cavidotto marino in alta tensione (380kV HVAC), si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata.

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa.

Le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Come criterio generale, i cavi saranno protetti, laddove possibile, fino alla massima profondità raggiunta, con modalità differenti in funzione del tipo di fondale.

Qualora, a seguito dell'indagine marina di dettaglio, la protezione non sia ritenuta necessaria, nei tratti a maggiore profondità i cavi saranno adagiati sul fondale, senza ulteriori protezioni.

Lo schema di protezione dei cavi prevede un più alto livello di protezione per le zone in prossimità dell'approdo; ciò è dovuto alla maggiore esposizione di tali zone agli agenti meteo-marini e ad attività antropiche.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento con macchina a getti (sorbona) alla profondità di circa 1 m sotto la superficie del fondo marino.

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il sedimento superficiale del fondo mediante l'uso di getti d'acqua marina prelevata in sito, getti che vengono usati anche per la propulsione. La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea entro la quale il cavo si adagia: quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione; gran parte del materiale movimentato (circa il 60-70%) rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione. Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua marina in sito e il riempimento dello scavo si effettua in pratica esclusivamente con lo stesso materiale di risulta.

Nel caso in cui la copertura di interrimento fosse insufficiente, si provvederà alla messa in opera di sacchetti di cemento o di materassi o altri mezzi idonei a copertura dei cavi.

Nel caso di fondo roccioso o nelle zone di sedimenti cementati, i cavi saranno ancorati alla roccia con collari, fissati manualmente da sommozzatori, ovvero in alternativa lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento.

L'installazione del cavo di collegamento in mare fino allo sbarco è suddivisa in due fasi principali:

- Lavori preparatori: A monte dell'installazione del cavo e della relativa protezione dello stesso dovranno essere avviate operazioni di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante gli studi tecnici preliminari, identificare nuovi possibili rischi (rocce, detriti, ecc.).
- Installazione e protezione del cavo: Una nave-posa cavo specializzata trasporta il cavo srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo.



Figura 6-7 - Illustrazione dell'installazione del cavo (Fonte: Offshore Gode-wind)

Al termine dei lavori descritti viene eseguita un'indagine geofisica di verifica sull'intero percorso.

Lo sbarco a terra del cavo potrà essere eventualmente realizzato con la tecnica TOC in modo tale da non dover realizzare operazioni di movimentazione del sedime dei fondali in prossimità della costa.

6.4 Approdo del condotto marino

Nelle immediate vicinanze della costa, le operazioni di protezione verranno effettuate da sommozzatori con un sistema manuale con un principio di funzionamento analogo a quello della macchina a getti.

Per la posa in prossimità dell'approdo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nelle figure seguenti, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

Il tratto compreso fra l'approdo e la buca giunti sarà realizzato con trivellazione teleguidata. Il profilo e le caratteristiche di posa in questo tratto sono illustrate nella figura sopra riportata.

Dopo aver effettuato le trivellazioni, i cavi saranno posati all'interno di tubi in acciaio o PEAD (polietilene ad alta densità).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata (HDD o microtunnel) sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua per minimizzare l'uscita di fanghi, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (directional drilling).

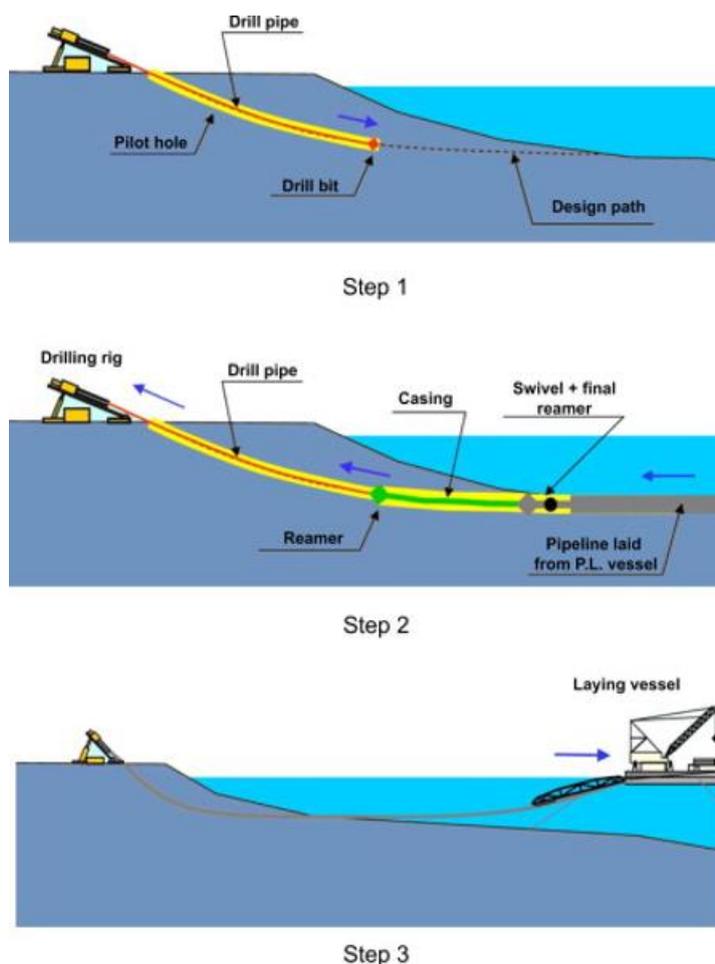


Figura 6-8 - Tipico di posa del cavo mediante "directional drilling" (Fonte Science Direct)

6.5 Operativita' cantiere offshore

Le condizioni atmosferiche sono uno dei parametri più importanti da considerare nel caso di lavori in mare aperto. Durante le fasi di cantiere offshore le condizioni atmosferiche saranno pertanto monitorate costantemente in modo da produrre un bollettino meteorologico locale previsionale dettagliato e sempre aggiornato. Il cantiere procederà tenendo in considerazione l'ipotesi del verificarsi di condizioni atmosferiche difficili e prevedendo, già in fase di programmazione esecutiva dell'attività lavorativa, piani che permettano di adattarsi, in modo rapido e flessibile, alle variazioni delle condizioni meteo-marine.

In linea generale, il periodo utile per il cantiere offshore è compreso tra inizio maggio e fine ottobre. Viceversa, durante i mesi invernali (da inizio novembre a fine aprile), il cantiere potrebbe essere a operatività ridotta.

In base alle indicazioni fornite dallo studio meteomarinario, è possibile effettuare una valutazione di massima dell'operatività del cantiere. L'altezza d'onda di soglia, al di sopra della quale è necessario sospendere le operazioni di cantiere, dipende dalle caratteristiche del pontone prescelto e dalla tipologia di lavoro considerata.

6.6 Posa dei cavi terrestri

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11- 12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;

- mantenere il tracciato del cavo il più possibile parallelo alle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico.

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500÷600 metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

La posa del cavo terrestre si svolge tra il pozzetto di giunzione (TJB) e la sottostazione per uno sviluppo lineare di circa 14.5 km. Il cavo sarà posato lungo le strade esistenti usando normali macchine da cantiere.

La posa avviene realizzando una trincea di circa 0,70 m di larghezza e circa 1,7 m di profondità lungo il percorso. La figura a seguire mostra una sezione tipica dell'elettrodotto terrestre su strada.

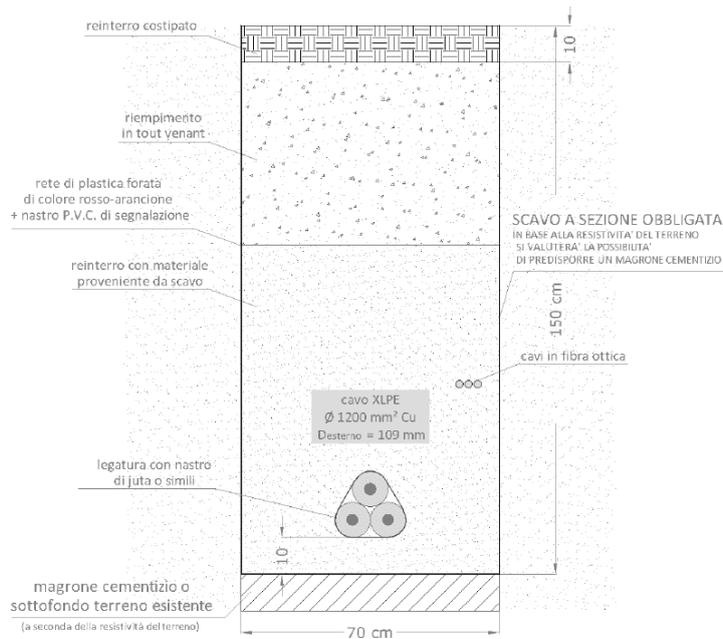


Figura 6-9 - Tipico di posa di cavo in corrente alternata

Tutte le interferenze che saranno identificate lungo il percorso terrestre richiederanno un'attenzione particolare durante la fase di progettazione.

Diverse tecniche possono essere utilizzate per adattare la posa dei cavi agli ambienti attraversati e agli ostacoli incontrati.

Posa con fodere in PEAD

Il cavo viene svolto in fodere in PEAD e posizionato nel terreno. Questo metodo di installazione viene utilizzato in campo aperto al di fuori della sede stradale.

Posa con tubi in PVC

Il cavo viene svolto in tubi di PVC rivestiti di cemento. Questo metodo di installazione viene utilizzato principalmente nelle aree urbane quando sono già installate altre reti (acqua, gas, telecomunicazioni, ecc.) e lo spazio disponibile per le opere è ridotto.

Posa con TOC

La trivellazione orizzontale controllata (TOC) è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo che permette la posa di tubazioni flessibili al di sotto di strade, ferrovie, corsi d'acqua etc...

Tale tecnica potrà essere ad esempio utilizzata per la posa del cavo nel suo tratto marino finale prima dello sbarco sulla terraferma.

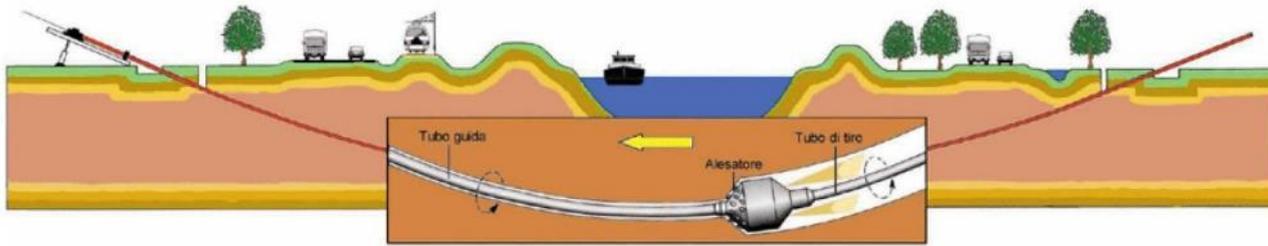


Figura 6-10 - Rappresentazione schematica di una TOC

Il sistema di posa consiste nella realizzazione di un foro sotterraneo che costituirà la sede di infilaggio di una tubazione-camicia in plastica o metallo. Il foro nel sottosuolo viene realizzato mediante l'azione di una fresa rotante posta all'estremità di un treno d'aste.

La realizzazione di nuove tubazioni interrato lungo tracciati predefiniti si basa sulla possibilità di teleguidare dalla superficie la traiettoria della testa di trivellazione. È possibile in questo modo realizzare percorsi prestabiliti, che permettono di raggiungere lo scopo auspicato con tolleranza di pochi centimetri.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato di adeguato spessore. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 500÷800 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di opportune buche giunti. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo.

In sede di progetto esecutivo, e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera, ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs. 259/2003 art. 99, comma 4.

6.7 Stazione di consegna

La stazione elettrica AT/AT , la cui posizione è stata rappresentata in via preliminare in Figura 5-22 è localizzata in prossimità della Stazione AT 380 KV “Brindisi-Pignicelle”, alla quale sarà connesso l’impianto di produzione eolico offshore.

È prevista la realizzazione di un'area destinata all’installazione delle apparecchiature in AT, ai relativi collegamenti aerei, comprensiva delle distanze di rispetto, delle barriere di protezione passiva e di quanto previsto per la prevenzione incendi.

Sarà realizzato inoltre un piccolo edificio dedicato alla gestione del parco contenente i quadri di comando e controllo, i servizi per il personale di manutenzione, i servizi ausiliari nonché sistemi di telecomunicazione.

La stazione sarà realizzata secondo le normative edili vigenti, secondo le specifiche tecniche Terna ed in ossequio alle eventuali prescrizioni impartite dagli enti autorizzanti

6.7.1 Disposizione degli impianti e degli edifici sull’area di stazione di consegna

La disposizione degli apparati elettrici AT, rappresentato in Figura 5-23 presenta ingombri e posizionamenti degli elementi costitutivi riferibili alle specifiche prescrizioni normative ed alla adeguata tecnica costruttiva che, di fatto, definisce compiutamente la posizione dei vari elementi costitutivi.

6.7.2 Edificio di telegestione e telecomando

Oltre alle installazioni AT destinate al flusso dell’energia dall’arrivo delle n.2 linee AT in cavo ed alla connessione a RTN 380 kV , sull’area sarà realizzato un edificio dedicato alla gestione dell’impianto . costituito da Sala Controllo, Sala telegestione, Locale Misure, Locale Quadri ausiliari, Servizi igienici con Spogliatoi, con eventuale accorpamento di abitazione custode e/o foresteria

La palazzina è destinata a alla installazione di tutti gli apparati riguardanti le funzioni di controllo e comando.

6.7.3 Edificio ausiliari elettrici

Si intendono i vani nei quali disporre i seguenti apparati elettrici, anche in adiacenza all’Edificio di telegestione e telecomando, e destinati a contenere gli apparati dei Servizi Ausiliari , quali:

- Locale batterie
- Locale quadri elettrici bassa tensione
- Cabina elettrica MT/bt , con alimentazione da rete MT indipendente dalla Stazione AT/AT
- Locale Gruppo elettrogeno di emergenza
- Servizi e depositi vari

La figura seguente rappresenta una ipotesi di disposizione degli elementi impiantistici AT e dell'edificio di telegestione e telecomando con contiguo edificio ausiliari elettrici.

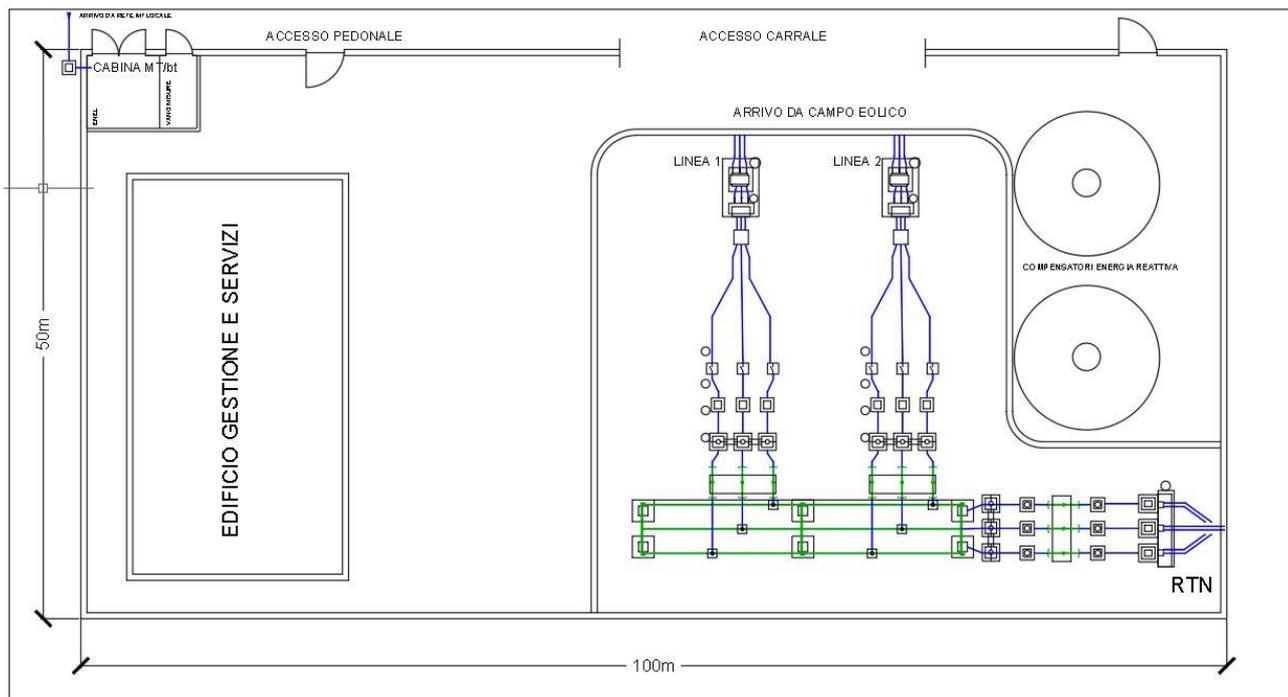


Figura 6-11 - Cabina di consegna Onshore

6.7.4 Alimentazioni privilegiate:

Tra le utenze alimentate dal quadro BT ve ne saranno alcune prioritarie asservite da gruppi UPS 110 Vcc, UPS 400 Vca trifase e generatore ausiliari, i cui allarmi e segnali di stato confluiranno nel sistema di supervisione di rete.

UPS 110 Vcc:

Sarà costituito da raddrizzatore e batterie poste in ambiente dedicato, destinato all'alimentazione dei soli circuiti funzionali di tutti i quadri di cabina, capaci di erogare una corrente 50 A per 24 h.

Il sistema di alimentazione sarà del tipo a due rami, in modo da poter contemporaneamente alimentare le utenze e mantenere carico il proprio banco batterie. Sul quadro sarà prevista una sezione di distribuzione con gli interruttori necessari per l'alimentazione selettiva di tutte le utenze a 110 Vcc.

UPS 400/230 Vca:

Sarà costituito da inverter, con banco batterie posto in ambiente dedicato, destinato all'illuminazione di emergenza e alle unità di supervisione, capace di erogare una corrente di 40 A per 24h. Il sistema di alimentazione sarà del tipo a due rami, in modo garantire la continuità del servizio.

I servizi ausiliari di cui sarà dotata la sottostazione comprendono:

- n.1 alimentazioni 400 V provenienti da BT (ENEL);
- distribuzione ausiliaria C.A. e C.C. comprese le batterie ed un sistema UPS;
- distribuzione 110 Vcc agli ausiliari di tutte le apparecchiature di A.T.;
- generatore di emergenza ad avviamento automatico;
- quadri ausiliari bassa tensione;
- impianto di illuminazione interna ed esterna;
- impianto di distribuzione della forza motrice;
- impianto di climatizzazione interno alla sala Quadri;
- impianto antintrusione.

6.7.5 Sistema di supervisione della cabina di consegna:

Il sistema di supervisione prevede che i segnali di stato per tutte le apparecchiature AT/MT siano concentrati in una RTU (Remote Terminal Unit) attraverso una rete di trasmissione locale dei dati in fibra ottica. I dati elaborati dalla RTU sono trasmessi ad un centro remoto di controllo. Per la comunicazione è previsto l'uso del protocollo IEC 61850. Sono previste inoltre:

- RTU e relative schede I/O digitali ed analogiche;
- Rete in fibra ottica locale;
- Modem in trasmissione e ricezione;
- PC per postazione remoto;

L'interconnessione con il sistema TERNA avverrà attraverso bobine di sbarramento e dispositivi di accoppiamento (2 fasi su 3, con una in back-up) su entrambe le connessioni entra - esci in base a quanto previsto dal C.d.R. All. 3 cap. 11.1.9.

6.7.6 Impianto di Terra

L'area destinata alla recinzione della cabina di consegna utente sarà servita da un impianto di terra unico, i cui dispersori saranno uniti a costituire un unico dispersore mediante giunti galvanicamente protetti, ispezionabili e sezionabili per misura e manutenzione. Il piano di calpestio del piazzale sarà reso equipotenziale tramite una rete elettrosaldata annegata nel calcestruzzo, ciascuna posta in intimo contatto col proprio dispersore, ed isolata con un manto di bitume di spessore superiore a 8 cm.

L'impianto di terra sarà unico per l'intera cabina di consegna utente. Il valore della resistenza di terra sarà dimensionato in relazione alle correnti di terra dichiarate da TERNA per il punto di connessione. Tale valore sarà in grado di garantire una equipotenzialità interna al sistema ed un gradiente di potenziale ai margini tale da assicurare la sicurezza delle persone e degli impianti secondo quanto previsto dalla CEI EN 50522-CEI 99 - 3 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a."



Figura 6-12 - Esempio di aspetto di stazione AT - RTN, (fonte Web, free license)

7 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

Il parco eolico offshore richiede un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione durante tutto il periodo operativo.

Il cantiere per la manutenzione è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, materiali e uomini impiegati in mare.

Per le operazioni di manutenzione ordinaria quindi le infrastrutture necessarie sono costituite da:

- locali tecnici per operazioni di stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative (ufficio, sala riunioni, servizi igienici, spogliatoi, etc.);
- un'area di banchina e un molo per l'attracco dei mezzi navali.

Le operazioni di costruzione e di cantiere saranno regolamentate secondo quanto previsto dalle norme in tema di prevenzione e protezione dai rischi ambientali e del lavoro.

Particolare attenzione sarà posta per i rischi di inquinamento accidentali e sarà implementato un apposito piano. Un apposito servizio dotato di dispositivi anti-inquinamento sarà allestito sia in fase di costruzione che in fase di gestione dell'impianto.

8 PIANO DI DISMISSIONE

Conformemente alla normativa applicabile, al termine dell'operatività del parco (30 anni), sarà previsto lo smantellamento dello stesso, il ripristino o la riabilitazione dei luoghi e garantita la reversibilità delle eventuali modifiche apportate all'ambiente naturale e al sito.

Prima della dismissione del parco, sarà effettuato uno studio per valutare gli impatti dello smantellamento e per verificare se non vi sia alcun interesse ambientale a lasciare determinati impianti in loco.

La sequenza delle operazioni di smantellamento delle varie infrastrutture dipenderà dai metodi e dalle tecniche di installazione utilizzate in similitudine con la sequenza invertita delle operazioni di installazione.

Nella redazione del progetto va adottato un modello di Economia Circolare (CE) al fine di traguardare una maggiore tutela ambientale in tutte le fasi di vita del progetto con la consapevolezza che anche la crescita economica generabile dall'uso delle energie rinnovabili è intrinsecamente collegata all'uso ed al riuso delle risorse ed al valore che viene creato quando i prodotti cambiano proprietà lungo tutta la filiera.

A fine vita dell'impianto sarà pertanto possibile recuperare diversi parti e componenti dello stesso secondo i principi citati della CE.

Di seguito sono delineate le risorse maggiormente impiegate nelle OWF e riutilizzabili come materie prime seconde.

Componente dell'installazione	Risorse principali	Posizionamento
WTG - Wind turbine generator	Acciaio	Componenti strutturali navicella, mozzo, trasformatore, parti meccaniche in movimento ecc...
	Fibra di vetro e resine	Pale, cover navicella, mozzo, quadri elettrici
	Ghisa	Navicella e mozzo
	Rame	Componenti navicella, collegamenti elettrici
	Alluminio	Componenti navicella, strutture accessorie ecc...
	Gomma e Plastica	Navicella, Cablaggi elettrici ed idraulici
	Olio idraulico	Componenti meccanici
	Magneti al neodimio	Generatore
Torre eolica	Acciaio	Torre eolica, collegamenti bullonati, flange di connessione
	Alluminio e rame	Cablaggi elettrici, scale, accessori
	Zinco ed altri metalli	Trasformatore, fissaggi ed accessori interni
	Oli minerali ed altri liquidi	Trasformatore
Fondazione galleggiante	Acciaio	Fondazione galleggiante e ballast stabilizzatore, collegamenti bullonati ecc...
	Materie plastiche	Parapetti e grigliati delle piattaforme
Cavi e Protezione cablaggi	Rame	Cavi e collegamenti
	Materiale plastico	Isolamenti e cablaggi
	Inerte (Cls, pietrame)	Protezione cavi

Il ripristino delle condizioni ambientali deve essere effettuato come un restauro ecologico e quindi condotto secondo i criteri e metodi di Restoration Ecology (come da standard internazionali definiti dalla Society for Ecological Restoration).

9 CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma di costruzione può essere riassunto nelle seguenti fasi:

1) Fasi preliminari, indagini e sopralluoghi specialistici

- Indagine geologica e geotecnica;
- Ingegneria di costruzione.

2) Allestimento del cantiere

- Allestimento sulle banchine, installazione di uffici e impianti;
- Ricezione delle componenti e organizzazione degli spazi per lo stoccaggio.

3) Assemblaggio turbina

- assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
- varo in mare della piattaforma;
- pre-assemblaggio del rotore;
- montaggio della torre, della navicella e del rotore;
- trasporto della turbina eolica nel sito a mare per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, finalizzazione della connessione tra il galleggiante e la turbina eolica, ecc.).

4) Assemblaggio sottostazione elettrica

- assemblaggio delle piattaforme galleggianti;
- varo in mare della piattaforma;
- allestimento elettrico a terra della sottostazione;
- montaggio della struttura sulla piattaforma;
- trasporto sottostazione in un secondo spazio per la preparazione dell'installazione (prove preliminari di messa in servizio, ecc.).

5) Installazioni in mare

- installazione dei sistemi di ancoraggio;
- trasporto in loco delle piattaforme con le turbine eoliche e delle sottostazioni;
- collegamento e tiro degli ancoraggi;
- collegamenti elettrici tra le turbine e la sottostazione;
- verifiche e ispezioni finali;

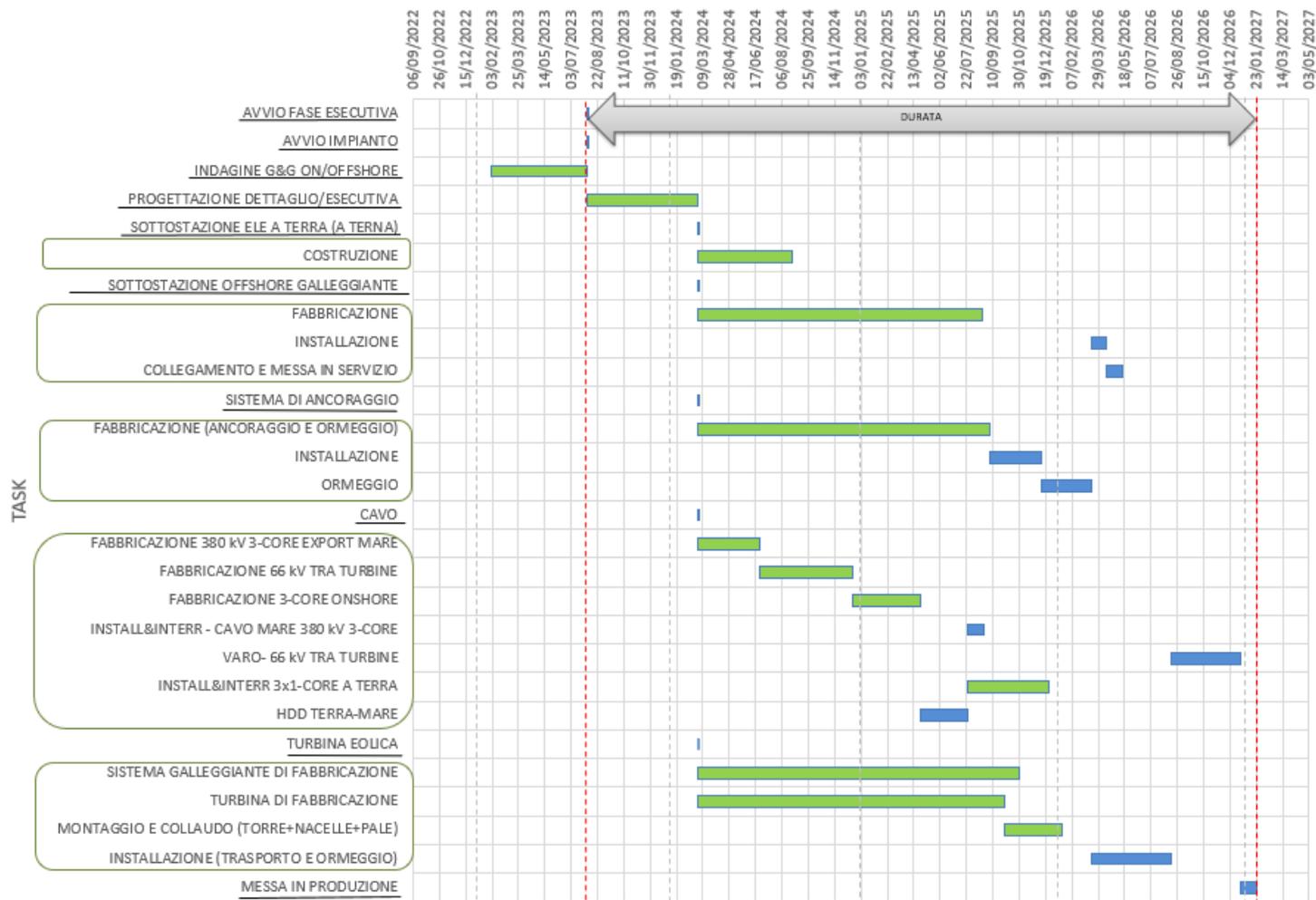
6) Costruzione delle opere a terra

- sbarco del cavo e opere connesse

- punto di giunzione elettrodotto marino - elettrodotto terrestre;
- elettrodotto terrestre;
- sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto di collegamento stazione utenza - stazione elettrica RTN.

7) Collaudo e messa in esercizio dell'impianto.

CRONOPROGRAMMA PARCO EOLICO OFFSHORE



10 RIFERIMENTI

- /A1/Geoportale Nazionale, tratto da <http://www.pcn.minambiente.it/viewer/>
- /A2/New European wind Atlas, tratto da <https://www.neweuropeanwindatlas.eu/>
- /A3/Wind Europe Community, tratto da <https://windeurope.org/>
- /A4/<http://www.sit.puglia.it/>
- /A5/AMP "Aree Marine Protette". (s.d.).
- /A6/CMEMS. (2020). CMEMS, Copernicus Marine Environment Monitoring Service. Tratto da <http://marine.copernicus.eu>
- /A7/DHI. (2020). MetOcean Data Portal, On demand data and analytics globally. Tratto da <http://www.metocean-ondemand.com> EMODnet.
- /A8/EMODnet. (2020). EMODnet Bathymetry. Tratto da <http://www.emodnet-bathymetry.eu>
- /A9/EMODnet. (2020). EMODnet Human Activities. Tratto da <http://www.emodnet-humanactivities.eu/view-data.php>
- /A10/ENEA. (2019). Mediterranean + Black Sea circulation forecast, run daily. Tratto da <https://giotto.casaccia.enea.it/mito/>
- /A11/Falco, L., Pititto, A., Adnams, W., Earwaker, N., & Greidanus, H. (2019). EU Vessel density map - Detailed Method. EMODnet.
- /A12/INGV <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>.
- /A13/MARIN. Report No.18591.620/TECH_DOC/2 - Contact drift model. MARIN.
- /A14/MarineTraffic. (2019). MarineTraffic: Global ship tracking intelligence. Tratto da <http://www.marinetraffic.com>
- /A15/Rawson, A., & Rogers, E. (2015). Assessing the impacts to vessel traffic from offshore wind farms in the Thames estuary. *Scientific Journal of the Maritime University of Szczecin*, 99-107.
- /A16/SSPA Sweden AB. (2008). Methodology for assessing risks to ship traffic from offshore wind farms. SSPA.
- /A17/Technical University of Denmark (DTU). (2020). Global Wind Atlas. Tratto il giorno Marzo 2020 da <https://globalwindatlas.info/>
- /A18/Vinnem, J.-E. (2014). *Offshore risk assessment*. Londra: Springer.
- /A19/Web Map di DGSUNMIG - MISE - Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche DGS-UNMIG. (s.d.).
- /A20/ZTB "Zone di Tutela Biologica". (s.d.).
- /A21/www.ser.org
- /A22/<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521003677>
- /A23/<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/floating-offshore-wind-turbine>
- /A24/<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118305355>