

RWE

Impianto Eolico Offshore *Puglia 1*

Istanza di avvio della consultazione per la
definizione dei contenuti dello Studio di
Impatto Ambientale

Relazione generale

Codice elaborato: Rel_01



Impianto Eolico Offshore Puglia 1

Istanza di avvio della consultazione per la definizione dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale

Relazione generale

Codice elaborato: Rel_01

Preparato da: Tecnoconsult Engineering Construction S.r.l.

Verificato e approvato da: RWE Renewables Italia S.r.l.

Data: 16 marzo 2023

Testo: © RWE Renewables Italia S.r.l., 2023

Mappe e disegni schematici: © RWE Renewables Italia S.r.l., 2023, eccetto dove specificato

Immagini: © RWE AG, 2023 e © TetraSpar Demonstrator ApS, 2022, 2023 ed eccetto dove specificato

RWE Renewables Italia S.r.l.

Sede legale:

Via Andrea Doria 41/G

00192 Roma, Italia

Telefono: +39 0695056362

Fax: +39 0695056108

Sito web: it.rwe.com

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Capitale Sociale: € 20.000.000,00 interamente versato

Partita IVA / Codice Fiscale: 06400370968

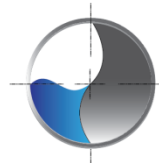
R.E.A. RM 1284519

Soggetta a direzione e coordinamento del socio unico RWE Renewables International Participations B.V.

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO OFFSHORE E OPERE DI CONNESSIONE A TERRA IN PROVINCIA DI LECCE - POTENZA INSTALLATA: 900MW

RELAZIONE GENERALE

00	06/02/2023	PRIMA EMISSIONE	TCN	RWE	RWE
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.

PUGLIA 1

Document No.

REL-01

Rev. No.

00

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	8
2	IL PROPONENTE DEL PROGETTO	9
3	SCOPO DEL DOCUMENTO	13
4	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	14
5	DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITÀ	20
5.1	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI INDIVIDUATI A MARE.....	20
5.1.1	<i>Aree naturali protette</i>	21
5.1.2	<i>Paesaggio e Turismo</i>	25
5.1.3	<i>Aree di Interesse Archeologico</i>	28
5.1.4	<i>Attività Ricreative in Mare</i>	28
5.1.5	<i>Inquadramento delle attività economiche della pesca</i>	28
5.1.6	<i>Attività industriali</i>	30
5.1.7	<i>Traffico navale</i>	31
5.1.8	<i>Traffico aereo</i>	32
5.1.9	<i>Aree Militari e zone soggette a restrizioni</i>	33
5.1.10	<i>Aree per ricerca scientifica</i>	34
5.1.11	<i>Infrastrutture sottomarine</i>	34
5.1.12	<i>Rotte migratorie avifauna</i>	36
5.1.13	<i>Aree Protette o di Interesse Biologico/Ecologico in Mare</i>	38
5.2	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA DI PROGETTO IN BASE AI VINCOLI ESISTENTI A TERRA.....	40
5.2.1	<i>Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)</i>	40
5.2.2	<i>Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT)</i>	51
5.2.1	<i>Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)</i>	52
5.3	INQUADRAMENTO GEOLOGICO E GEOMORFOLOGICO	57
5.3.1	<i>Inquadramento sismico</i>	58
5.4	INQUADRAMENTO METEOMARINO.....	58
5.4.1	<i>Caratterizzazione batimetrica</i>	58
5.4.2	<i>Inquadramento oceanografico</i>	59
5.4.3	<i>Regime dei venti</i>	60
5.4.4	<i>Regime di moto ondoso</i>	62

5.5	ANALISI DEGLI ASPETTI SOCIOECONOMICI	63
5.5.1	<i>Lo scenario economico-sociale del territorio</i>	63
5.5.2	<i>Il turismo</i>	65
6	DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO	67
6.1	AEROGENERATORI	67
6.2	STAZIONE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE	70
6.3	STRUTTURA DI GALLEGGIAMENTO DELLA TURBINA	71
6.4	SISTEMA DI ANCORAGGIO.....	72
6.5	SISTEMA DI PROTEZIONE CATODICA	77
6.6	ARCHITETTURA ELETTRICA DELL'IMPIANTO.....	78
6.6.1	<i>Cavi elettrici di collegamento tra turbine</i>	79
6.6.2	<i>Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra</i>	81
6.6.3	<i>La protezione dei cavi sottomarini</i>	81
6.7	OPERE DI CONNESSIONE A TERRA.....	83
6.7.1	<i>Pozzetto di giunzione a terra</i>	83
6.7.2	<i>Fibre ottiche</i>	85
6.7.3	<i>Collegamento elettrico terrestre</i>	85
6.7.4	<i>Stazione di consegna elettrica</i>	86
7	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DELL'IMPIANTO OFFSHORE	88
7.1	SITO DI ASSEMBLAGGIO DELLE TURBINE.....	88
7.2	ASSEMBLAGGIO E VARO DELLA PIATTAFORMA GALLEGGIANTE	90
7.3	POSA DEI CAVI MARINI.....	93
7.4	APPRODO DEL CONDOTTO MARINO	94
7.5	OPERATIVITÀ CANTIERE OFFSHORE	95
7.6	POSA DEI CAVI TERRESTRI	96
8	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO	99
9	PIANO DI DISMISSIONE	100
10	CRONOPROGRAMMA	101
11	RIFERIMENTI	104

Indice delle figure

Figura 2-1: Evoluzione delle capacità complessive installate, numero e tipo di turbine impiegate, profondità delle acque e distanze dalla costa degli impianti eolici offshore sviluppati, costruiti ed operati da RWE e loro data di entrata in esercizio dal 2004 al 2026.	9
Figure 2-2: Impianto eolico offshore di RWE Arkona, Germania, da 358 MW di potenza complessiva installata	11
Figure 2-3: Turbina galleggiante da 3.6 MW del progetto dimostrativo <i>TetraSpar</i> in Norvegia, di cui RWE è partner, e relativa fondazione galleggiante del tipo <i>spar</i>	12
Figura 3-1: Ubicazione dell'area geografica interessata dalla realizzazione dell'impianto eolico offshore di Puglia 1 (Fonte: ESRI – <i>Living Atlas of the World</i> , 2023).....	13
Figura 4-1: Individuazione dell'impianto e relative opere su immagine satellitare (Fonte: SIT Regione Puglia, 2019).....	15
Figura 4-2: Individuazione dell'impianto e delle relative opere su carta nautica	16
Figura 4-3: Distanze tra turbine.....	17
Figura 4-4: Sistemi di ancoraggio	18
Figura 4-5: Percorso terrestre dei cavi su ortofoto	19
Figura 5-1: Distanza dell'impianto eolico dai siti "Rete Natura 2000" (dettaglio a terra)	22
Figura 5-2: Distanza dell'impianto eolico dai siti "Rete Natura 2000" (dettaglio generale)	22
Figura 5-3: Distanza dell'impianto eolico dai siti "IBA" e aree "RAMSAR" (dettaglio a terra).....	23
Figura 5-4: Distanza dell'impianto eolico dai siti "IBA" e aree "RAMSAR" (dettaglio generale).....	23
Figura 5-5: Distanza dell'impianto eolico da aree "EUAP" (dettaglio a terra)	24
Figura 5-6: Distanza dell'impianto eolico da aree "EUAP" (dettaglio generale)	24
Figura 5-7: Foto: inserimento dell'impianto eolico dal Faro di Santa Maria di Leuca (LE).....	25
Figura 5-8: Foto: inserimento dell'impianto eolico da Marina di Andrano (LE).....	26
Figura 5-9: Foto: inserimento dell'impianto eolico da Santa Cesarea Terme (LE)	27
Figura 5-10: Beni archeologici a mare nell'area di interesse Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - SID Il portale del mare,2022 (Mappe Dati) / SIT Regione Puglia,2019 (Sfondo Ortofoto terrestre) / EMODNET (Sfondo Area Marina).....	28
Figura 5-11: "Geographical Subareas (GSAs)" del Mediterraneo con individuazione della sub-area oggetto di studio	29
Figura 5-12: Densità delle rotte dei pescherecci.....	30
Figura 5-13: Zone marine aperte alle attività minerarie (Fonte: MISE)	30

Figura 5-14: Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mar Ionio (Fonte: MISE)	31
Figura 5-15: Mappa del traffico navale Fonte EMSA, 2019 (mappe traffico navale), SIT Regione Puglia, 2019 (Sfondo ortofoto terrestre) EMODNET (Sfondo area marina).....	32
Figura 5-16: Inquadramento su carta ENAV (Fonte: Ente Nazionale per l'Assistenza al Volo S.p.A., 2023) ...	33
Figura 5-17: Inquadramento su carta esercitazioni militari (Fonte: Ministero delle infrastrutture e dei trasporti – SID: Il Portale del Mare, 2023)	34
Figura 5-18: Inquadramento su aree planimetria cavi	35
Figura 5-19: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna (Berta Maggiore, Falco Pellegrino)	36
Figura 5-20: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie europee.....	37
Figura 5-21: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna (Rapaci) (Fonte delle mappe: The Eurasian African Bird Migration Atlas; European Environment Agency; 2023).....	37
Figura 5-22: Aree Marine Protette sul territorio Italiano (Fonte: MiTE)	38
Figura 5-23: 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 5-24: PPTR Puglia - Ambiti di paesaggio n.10 "Tavoliere Salentino" e 11 "Salento delle Serre"	41
Figura 5-25: Carta delle componenti dei valori percettivi.....	44
Figura 5-26: Componenti culturali e insediative del territorio.....	45
Figura 5-27: Componenti dei siti naturalistici.	46
Figura 5-28: Componenti botanico-vegetazionali.	47
Figura 5-29: Componenti idrologiche.....	48
Figura 5-30: Componenti geomorfologiche.	49
Figura 5-31: Tematismi del PUTT.....	51
Figura 5-32: Vincoli d'inquadramento del PUTT.	52
Figura 5-33: Stralcio della Carta PAI Idrologica per la pericolosità idraulica. (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023).....	54
Figura 5-34: Stralcio Carta PAI per la pericolosità Geomorfologica. (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023) ..	55
Figura 5-35: Carta dei fenomeni franosi (Progetto IFFI). (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023).	56
Figura 5-36: Batimetria dell'area di interesse	58
Figura 5-37: Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo.....	59
Figura 5-38: Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto).....	61

Figura 5-39: Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Metereologica) (ERA5).....	62
Figura 5-40: Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Indici: 2000=100) Fonte: elaborazioni su dati Terna, Pubblicazioni Statistiche e Gestore Servizi Energetici (GSE), Monitoraggio Regionale. (1) Si considera l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, eolico, idroelettrico e termoelettrico (derivante dalla combustione di biomasse e bioenergie).....	65
Figura 6-1: Turbina galleggiante da 3.6 MW del progetto dimostrativo <i>TetraSpar</i> in Norvegia, novembre 2021, di cui RWE è partner	68
Figura 6-2: Stazione di trasformazione off-shore dell'impianto eolico RWE Arkona in Germania	70
Figure 6-3: Assemblaggio nel porto di Grenaa, Danimarca della fondazione galleggiante del progetto dimostrativo <i>TetraSpar</i> , di cui RWE è partner, novembre 2021	71
Figura 6-4: Tipologie di fondazioni galleggianti e struttura di galleggiamento della turbina (Fonte: /a22/, Capitolo 11).....	72
Figura 6-5: Esempi di sistemi di ancoraggio	73
Figura 6-6: Esempi di sistemi di ancoraggio	73
Figura 6-7: Esempio di ancora con trascinamento	74
Figura 6-8: Esempio di ancore a gravità	74
Figura 6-9: Esempio di palo infisso nel fondale marino, eolico offshore di RWE Kaskasi in Germania (alto) e rappresentazione schematica del palo infisso e fondazione (basso)	75
Figura 6-10: Illustrazione di palo infisso per aspirazione	76
Figura 6-11: Illustrazione di pali a siluro.....	77
Figura 6-12: Layout elettrico dell'impianto con sottocampi da 90MW	78
Figura 6-13: Schema di interconnessione dell'impianto eolico	79
Figura 6-14: Esempio di cavo di connessione.....	80
Figura 6-15: Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte /a23/, Capitolo 11)	80
Figura 6-16: Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte /a24/, Capitolo 11)	82
Figura 6-17: Sistemi protezione dei cavi per interrimento.....	82
Figura 6-18: Inquadramento su CTR del tratto di cavidotto onshore (dettaglio Stazione Utente).....	83
Figura 6-19: Pozzetto di giunzione allo sbarco (<i>Transition Joint Bay – TJB</i>) (Fonte immagine di sfondo: Geoportale Cartografico Catastale - Agenzia delle Entrate, 2023).....	84
Figura 6-20: Tipico camera giunti	85
Figura 6-21: Esempio di cavo elettrico terrestre	86

Figura 6-22: Vista aerea del percorso del cavo di terra (Fonte immagine di sfondo: SIT Regione Puglia, 2023)	86
Figura 6-23: Ubicazione indicativa del punto di connessione alla rete regionale (stazione elettrica a 380 kV della rete di trasmissione nazionale di TERNA S.p.A. denominata “Galatina” e situata nel territorio di Galatina (LE). (Fonte immagine di sfondo:: SIT Regione Puglia, 2023)	87
Figura 7.1: Immagine dell’area portuale di Brindisi, possibile sito di assemblaggio (Fonte immagine di sfondo: SIT Regione Puglia, 2023)	89
Figura 7-2: Assemblaggio della fondazione galleggiante <i>TetraSpar</i> presso il porto di Grenaa, Danimarca ...	90
Figura 7-3: Fasi di assemblaggio della fondazione galleggiante <i>TetraSpar</i>	91
Figura 7-4: Assemblaggio della turbina Siemens Gamesa da 3.6 MW sulla fondazione galleggiante <i>TetraSpar</i>	91
Figura 7-5: Fasi di assemblaggio della fondazione galleggiante <i>TetraSpar</i>	92
Figura 7-6: Sollevamento del rotore, impianto eolico offshore di RWE Kaskasi, Germania	92
Figura 7-7: Fondazione galleggiante <i>TetraSpar</i> operativa, in acque di 200 m di profondità, presso il Marine Energy Test Centre, 10 km dalla costa dalla città di Karmøy in Norvegia	93
Figura 7-8: Tipico di posa del cavo mediante “directional drilling” (Fonte: Science Direct)	95
Figura 7-9: Tipico di posa di cavo in corrente alternata	97
Figura 7-10: Rappresentazione schematica di una TOC	98

Indice delle tabelle

Tabella 5-1: Vincoli a mare	21
Tabella 5-2: Distribuzione direzionale dell’altezza d’onda significativa (ERA5)	62
Tabella 6.1: Principali caratteristiche dell’impianto eolico di progetto	67
Tabella 6-2: Principali caratteristiche della turbina eolica	69
Tabella 6-3: Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio	77

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 impianto 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 parchi eolici molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un impianto 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 i parchi eolici 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 dell'**impianto eolico offshore "Puglia 1"** proposto da **RWE Renewables Italia S.r.l.** prevede l'installazione offshore di 60 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno, per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 900 MW, ad una distanza minima di circa 35 km al largo delle coste che vanno da Otranto a Santa Maria di Leuca (LE) in Puglia.

2 IL PROPONENTE DEL PROGETTO

RWE è una realtà aziendale globale, con una presenza crescente in quattro continenti ed un solido impegno a lungo termine in Italia, dove è tra i principali attori nel mercato delle energie rinnovabili. Grazie alla vasta esperienza nel settore RWE è presente sul territorio nazionale con 16 parchi eolici onshore in esercizio e più di 20 in fase di sviluppo e costruzione, con una capacità attualmente installata di oltre 500 MW in grado di soddisfare il fabbisogno energetico annuale di circa 400.000 famiglie.

Il *core business* di RWE è l'energia prodotta da fonti rinnovabili, con un investimento pianificato di 50 miliardi di Euro sino al 2030 e 50 GW di capacità complessiva installata di tecnologie di generazione di energia verde, tra cui anche l'eolico offshore.

RWE è al 2° posto nel mondo per l'eolico offshore in termini di capacità installata, con un'esperienza consolidata nel settore di oltre vent'anni, con 3,3 GW di potenza installata netta a fine 2022 e più di 800 turbine in esercizio in mare aperto, che hanno reso possibile di evitare l'emissione in atmosfera di oltre 10 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno.¹

Il modello di *business* di RWE è integrato lungo l'intera catena del valore di ogni singolo impianto eolico offshore, che consente di realizzarne il massimo valore a partire dalla scelta dei siti idonei, lo sviluppo, la costruzione fino alla sua messa in esercizio.

Inoltre, tutti i progetti di RWE si fondano su partnership solide, sul dialogo con le comunità locali, garantendo misure di mitigazione in campo ambientale e benefici economici tangibili alle comunità locali.



Figura 2-1: Evoluzione delle capacità complessive installate, numero e tipo di turbine impiegate, profondità delle acque e distanze dalla costa degli impianti eolici offshore sviluppati, costruiti ed operati da RWE e loro data di entrata in esercizio dal 2004 al 2026.

¹ Maggiori informazioni sulle attività globali di RWE nell'eolico offshore sono disponibili sul sito web: <https://www.rwe.com/en/our-energy/discover-renewables/offshore-wind/>

La costruzione e l'esercizio di impianti eolici offshore, da parte di RWE, ha permesso la creazione di migliaia di posti di lavoro, la formazione professionale di forza-lavoro qualificata ed investimenti continui per milioni di euro nelle economie locali delle aree costiere interessate dai progetti degli impianti: ad esempio, per l'impianto eolico offshore di Gwynt y Môr (576 MW) nel Galles (Gran Bretagna) sono stati spesi 95 milioni di euro localmente durante le fasi di costruzione dell'impianto mentre, durante l'esercizio dell'impianto a partire dal 2015, le comunità locali hanno ricevuto e riceveranno benefici in termini economici quantificabili in oltre 20 milioni di euro per tutta la vita (25 anni) dell'impianto.

RWE attualmente utilizza la sua vasta esperienza nell'eolico offshore per divenire *leader* nella tecnologia dell'eolico galleggiante ("*floating*"), che verrà applicata ai progetti di impianti eolici che RWE sta sviluppando nei mari italiani, puntando a installare 1 GW di capacità galleggiante entro il 2030 ed una pipeline globale di impianti eolici multi-GW galleggianti da mettere in costruzione dal 2030 in poi.

Tra i progetti più recenti e significativi vi sono gli 1.6 GW, ottenuti dopo una vittoria nella gara d'appalto nello Stato della California a dicembre 2022, per il progetto di Humboldt Bay a 45 km dalle coste a nord di San Francisco in acque profonde mediamente 750 m, nonché il progetto di Hollandse Kust West VII da 760 MW approvato dal Governo olandese, sempre dopo vittoria nella relativa gara d'appalto, nel novembre dello scorso anno.

RWE è, inoltre, attiva nella ricerca e sviluppo di tecnologie applicate alle fondazioni galleggianti, con due progetti dimostrativi di turbina eolica galleggiante (*TetraSpar* e *DemoSATH*) da 3 MW e 2,6 MW attualmente in esercizio e uno in fase di lancio (*Aqua Ventus*) da 12 MW nel 2024.²

Allo stesso tempo, RWE è attiva nel siglare accordi di cooperazione e sviluppo infrastrutturale per la costruzione, assemblaggio e carico su chiatte da trasporto delle turbine e fondazioni galleggianti presso alcuni porti nel Nord Europa, tra cui quello Milford Haven nel Galles per i suoi futuri progetti di eolico offshore galleggiante nel Mare d'Irlanda (*Celtic Sea*).

RWE sta studiando, inoltre, tecnologie potenzialmente più adatte alle condizioni dei fondali del Mar Mediterraneo, come la fondazione galleggiante di tipo *semi-submersible* e la soluzione di ancoraggio *pendulum*, nonché discutendo di potenziali accordi di collaborazione con enti di ricerca nazionali e varie società d'ingegneria e costruzioni.

² Maggiori informazioni sulle attività globali di RWE nella ricerca e sviluppo tecnologico delle fondazioni galleggianti applicate all'eolico offshore sono disponibili sul sito web dedicato: <https://www.rwe.com/en/research-and-development/wind-power/floating-offshore-wind/> assieme a una sezione educativa sull'eolico galleggiante disponibile all'URL: <https://www.rwe.com/en/research-and-development/wind-power/floating-offshore-wind/floating-wind-education/>

RWE, infine, è in prima linea nell'innovazione dell'eolico offshore con numerosi progetti di ricerca e sviluppo di tecnologie applicate, come la produzione di idrogeno verde a partire dagli impianti eolici offshore (ad



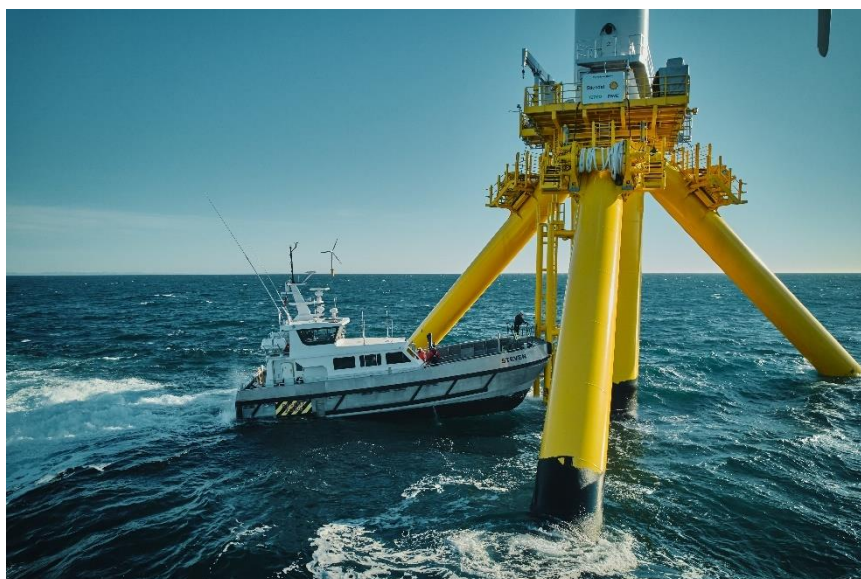
Figure 2-2: Impianto eolico offshore di RWE Arkona, Germania, da 358 MW di potenza complessiva installata



esempio nei progetti *AquaPrimus*, *AquaSector*, e *H2OpZee* nel Mare del Nord) e l'utilizzo della tecnologia di solare fotovoltaico galleggiante all'interno delle aree degli impianti eolici offshore per un uso più efficiente dello specchio d'acqua marino e, parimenti, rispondendo alla crescente scarsità di aree terrestri disponibili per impianti del genere.



Figure 2-3: Turbina galleggiante da 3.6 MW del progetto dimostrativo *TetraSpar* in Norvegia, di cui RWE è partner, e relativa fondazione galleggiante del tipo *spar*



3 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, denominato “Puglia 1” e situato nel Mar Ionio settentrionale, al largo delle coste che vanno da Otranto a Santa Maria di Leuca (LE), come evidenziato nella Figura 3-1.

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.

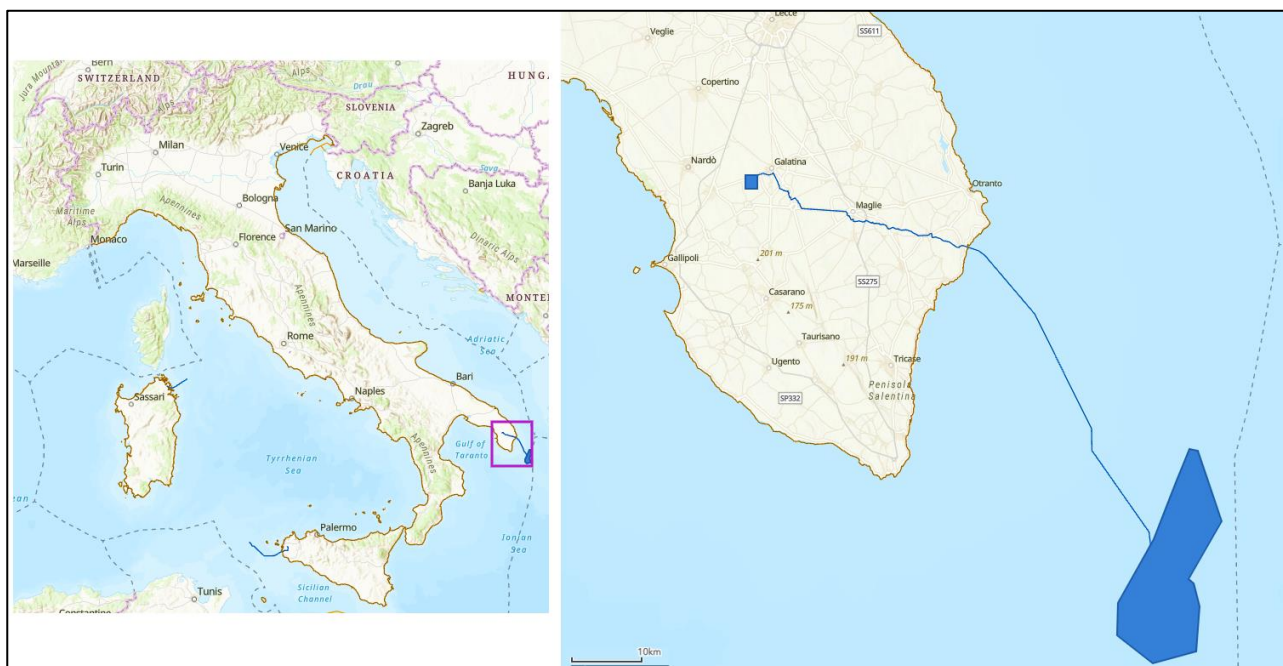


Figura 3-1: Ubicazione dell’area geografica interessata dalla realizzazione dell’impianto eolico offshore di Puglia 1
(Fonte: ESRI – *Living Atlas of the World*, 2023)

4 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

L'impianto eolico offshore "Puglia 1" è composto da 60 turbine eoliche ad asse orizzontale da 15 MW, con una potenza elettrica totale di 900 MW.

Grazie alla struttura galleggiante di sostegno delle turbine, è stato possibile posizionare l'impianto eolico in acque distanti oltre 35 km al largo delle coste che vanno da Otranto a Santa Maria di Leuca (LE) 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 impianto 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.

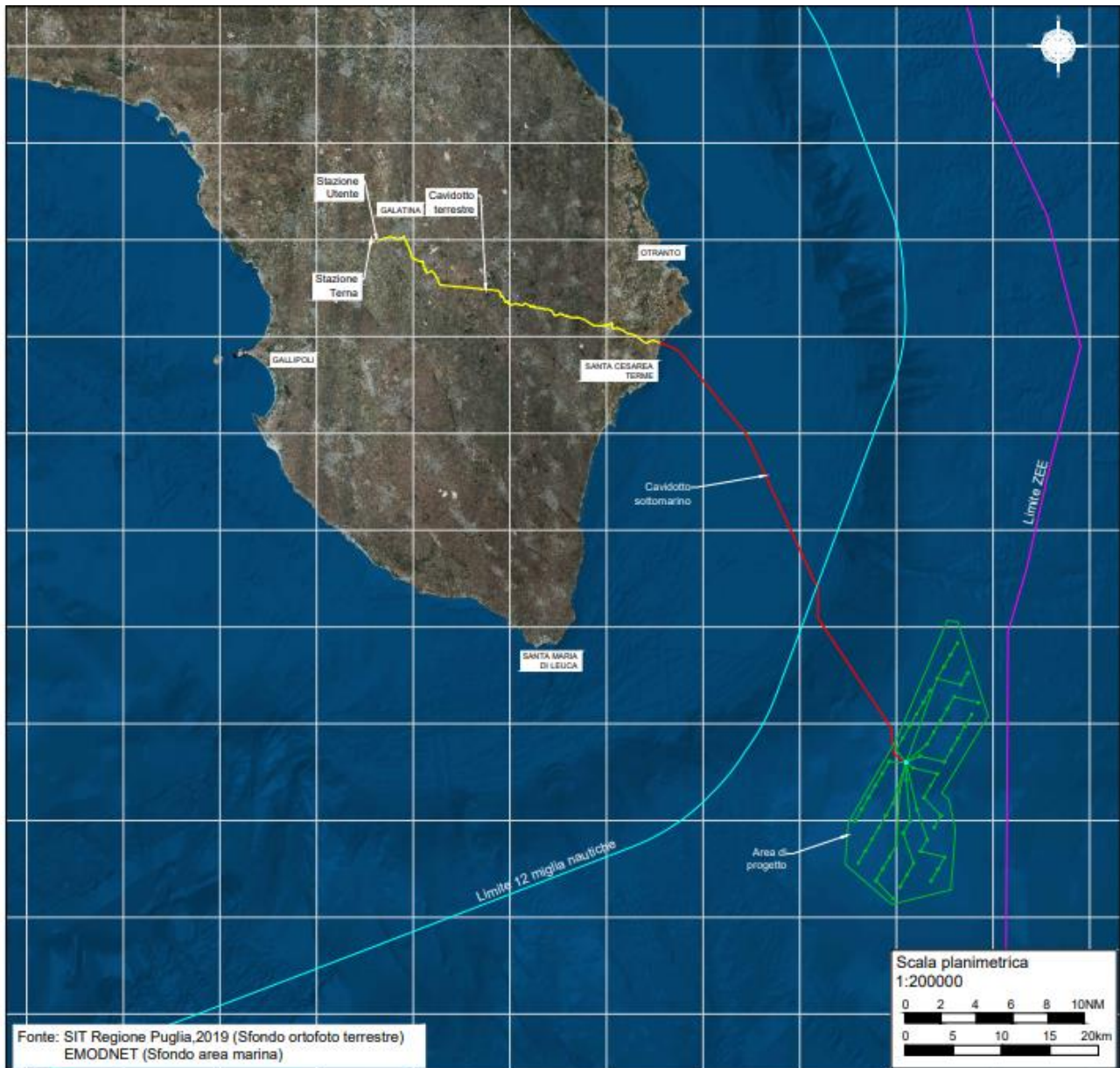


Figura 4-1: Individuazione dell'impianto e relative opere su immagine satellitare (Fonte: SIT Regione Puglia, 2019)

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

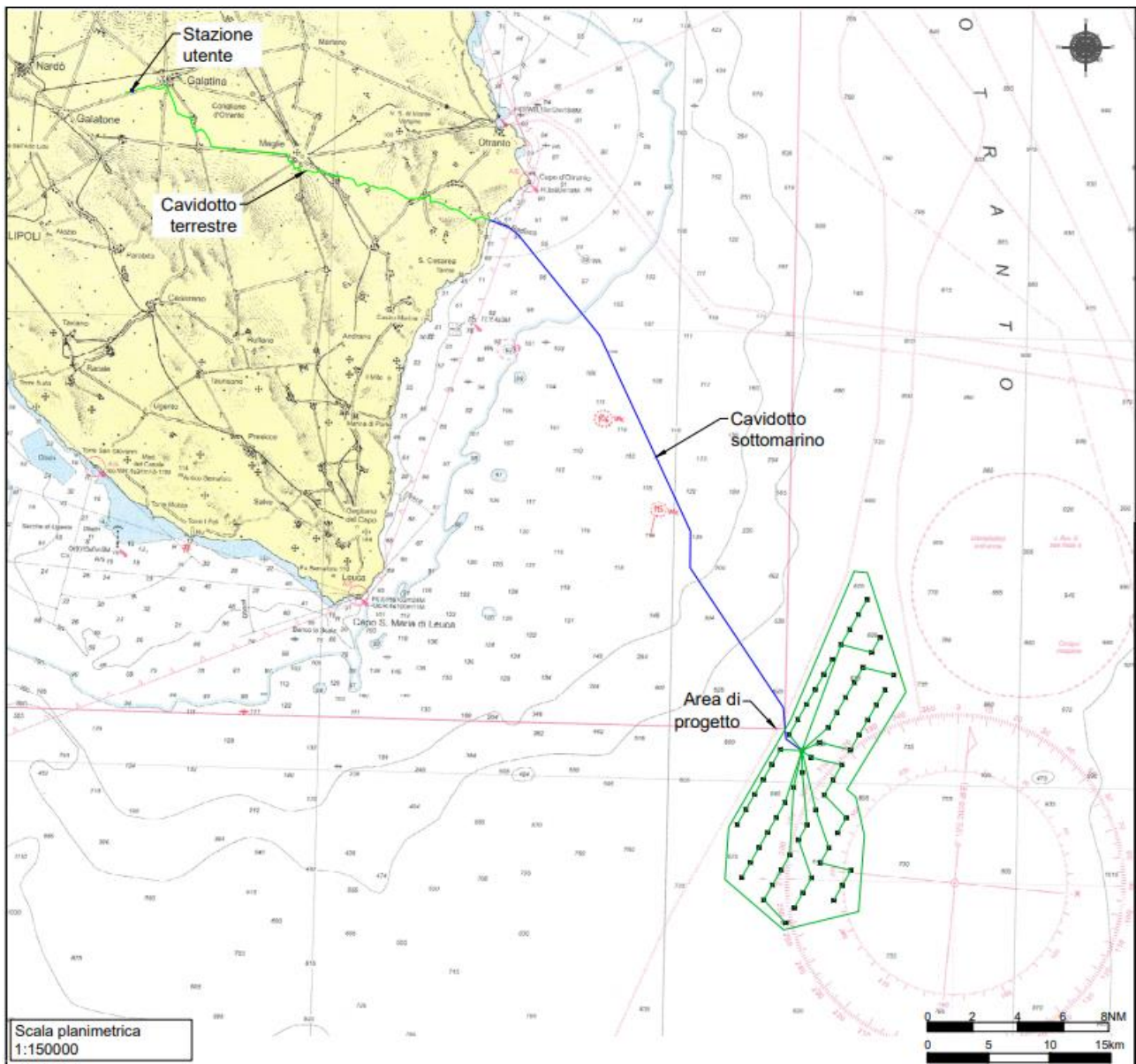


Figura 4-2: Individuazione dell’impianto e delle relative opere su carta nautica

Una parte offshore comprendente:

- n. 60 aerogeneratori eolici composti da turbina, torre e fondazione galleggiante;
- cavo sottomarino in AT 66 kV di interconnessione tra aerogeneratori;
- n.1 sottostazioni elettriche galleggianti;
- elettrodotto sottomarino in corrente alternata HVAC AAT 275 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 275 kV, dal punto di sbarco del cavo alla sottostazione utente;

- n.1 sottostazione elettrica di utenza;
- elettrodotto terrestre in corrente alternata HVAC AAT 275 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 $12D$ nella direzione di vento prevalente, e di $5.5D$ nella direzione ad essa ortogonale, dove D è il diametro del rotore; questa disposizione consente di avere una distanza fluidodinamicamente ottimale tra le turbine e minimizzare le perdite per effetto scia.

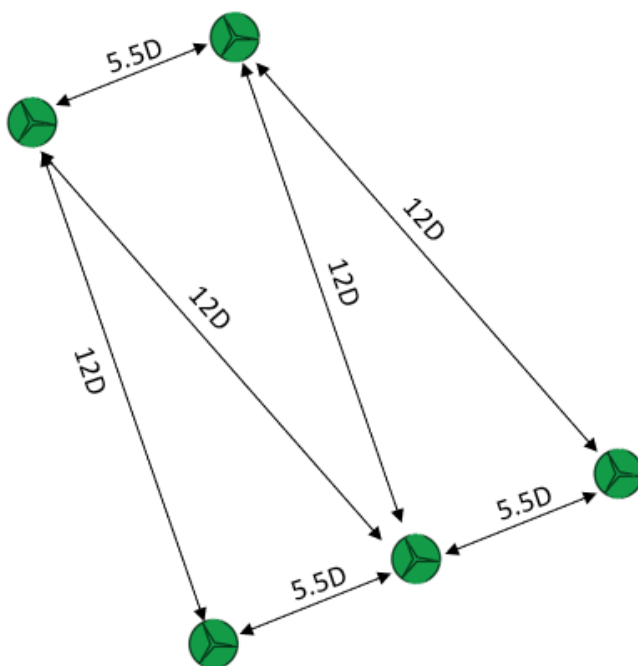


Figura 4-3: Distanze tra turbine

Le turbine eoliche galleggianti (*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 idrocarburi offshore, 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.

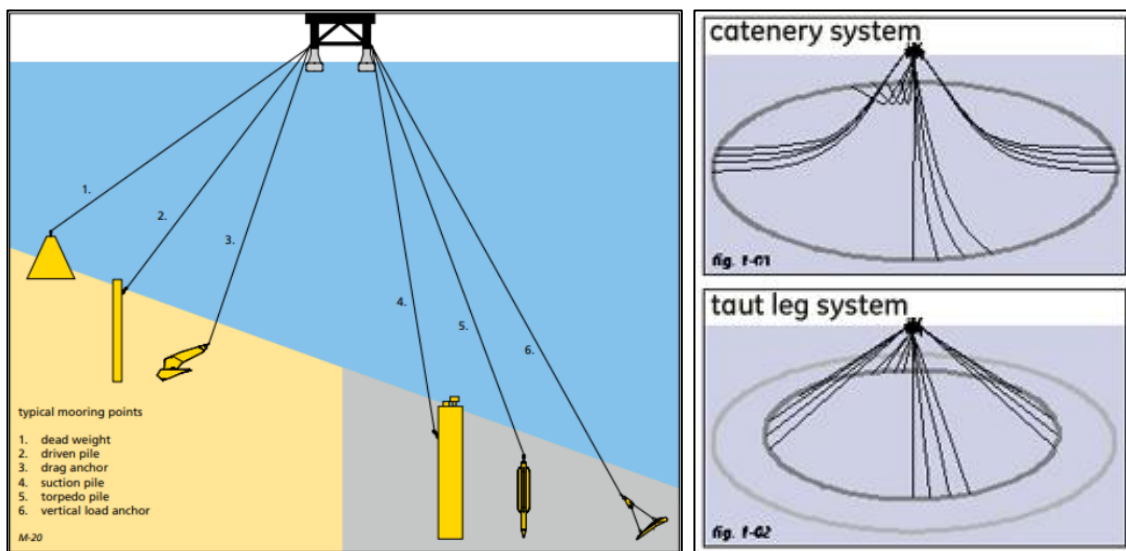


Figura 4-4: Sistemi di ancoraggio

Le turbine, suddivise in 10 sottocampi da 6 turbine l'uno, sono connesse elettricamente alla sottostazione elettrica offshore galleggiante.

Questa sottostazione trasforma la corrente prodotta dalle turbine a 66kV fino alla tensione HVAC di 275 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 di Santa Cesarea Terme, 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 di trasmissione nazionale mediante un percorso interrato (ca. 38 km).

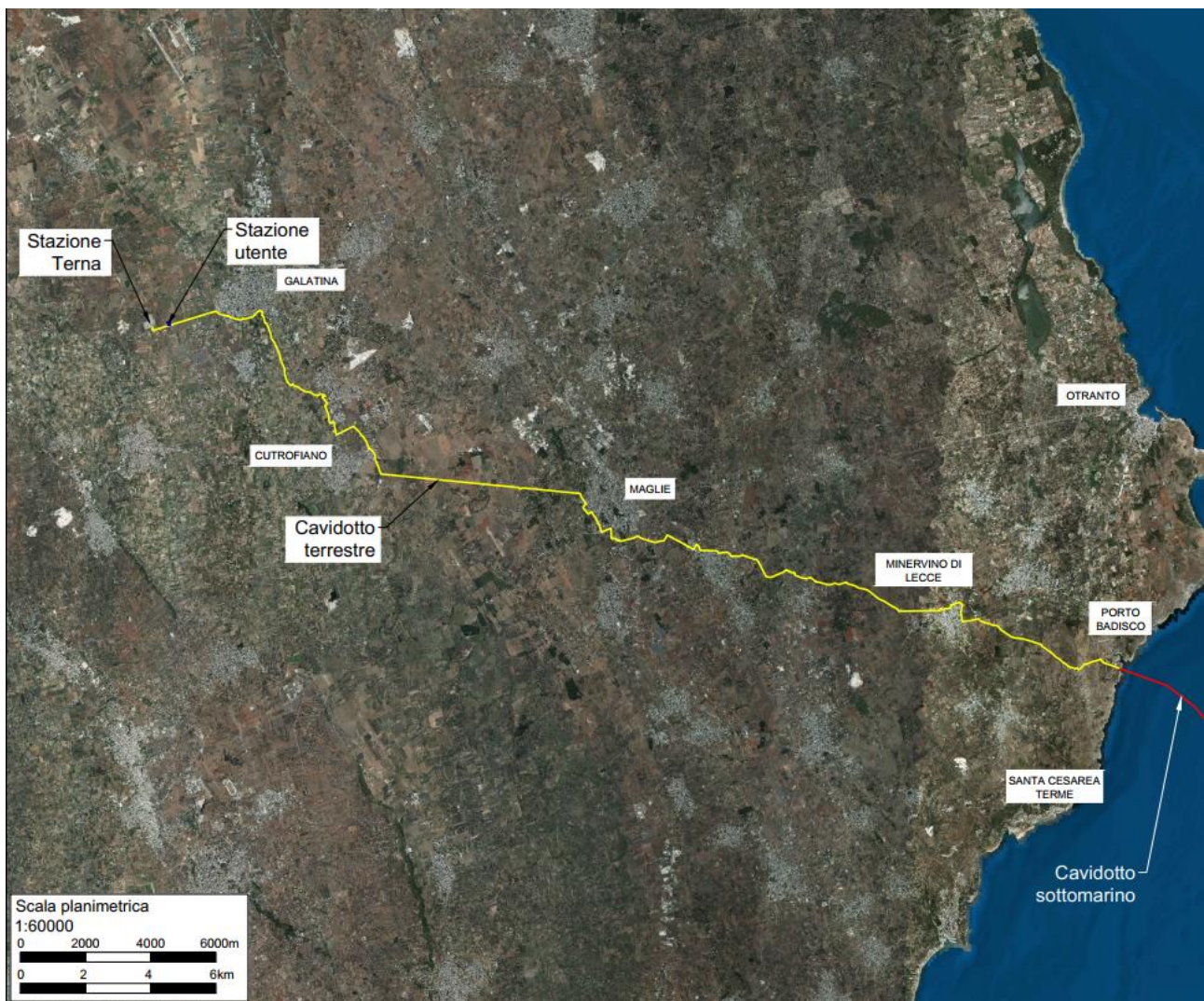


Figura 4-5: Percorso terrestre dei cavi su ortofoto

La connessione alla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica è prevista nei pressi della stazione elettrica a 380 kV di TERNIA S.p.A. denominata "Galatina" e situata nel territorio di Galatina (LE).", mediante una sottostazione di misura e consegna da costruire appositamente.

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.

5 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI DI SENSIBILITÀ

Al fine della scelta del sito ottimale per l'installazione del impianto 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.

5.1 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 dell'impianto 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.

GRUPPO A RISCHIO INTERFERENZA	DESCRIZIONE GRUPPO	DESCRIZIONE INTERFERENZA
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 5-1: Vincoli a mare

5.1.1 Aree naturali protette

Essendo il progetto localizzato oltre le 12 miglia nautiche, 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 offshore non interessa quindi alcuna area naturale protetta.

L'elettrodotto di collegamento invece, nell'area di approdo a costa, interferisce con 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. Lo stesso elettrodotto, sempre nella zona dell'approdo, interferisce anche con le aree naturali protette EUAP 1192 (Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette) e IBA 147 (*Important Birds Areas*). Non ci sono interferenze né dell'impianto eolico né dell'elettrodotto con zone protette Ramsar (zone umide di importanza internazionale).

Per minimizzare le interferenze l'approdo del cavo verrà fatto tramite HDD (*horizontal directional drilling*) così da evitare le aree ZSC IT9150002 e SIC.

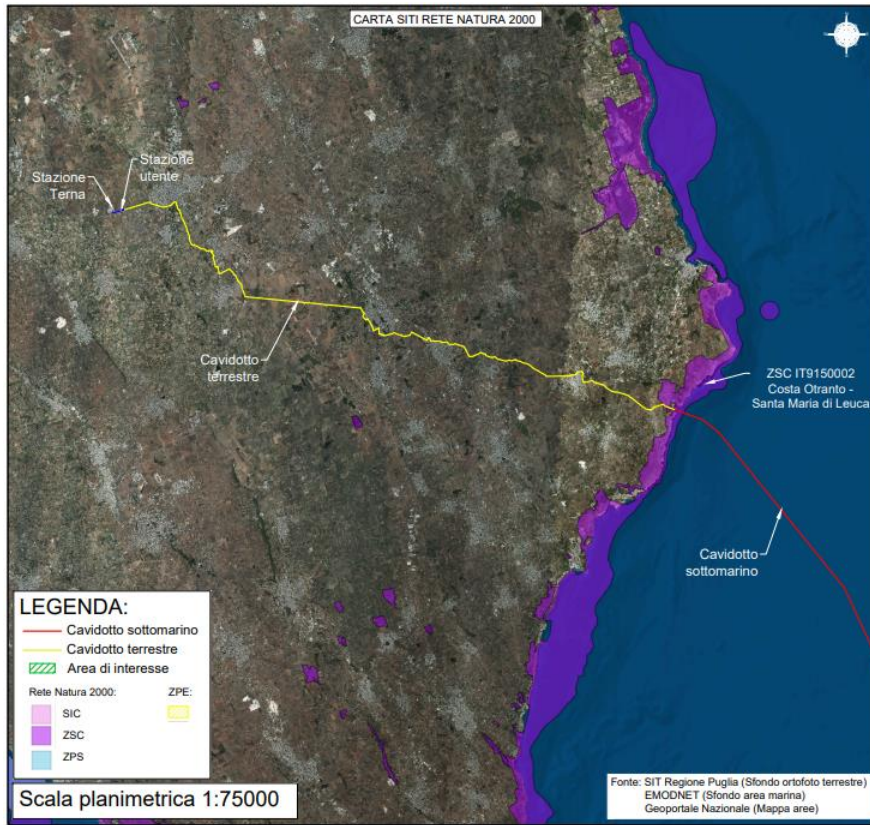


Figura 5-1: Distanza dell’impianto eolico dai siti “Rete Natura 2000” (dettaglio a terra)

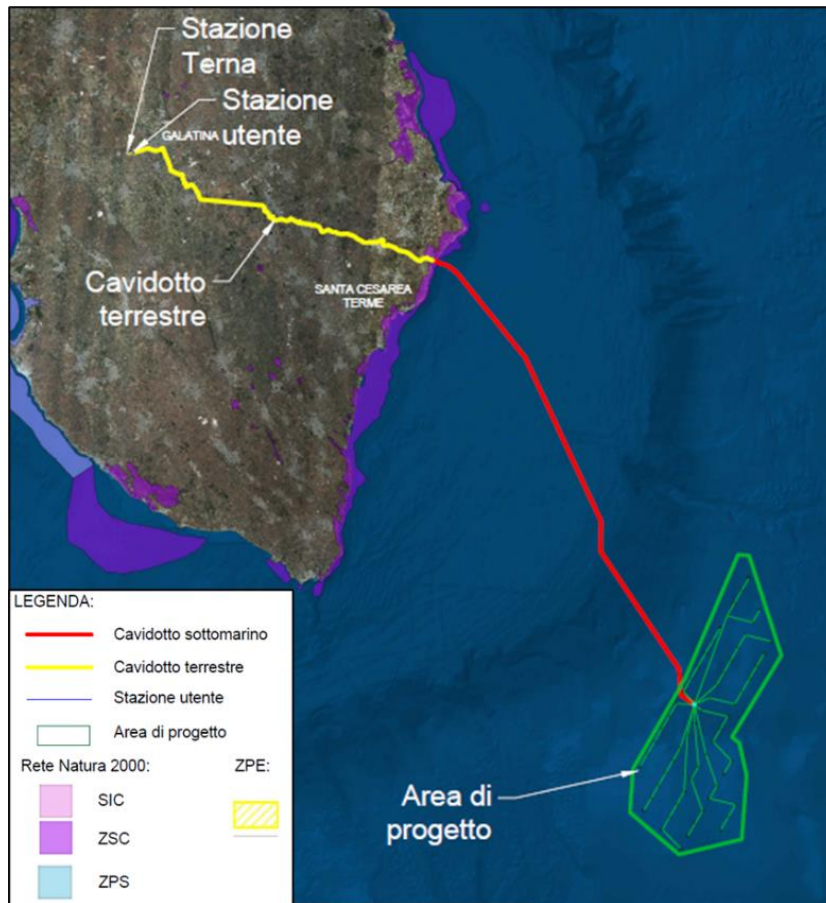


Figura 5-2: Distanza dell’impianto eolico dai siti “Rete Natura 2000” (dettaglio generale)

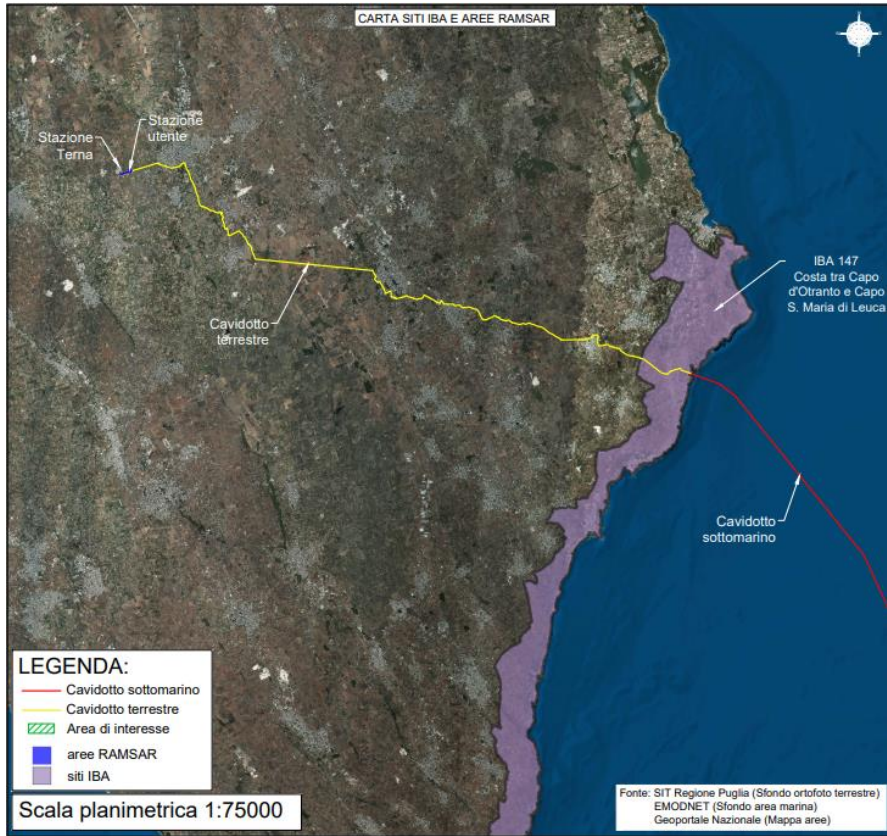


Figura 5-3: Distanza dell'impianto eolico dai siti "IBA" e aree "RAMSAR" (dettaglio a terra)

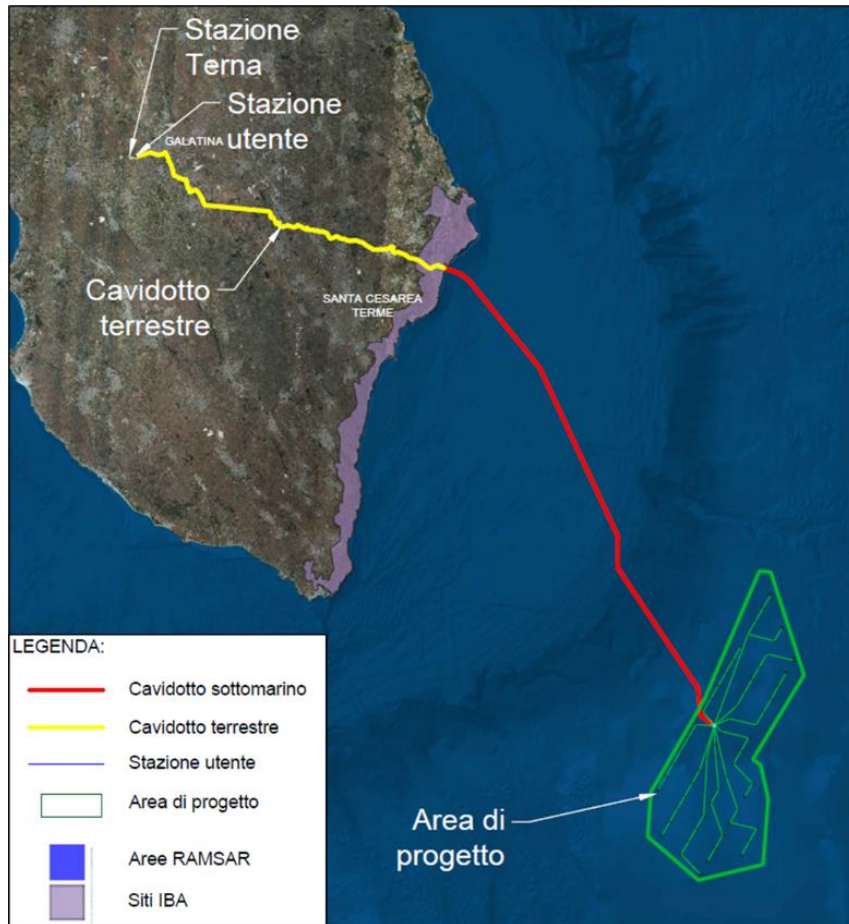


Figura 5-4: Distanza dell'impianto eolico dai siti "IBA" e aree "RAMSAR" (dettaglio generale)

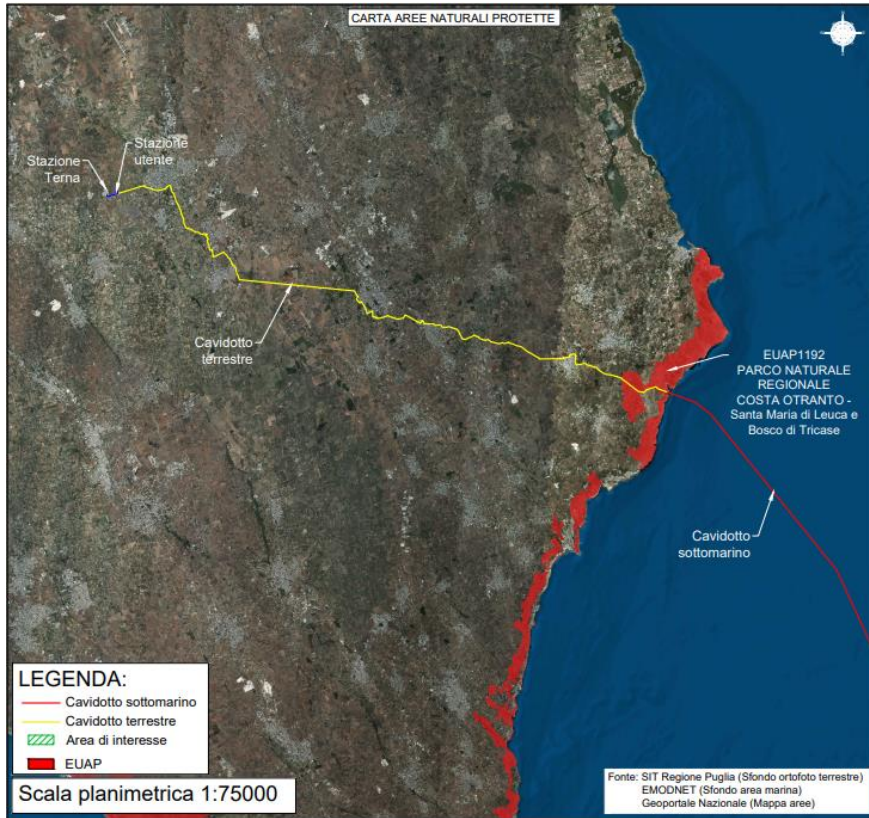


Figura 5-5: Distanza dell’impianto eolico da aree “EUAP” (dettaglio a terra)

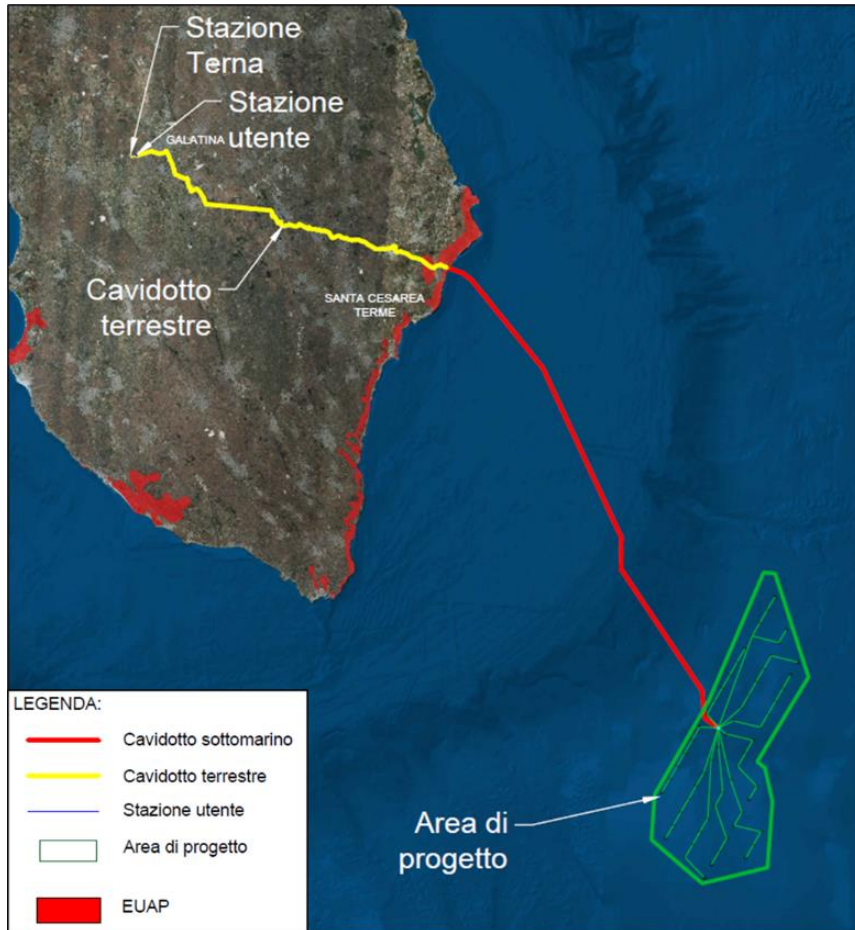
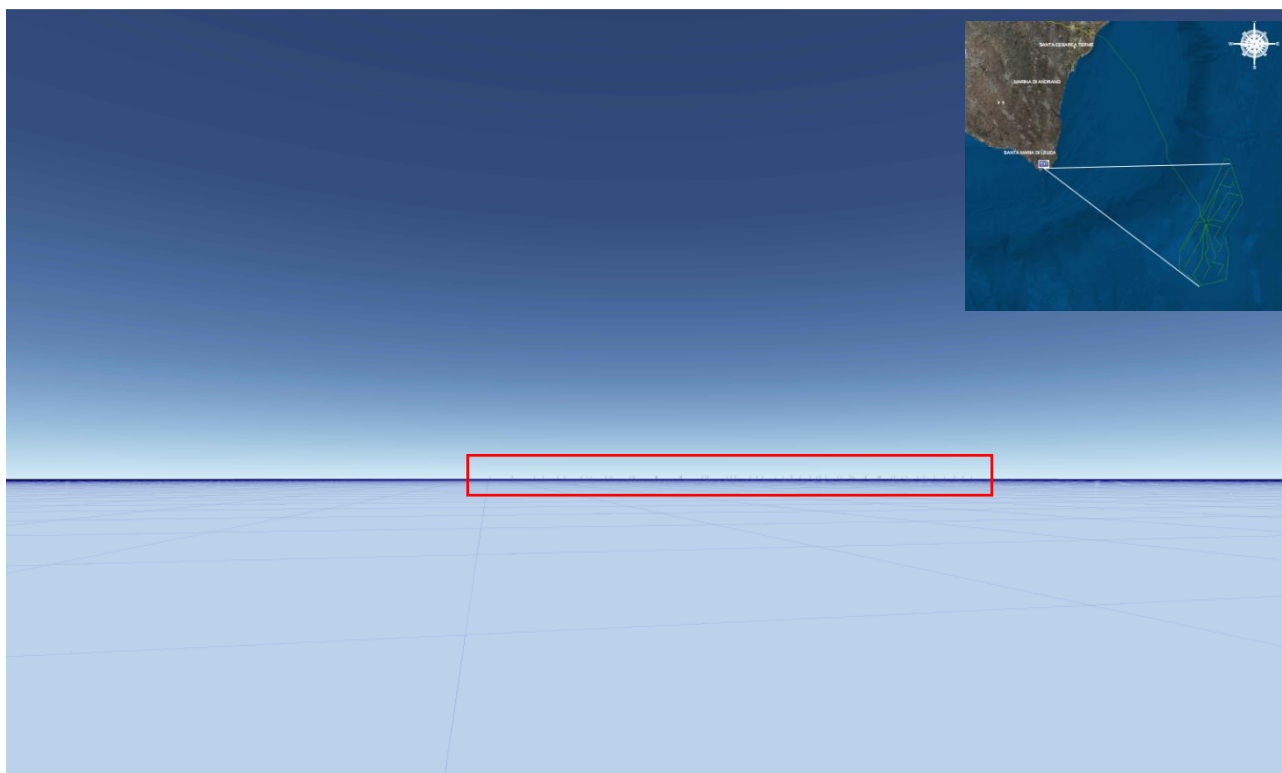


Figura 5-6: Distanza dell’impianto eolico da aree “EUAP” (dettaglio generale)

5.1.2 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 l'impianto eolico oltre le 12 miglia nautiche a distanze di circa 35 km 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.

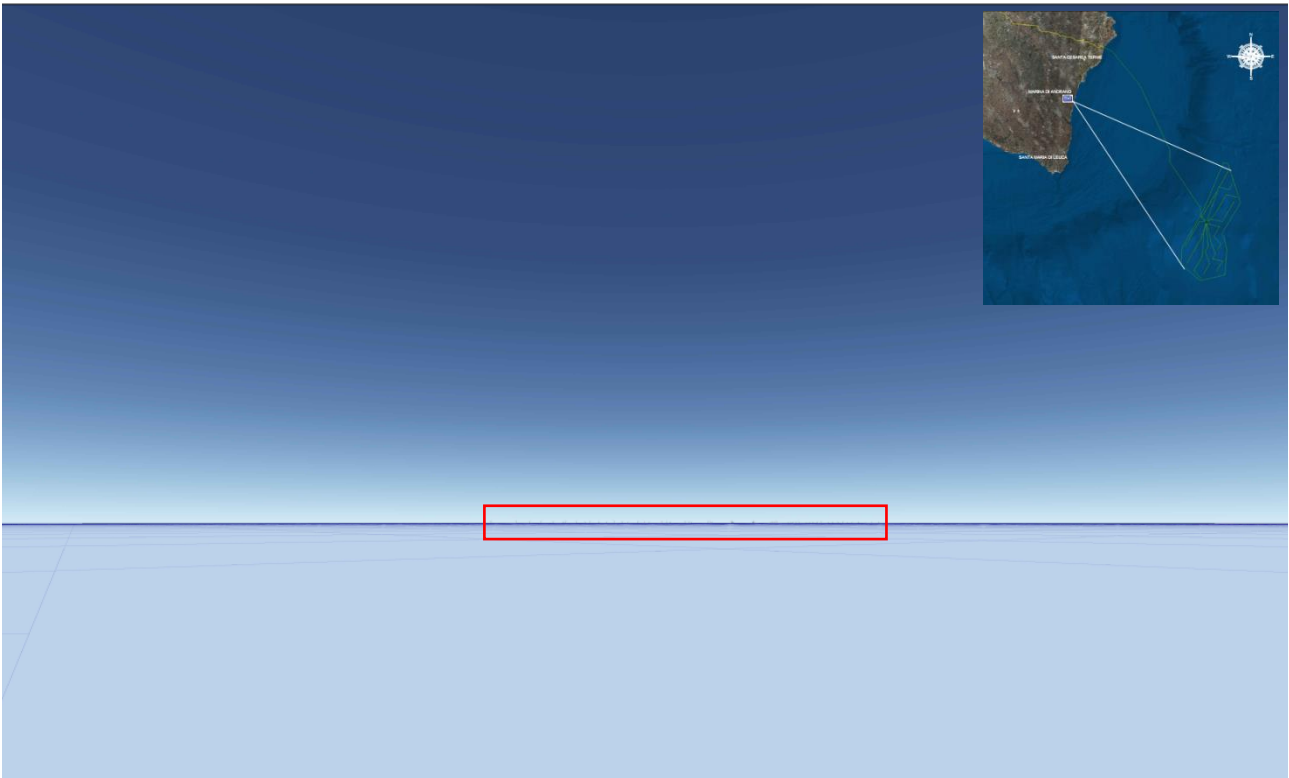


Altezza presa fotografica a 64m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 36km

Distanza massima dal parco: 46km

Figura 5-7: Foto: inserimento dell'impianto eolico dal Faro di Santa Maria di Leuca (LE)

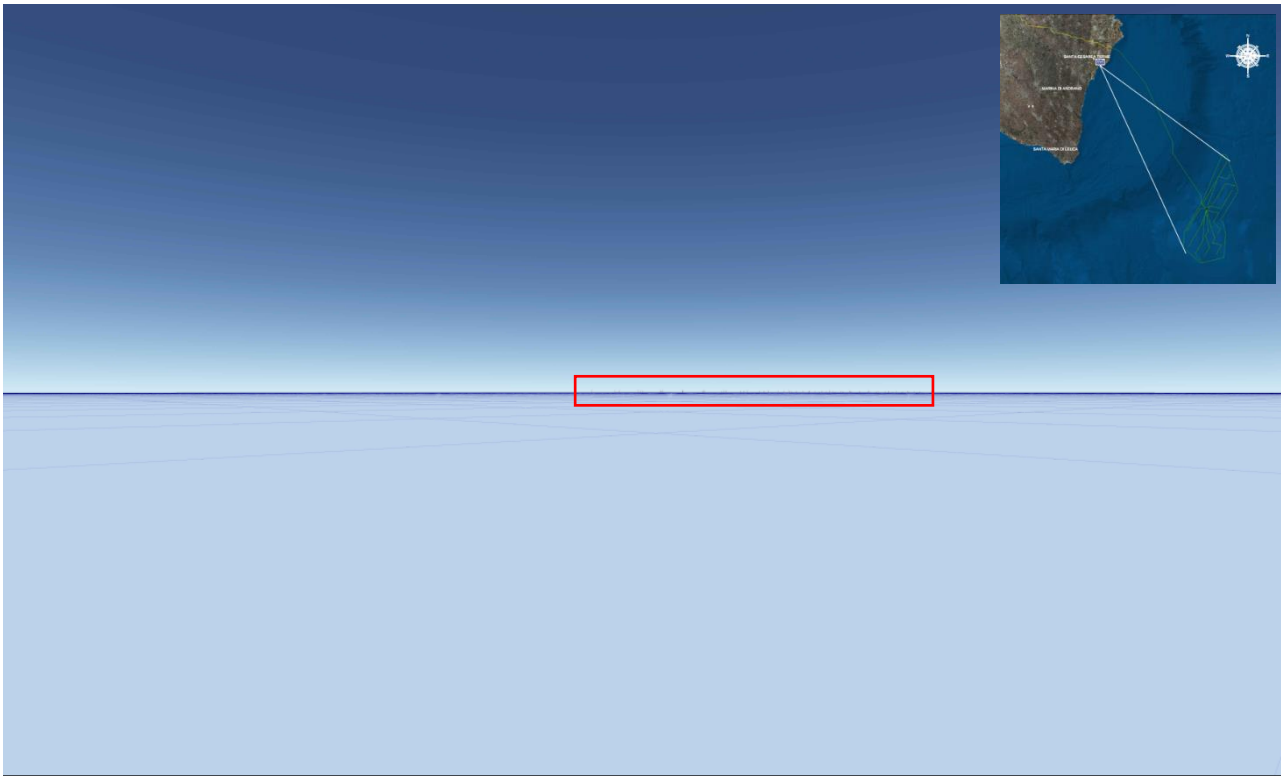


Altezza presa fotografica a 16m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 42km

Distanza massima dal parco: 56km

Figura 5-8: Foto: inserimento dell'impianto eolico da Marina di Andrano (LE)



Altezza presa fotografica a 26m sul livello del mare

Distanza minima dal parco: 42km

Distanza massima dal parco: 59km

Figura 5-9: Foto: inserimento dell'impianto eolico da Santa Cesarea Terme (LE)

5.1.3 Aree di Interesse Archeologico

Da un'analisi preliminare dell'area di interesse sono riscontrati relitti/ beni archeologici a mare in prossimità dell'approdo del cavo marittimo (FONTE: SID – Il portale del mare).

I relitti/beni archeologici sono visualizzati nella seguente figura con un buffer di 10km.

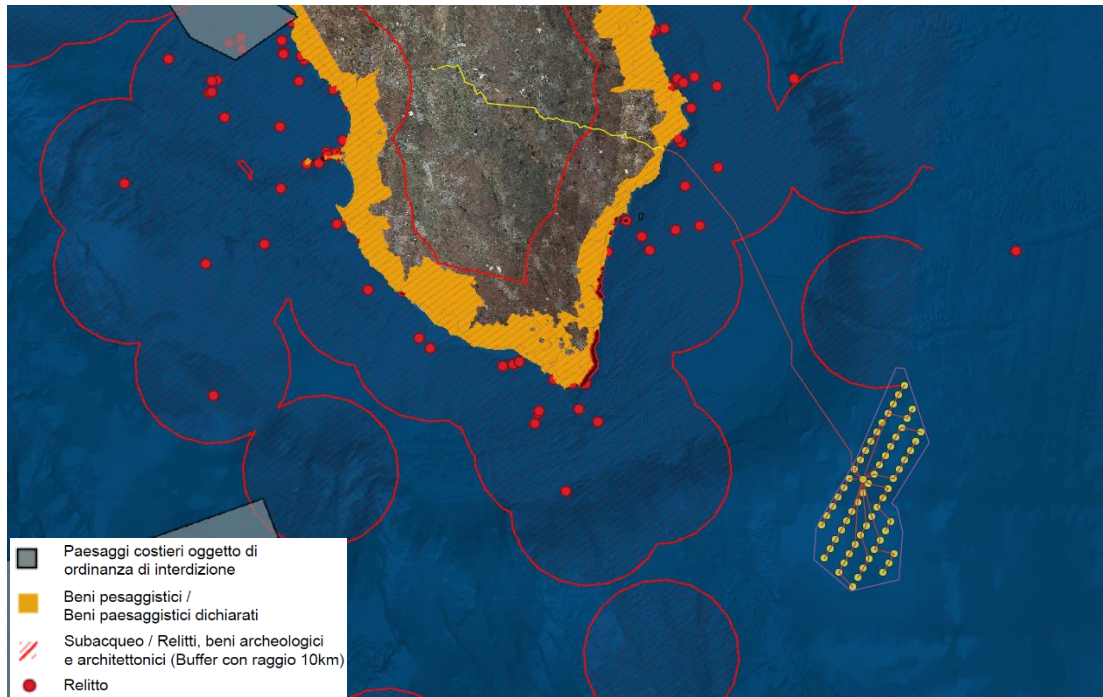


Figura 5-10: Beni archeologici a mare nell'area di interesse Fonte: Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - SID Il portale del mare,2022 (Mappe Dati) / SIT Regione Puglia,2019 (Sfondo Ortofoto terrestre) / EMODNET (Sfondo Area Marina)

Le survey che si svolgeranno nelle successive fasi, stabiliranno se dovrà essere modificato il percorso del cavo per non interferire con il bene archeologico a mare segnalato dal buffer nell'immagine sopra, che risulta essere un' area molto ampia dovuta all'incertezza della posizione del possibile bene archeologico.

5.1.4 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.

5.1.5 Inquadramento delle attività economiche della pesca

Ai fini della gestione della pesca la Puglia e il mare circostante sono individuati dalla sub-area geografica 19 "Geographical Subareas (GSAs)".

Come evidenziato in ref. /a25/, la GSA 19 (divisione statistica FAO 37.2.2 - Ionio) si estende nell'intervallo batimetrico compreso tra 10 e 800 m per circa 16.500 km², interessando, da Capo d'Otranto (Lecce) sino a Capo Passero (Siracusa), più di 1.000 km di costa della Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia dove sono distribuiti 8 Compartimenti marittimi. Il bacino settentrionale del Mar Ionio è diviso dal canyon di Taranto in due settori, differenti fra loro per caratteri geomorfologici e idrografici

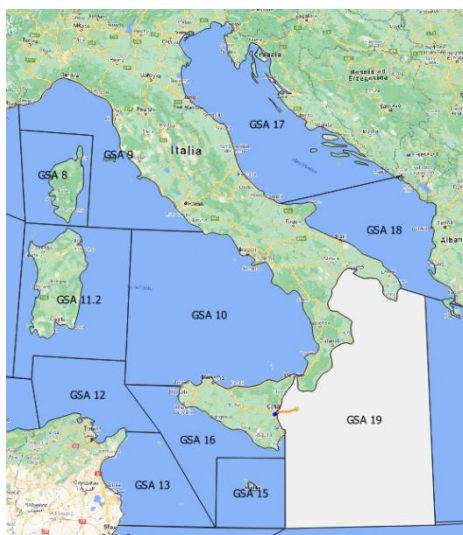


Figura 5-11: “Geographical Subareas (GSAs)” del Mediterraneo con individuazione della sub-area oggetto di studio

Nella GSA 19 l’attività di pesca si realizza, in relazione alla particolarità dei fondali e al valore commerciale delle varie specie, sia nelle acque costiere sia sui fondi di scarpata fino a 700-750 m di profondità. L’intera GSA 19 è caratterizzata dalla pesca costiera artigianale che usa varie tipologie di attrezzi: reti da posta, reti da circuizione, palangari, nasse. Lo strascico, in particolare con il métier “mixed demersal and deep water species” occupa, in genere, il secondo posto in ordine di importanza, sia con riferimento al numero di battelli sia alla produzione (Irepa, 2010).

In Puglia e Calabria ionica il sistema di pesca più largamente diffuso è lo strascico, seguito dalla piccola pesca costiera che utilizza tramagli, palamiti e nasse.

Comunque, in tutte le aree ioniche sono presenti imbarcazioni fornite di licenza “polivalente” che frequentemente cambiano la tipologia di pesca in relazione alla stagione, alla disponibilità delle risorse in mare e alle richieste del mercato

Nel complesso, la flotta a strascico della GSA19 che opera lungo il litorale ionico della Calabria e della Puglia è composta da 225 battelli per un tonnellaggio complessivo di 4 mila GT e una potenza motore di poco superiore ai 30 mila kW. Gli occupati coinvolti nell’attività del settore sono 611 unità. Rispetto agli altri segmenti di flotta che operano nell’area, i battelli a strascico costituiscono il 21% della numerosità e rispettivamente il 64% ed il 56% del GT e del kW.

L’analisi preliminare condotta ai fini del progetto in esame consente di affermare l’assenza di interferenze negative rilevanti tra le attività della pesca e l’installazione dell’impianto eolico.

Si ritiene, al contrario, che la presenza dell’impianto se da un lato comporterà l’istituzione di un’ampia area di rispetto con divieto di navigazione, dall’altro determinerà l’instaurarsi di una zona non disturbata in cui potranno crearsi condizioni favorevoli alla riproduzione delle specie ittiche.



Figura 5-12: Densità delle rotte dei pescherecci

5.1.6 Attività industriali

Il tratto di costa pugliese tra Otranto e Santa Maria di Leuca non presenta infrastrutture per l'estrazione di idrocarburi. Come noto 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 F tra quelle di interesse rilevante ai fini della ricerca sottomarina di idrocarburi.



Figura 5-13: Zone marine aperte alle attività minerarie (Fonte: MISE)

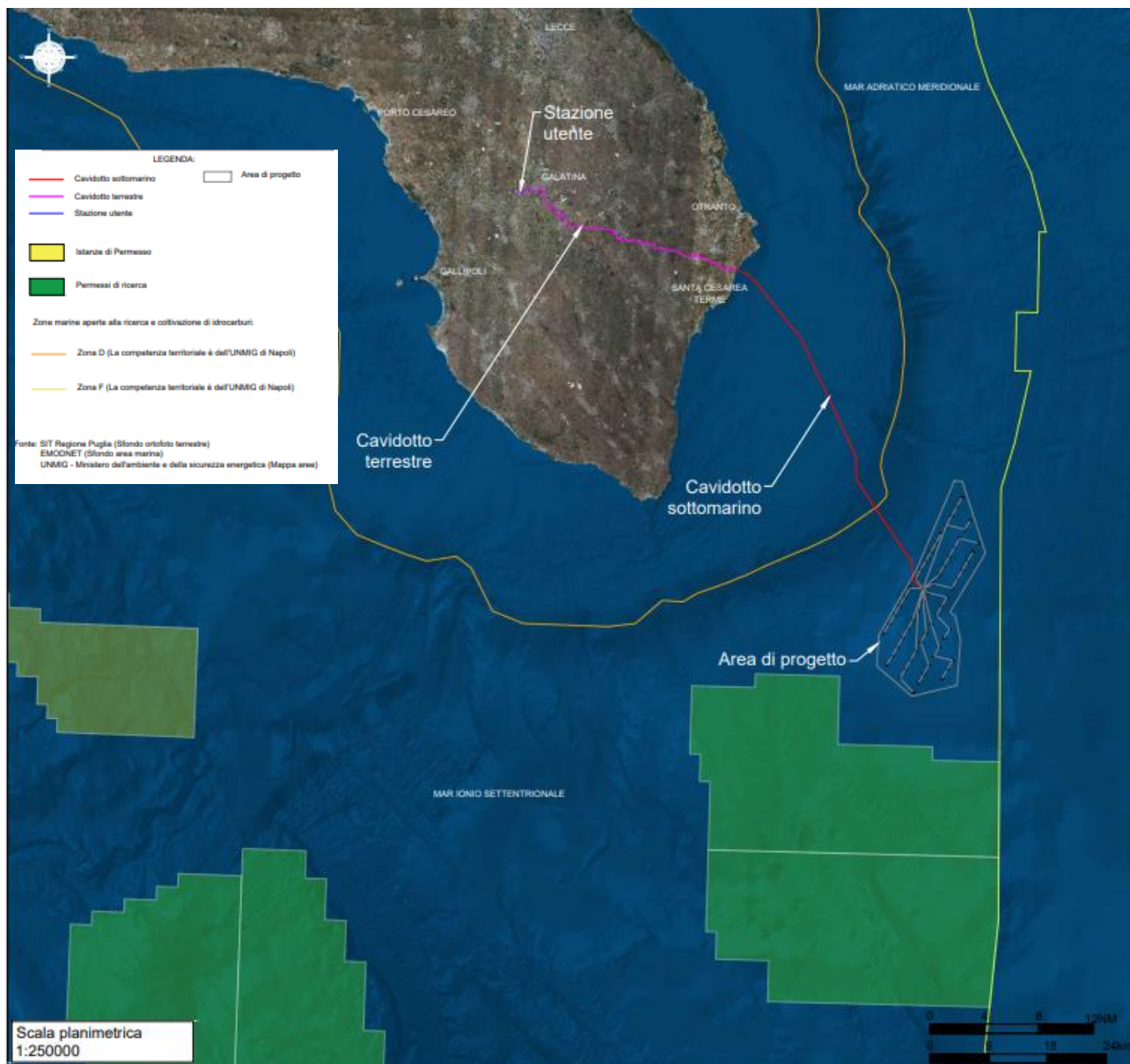


Figura 5-14: Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione nel Mar Ionio (Fonte: MISE)

5.1.7 Traffico navale

La scelta del sito per la localizzazione dell'impianto 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.

Nella figura si può vedere come il traffico si concentri soprattutto vicino alla costa tra Otranto e Santa Maria di Leuca, ed allontanandoci dalla costa si nota il traffico tra la Puglia e le coste della Grecia e Sicilia

Fatte tale considerazioni, si è scelto quindi di ubicare l'impianto eolico in una porzione di mare meno interessata dalla navigazione e dalle rotte principali (rosso scuro).

A ciò si aggiunga che il posizionamento degli aerogeneratori a notevole distanza dalla costa consente di evitare le rotte principali e di minimizzare le possibili interferenze con il traffico navale.

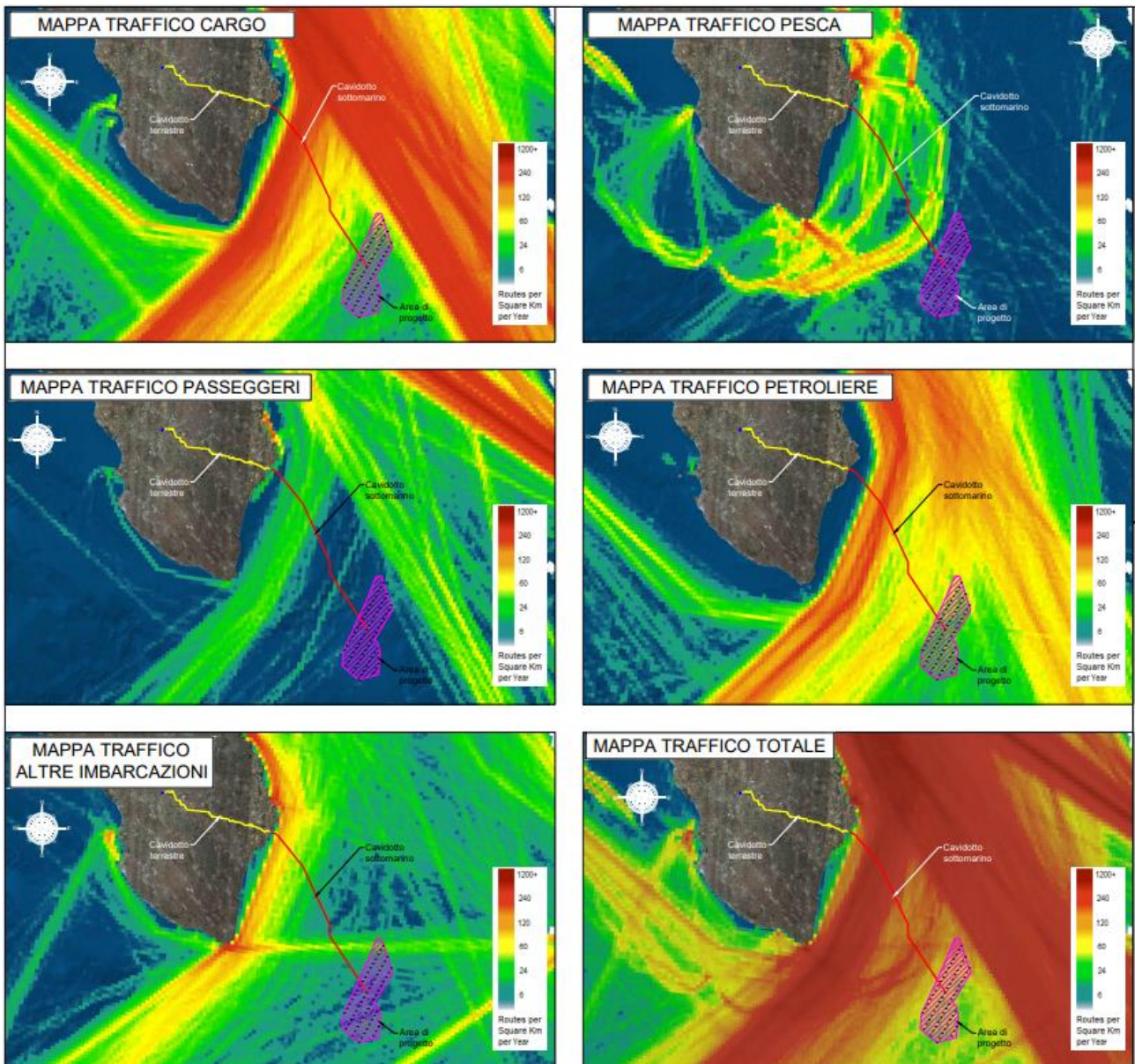


Figura 5-15: Mappa del traffico navale Fonte EMSA, 2019 (mappe traffico navale), SIT Regione Puglia, 2019 (Sfondo ortofoto terrestre) EMODNET (Sfondo area marina)

5.1.8 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 dell'impianto eolico proposto si è tenuto conto delle norme che regolano il volo dell'aviazione civile in considerazione della posizione degli aeroporti nell'area.

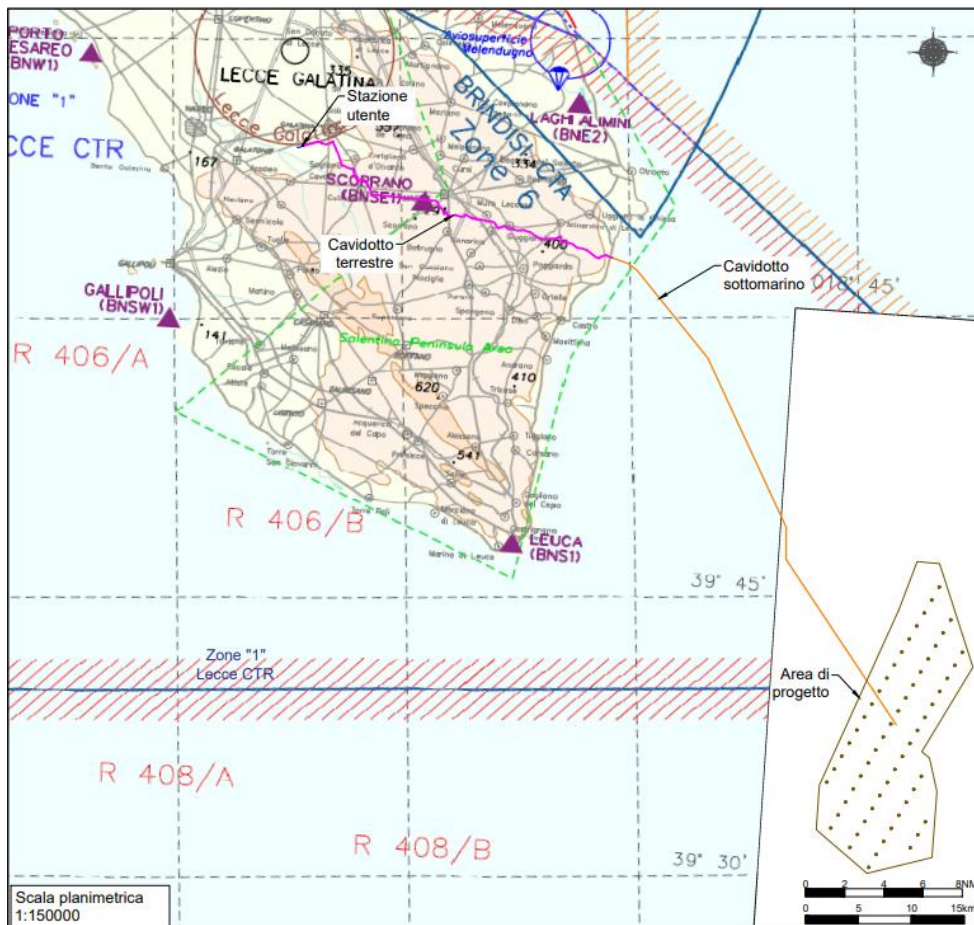


Figura 5-16: Inquadramento su carta ENAV (Fonte: Ente Nazionale per l'Assistenza al Volo S.p.A., 2023)

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.

5.1.9 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'inquadratura del progetto, la localizzazione degli elementi caratterizzanti l'impianto eolico ricade parzialmente nella zona R406/A R406/B e R408/A R408/B "Spazi aerei regolamentati", tuttavia questo vincolo è relativo ad una quota specifica che non interferisce con le turbine eoliche (Traffico aereo regolamentato da FL85 a FL245 per attività aerea militare (R406/A R406/B) e traffico aereo regolamentato dai 1500ft a FL245 per attività aerea militare(R408/A R408/B)).

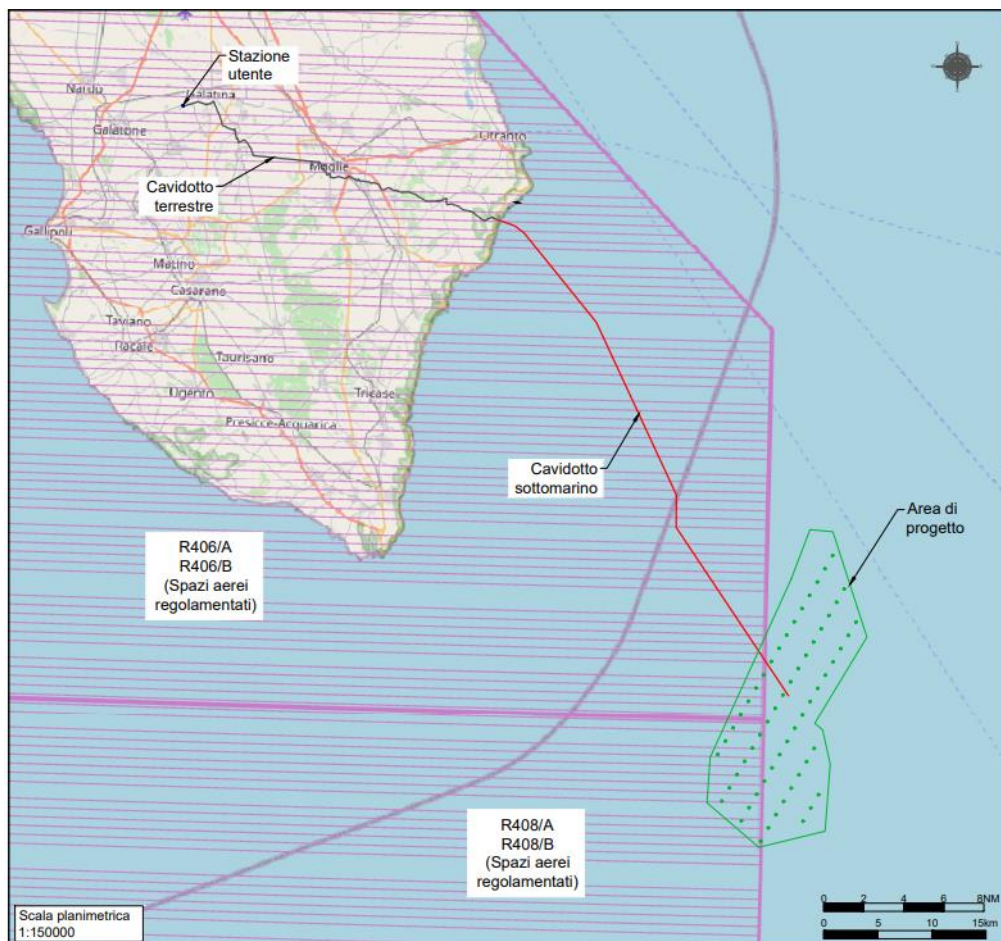


Figura 5-17: Inquadratura su carta esercitazioni militari (Fonte: Ministero delle infrastrutture e dei trasporti – SID: Il Portale del Mare, 2023)

5.1.10 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.

5.1.11 Infrastrutture sottomarine

Asservimenti infrastrutturali possono essere determinati dalla presenza in zona di gasdotti, linee elettriche e cavi di telecomunicazioni. Nell'area marina interessata dal progetto non esistono gasdotti e cavi di telecomunicazioni. Per quanto concerne i cavi elettrici, l'area marina di progetto non è interessata dall'attraversamento di tali linee come illustrato nell'immagine seguente.

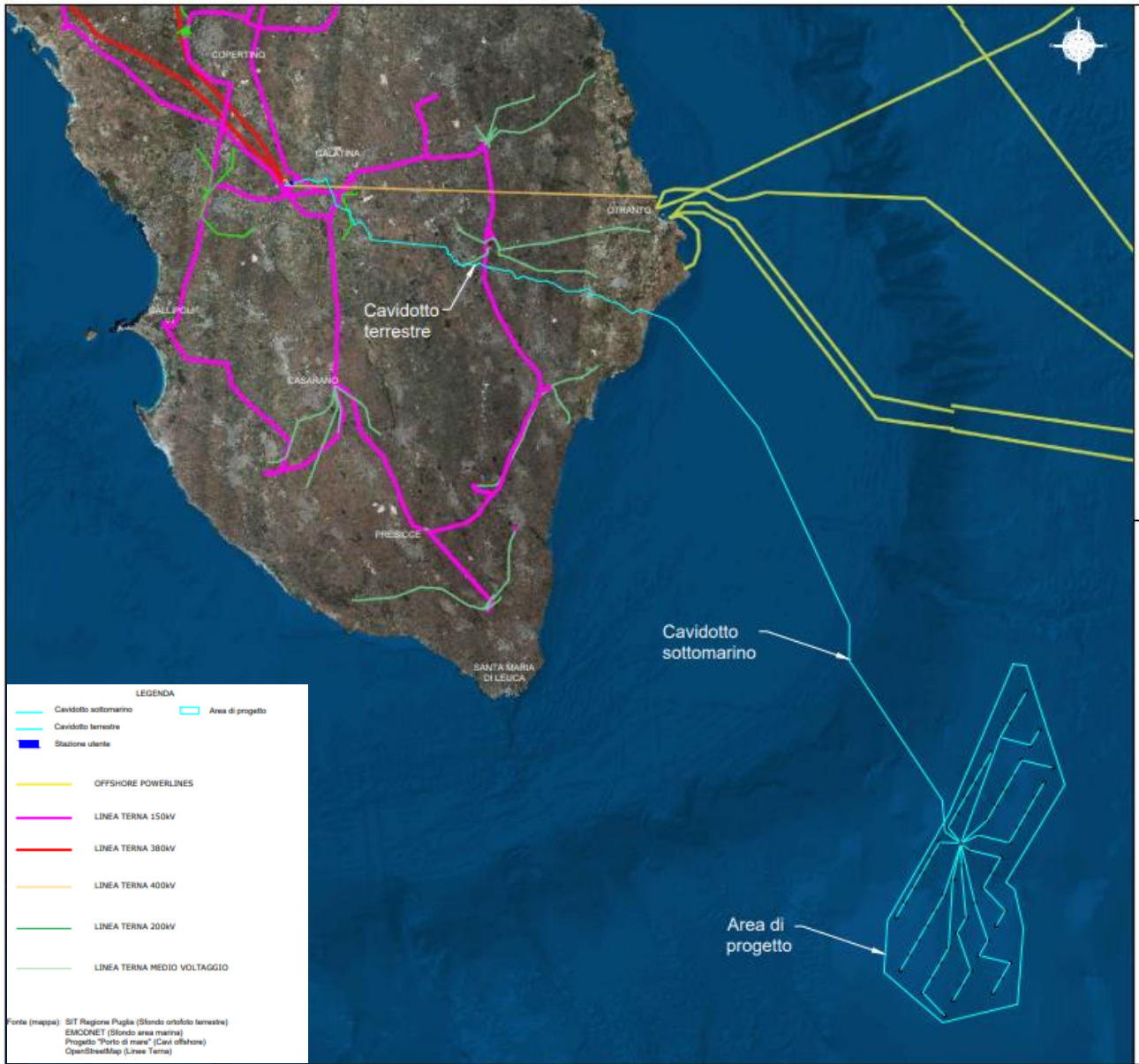


Figura 5-18: Inquadramento su aree planimetria cavi

5.1.12 Rotte migratorie avifauna

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

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.

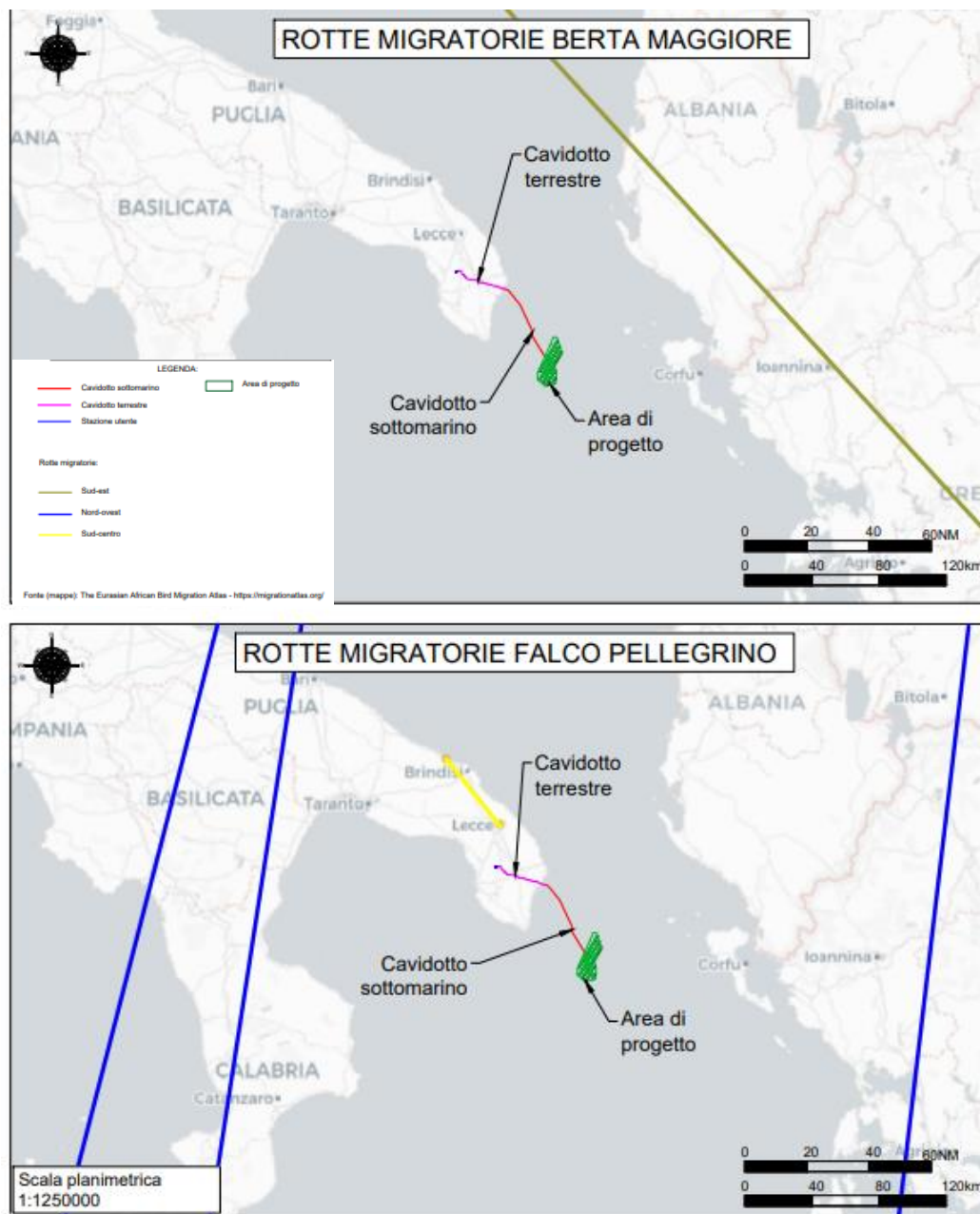


Figura 5-19: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna (Berta Maggiore, Falco Pellegrino)

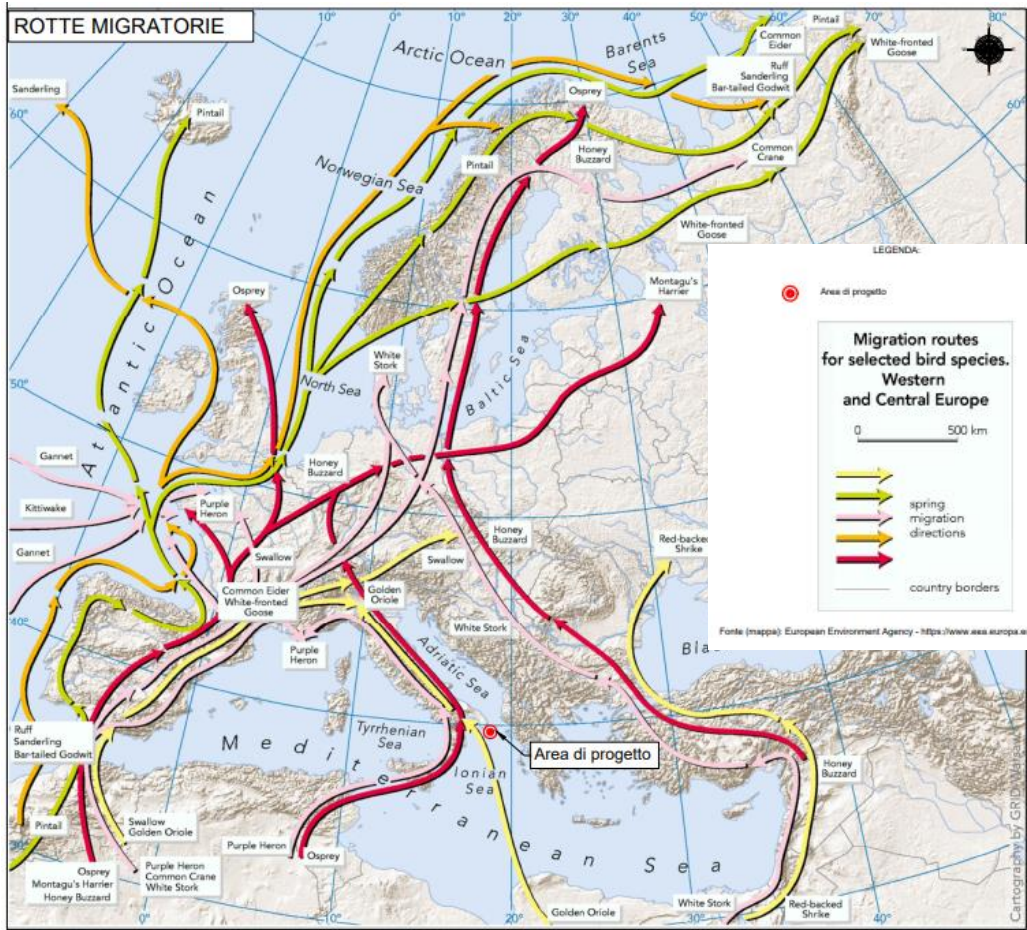


Figura 5-20: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie europee

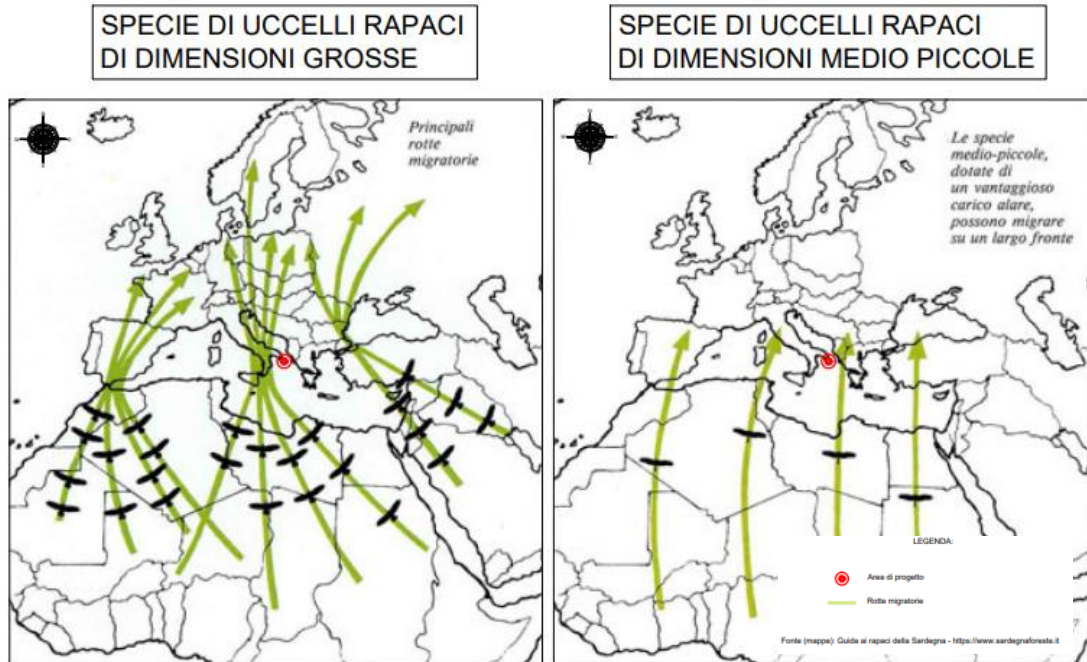


Figura 5-21: Distanza impianto eolico dalle rotte migratorie dell'avifauna (Rapaci) (Fonte delle mappe: The Eurasian African Bird Migration Atlas; European Environment Agency; 2023)

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).

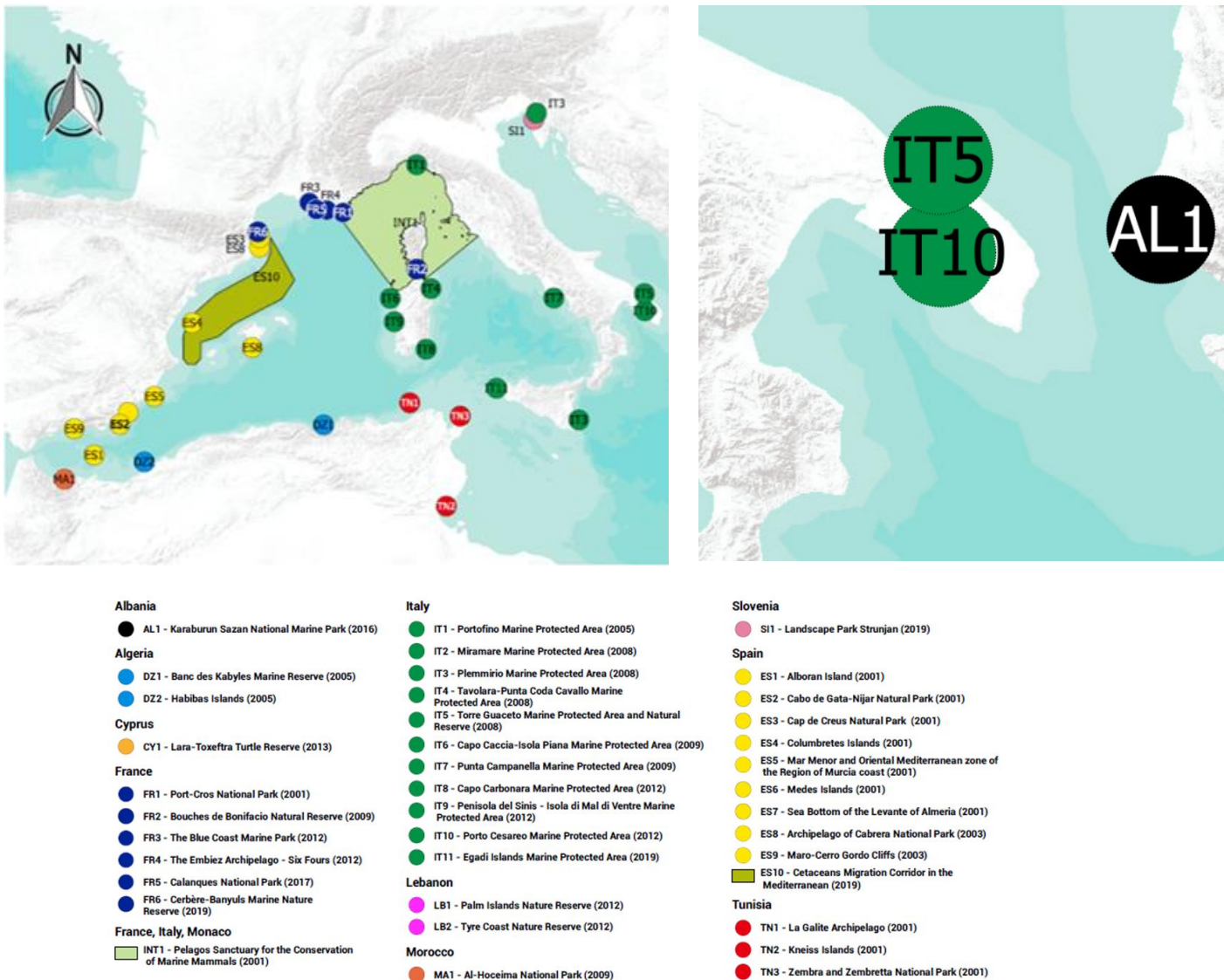


Figura 5-23: Individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) (Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas – RCS / SPA - <http://www.rac-spa.org/spami>)

L'area di progetto è posizionata tra le aree marine protette di "Torre Guaceto" e "Porto Cesareo", ma non interferisce in alcun modo con esse.

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

5.2.1 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice, con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.r. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica". Esso è rivolto a tutti i soggetti, pubblici e privati, e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e successive modifiche e integrazioni (di seguito denominato Codice), nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14.

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

Gli ambiti del PPTR costituiscono sistemi territoriali e paesaggistici individuati alla scala subregionale e caratterizzati da particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata.

Ogni ambito di paesaggio è articolato in figure territoriali e paesaggistiche che rappresentano le unità minime in cui si scompone a livello analitico e progettuale la regione ai fini del PPTR. Ogni ambito di paesaggio è articolato in figure territoriali e paesaggistiche che rappresentano le unità minime in cui si scompone a livello analitico e progettuale la regione ai fini del PPTR.

Dall'intreccio di caratteri fisico-morfologici, socioeconomici e culturali del territorio si è pervenuti, attraverso un confronto delle articolazioni territoriali derivanti dai due metodi analitici, ad una correlazione coerente fra regioni storiche (non precisate nei loro confini, ma nei loro caratteri socioeconomici e funzionali), ambiti di paesaggio e figure territoriali (individuate ai fini del piano in modo geograficamente definito).

Di seguito si propone l'articolazione degli 11 Ambiti di paesaggio e delle relative Figure territoriali:

1. GARGANO
2. MONTI DAUNI
3. TAVOLIERE
4. OFANTO
5. PUGLIA CENTRALE
6. ALTA MURGIA
7. MURGIA DEI TRULLI
8. ARCO JONICO TARANTINO
9. LA PIANA BRINDISINA
10. TAVOLIERE SALENTINO
11. SALENTO DELLE SERRE

Relazione con il progetto

In riferimento agli ambiti di paesaggio, le opere onshore del progetto in esame ricadono nell’Ambito di Paesaggio n. 10 “*Tavoliere Salentino*” con la figura territoriale 10.4/LA CAMPAGNA A MOSAICO DEL SALENTO CENTRALE e nell’ambito n. 11 “*Salento delle Serre*” con le figure territoriali 11.2 “*SERRE ORIENTALI*” e 11.3 “*IL BOSCO DEL BELVEDERE*”

La figura che segue mostra gli ambiti di paesaggio 10 e 11 succitati nei quali ricade la fascia del tracciato di progetto del cavidotto terrestre.

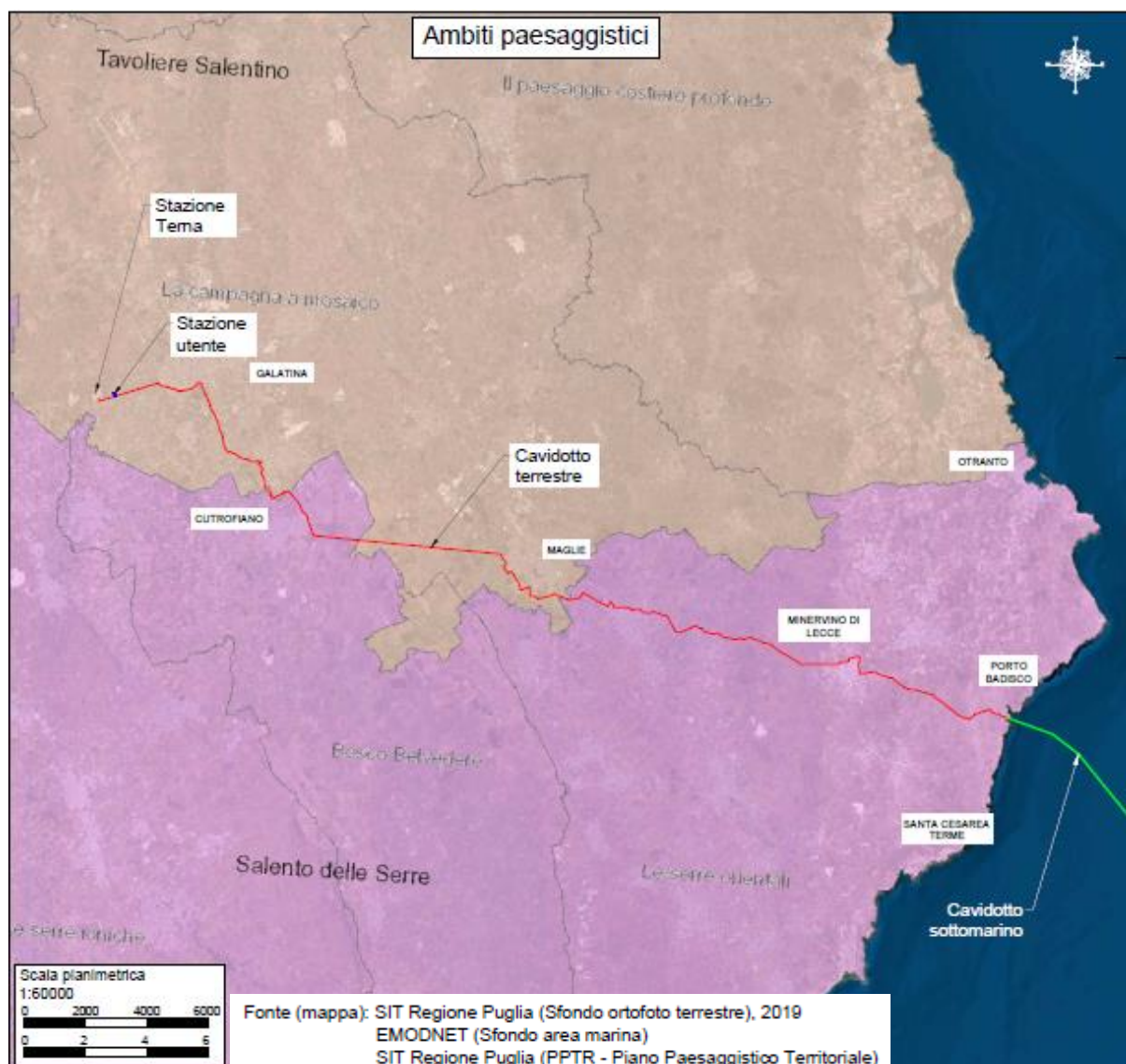


Figura 5-24: PPTR Puglia - Ambiti di paesaggio n.10 “*Tavoliere Salentino*” e 11 “*Salento delle Serre*”

10.4/LA CAMPAGNA A MOSAICO DEL SALENTO CENTRALE

“La figura territoriale si caratterizza per una fitta maglia dell’insediamento, connotato da una rete di strade rettilinee, che collegano centri tra loro prossimi ma tuttavia ben distinti. Da ovest ad est, i centri si dispongono lungo l’asse Galatone, Galatina, Martano; da sud verso nord i centri di Maglie, Corigliano, Sternatia, e San Donato si dispongono lungo l’asse di una serra che ne ha determinato l’assetto. Nonostante questa densità

di centri anche importanti, tutti con una ricca e consolidata dotazione urbana, il territorio conserva una spiccata ruralità che si manifesta attraverso un variegato mosaico di vigneti, oliveti, seminativi, colture orticole e pascolo. Queste colture si dispongono in un paesaggio dai forti segni di urbanizzazione, tuttavia mitigati dalla presenza di vaste aree coltivate con cura. Qui, come in altre aree del Salento, il rapporto intercorso fra agricoltura, allevamento e insediamento, ha delineato un assetto unico di controllo e organizzazione di un ambiente caratterizzato da importanti e interessanti forme di carsismo. Caratterizzano tale assetto una moltitudine di segni diversi ed interrelati: muretti a secco per delimitare le unità particellari; “paretoni”, “limitoni” e “parieti grossi” per segnare i confini di antichi possedimenti feudali; “spase” e “lettiere” per essiccare i fichi; “lamie” e “paiare” come ripari temporanei o depositi per attrezzi; pozzi, pozzelle e cisterne per l’approvvigionamento dell’acqua; neviere, apiari, aie, trappeti, forni, palmenti per ghiaccio, miele e cera, grano, olio, pane e vino; torri colombaie e giardini chiusi per l’allevamento di colombi e la coltivazione di frutta”.

11.2 “SERRE ORIENTALI”

“La figura territoriale corrisponde in parte alla Morfotipologia territoriale La maglia fitta del Salento sud-orientale, Sistema di centri di rango minore distribuiti a rete fitta nella fascia costiera e sub costiera tra Lecce e Santa Maria di Leuca (16). In questa figura, le serre sono elementi di continuità geomorfologica tra l’interno e la costa: la loro struttura, a differenza della serre occidentali, presenta una serie di bassopiani più estesi che intersecano la costa creando caratteristici canali, entro i quali scorrono corsi d’acqua effimeri. Tra Capo d’Otranto verso Sud sono riconoscibili queste profonde incisioni, con sviluppo anche ingente verso l’entroterra. Qui la morfologia diviene aspra e caratterizzata dalle rocce affioranti e da un paesaggio agrario connotato da unità particellari di modeste dimensioni, divise da partizioni di muretti a secco. Dal punto di vista dell’articolazione del territorio rurale l’entroterra della figura è costituito da un mosaico a maglia fitta a carattere agro-pastorale, dove spazi agricoli si interfacciano a spazi seminaturali tipici dei territori a pascolo e sono delimitati dalle geometrie dei muretti a secco e caratterizzati dalla ricorrente presenza di numerosi ripari in pietra quali “pagghiare”, “furnieddhi”, “chipuri”, “calivaci”. Il pascolo roccioso prevale nelle aree più prossime alla costa; il morfotipo rurale del mosaico agro-silvo-pastorale si caratterizza per la combinazione tra colture arboree quali frutteti (fichi) e oliveti, e formazioni seminaturali (oleandro e pino). Questo mosaico si interrompe presso l’estesa falesia continua, alta e rocciosa, ricca di grotte, cavità, incisioni e insenature, che spesso proteggono piccole spiagge sabbiose”.

11.3 “IL BOSCO DEL BELVEDERE”

“La figura territoriale ricopre un’area storicamente occupata da una fitta foresta di querce appartenenti all’antico Bosco di Belvedere, quasi totalmente abbattute alla fine del 1800 per fare spazio agli ulivi. Dalla scomparsa del bosco alla sua sostituzione con ulivi, l’area non ha subito un’importante modificazione in termini di diffusione urbana, anche perché soggetta ad allagamenti e poco adatta all’edificazione per la natura stessa del suolo (da qua il termine “paduli”, che la identifica); è rimasta invece una sacca rurale con precisi connotati paesaggistici e ambientali. Ciò ha giovato alla riconoscibilità del margine tra città e campagna, che è percepibile grazie allo stacco netto tra i centri e i poderi con le alberature, le strade campestri, le masserie, il reticolo di strade rurali. Questa peculiare interpretazione insediativa determina l’assenza della forma del “ristretto”. Questo rapporto chiaro tra città e campagna si presenta prevalentemente nelle aree tra l’ex Bosco del Belvedere e i centri urbani. Viceversa nelle altre direzioni i centri urbani si sono estesi con le modalità tipiche delle città salentine caratterizzate da dispersione

insediativa e da un diverso rapporto tra città e campagna. Emerge chiara una minore antropizzazione rispetto al resto dell'ambito considerato; si tratta di un'area quasi dimenticata dalle grandi urbanizzazioni, la cui caratteristica è quella di essere un mosaico composto da una miriade di tessere coltivate, lontano dai luoghi del turismo costiero e dai centri di maggior frequentazione e produzione. Questa isola rurale nel mezzo del Salento è dominata da estesi e maestosi uliveti, circa 10.000 piante molte delle quali secolari. Si estende in una depressione tra la Serra di Poggiardo e quella di Supersano, che tende ad allargarsi e presenta componenti geomorfologiche peculiari quali le vore e le doline, ed è interessata da un ampio e significativo acquifero sotterraneo. Persistono alcuni lembi visibili di naturalità appartenenti all'antico bosco di Belvedere ed emergenti rispetto alla distesa degli uliveti; le aree episodiche di naturalità e i pochi esemplari residui di querceti si ergono in prossimità della fitta trama di segni costituita dall'importante rete di sentieri, vie, canali e vore".

Le figure che seguono riportano le componenti del paesaggio suddivise nei vari tematismi che si riscontrano nelle zone nelle quali ricade il tracciato del cavidotto.

Le informazioni inserite in cartografia si riferiscono alla cartografia del PPTR consultabile al SIT (Sistema Informativo Regionale) della Regione Puglia.

In particolare:

- la Figura 5-25 riporta la carta dei valori percettivi del paesaggio. Gli aspetti percettivi individuano zone maggiormente fruibili dal punto di vista paesaggistico rispetto alla visibilità che ai punti di vista panoramici o strategicamente rilevanti.
- La Figura 5-26 riporta le componenti culturali e insediative che definiscono gli elementi antropici del paesaggio di valore storico o appunto culturale appartenenti al patrimonio archeologico o rurale, si tratta di componenti paesaggistiche di intrinseco valore che rappresentano un'impronta dell'evoluzione sociale, economica e storica del territorio.
- La Figura 5-27 mostra le aree di rilevante valore naturalistico che definiscono gli aspetti della naturalità del paesaggio. Si tratta di aree di peculiare interesse per la conservazione della natura tutelate a carattere Regionale e Nazionale.
- La Figura 5-28 riporta le componenti ambientali che definiscono il paesaggio vegetale del territorio. Si tratta di formazioni botanico vegetazionali di differente tipologia e valore conservazionistico.
- La Figura 5-29 definisce la presenza sul territorio interessato dal passaggio del tracciato del cavidotto la distribuzione delle componenti idrologiche e loro caratteristiche.
- La Figura 5-30 illustra le componenti della morfologia del territorio che possono avere una valenza paesaggistica.

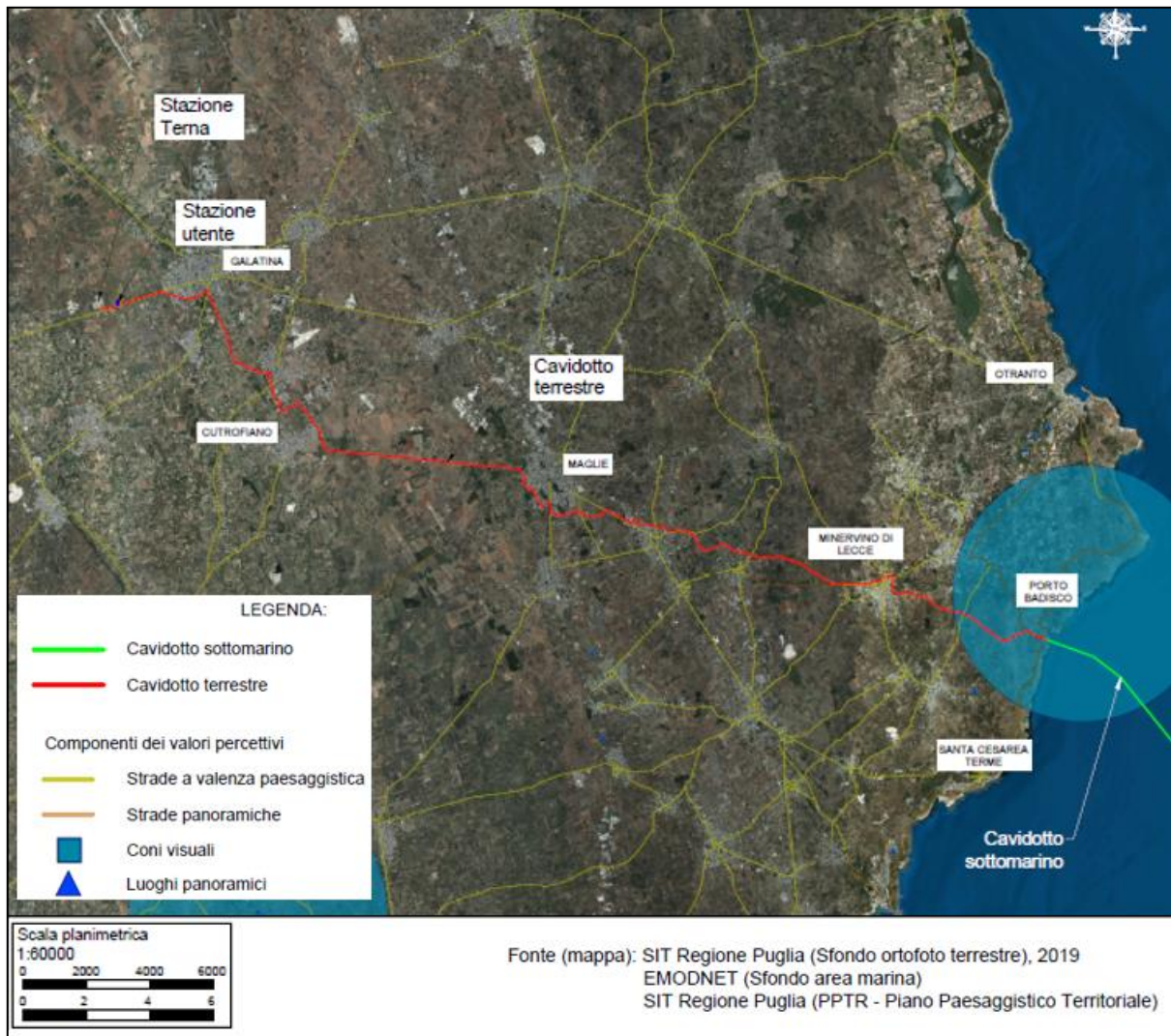


Figura 5-25: Carta delle componenti dei valori percettivi.

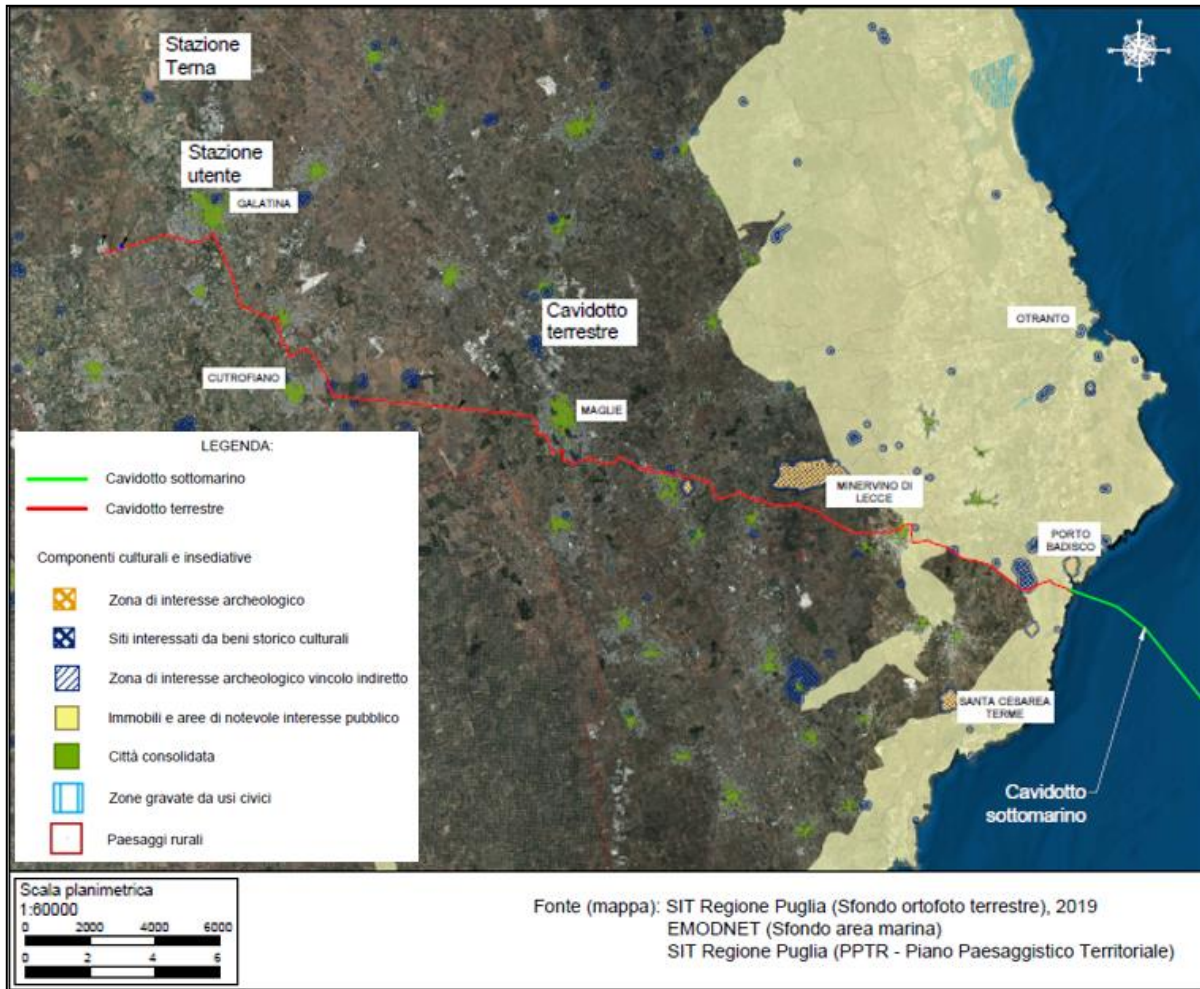


Figura 5-26: Componenti culturali e insediative del territorio.

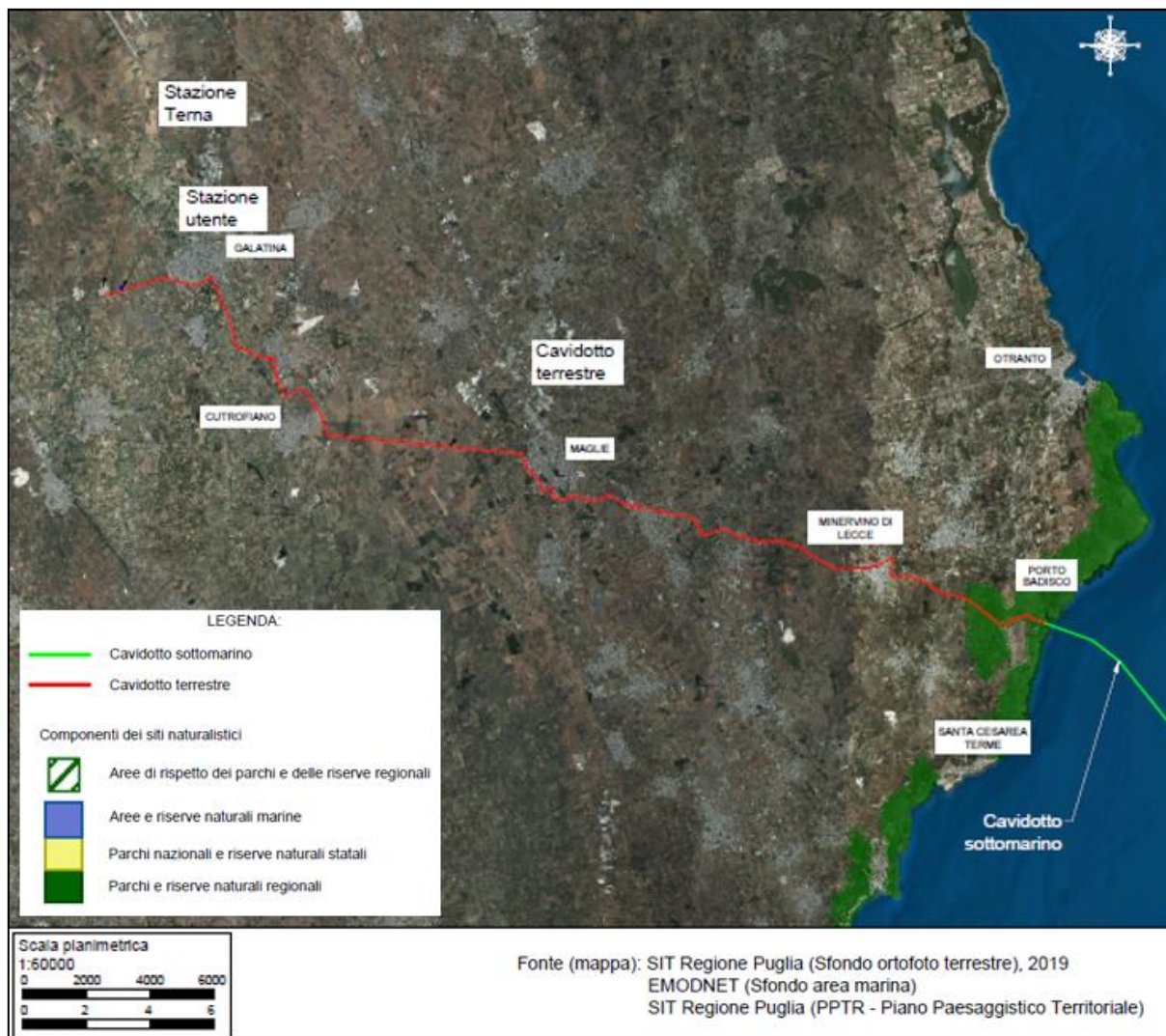


Figura 5-27: Componenti dei siti naturalistici.

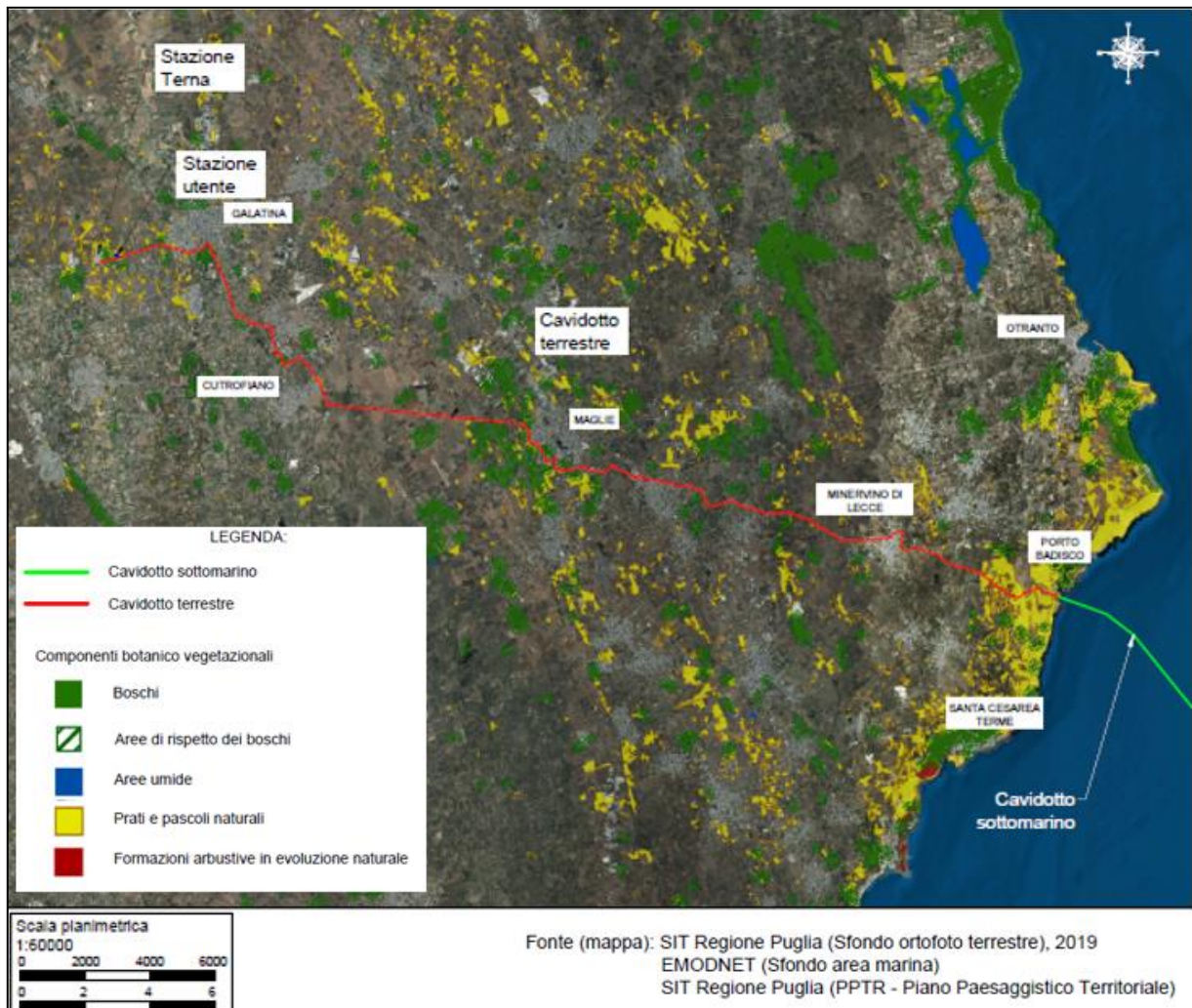


Figura 5-28: Componenti botanico-vegetazionali.

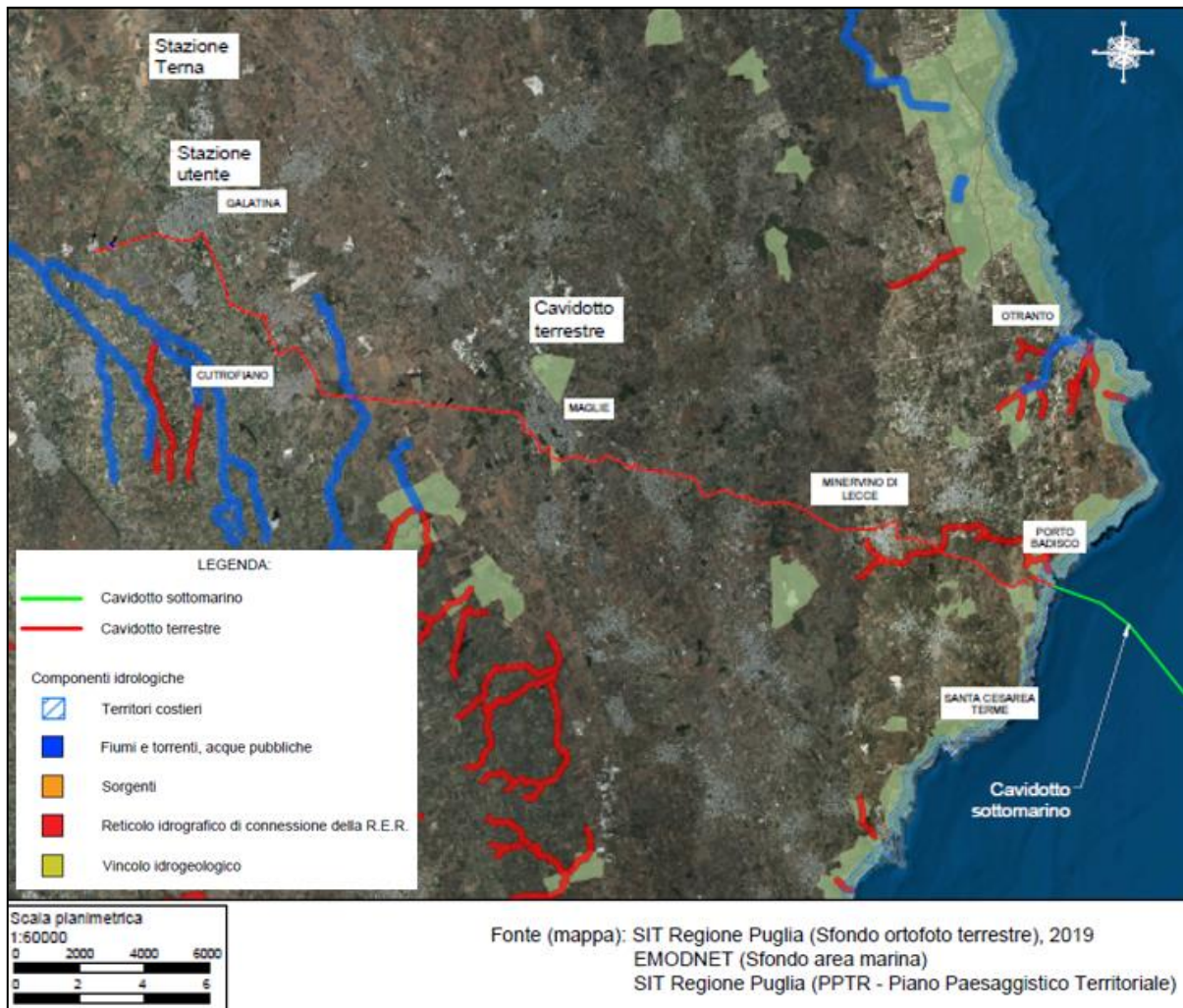


Figura 5-29: Componenti idrologiche.

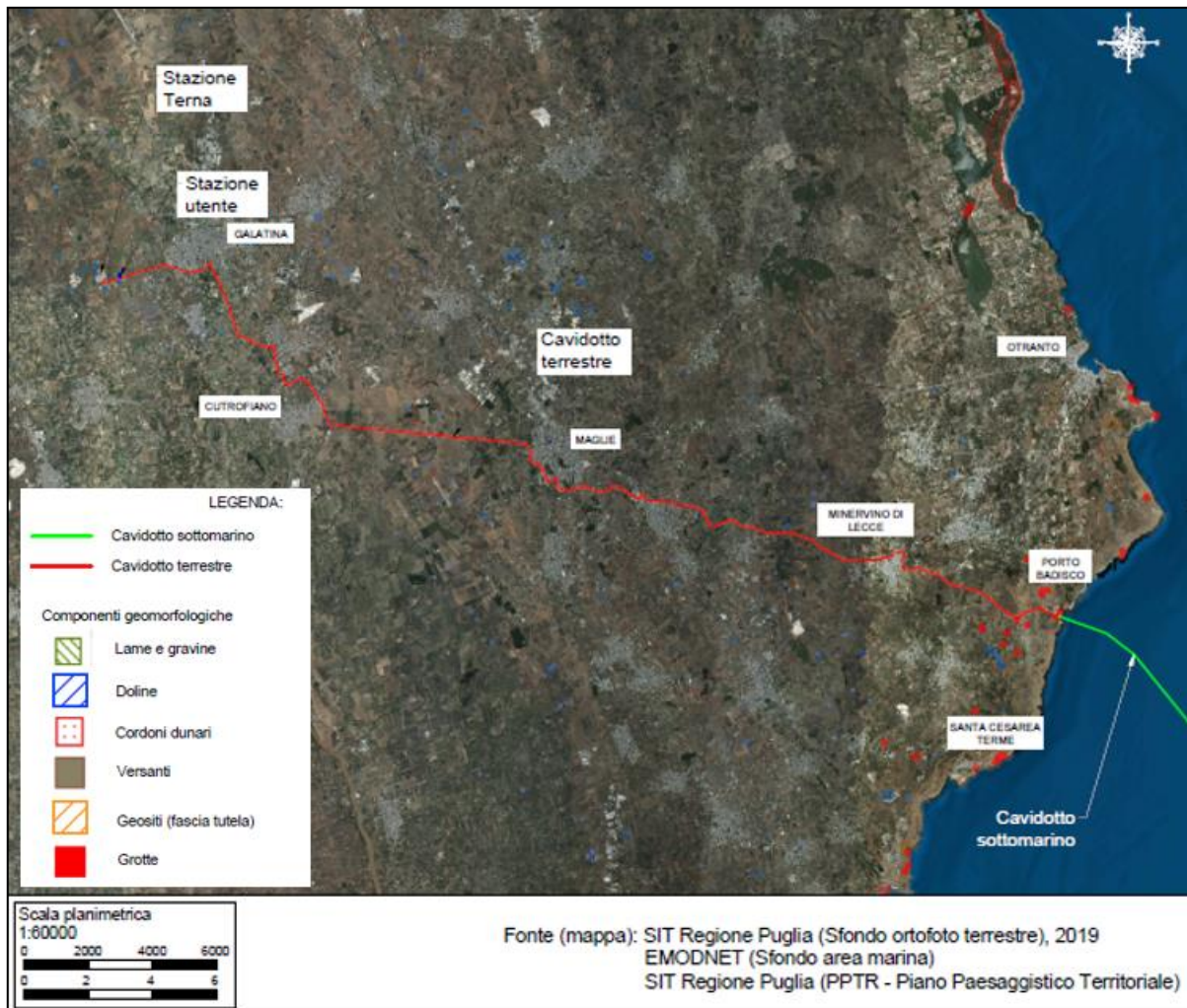


Figura 5-30: Componenti geomorfologiche.

Relazione con il progetto

L’analisi delle componenti ambientali di caratterizzazione del paesaggio hanno messo in evidenza le seguenti interferenze tra il tracciato del cavidotto e le aree di criticità ambientale rilevate, in particolare si evidenzia che:

1. Il tracciato del cavidotto nell’area di approdo costiero interferisce con l’area di tutela ambientale regionale denominata “Costa Otranto - S. Maria di Leuca e Bosco di Tricase”. Il Parco Naturale Regionale Costa Otranto-Santa Maria di Leuca e Bosco di Tricase è un parco regionale della Puglia istituito con la Legge Regionale del 26 ottobre 2006, n. 30. Dal 29 luglio 2008 il parco è dotato di un Consorzio per la gestione con sede nel castello di Andrano. Il parco comprende alcuni Siti di Importanza Comunitaria ai sensi della direttiva Habitat 92/43/CE : Costa Otranto – Santa Maria di Leuca (IT9150002), Boschetto di Tricase (IT9150005) e parco delle querce di Castro (IT9150019). Si estende su una superficie di 3227 ettari e con circa 57 km lungo la costa orientale Salentina rappresenta il più grande tra i parchi regionali istituiti nella provincia di Lecce. I comuni che ne fanno parte sono 12: Alessano, Andrano, Castrignano del Capo, Castro, Corsano, Diso, Gagliano del Capo, Ortelle, Otranto, Santa Cesarea Terme, Tiggiano e Tricase.

2. L'analisi del tracciato del cavidotto nel suo percorso a terra ha evidenziato l'attraversamento di aree tutelate dal punto di vista paesaggistico dal D. lgs. 42/04 elencate all'art 142 "Aree tutelate per legge" quali:

- 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;
- le zone di interesse archeologico

Constatata l'interferenza tra i lavori di posa del cavidotto e i beni paesaggistici tutelati, secondo quanto riportato dal D. Lgs n. 42/2004: al punto 3 art 146: "La documentazione a corredo del progetto è preordinata alla verifica della compatibilità fra interesse paesaggistico tutelato ed intervento progettato"

I beni paesaggistici infatti sono oggetto di conservazione e tutela finalizzati al mantenimento delle caratteristiche degli elementi costitutivi e delle relative morfologie in modo da preservarne l'integrità, ovvero lo stato di equilibrio ottimale tra habitat naturale e attività antropiche.

Qualunque trasformazione, fatto salvo quanto previsto dall'art. 149 del D.Lgs. 42/04 e s.m.i.³, è soggetta ad autorizzazione paesaggistica.

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.

La stazione utente è localizzata in area priva di vincoli paesaggistici.

Si sottolinea tuttavia che il tracciato del cavidotto terrestre verrà messo in posa per la maggior parte della sua percorrenza, al di sotto della sede stradale, limitando per quanto possibile eventuali impatti negativi con le con aree tutelate.

³ Art. 149. Interventi non soggetti ad autorizzazione

1. Fatta salva l'applicazione dell'articolo 143, comma 4, lettera b) e dell'articolo 156, comma 4, non è comunque richiesta l'autorizzazione prescritta dall'articolo 146, dall'articolo 147 e dall'articolo 159:

a) per gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria, di consolidamento statico e di restauro conservativo che non alterino lo stato dei luoghi e l'aspetto esteriore degli edifici;

b) per gli interventi inerenti all'esercizio dell'attività agro-silvo-pastorale che non comportino alterazione permanente dello stato dei luoghi con costruzioni edilizie ed altre opere civili, e sempre che si tratti di attività ed opere che non alterino l'assetto idrogeologico del territorio;

c) per il taglio culturale, la forestazione, la riforestazione, le opere di bonifica, antincendio e di conservazione da eseguirsi nei boschi e nelle foreste indicati dall'articolo 142, comma 1, lettera g), purché previsti ed autorizzati in base alla normativa in materia.

5.2.2 Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT)

Il Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio" (PUTT/p), [...], disciplina i processi di trasformazione fisica e l'uso del territorio allo scopo di: tutelarne l'identità storica e culturale, rendere compatibili la qualità del paesaggio, delle sue componenti strutturanti, e il suo uso sociale, promuovere la salvaguardia e valorizzazione delle risorse territoriali."

La Figura 5-31 e la mostra i vincoli del PUTT interessati dal tracciato terrestre del cavidotto.

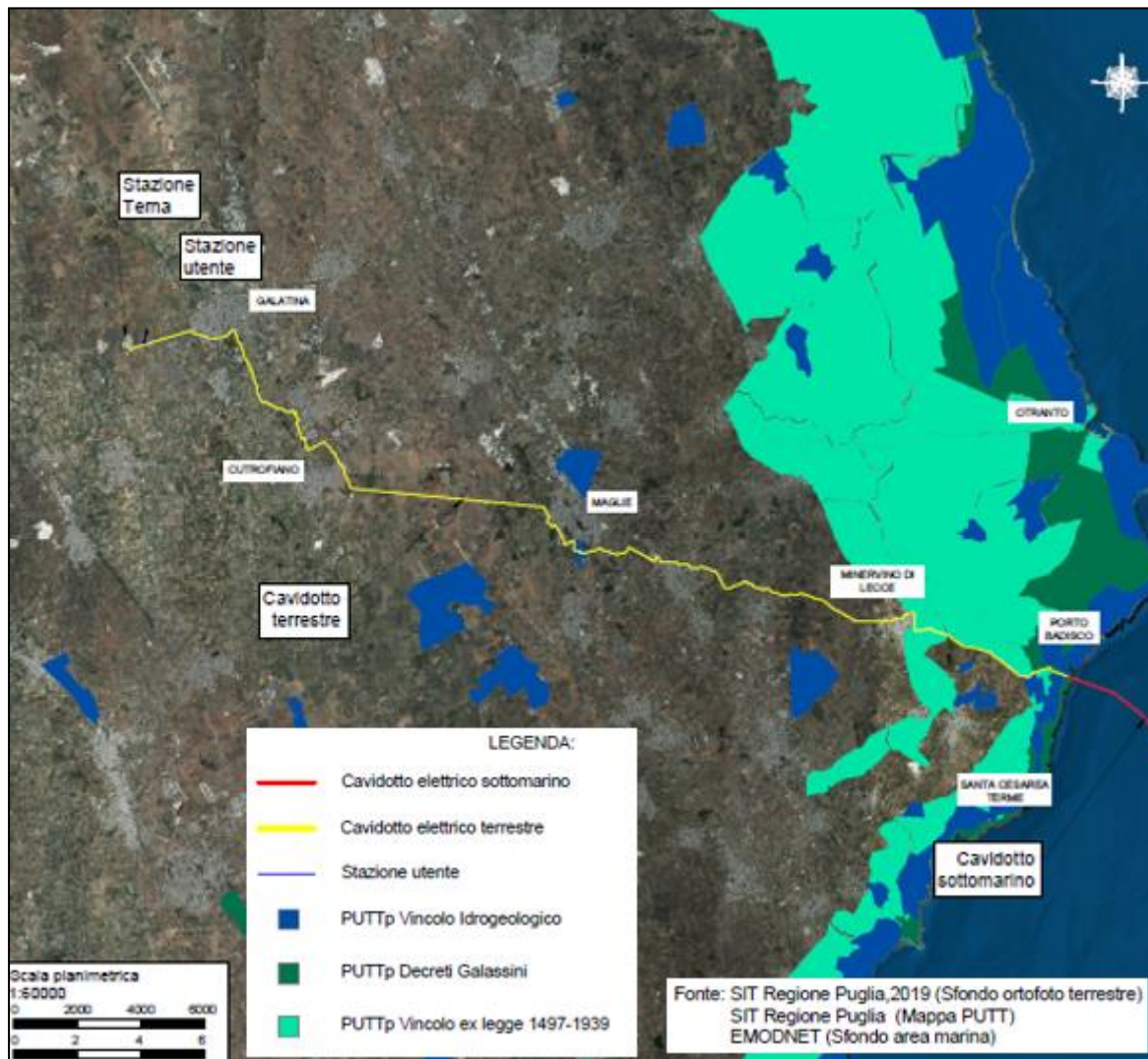


Figura 5-31: Tematismi del PUTT

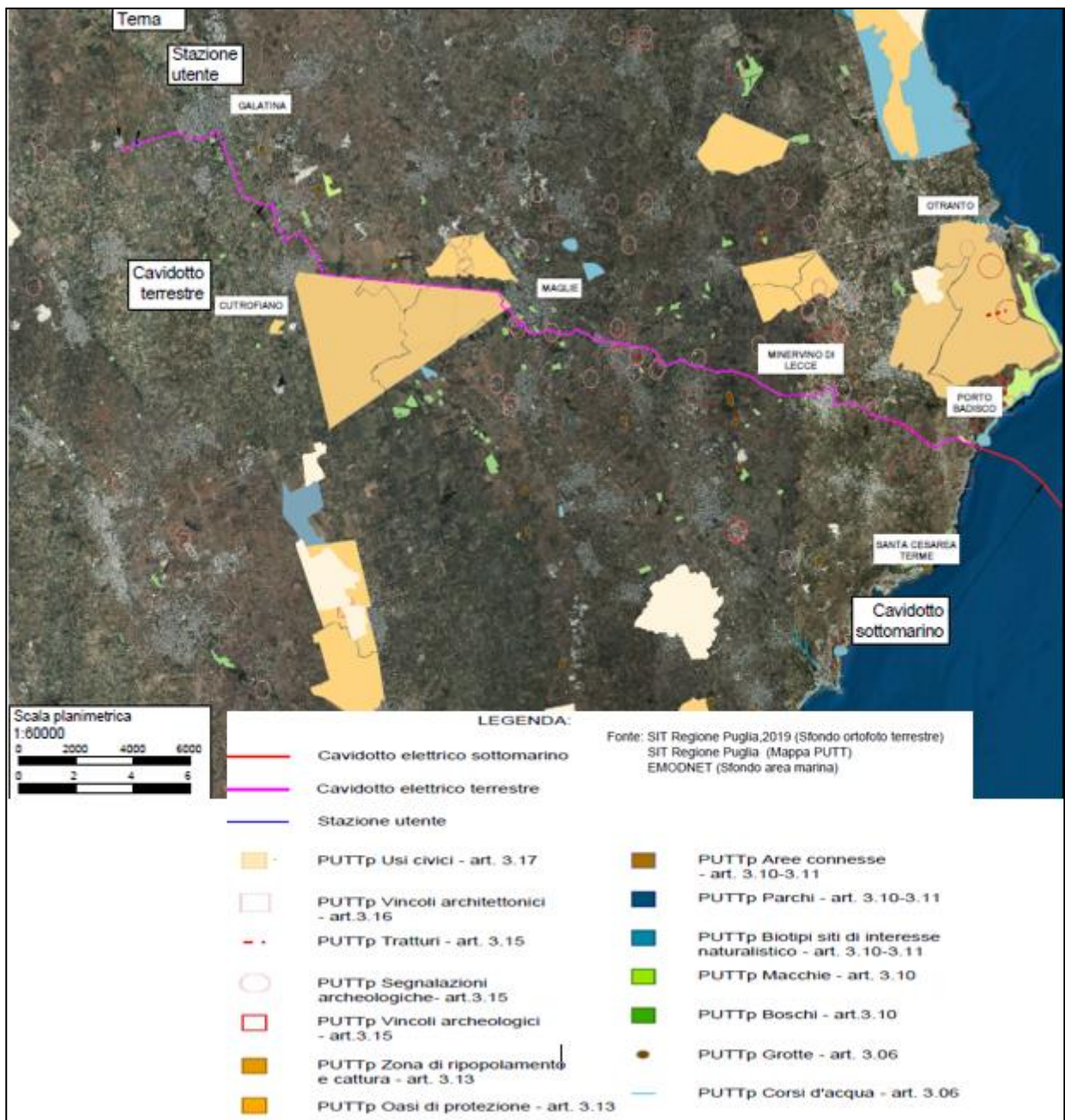


Figura 5-32: Vincoli d'inquadramento del PUTT.

Relazione con il progetto

Il tracciato del cavidotto si sovrappone ad alcune aree identificate nel PUTT come zone vincolate dal punto di vista naturalistico, zone d'interesse archeologico, ambiti di tutela paesaggistica che si sovrappongono al tracciato del cavidotto terrestre in linea con le interferenze già evidenziate nel presente studio.

5.2.1 Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)

Per la realizzazione della porzione di progetto *onshore*, sono stati analizzati gli stralci delle mappe PAI della Regione Puglia che disciplinano il governo del territorio in materia di alluvioni e frane.

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del bacino unico regionale PAI è redatto ai sensi della legge n. 183/1989 e del decreto-legge n. 180/1998, con le relative fonti normative di conversione, modifica e integrazione.

Il PAI è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo, alla prevenzione del rischio idrogeologico, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato. Il PAI ha valore di piano territoriale di settore e prevale sui piani e programmi di settore di livello regionale.

Il PAI della Regione Puglia si pone come obiettivo immediato la redazione di un quadro conoscitivo generale dell'intero territorio di competenza dell'Autorità di Bacino, in termini di inquadramento delle caratteristiche morfologiche, geologiche ed idrologiche. Nel contempo viene effettuata un'analisi storica degli eventi critici (frane ed alluvioni) che consente di individuare le aree soggette a dissesto idrogeologico, per le quali è già possibile una prima valutazione del rischio

La Figura 5-33 che riporta uno stralcio della **Tav.20 -TRACCIATO CAVIDOTTO TERRESTRE SU PLANIMETRIA P.A.I. IDRAULICA** evidenzia il rischio di pericolosità idraulica lungo il tracciato del cavidotto nelle aree di attraversamento on-shore, dall'approdo costiero nei pressi di Porto Badisco sino alla stazione utente di Galatina.

Le successive Figura 5-34 e Figura 5-35, riportano il tracciato del cavidotto terrestre su planimetria PAI del rischio geomorfologico e la carta del progetto IFFI (Inventario dei fenomeni franosi in Italia).

Relazione con il progetto

Dall'esame della figura cartografica risulta che il tracciato del cavidotto si sovrappone a numerosi tratti del reticolo idrografico esistente interferendo con le aree a rischio idraulico perimetrate dal PAI definite dal grado di Rischio Basso.

L'ARTICOLO 9: Interventi consentiti nelle aree a bassa pericolosità idraulica (B.P.); delle relative NTA riporta:

1. Nelle aree a bassa probabilità di inondazione sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, purché siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica in relazione alla natura dell'intervento e al contesto territoriale.
2. Per tutti gli interventi nelle aree di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata.
3. In tali aree, nel rispetto delle condizioni fissate dagli strumenti di governo del territorio, il PAI persegue l'obiettivo di integrare il livello di sicurezza alle popolazioni mediante la predisposizione prioritaria da parte degli enti competenti, ai sensi della legge 225/92, di programmi di previsione e prevenzione.

L'ARTICOLO 10: Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale delle relative NTA: riporta:

1. Ai fini della tutela e dell'adeguamento dell'assetto complessivo della rete idrografica, il PAI individua le fasce di pertinenza fluviale.

2. All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino.

3. Quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermina all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m.

Per quanto concerne la pericolosità geomorfologica del territorio, si evidenzia che dall'analisi della cartografia riportata nella figura di riferimento non si evidenziano interferenze tra il tracciato del cavidotto e le aree a differente grado di rischio di pericolosità geomorfologica.

Nel caso di valutazione del rischio dei fenomeni franosi, anche in questo caso l'area di progetto non interferisce con questo vincolo.

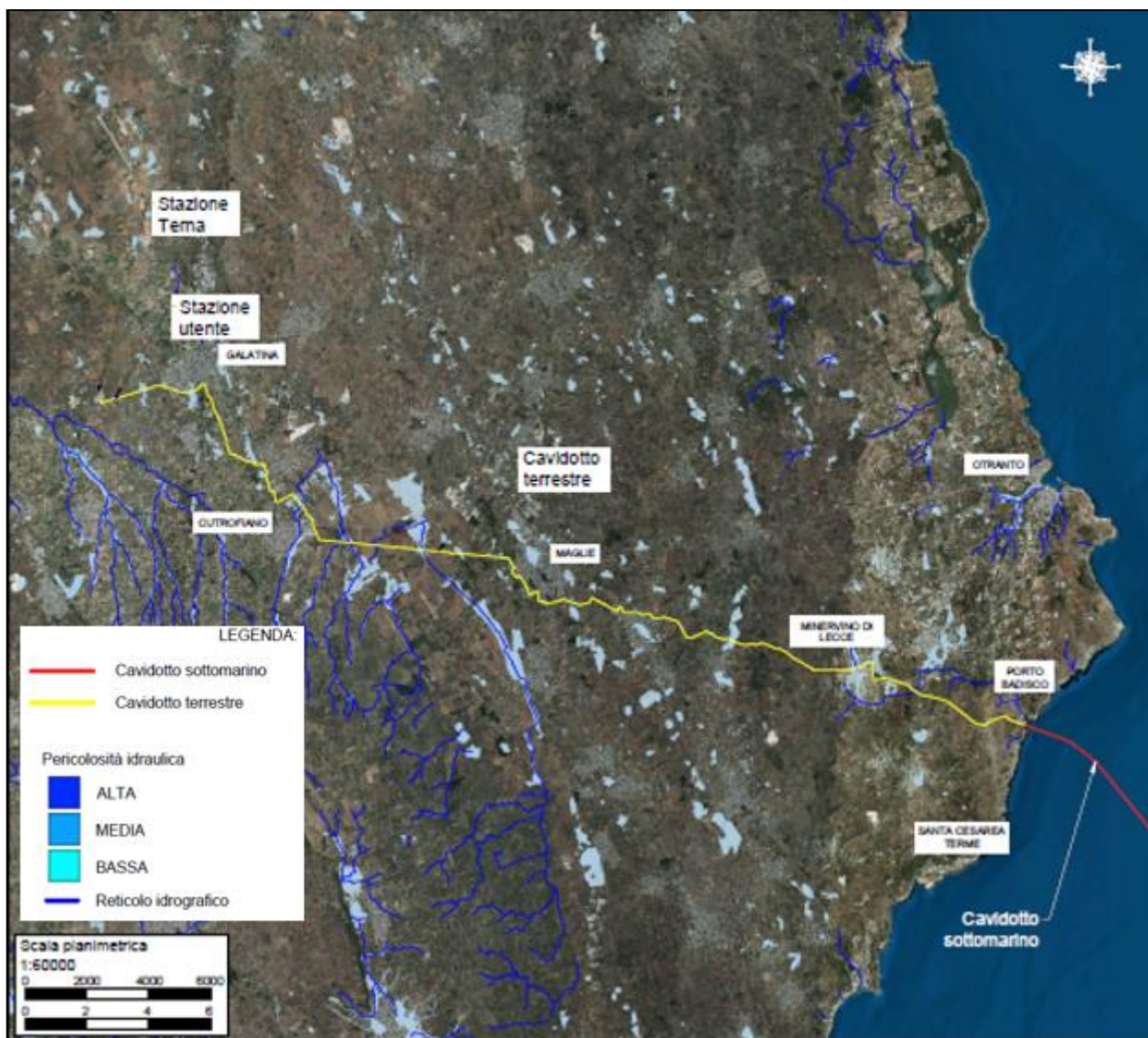


Figura 5-33: Stralcio della Carta PAI Idrologica per la pericolosità idraulica. (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023).

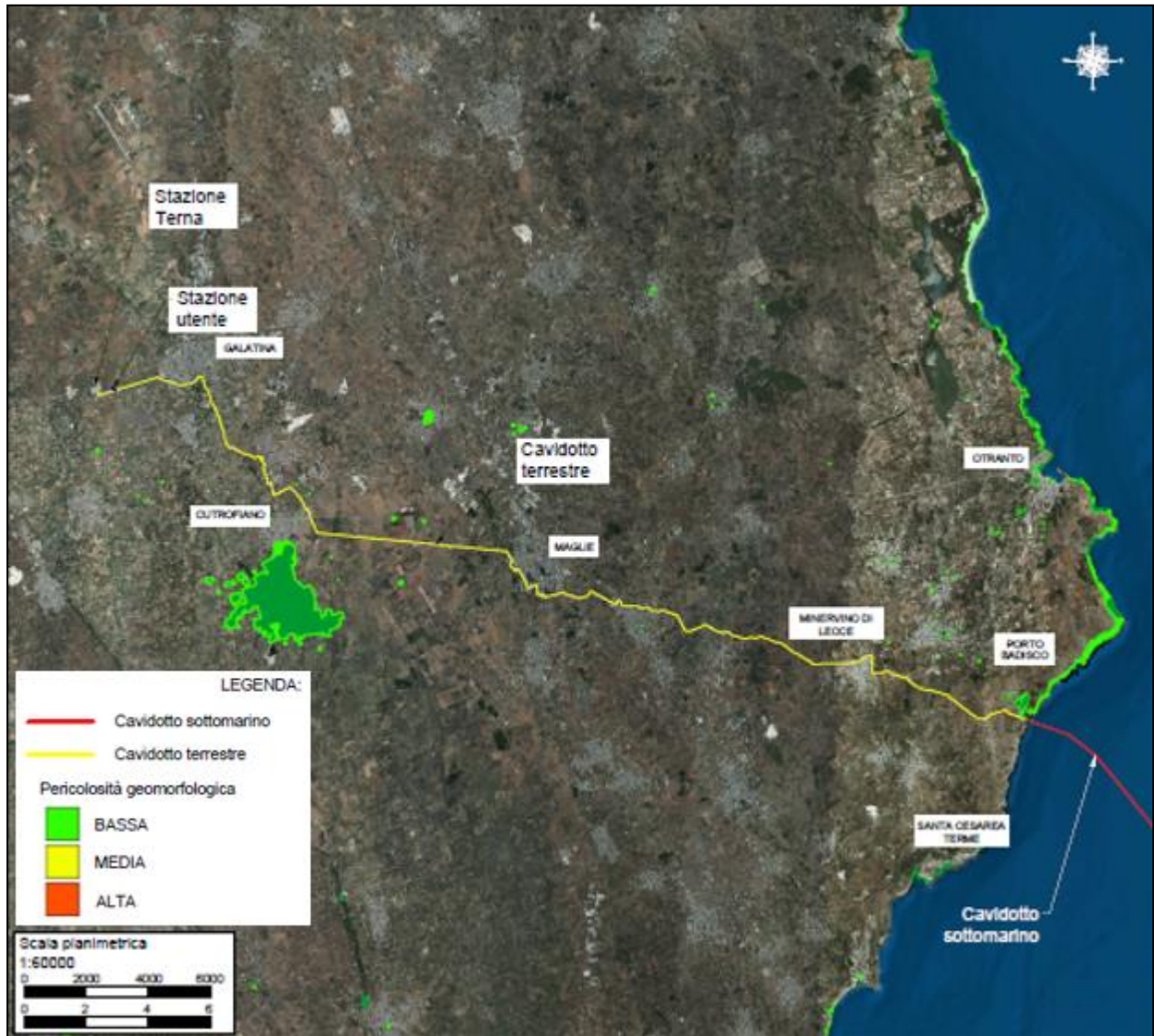


Figura 5-34: Stralcio Carta PAI per la pericolosità Geomorfológica. (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023).

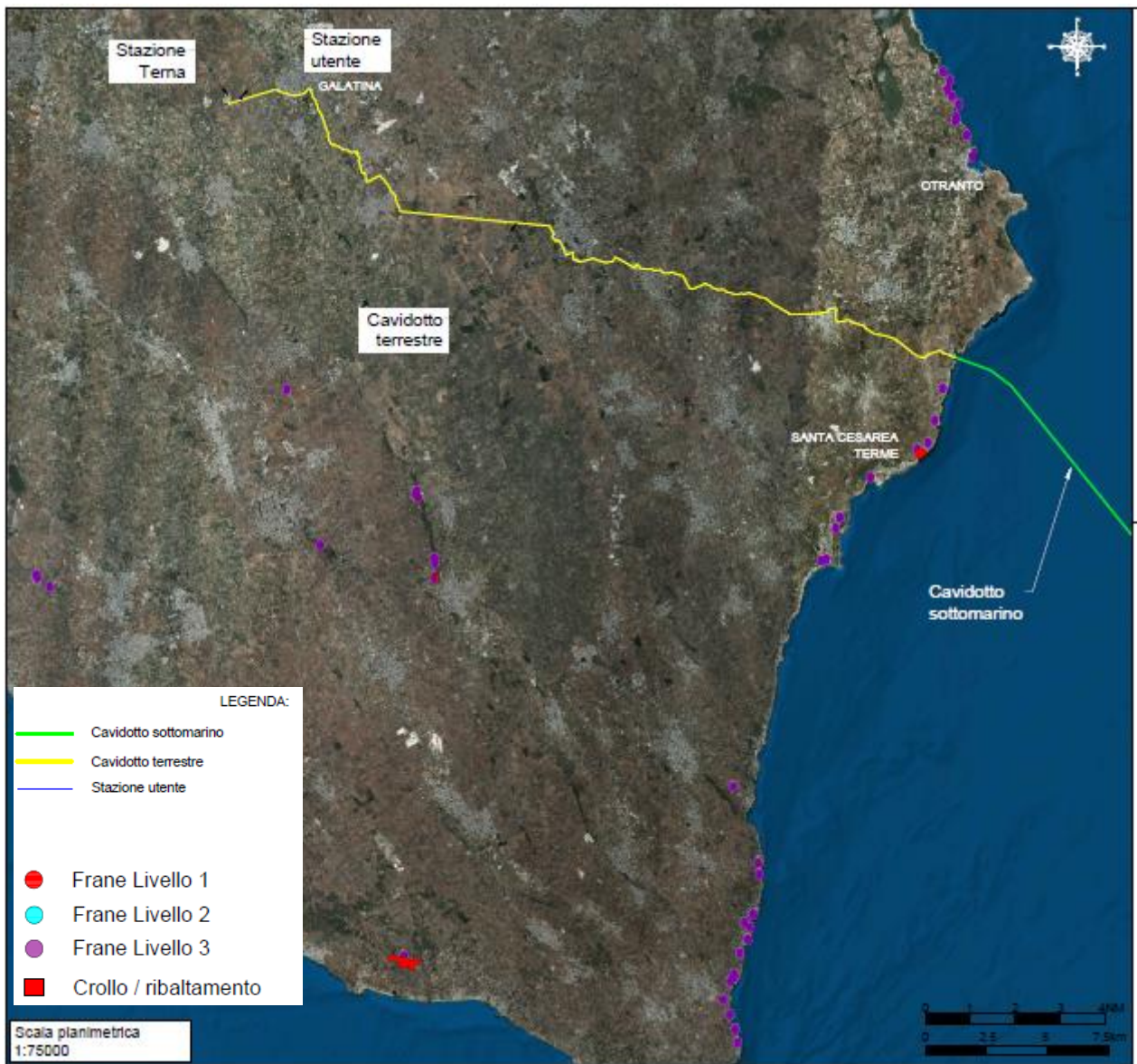


Figura 5-35: Carta dei fenomeni franosi (Progetto IFFI). (Fonte dati: SIT Regione Puglia, 2023).

5.3 Inquadramento geologico e geomorfologico

La zona è inserita nell'attuale area di avampaese dei sistemi collisionali dinarico-ellenico ed appenninico. L'iniziale strutturazione dell'area è da imputare ai processi litosferici responsabili dell'apertura del bacino della Tetide che, a **partire dal Trias**, determinano la formazione di una serie di horst e graben, colmati da depositi inizialmente di ambiente fluvio-deltizio e poi evaporitico. In seguito, a partire dal **Lias**, si assiste all'instaurarsi di una piattaforma carbonatica che nell'attuale entroterra pugliese persiste per tutto il mesozoico. Nell'attuale area marina, dal Trias al Lias inferiore si ha una sedimentazione di carbonati di piattaforma simili a quelli delle coeve unità della Piattaforma Apula. Successivamente, si individuano due settori; quello di piattaforma, posta in continuità con la Piattaforma Apula, e quello di bacino nel quale, fino al Paleogene, si sedimentano carbonati e marne di ambiente pelagico. Tali depositi risultano analoghi a quelli di alcune unità affioranti nel Promontorio Garganico e nell'Appennino Umbro-marchigiano. Le unità sedimentarie **oligocenico-quadernarie** sono costituite 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.

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 dagli sovrascorrimenti derivanti dalle deformazioni compressive proprie della catena. Alcune deformazioni sono presenti anche nelle successioni pugliesi, ma si limitano a sciami di faglie sub-verticali che sono, nel loro insieme, il blando riflesso dovuto ai movimenti del vicino margine appenninico campano-lucano, in evidente compressione. Sono invece assenti gli accavallamenti tipici e peculiari dei settori crostali superficiali altamente deformati.

L'area a terra interessata dal progetto si inserisce in una zona in cui la Formazione di Altamura (**costituita da alternanza di livelli a spessore variabile di calcari micritici bianco/grigi e calcari dolomitici**) rappresenta la base della successione stratigrafica. I litotipi di tale formazione benché rappresentino i termini più antichi (cretaceo superiore) sono episodicamente in affioramento, questo grazie alla presenza di faglie subverticali che hanno permesso la dislocazione verso l'alto di grandi blocchi di crosta. Sovrapposti ai litotipi sopra descritti, sono presenti formazioni delle epoche successive (dall'Eocene al Pliocene) sempre a prevalente contenuto carbonatico (**calcari detritici, bioclastici** ma anche **sabbie calcaree e calcareniti grossolane** ed in minor misura da **marne e calcari marnosi**). Il tracciato del cavidotto si sviluppa generalmente su superfici a debole pendenza aventi una morfologia alquanto regolare di tipo tabulare.

L'installazione degli aerogeneratori è prevista sulla scarpata continentale, in una zona con pendenze medio basse; sono pochi i dati a disposizione per la caratterizzazione litologica del sottofondo marino e permettono di ipotizzare la presenza di depositi **argilloso-marnosi e argilloso-sabbiosi**.

5.3.1 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. 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 -, tutti i comuni interessati dalle opere a terra ricadono in "zona 4" (Probabilità di forti terremoti molto bassa).

Nel "progetto ITHACA", sviluppato dal Servizio Geologico di Stato, 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, della sottostazione elettrica di terra, o con i cavidotti.

5.4 Inquadramento meteomarinario

5.4.1 Caratterizzazione batimetrica

L'ambito territoriale del Mar Ionio Settentrionale è caratterizzato da un andamento batimetrico con profondità variabili. La zona di progetto è compresa tra profondità che vanno dai -580 m ai -730 m

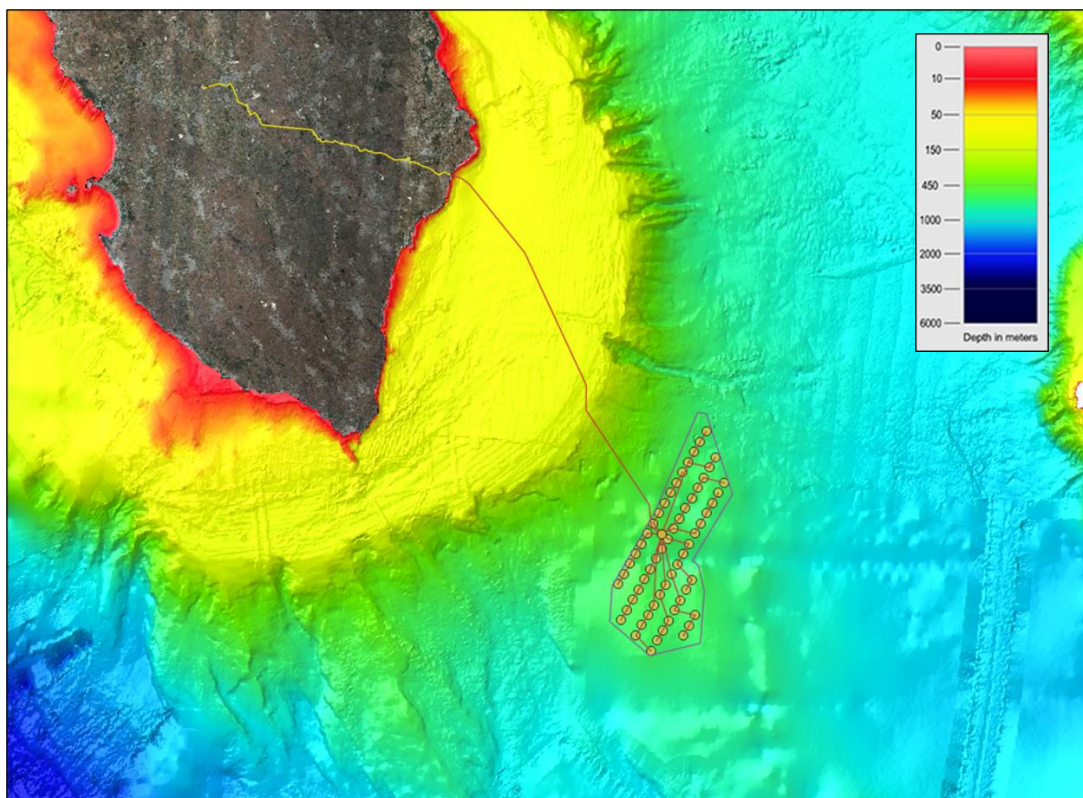


Figura 5-36: Batimetria dell'area di interesse

5.4.2 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 Ionio Settentrionale sono largamente influenzate dalla dinamica nell'intero bacino del Mediterraneo.

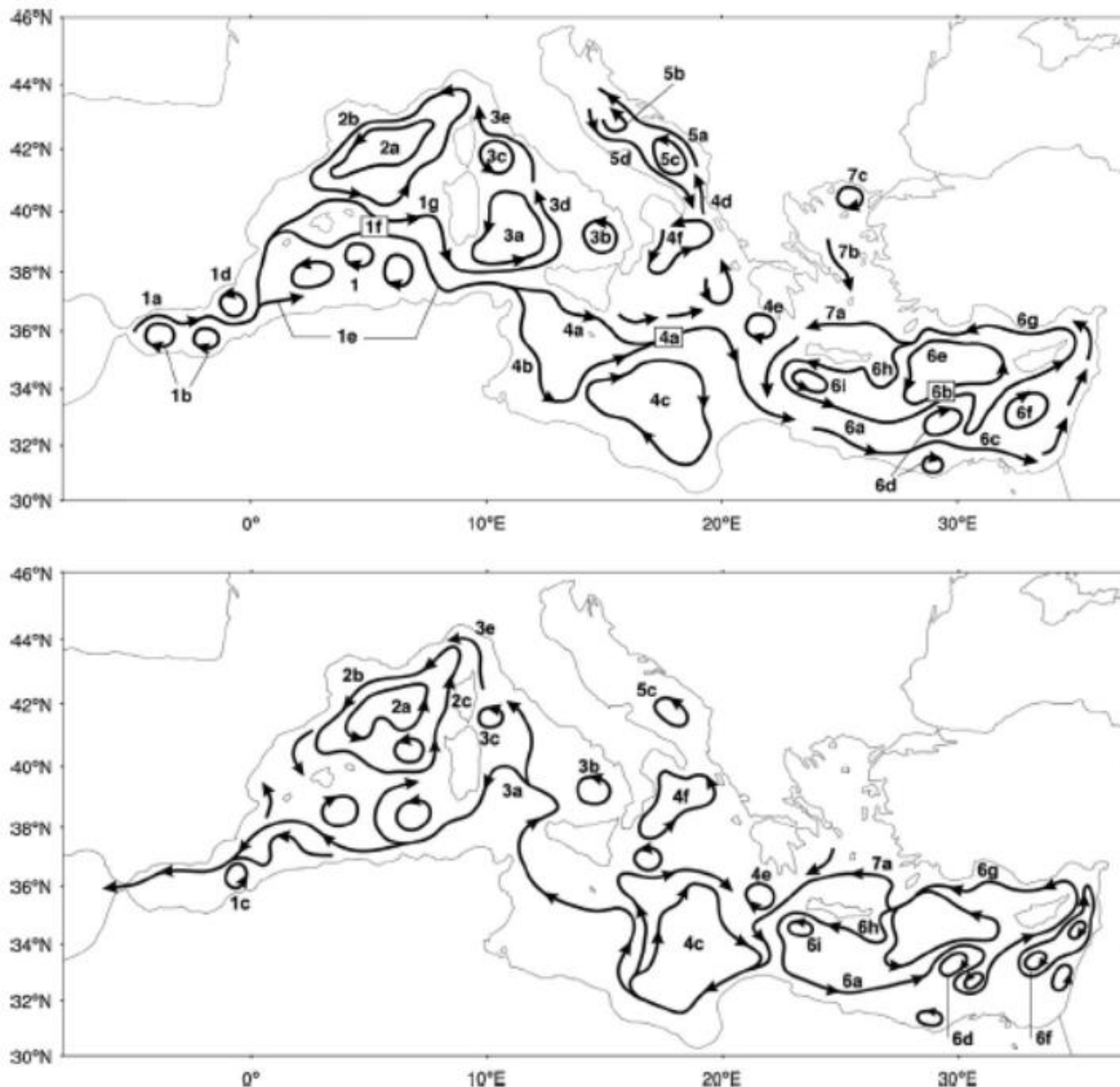


Figura 5-37: Schema della circolazione superficiale (sopra) ed intermedia (sotto) che caratterizza il bacino del Mediterraneo

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.

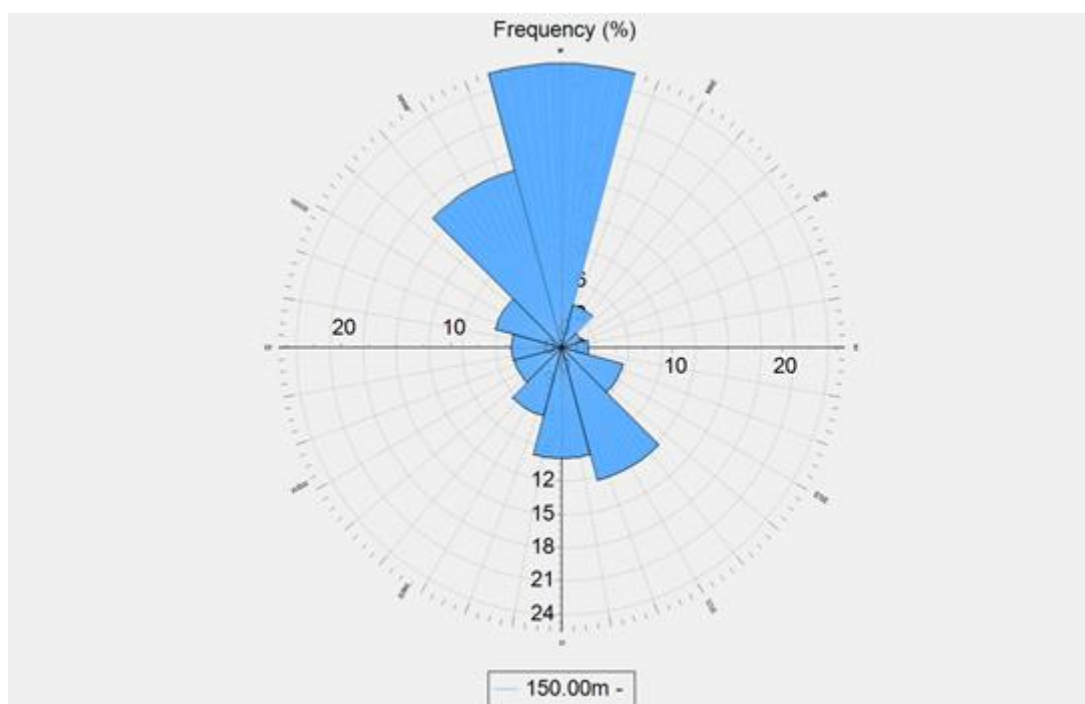
5.4.3 Regime dei venti

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 acquisiti dalle serie temporali orarie disponibili tramite il modello EMD-WRF Europe+ mesoscale.

Tale modello, a partire dal database ERA5, produce serie temporali di dati orari ad alta definizione spaziale (0.03°x0.03°- approssimativamente 3x3 km)

Il set di dati di riferimento copre tutta l'Europa comprese Turchia e Ucraina, fatta eccezione per la parte più settentrionale della Scandinavia. Si tratta di un set di serie di dati storici che coprono un arco temporale più che ventennale atualizzati mensilmente con un ritardo definito dalla disponibilità di ERA5.

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



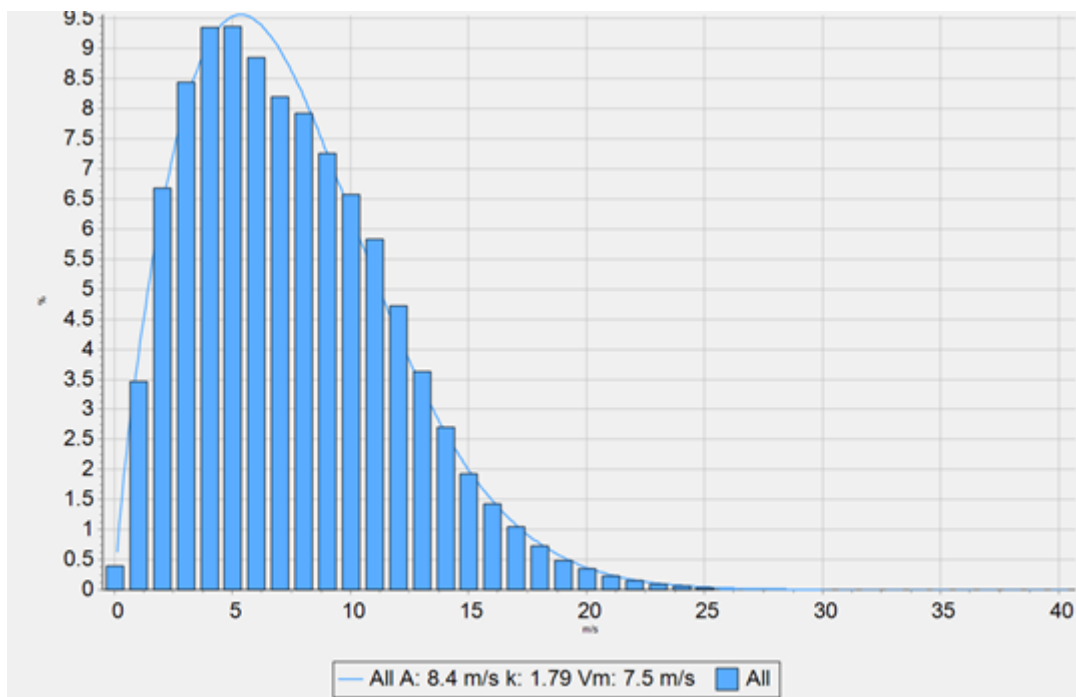


Figura 5-38: Rosa dei venti (sopra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (sotto)

5.4.4 Regime di moto ondoso

Il clima di moto ondoso nell'area dell'impianto 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 2017 – 2022, in corrispondenza del punto di coordinate Lat 18.8 °N Lon 39.65 °E posto sul sito di progetto.

I risultati dell'analisi mostrano un clima dominato dalle onde provenienti dal quarto quadrante, con le onde maggiori associate ai settori di traversia maestrale e con valori massimi dell'ordine di 3m di altezza significativa, e periodi tipicamente compresi tra i 8÷10 secondi.

Le distribuzioni delle altezze d'onda significative in funzione della direzione di provenienza sono riportate in Tabella 5-2 e in Figura 5-39.

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	0.83	0.78	0.25	0.06	0.02	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
30	0.47	0.54	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.13
60	0.25	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	0.00	0.00	0.00	0.54
90	0.22	0.19	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42
120	1.09	1.17	0.08	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.36
150	4.17	12.48	4.59	1.29	0.27	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.84
180	0.99	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.26
210	0.48	0.22	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.72
240	0.33	0.53	0.09	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.96
270	0.79	3.43	2.91	1.37	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.64
300	1.92	4.68	1.89	0.39	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.88
330	8.75	24.67	11.25	3.88	1.31	0.41	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50.31
	20.29	49.24	21.22	7.01	1.76	0.44	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00

Tabella 5-2: Distribuzione direzionale dell'altezza d'onda significativa (ERA5)

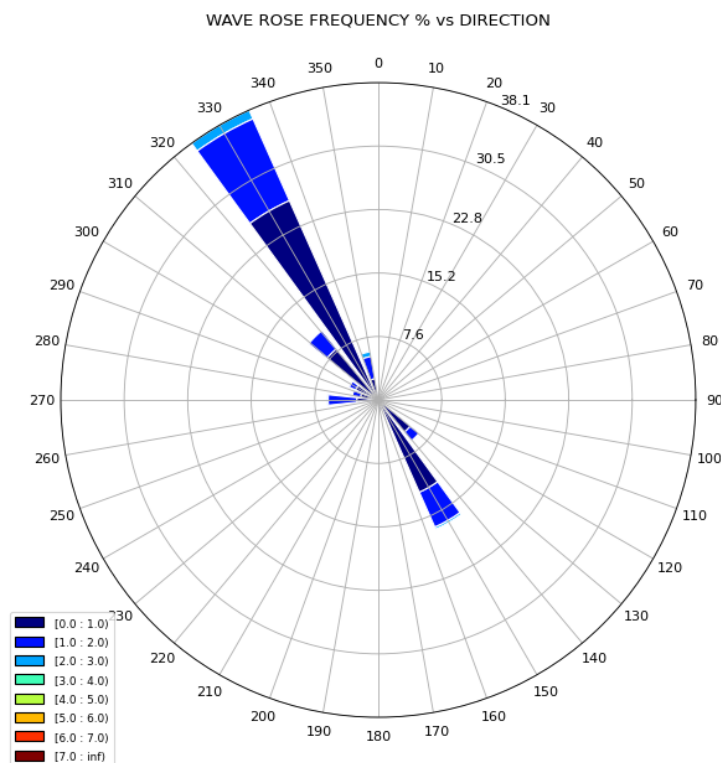


Figura 5-39: Rosa di distribuzione del moto ondoso (convenzione Metereologica) (ERA5)

5.5 Analisi degli aspetti socioeconomici

5.5.1 Lo scenario economico-sociale del territorio

Dalle informazioni estratte dal Rapporto Annuale della Banca d'Italia "Economie Regionali" Giugno 2022, "Nel 2021 l'economia pugliese ha registrato una sensibile crescita, estesa a tutti i principali settori, dopo il forte calo dell'anno precedente dovuto all'insorgere della pandemia; nei primi mesi del 2022 la ripresa ha perso slancio, risentendo del deciso aumento dei prezzi dei beni energetici e di altre materie prime, intensificatosi a seguito dello scoppio del conflitto in Ucraina.

Secondo le stime dell'indicatore trimestrale delle economie regionali (ITER) sviluppato dalla Banca d'Italia, nel 2021 l'attività economica sarebbe aumentata di circa il 6 per cento, in misura lievemente più contenuta rispetto alla media nazionale. La crescita, particolarmente intensa nel secondo trimestre, ha rallentato nella seconda metà dell'anno a causa soprattutto delle tensioni nelle catene di approvvigionamento e del rincaro dei beni energetici e di altre materie prime"

LE IMPRESE

Nel 2021 l'attività industriale ha recuperato gran parte del calo registrato nel 2020. Secondo l'indagine della Banca d'Italia, le vendite e gli investimenti sono risultati in crescita. Le previsioni delle imprese sul 2022 sono tuttavia improntate al pessimismo a causa degli effetti negativi che potranno derivare dal forte aumento dei costi degli input produttivi. Il valore aggiunto del settore delle costruzioni ha superato il livello precedente la pandemia, beneficiando del deciso incremento della domanda di abitazioni e di lavori di ristrutturazione, nonché dell'aumento della spesa per investimenti in opere pubbliche delle Amministrazioni locali. L'attività nei servizi, che più di tutte aveva risentito degli effetti negativi causati dai provvedimenti limitativi della mobilità, ha realizzato un recupero meno intenso rispetto ai precedenti settori.

L'agricoltura, che continua a subire gli effetti negativi della diffusione della Xylella nelle province meridionali della regione, ha registrato una lieve crescita del valore aggiunto. Le vendite all'estero sono tornate ad aumentare in tutti i principali comparti, ad eccezione della componentistica dei mezzi di trasporto, dell'aerospaziale e del farmaceutico.

Nel 2021 l'aumento delle vendite ha sostenuto la redditività delle imprese. La ripresa ha determinato un incremento del fabbisogno finanziario per il sostegno di investimenti e capitale circolante; tuttavia, a causa dell'abbondante liquidità, accumulata soprattutto nell'ultimo biennio, e della graduale riduzione delle misure di sostegno pubblico al credito bancario, i prestiti al settore produttivo hanno rallentato.

MERCATO DEL LAVORO E FAMIGLIE

La ripresa economica ha determinato nel 2021 un miglioramento degli indicatori del mercato del lavoro. L'occupazione ha recuperato i due terzi della perdita del 2020, grazie alla intensa crescita delle assunzioni nette a tempo indeterminato e determinato, proseguita nei primi mesi del 2022. Il flusso dei licenziamenti è rimasto invece sui bassi livelli del 2020, nonostante il progressivo esaurimento in corso d'anno dei provvedimenti di blocco. Il positivo andamento dell'occupazione nel 2021 ha favorito un aumento dell'offerta

di lavoro, soprattutto femminile. In Puglia la partecipazione al mercato del lavoro delle donne continua a essere molto inferiore a quella degli uomini, risentendo in particolare dei maggiori carichi lavorativi connessi con la cura della famiglia, soprattutto in presenza di figli piccoli. Il potenziamento dell'offerta di posti negli asili nido, che in Puglia risulta inferiore alla media nazionale, rappresenta uno strumento imprescindibile per agevolare la conciliazione tra impegni familiari e lavorativi.

La crescita dell'occupazione ha contribuito all'aumento del reddito delle famiglie, che è tornato sui livelli del 2019. In presenza di un livello elevato e in crescita degli indici di povertà nel Mezzogiorno, resta alta in Puglia la quota di famiglie beneficiarie di Reddito e Pensione di Cittadinanza. Nel 2021 i prestiti alle famiglie sono cresciuti più intensamente rispetto al 2020. Le nuove erogazioni di mutui sono state sostenute dalla forte ripresa delle compravendite nel mercato immobiliare; il credito al consumo ha beneficiato della ripartenza dei consumi.

IL CAMBIAMENTO CLIMATICO E LA TRANSIZIONE ENERGETICA

La lotta al cambiamento climatico e la transizione energetica rappresentano obiettivi improcrastinabili a sostegno dello sviluppo e del benessere socio-economico. La transizione verso un sistema energetico meno dipendente dai combustibili fossili risulta oggi ancora più rilevante alla luce dei forti rincari di tali materie prime. La Puglia presenta un livello di consumi di energia generata da fonti fossili più elevato della media nazionale, riconducibile alla presenza di impianti industriali particolarmente energivori. Negli ultimi anni tali consumi si sono tuttavia ridotti, per effetto del calo del peso dell'industria nell'economia, della maggiore efficienza energetica e della crescita dei consumi di energia prodotta da fonti rinnovabili, in particolare eolica e solare; alla riduzione ha contribuito anche il sistema di scambio delle quote di emissione della UE, che ha determinato un aumento dei costi sostenuti dalle imprese commisurato alle loro emissioni di anidride carbonica.

Nel ventennio 2000-2020 (primo e ultimo anno disponibili) la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in regione è aumentata di circa 30 volte (9 volte nel Mezzogiorno e 2 in Italia (Figura 5-40); , sospinta da quella eolica e fotovoltaica, che nel periodo di riferimento è cresciuta di circa 42 volte. Per effetto di tale andamento, nel 2020 la Puglia si è posizionata tra le prime regioni in Italia per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (868.000 tep) e prima con riferimento all'energia solare ed eolica (con una produzione rispettivamente pari a 330.000 e 413.000 tep).

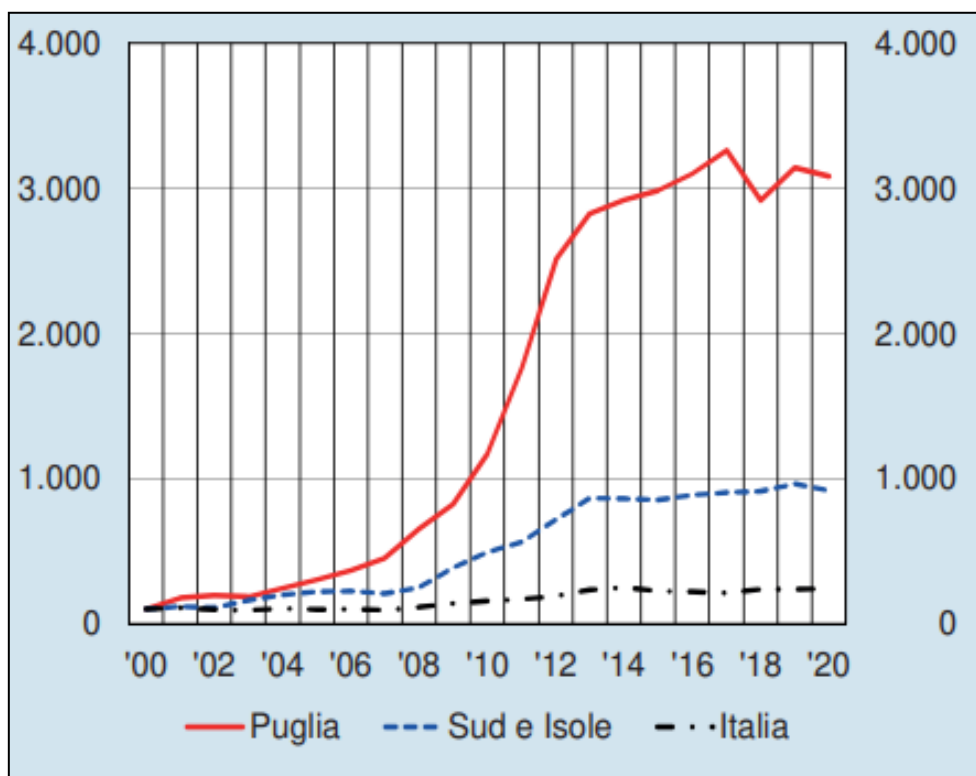


Figura 5-40: Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Indici: 2000=100) Fonte: elaborazioni su dati Terna, Pubblicazioni Statistiche e Gestore Servizi Energetici (GSE), Monitoraggio Regionale. (1) Si considera l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, eolico, idroelettrico e termoelettrico (derivante dalla combustione di biomasse e bioenergie).

5.5.2 Il turismo

Dai dati forniti nel rapporto Unioncamere della regione Puglia, "con 604.985 arrivi e oltre 2.225.337 presenze, nel 2020 la Puglia è stata la regione che negli esercizi alberghieri ha fatto registrare il maggior numero di arrivi (391.608) e di presenze (1.232.046). In quelli extra-alberghieri ci sono stati 213.377 arrivi e 993.191 presenze. Nel complesso, secondo i dati del report del movimento turistico annuale comune per comune, le presenze nella regione delle sei province sono state oltre 10 milioni (10.133.428), gli arrivi 2.322.045.

Notevole, anche se per ovvi motivi in calo rispetto al 2019, la presenza degli stranieri: 288.357 arrivi e 1.192.028 presenze. Europei la stragrande maggioranza dei vacanzieri, provenienti perlopiù da Francia, Germania e Svizzera (con Liechtenstein), Regno Unito e Paesi Bassi.

Spicca il dato prima della pandemia registrato nel mese di febbraio 2020 (102.930 arrivi e 236.780 presenze), segno che la Puglia è appetibile anche d'inverno. Non solo in estate quindi, dove, soprattutto ad agosto, si concentra la maggior parte del flusso turistico. Tonfo di presenze a marzo-aprile, mesi del lockdown.

Nel 2020 a Vieste, regina del turismo in Puglia, sono stati registrati 244.496 arrivi e 1.527.869 presenze (tre volte più di Bari e di Otranto). Seguono Gallipoli e Lecce. 87Mila presenze a Foggia, Oltre 462mila a Peschici e oltre 130mila presenze a San Giovanni Rotondo.

L'Osservatorio del turismo della regione Puglia pubblica i primi dati relativi al 2021, da gennaio a luglio, dai quali si rileva che gli arrivi sono 1.327.000 (+44,4% rispetto allo stesso periodo del 2020), gli arrivi dall'estero sono 178.000 (+81,6%), gli arrivi nazionali sono 1.146.000 (+39,4%); la città pugliese che ha registrato l'incremento maggiore è Lecce (+109.000 rispetto allo stesso periodo del 2020)".

6 DESCRIZIONE TECNICA DEGLI ELEMENTI COSTITUENTI IL PROGETTO

Il progetto prevede l'installazione offshore di 60 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 900 MW ad una distanza minima di circa 35 km al largo delle coste che vanno da Santa Maria di Leuca a Otranto.

Date le profondità dell'area di progetto tra i 580m e i 730m (profondità media a 668 metri) 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.

6.1 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 dell'impianto eolico	30 anni
Numero di turbine	60
Potenza della singola turbina	15 MW
Potenza totale installata	900 MW
Producibilità dell'impianto eolico	Equivalente al consumo medio di elettricità domestica di circa 1.000.000 di famiglie

Tabella 6.1: Principali caratteristiche dell'impianto 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 6-1: Turbina galleggiante da 3.6 MW del progetto dimostrativo *TetraSpar* in Norvegia, novembre 2021, di cui RWE è partner



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

Le caratteristiche tecniche della turbina sono riportate nella tabella seguente:

CARATTERISTICHE GENERALI DELLE TURBINE	
Potenza nominale	15 MW
Velocità di Cut-in	3 m/s
Velocità di Cut-off	30 m/s
Classe di ventosità (IEC)	S or S,T
Diametro del rotore	236 m
Area spazzata	43742m ²
Numero di pale	3
Altezza del mozzo sul m.s.l.	146 m

Tabella 6-2: 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 mentre il mozzo sarà ad una altezza non inferiore a 146 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 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.

6.2 Stazione di trasformazione offshore

La sottostazione di trasformazione offshore (FOS) è il nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori di un sotto-impianto. Nel caso in esame, la sottostazione riceverà energia dalle 60 turbine al livello di tensione 66 kV operandone la trasformazione al livello di uscita HVAC 275 kV. Un elettrodotto in corrente alternata HVAC 275 kV provvederà dunque al trasporto di energia fino alla terraferma.



Figura 6-2: Stazione di trasformazione off-shore dell'impianto eolico RWE Arkona in Germania

La struttura è del tipo a impalcati 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.

6.3 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.

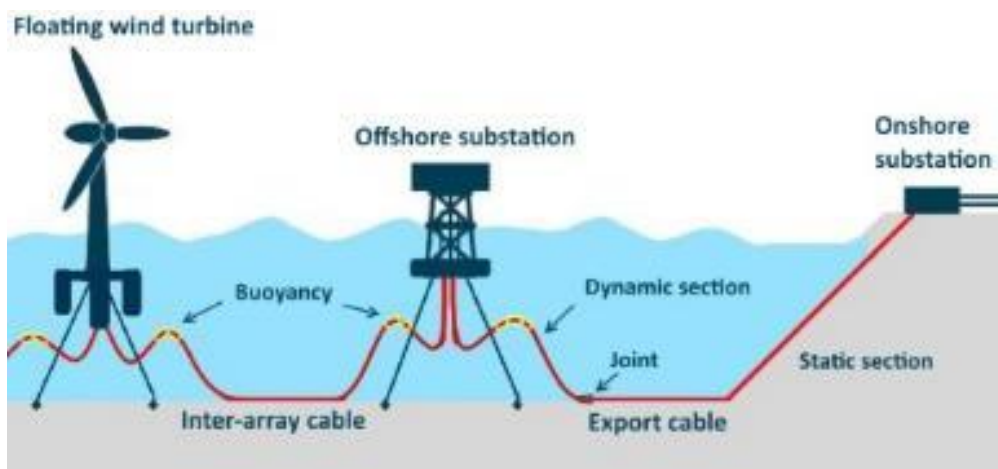
L'insieme strutturale è realizzato mediante assemblaggio di tubi in acciaio. Il sistema offre importanti vantaggi ambientali rispetto ai concetti di fondazioni galleggianti esistenti, in quanto consente l'utilizzo di processi di produzione, assemblaggio ed installazione molto semplificati e con minor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



Figure 6-3: Assemblaggio nel porto di Grenaa, Danimarca della fondazione galleggiante del progetto dimostrativo *TetraSpar*, di cui RWE è partner, novembre 2021



Figura 6-4: Tipologie di fondazioni galleggianti e struttura di galleggiamento della turbina (Fonte: /a22/, Capitolo 11)



6.4 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 del comportamento geotecnico del fondale stesso.

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.

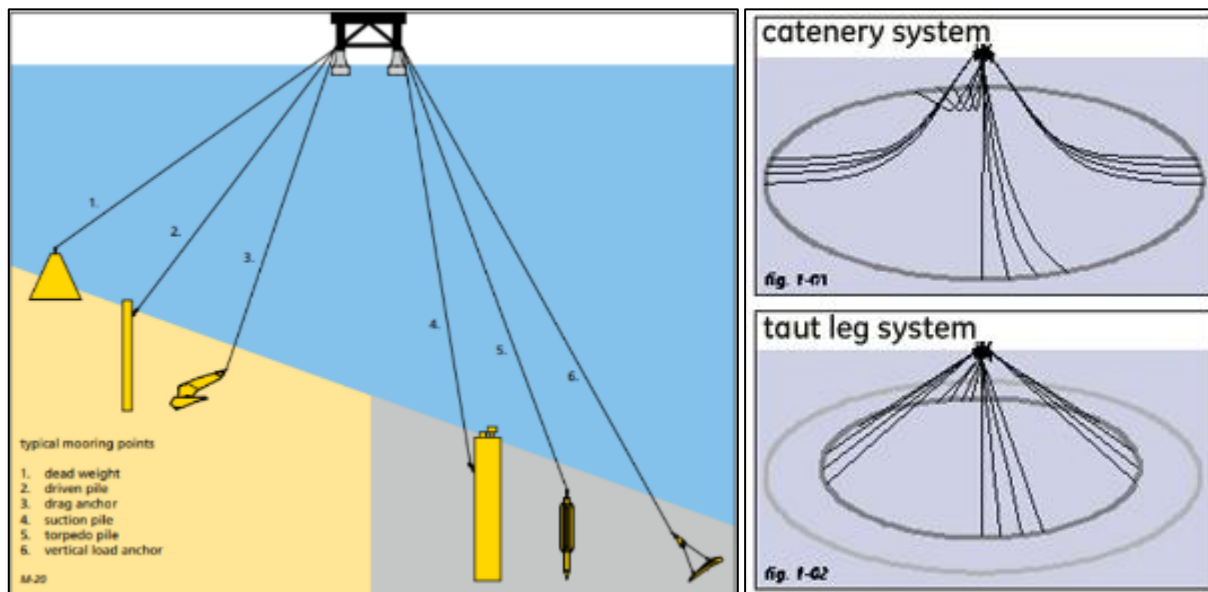


Figura 6-5: Esempi di sistemi di ancoraggio



Figura 6-6: Esempi di sistemi di ancoraggio

RWE è attualmente attiva nella definizione di potenziali collaborazioni con enti di ricerca italiani e internazionali per lo studio di soluzioni di ancoraggio sostenibili per i fondali marini del Mar Mediterraneo.

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 6-7: 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.



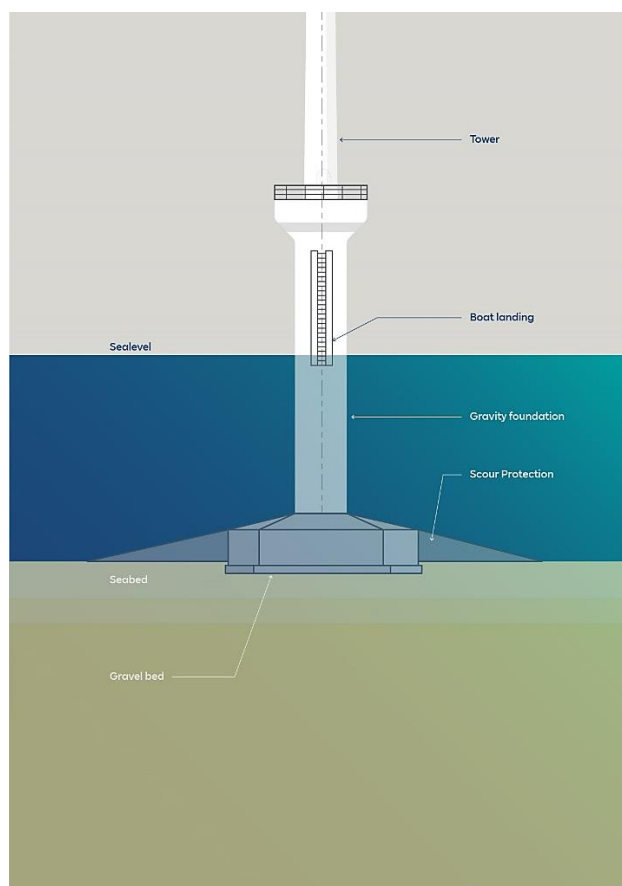
Figura 6-8: Esempio di ancore a gravità

Pali infissi (*Drilled Piles*)

Sono cilindri d'acciaio installati normalmente mediante battitura, vibro-infissione 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 6-9: Esempio di palo infisso nel fondale marino, eolico offshore di RWE Kaskasi in Germania (alto) e rappresentazione schematica del palo infisso e fondazione (basso)



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 6-10: 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 6-11: 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	3-6	3-6
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 6-3: Principali caratteristiche dei sistemi di ormeggio

6.5 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 bio-colonizzazione saranno tenuti in conto nella progettazione delle fondazioni galleggianti.

6.6 Architettura elettrica dell'impianto

L'impianto eolico offshore in esame ha una potenza elettrica nominale di 900 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 2832 m nella direzione del vento prevalente; questa disposizione consente di avere una distanza minima tra le turbine pari a circa 12 diametri di rotore, in modo da ottimizzare il rendimento fluidodinamico, minimizzando l'effetto scia.

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 90MW.

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 galleggiante.

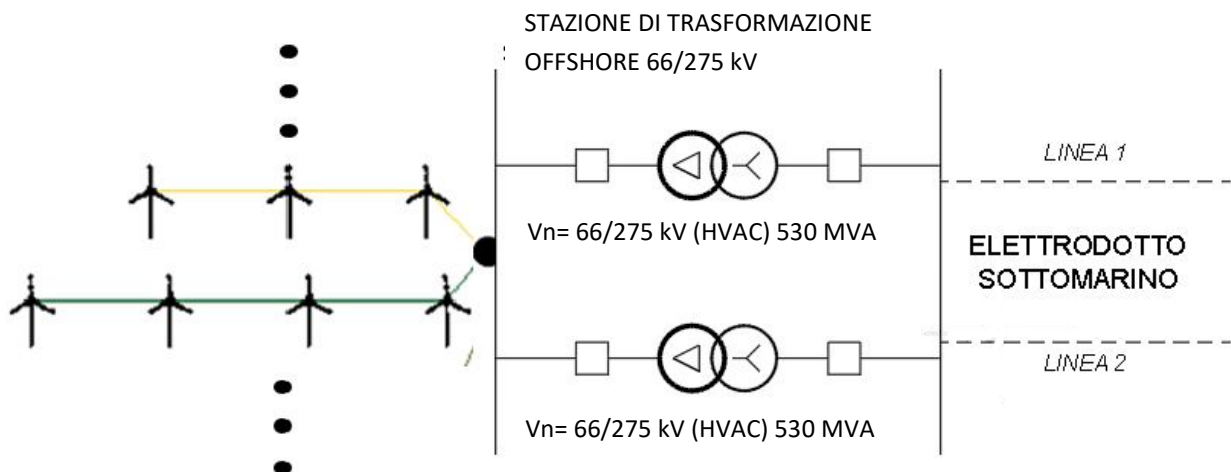


Figura 6-12: Layout elettrico dell'impianto con sottocampi da 90MW

Nella sottostazione la tensione di 66 kV proveniente dall'impianto viene convertita in HVAC 275 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.

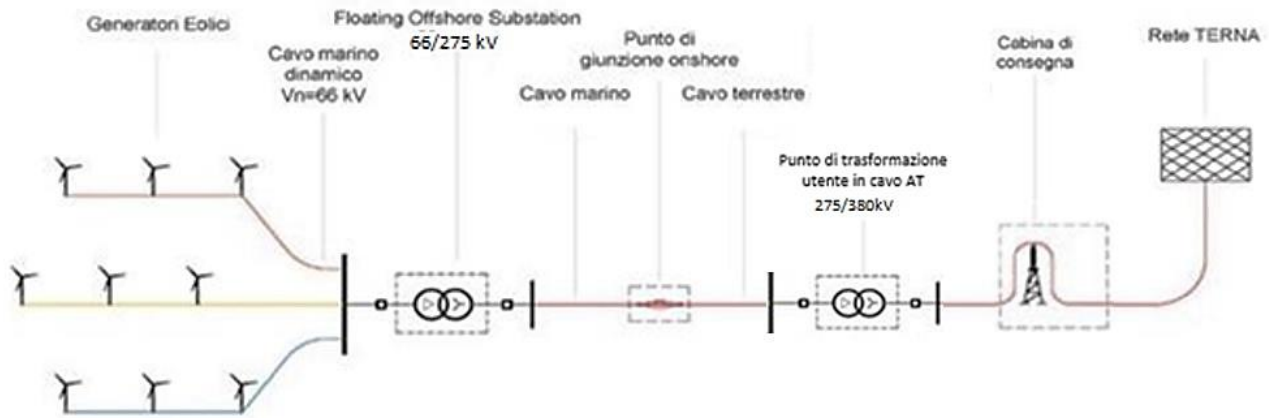


Figura 6-13: Schema di interconnessione dell'impianto eolico

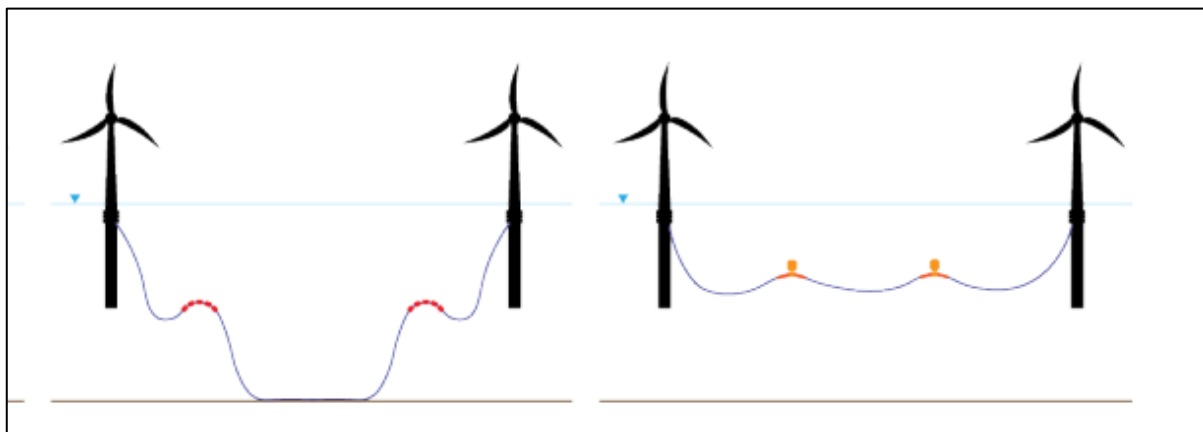
6.6.1 Cavi elettrici di collegamento tra turbine

La rete elettrica tra le turbine dell'impianto 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 dell'impianto eolico. L'intensità massima della corrente elettrica che passa attraverso il cavo più carico è dell'ordine di 787 A, mentre l'intensità minima è prevista nell'ordine di 131 A.

Pertanto, preliminarmente si è optato per 2 sezioni di cavo, una da 1.000 mm² e una da 400 mm². I risultati dei calcoli delle correnti nelle diverse sezioni sono riportati nella Relazione Elettrica (Elaborato Rel_03).

Il cavo elettrico tra le turbine è di tipo dinamico. Considerando i fondali particolarmente profondi del sito, sono al momento allo studio due opzioni per la posa dei cavi:

- "Seabed Daisy Chain" in cui il cavo dinamico parte dalla piattaforma galleggiante per adagiarsi sul fondale seguendo una curva a "S" chiamata "lazy wave".
- "Hanging Daisy Chain" in cui il cavo dinamico parte dalla piattaforma ma non raggiunge il fondale, bensì viene mantenuto a una profondità da definire attraverso una serie di accessori di galleggiamento con una serie di "lazy waves".



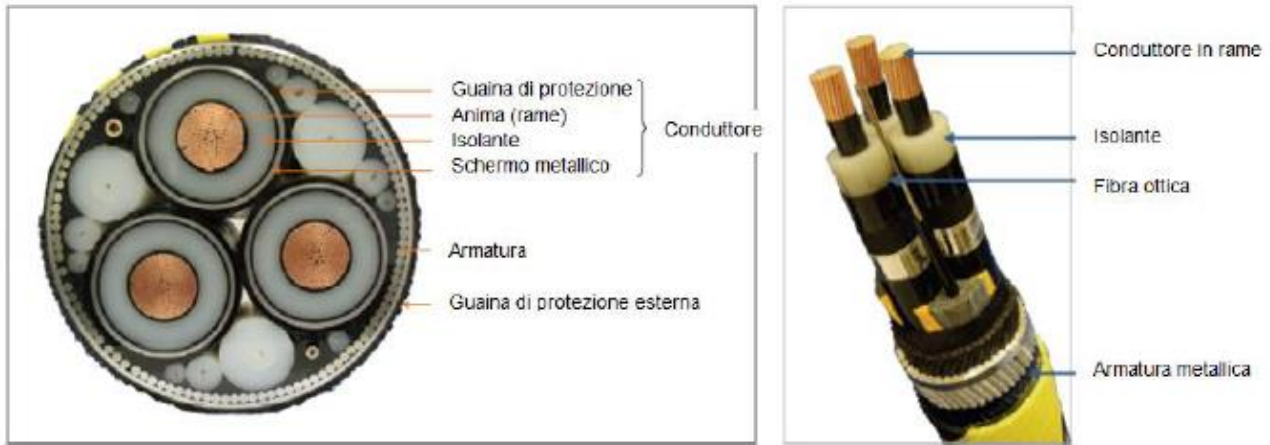


Figura 6-14: Esempio di cavo di connessione

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".

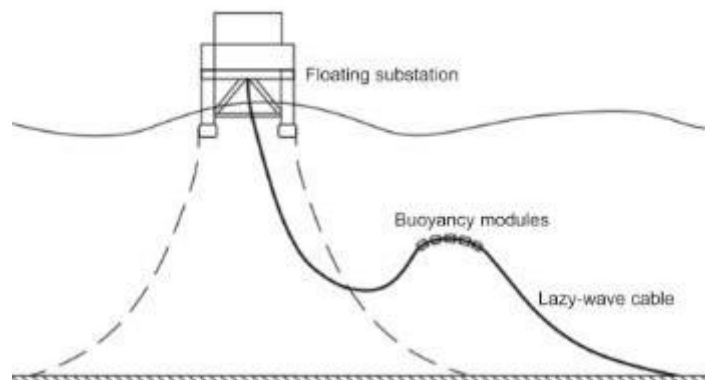


Figura 6-15: Schema del cavo di collegamento dinamico tra le turbine (Fonte /a23/, Capitolo 11)

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*").

6.6.2 Cavi marini per il trasporto dell'energia a terra

Nell'ipotesi formulata il cavo marino di collegamento alla terraferma è lungo circa 52 km 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.

Il cavo potrebbe interferire nell'avvicinarsi a costa con beni archeologici sul fondale. Comunque saranno le survey che si svolgeranno nelle fasi successive a stabilire se dovrà essere modificato il percorso del cavo per non interferire con il bene archeologico.

Sulla base di considerazioni in ordine alla continuità nel trasporto di energia dalla stazione offshore al punto di connessione con la rete di trasmissione nazionale si assume di realizzare due linee distinte alla tensione di 275kV. Ulteriori considerazioni in riferimento alle perdite di energia su tutto il percorso dei cavi, si assume di utilizzare cavi in rame con sezione da 1600 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 (2x1600 mm²)

Ognuna delle due linee è quindi prevista da cavo marino in rame con isolamento EPR o XLPE di sezione 1600 mm², schermati longitudinalmente e radialmente a tenuta stagna comprendente 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 prevalentemente di tipo statico, pertanto certificato e dimensionato secondo le norme e le normative vigenti. Per la tratta di partenza dalla sottostazione di trasformazione offshore fino al fondale marino sarà necessario prevedere la posa a *"lazy wave"* in analogia con i cavi da 66 kV del paragrafo precedente.

RWE considera tale tecnologia pronta per il mercato a partire dal 2028.

Nel caso in cui la tempistica non dovesse essere rispettata, RWE sta investigando anche l'opzione di una sottostazione di trasformazione completamente sottomarina (già in uso con taglie minori nell'industria degli idrocarburi offshore) che non prevederebbe alcun cavo di tipo dinamico alla tensione di 275 kV.

6.6.3 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*.

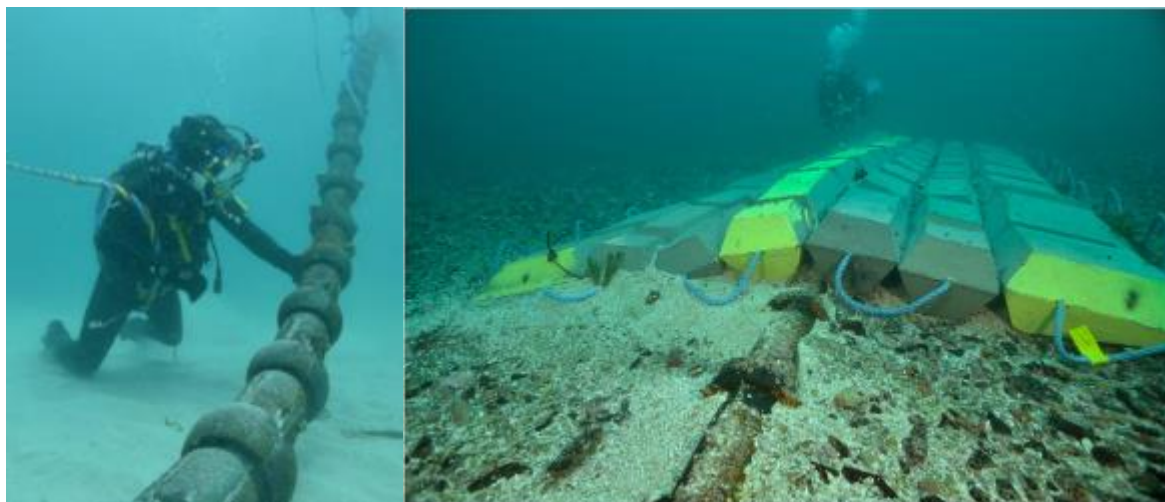


Figura 6-16: Sistemi protezione dei cavi tramite gusci e materassi (Fonte /a24/, Capitolo 11)



Figura 6-17: 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).

6.7 Opere di connessione a terra

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica prodotta dall'impianto offshore è prevista indicativamente presso la stazione elettrica a 380 kV della rete di trasmissione nazionale di TERNA S.p.A. denominata "Galatina" e situata nel territorio di Galatina (LE).

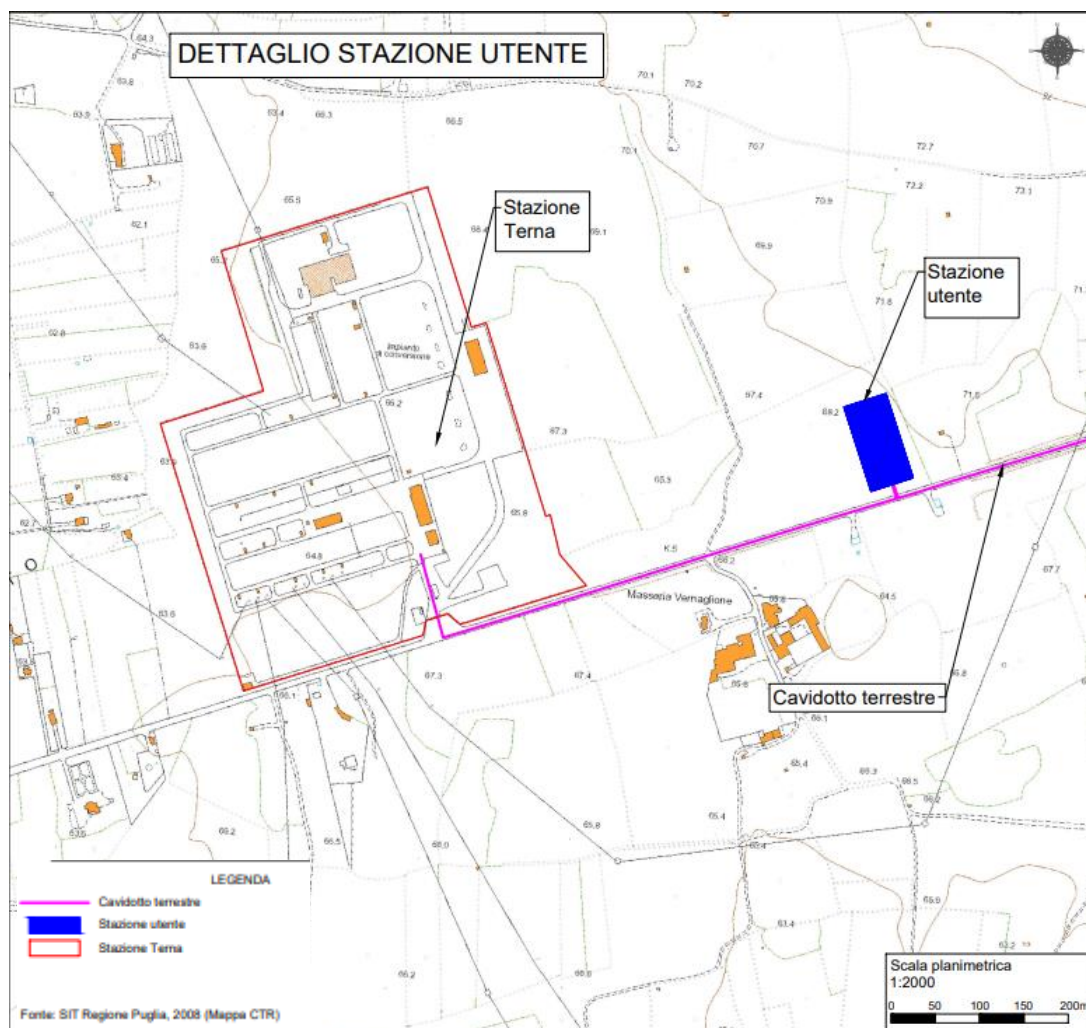


Figura 6-18: Inquadramento su CTR del tratto di cavidotto onshore (dettaglio Stazione Utente)

6.7.1 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 pressi di Porto Badisco.

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.

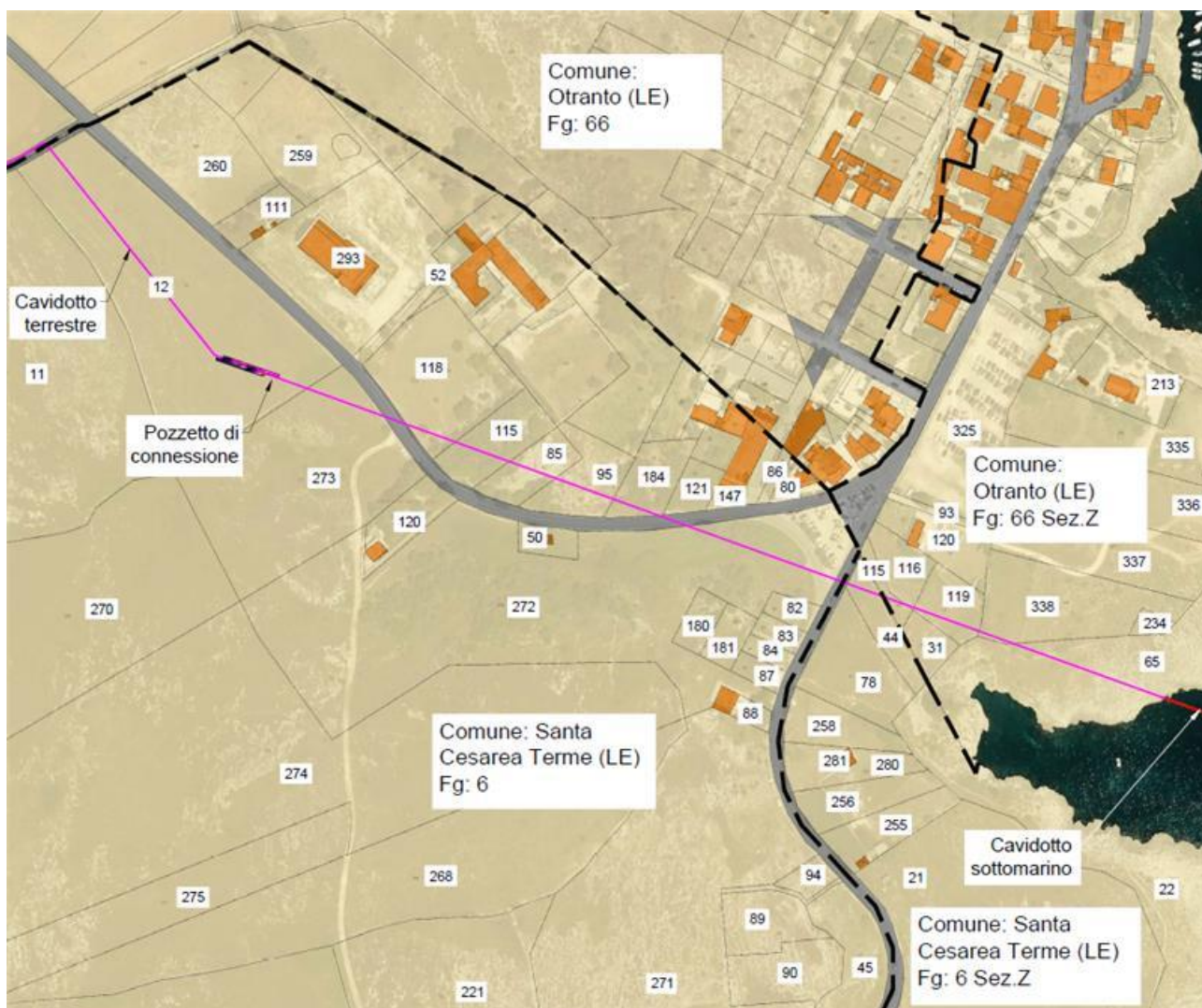


Figura 6-19: Pozzetto di giunzione allo sbarco (*Transition Joint Bay – TJB*) (Fonte immagine di sfondo: Geoportale Cartografico Catastale - Agenzia delle Entrate, 2023)

Una volta sbarcato sulla terraferma, il cavo raggiunge la sottostazione di trasformazione onshore di misura e consegna, mediante un percorso interrato di circa 38 km, realizzato prevalentemente al di sotto di sedi stradali esistenti.

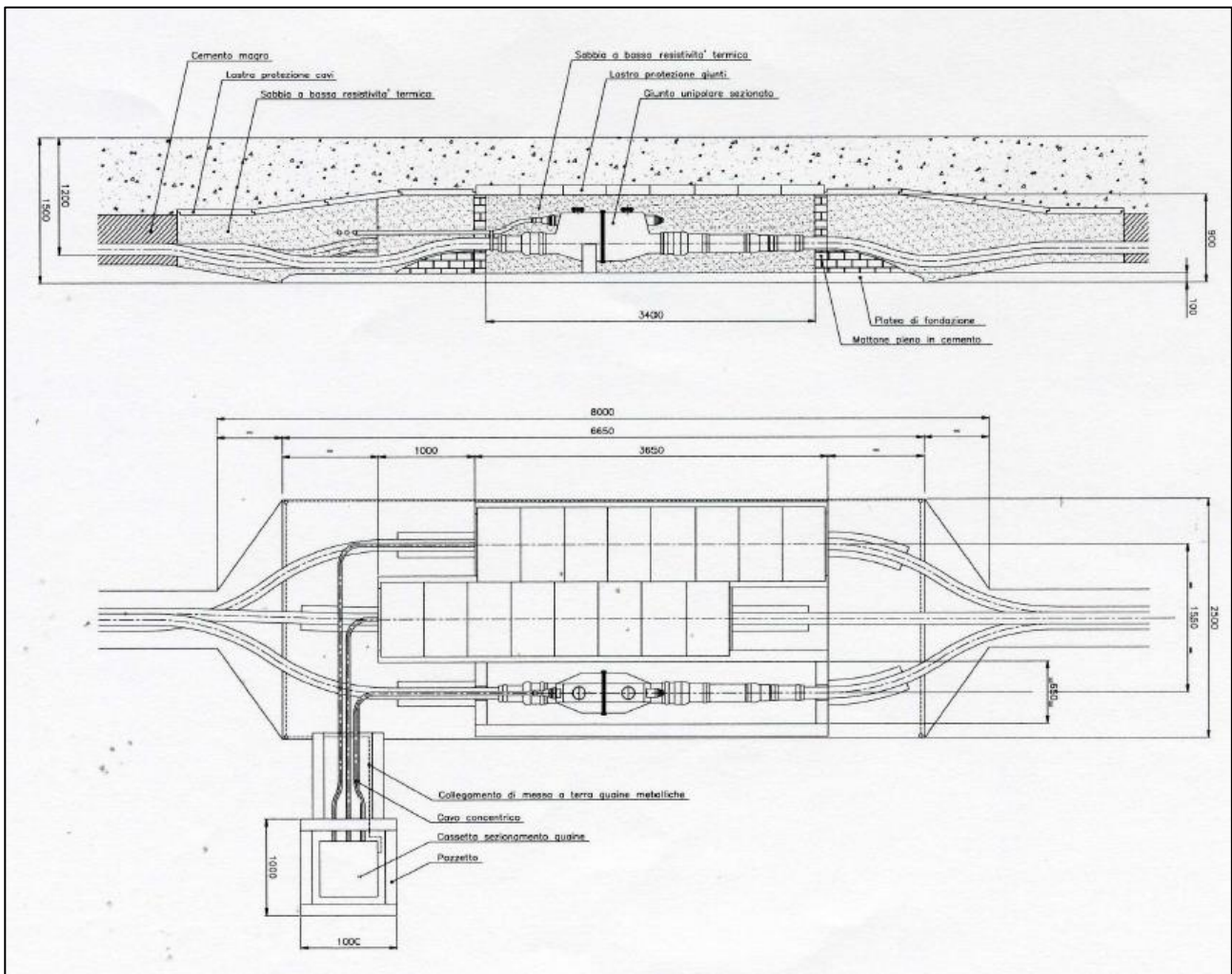


Figura 6-20: Tipico camera giunti

6.7.2 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'elettrodotto, 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.

6.7.3 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 6-21: Esempio di cavo elettrico terrestre

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

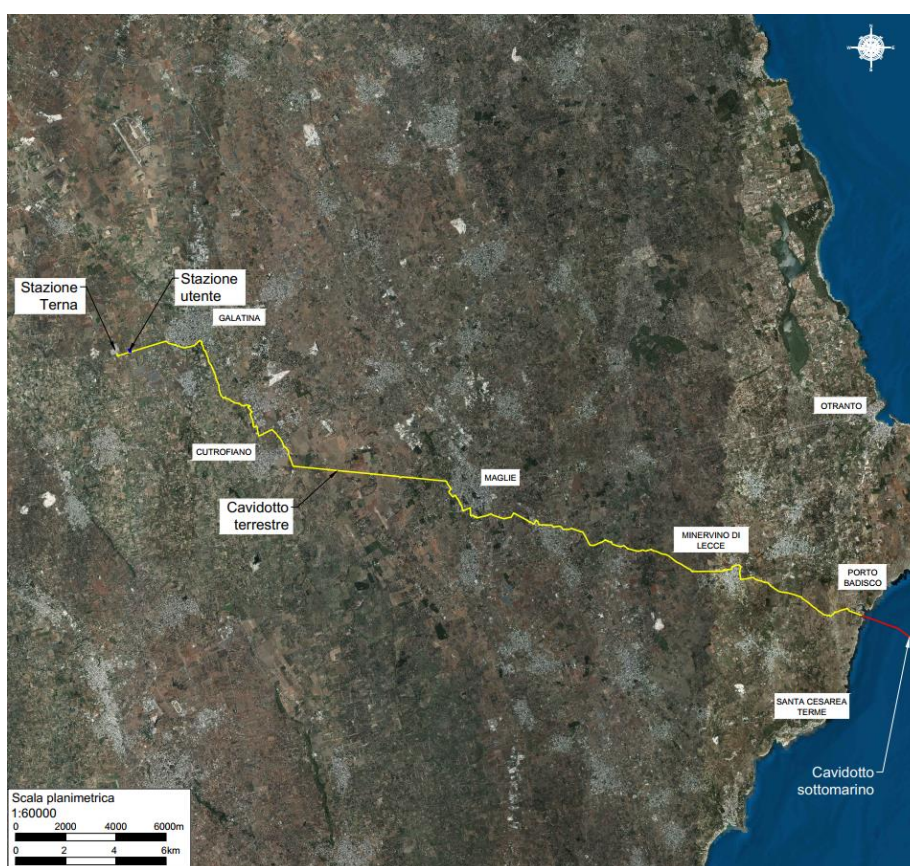


Figura 6-22: Vista aerea del percorso del cavo di terra (Fonte immagine di sfondo: SIT Regione Puglia, 2023)

6.7.4 Stazione di consegna elettrica

Il collegamento elettrico interrato è previsto che giunga alla stazione elettrica a 380 kV della rete di trasmissione nazionale di TERNA S.p.A. denominata “Galatina” e situata nel territorio di Galatina (LE), collegata alla rete di distribuzione regionale, da dove si procederà alla costruzione di una sottostazione per accogliere la connessione della linea a HVAC di 275 kV proveniente dall’impianto eolico offshore in un’area recintata di dimensione in pianta di 100x50m e dotata di accessi carrabili e pedonali.

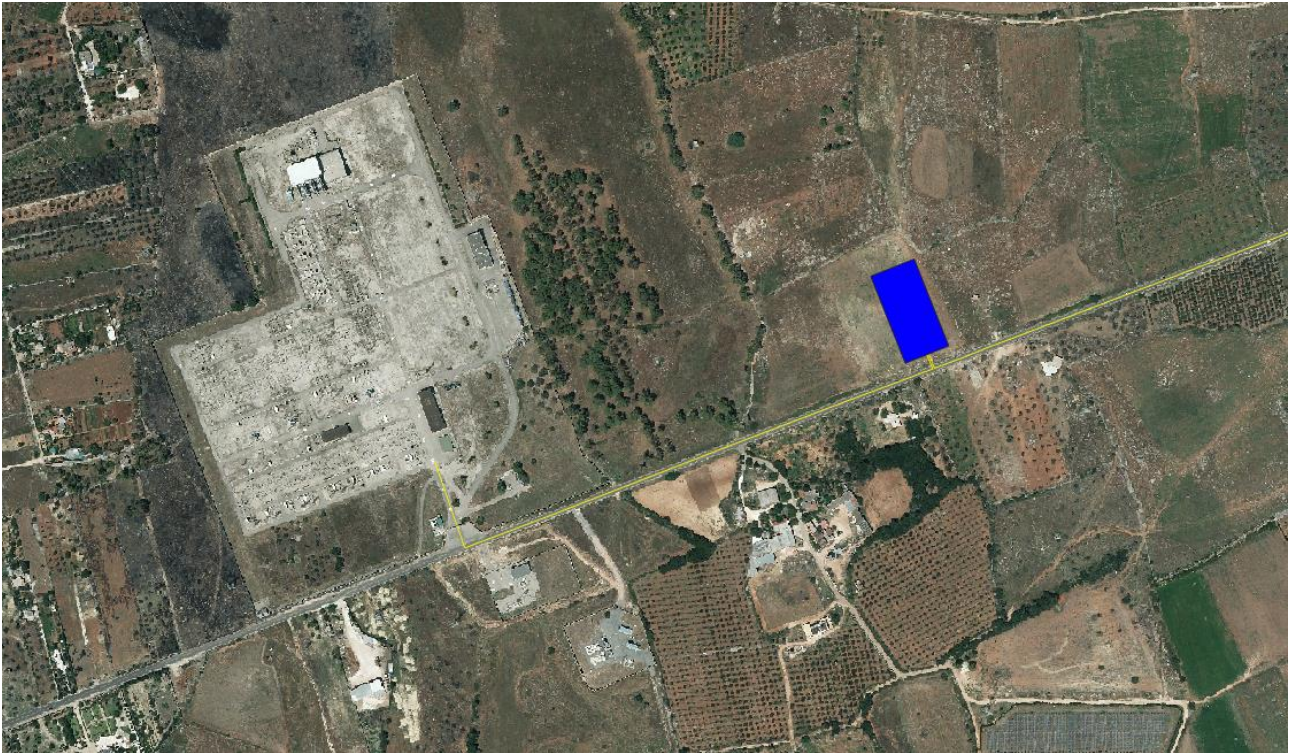


Figura 6-23: Ubicazione indicativa del punto di connessione alla rete regionale (stazione elettrica a 380 kV della rete di trasmissione nazionale di TERNA S.p.A. denominata “Galatina” e situata nel territorio di Galatina (LE). (Fonte immagine di sfondo:: SIT Regione Puglia, 2023)

Gli elementi principali che compongono la sottostazione di misura e consegna sono i terminali dei cavi, le apparecchiature di protezione, i trasformatori, 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 dell’impianto eolico offshore ed i sistemi di telecomunicazione.

Infine, 1 cavo a HVAC di 380 kV in partenza dalla sottostazione raggiungeranno la stazione elettrica a 380 kV della rete di trasmissione nazionale di TERNA S.p.A. denominata “Galatina” per la consegna dell’energia alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), come da prescrizioni di TERNA.

7 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DELL'IMPIANTO OFFSHORE

Allo stato attuale della progettazione, l'installazione dell'impianto 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 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.

7.1 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 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.

E' stata individuata un'area logistica delle dimensioni di circa 30 ha, per l'allestimento del cantiere di costruzione della centrale eolica, da ubicare in area del Porto industriale di Brindisi.



Figura 7.1: Immagine dell'area portuale di Brindisi, possibile sito di assemblaggio (Fonte immagine di sfondo: SIT Regione Puglia, 2023)

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

7.2 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.

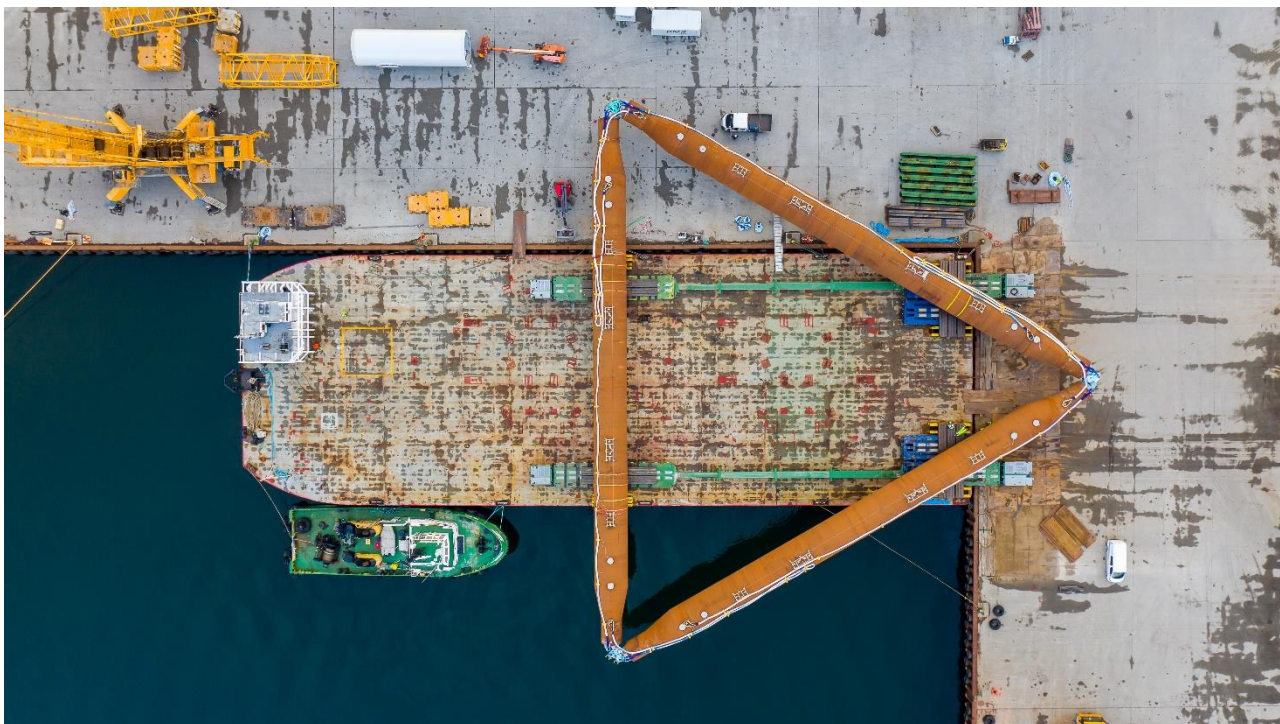
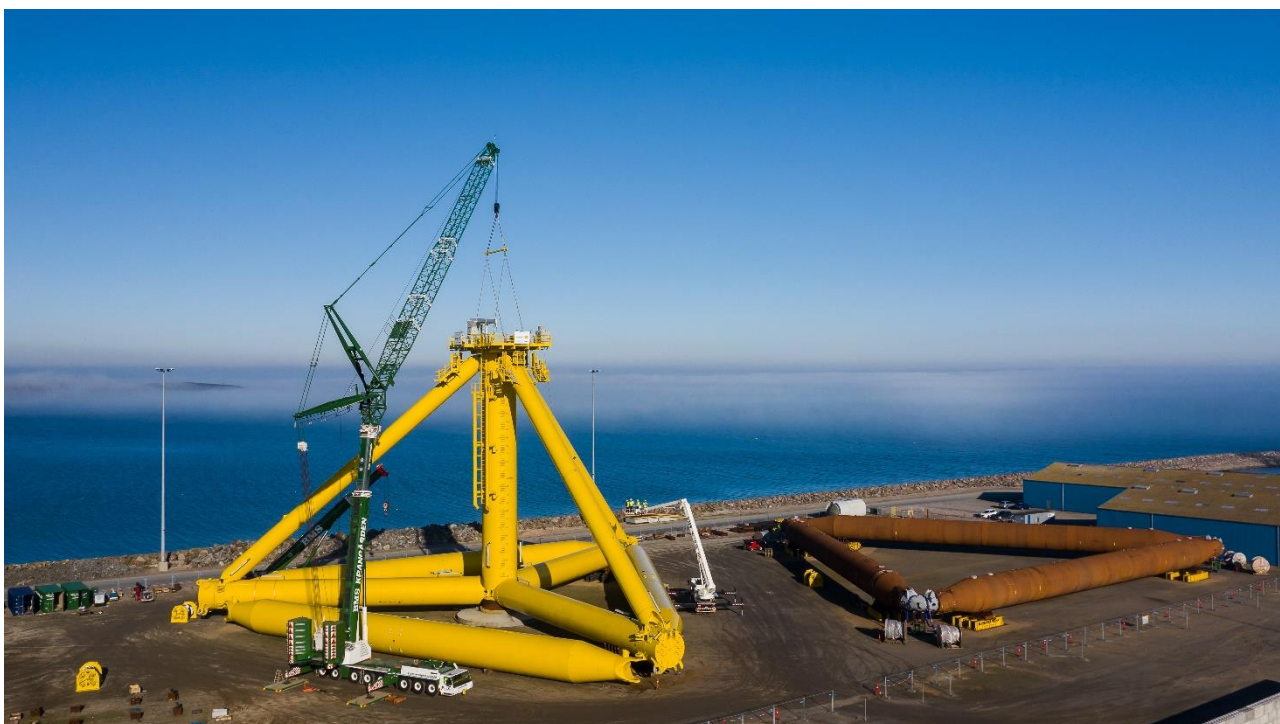


Figura 7-2: Assemblaggio della fondazione galleggiante *TetraSpar* presso il porto di Grenaa, Danimarca



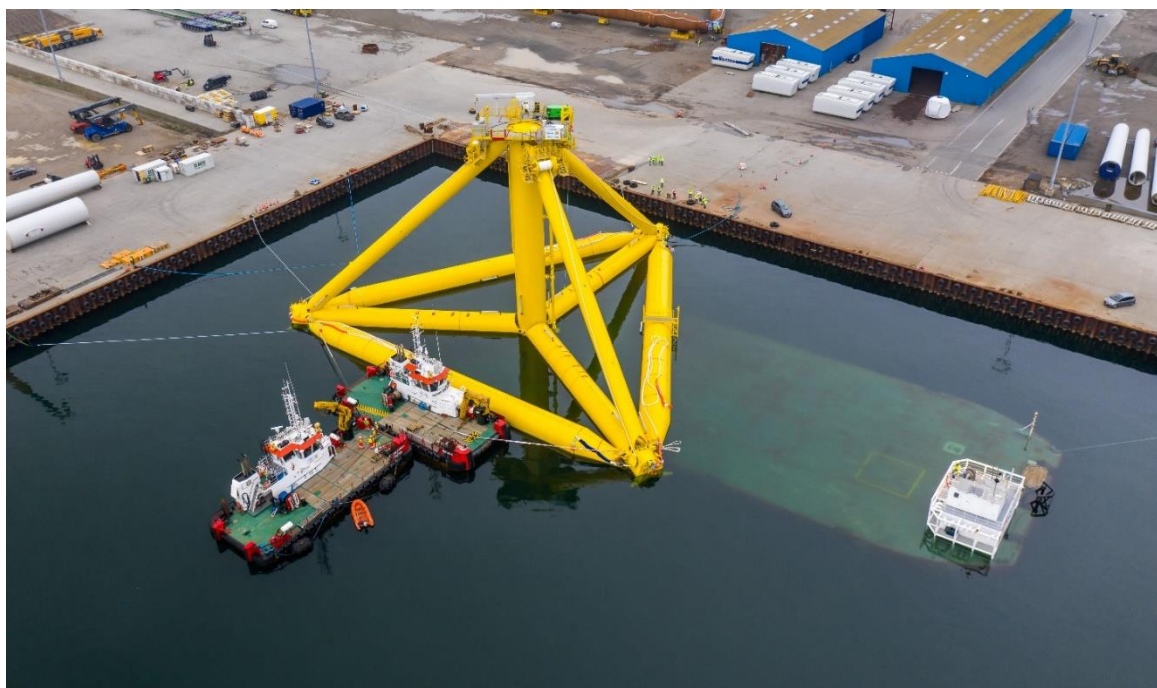


Figura 7-3: Fasi di assemblaggio della fondazione galleggiante *TetraSpar*

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.

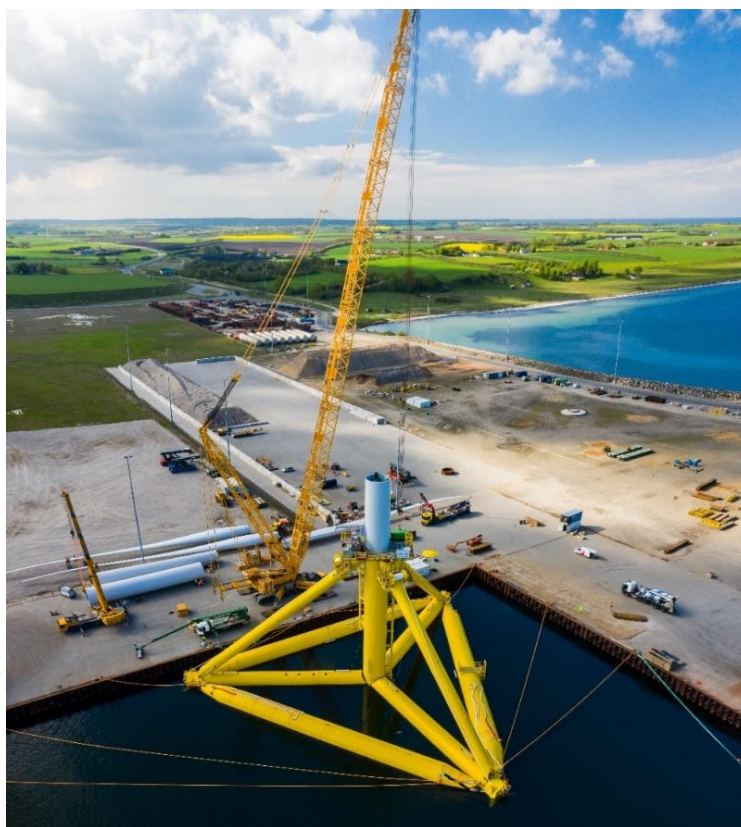


Figura 7-4: Assemblaggio della turbina Siemens Gamesa da 3.6 MW sulla fondazione galleggiante *TetraSpar*



Figura 7-5: Fasi di assemblaggio della fondazione galleggiante *TetraSpar*



Figura 7-6: Sollevamento del rotore, impianto eolico offshore di RWE Kaskasi, Germania

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



Figura 7-7: Fondazione galleggiante *TetraSpar* operativa, in acque di 200 m di profondità, presso il Marine Energy Test Centre, 10 km dalla costa dalla città di Karmøy in Norvegia

7.3 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 (275 kV 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.

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

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

7.4 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 trascinarsi 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*).

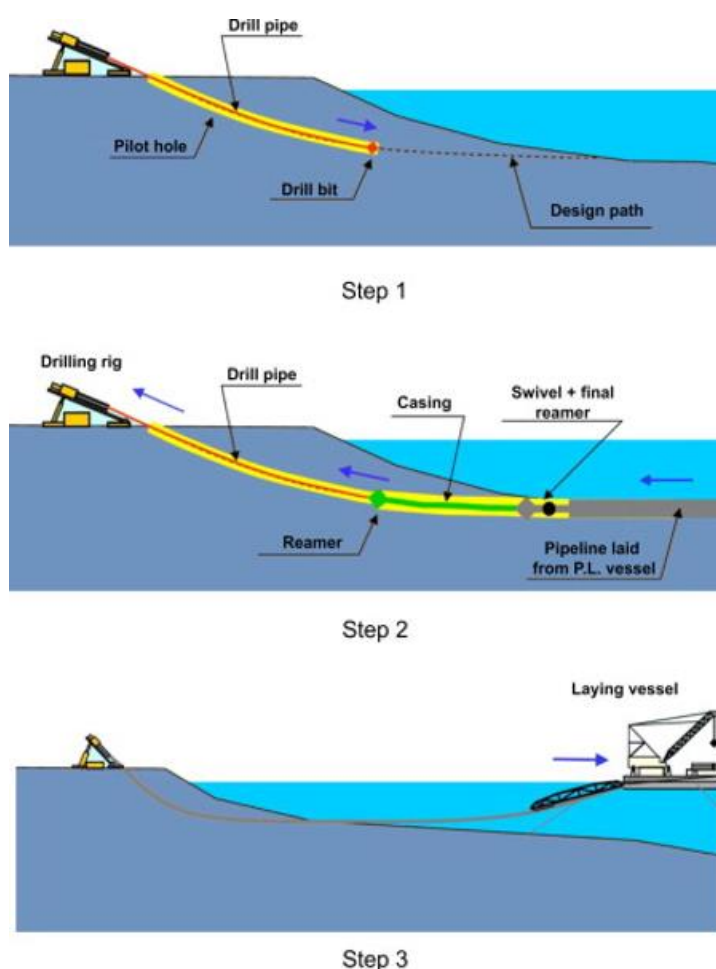


Figura 7-8: Tipico di posa del cavo mediante "directional drilling" (Fonte: Science Direct)

7.5 Operatività 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.

7.6 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.

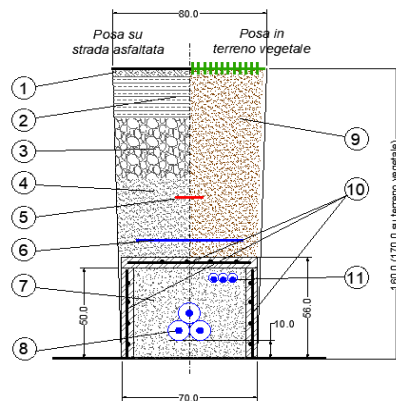
In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- 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 38 km. Il cavo sarà posato prevalentemente 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.

SEZIONE DI POSA TIPO IN TRINCEA PER SINGOLA TERNA A TRIFOGLIO APERTO



- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1 - Tappetino di usura * | 7 - Cemento Mortar |
| 2 - Binder di sottofondo * | 8 - Cavi XLPE a 380 kV disposti a trifoglio |
| 3 - Sottofondo in stabilizzato * | 9 - Terreno vegetale |
| 4 - Materiale di riempimento * | 10 - Lastre di protezione in c.a.v |
| 5 - Nastro di segnalazione in PVC | 11 - Tritubo pehd - Ø 50 per Cavi di Servizio (Coax, Telefonico) |
| 6 - Rete in PVC | |

* = come prescritto da Amministrazione proprietaria della strada

Figura 7-9: 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/HDD

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.

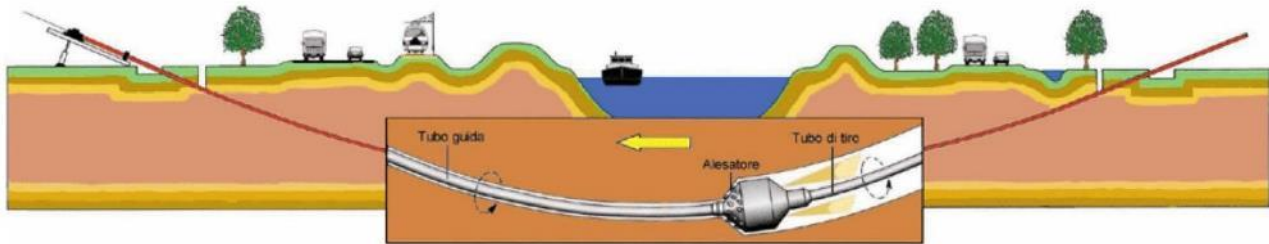


Figura 7-10: Rappresentazione schematica di una TOC

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'elettrodotto, 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.

8 MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto 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.

9 PIANO DI DISMISSIONE

Conformemente alla normativa applicabile, al termine dell'operatività dell'impianto (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 dell'impianto, 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 tragguardare 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 negli impianti eolici offshore e riutilizzabili come materie prime seconde.

<i>Componente dell'installazione</i>	<i>Risorse principali</i>	<i>Posizionamento</i>
Turbina	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 (Cis, pietrame)	Protezione cavi

Il ripristino delle condizioni ambientali verrà effettuato come un restauro ecologico e, quindi, condotto secondo i criteri e metodi definiti dalla legislazione in vigore.

10 CRONOPROGRAMMA

Il cronoprogramma di costruzione può essere riassunto nelle seguenti fasi descritte qui sotto e nel diagramma a pag. 103, in maniera indicativa e suscettibile di modifiche sia temporali che di attività previste:

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

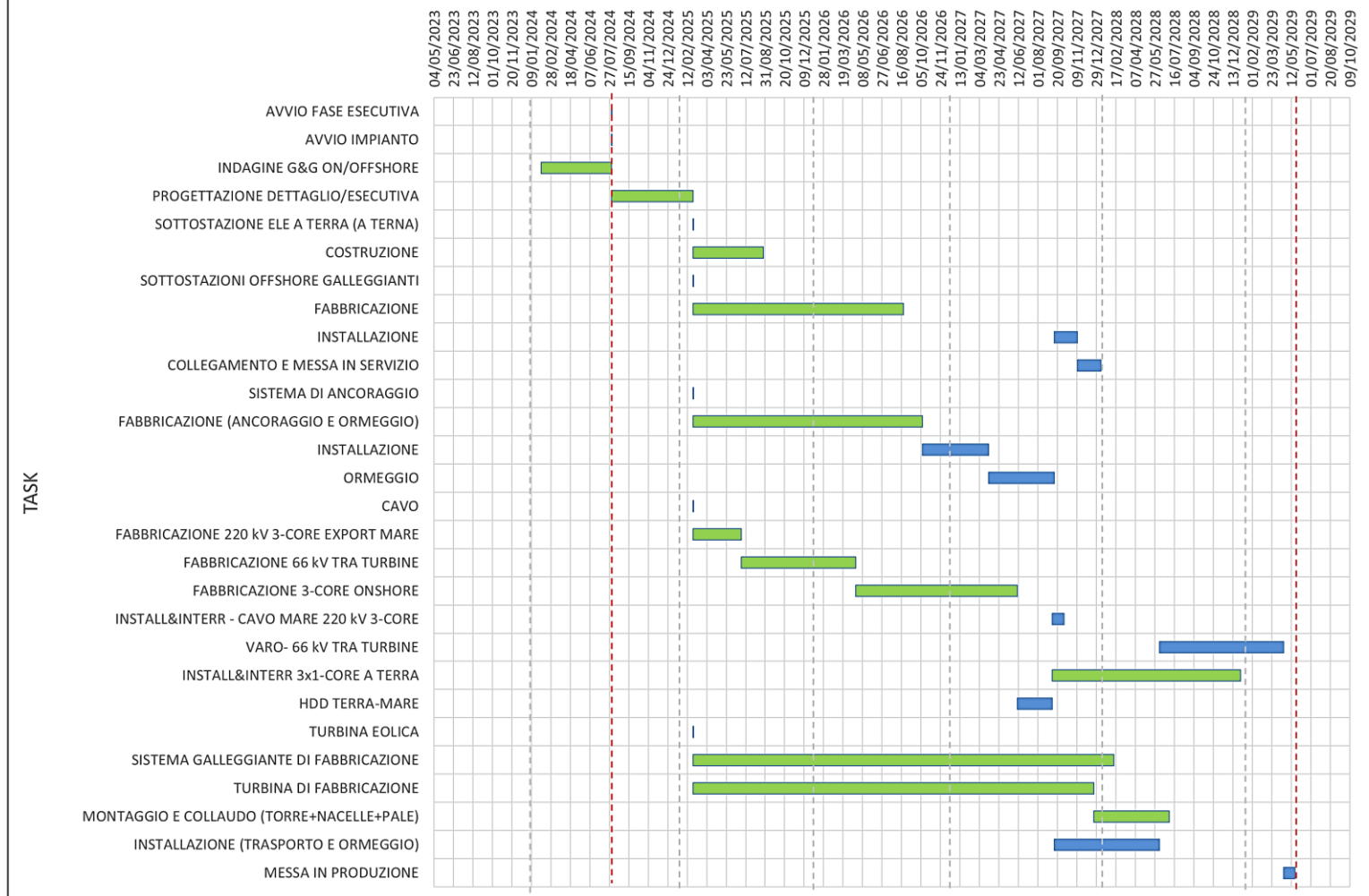
- installazione dei sistemi di ancoraggio;
- trasporto in loco delle piattaforme con le turbine eoliche e delle sottostazioni;
- collegamento e tiro degli ancoraggi;
- collegamenti elettrici tra le turbine e la sottostazione;
- verifiche e ispezioni finali;

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



11 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/Sistema Informativo Territoriale – Regione Puglia <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>
- /A25/La Pesca e la biodiversità – Sezione Prima
- /A26/ Documento Unico di Programmazione 2021 - 2023” della provincia di Lecce

RWE Aktiengesellschaft

RWE Platz 1
45141 Essen
Germany
www.rwe.com