



Studio di fattibilità tecnica

Parco Eolico Mazara del Vallo

3 Marzo 2023

Progetto No.: 0665259

The business of sustainability

Montana



Dettagli documento	
Titolo documento	Studio di fattibilità tecnica
Sottotitolo documento	Parco Eolico Mazara del Vallo
Progetto No.	0665259
Data	3 March 2023
Versione	1.0
Autore	Giulia Peirano
Cliente	European Energy

Versioni Documento

Versione	Revisione	Autore	Revisionato da	Approvazione ERM		Commenti
				Nome	Data	
Finale	00	Giulia Peirano	Simone Poli	Alessandro Battaglia	03.03.2023	

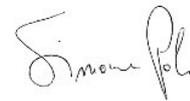
Pagina Firme

Studio di fattibilità tecnica

Parco Eolico Mazara del Vallo



Alessandro Battaglia
Partner



Simone Poli
Project Manager

ERM Italia S.p.A. – Via San Gregorio 38, 20124 Milano

© Copyright 2023 by ERM Worldwide Group Ltd and / or its affiliates ("ERM").
All rights reserved. No part of this work may be reproduced or transmitted in any form,
or by any means, without the prior written permission of ERM

CONTENUTI

1	INTRODUZIONE E OBIETTIVI	1
2	CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO	2
2.1	Collocazione.....	2
2.2	Batimetria e morfologia	2
2.2.1	Profondità dell'acqua	2
2.2.2	Condizioni del fondale	4
2.3	Inquadramento geomorfologico	5
2.4	Clima anemologico.....	5
2.5	Moto ondoso	6
2.6	Traffico marittimo	6
2.6.1	Densità del traffico marittimo per navi commerciali.....	6
2.6.2	Densità del traffico marittimo di pescherecci.....	7
2.7	Navigazione aerea	8
2.8	Siti designati.....	10
2.9	Zone di pesca.....	13
2.10	Vulcani e Faglie.....	15
2.11	Connessione alla rete	17
3	LAYOUT	17
3.1	Posizione.....	17
3.2	Profondità.....	19
4	SVILUPPO DEL PROGETTO	21
4.1	Criteri di progettazione.....	21
4.2	Descrizione tecnica dell'impianto.....	22
4.3	Principali componenti del parco eolico	23
4.4	Infrastrutture Offshore	25
4.4.1	Modello della turbina eolica	25
4.4.2	Fondazioni	27
4.4.3	Cavi Inter-array	36
4.4.4	Cavi export Offshore.....	40
4.4.5	Sottostazione Offshore	44
4.5	Infrastrutture Onshore	47
4.5.1	Cavi sotterranei.....	47
4.5.2	Sottostazione Onshore	51
5	STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE.....	55
5.1	Stime	55
6	ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE, OPERATIVITÀ E DISMISSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	56
6.1	Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione	56
6.1.1	Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti	56
6.1.2	Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore.....	56
6.1.3	Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento	56
6.1.4	Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante	58
6.1.5	Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi.....	58
6.1.6	Fase 6 – Traino della piattaforma (WTG e fondazione) al sito.....	59
6.1.7	Fase 7 – Aggancio della piattaforma	60

6.1.8	Fase 8 – Installazione dei cavi	60
6.1.9	Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma	60
6.2	Strategia di esercizio e manutenzione	61
6.2.1	Salute e sicurezza, protezione persone e ambiente	61
6.2.2	Esercizio e manutenzione	61
6.3	Studi iniziali delle strategie di dismissione	62
6.4	Consumi materie prime	62
6.5	Produzione rifiuti	63
6.5.1	Produzione di rifiuti durante l a costruzione	63
6.5.2	Produzione di rifiuti durante la fase operativa	64
6.5.3	Produzione di rifiuti durante la fase di dismissione	65
7	BIBLIOGRAFIA	66

List of Tables

Tabella 2.1	Lista delle aree protette.....	11
Tabella 3.1	Coordinate delle WTG.....	18
Tabella 3.2	Profondità delle turbine	20
Tabella 4.1	Parametri chiave della turbina eolica	26
Tabella 4.2	Configurazione di cavi dinamici vs. cavi statici. (Rif: JDR)	37
Tabella 4.3	Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2)	38
Tabella 4.4	Caratteristiche tecniche dei cavi	42
Tabella 6.1	Materie prime impiegate nella realizzazione del parco eolico	62
Tabella 6.2	Stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione.....	63
Tabella 6.3	Stima della produzione di rifiuti durante la fase di operativa	64
Tabella 6.4	Percentuali di recupero delle singole componenti e le possibili destinazioni	65

List of Figures

Figura 2.1	Inquadramento su ortofoto.....	2
Figura 2.2	Profondità dell'acqua	3
Figura 2.3	Mappa del fondale	4
Figura 2.4	Rosa dei venti a lungo termine per la località di progetto.....	5
Figura 2.5	Rosa delle onde per il lungo periodo per la località di progetto.....	6
Figura 2.6	Densità di traffico marittimo	7
Figura 2.7	Zone di restrizione aerea	9
Figura 2.8	Area con la presenza di ordigni inesplosi	10
Figura 2.9	Sforzo di navigazione	14
Figura 2.10	Attività vulcani sottomarini	16
Figura 3.1	Layout di progetto	17
Figura 4.1	Componenti turbina eolica	24
Figura 4.2	Tipologia di piattaforme galleggianti	27
Figura 4.3	Tipologia di piattaforma galleggiante a seconda degli schemi operativi.	28
Figura 4.4	Sistemi di zavorramento	30
Figura 4.5	Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema catenary mooring, M-2 è un sistema taut leg mooring e M-3 è un sistema tension leg	31
Figura 4.6	Sistema a 3 linee di ormeggio.	32
Figura 4.7	Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica	33

Figura 4.8 Schema di ancoraggio	34
Figura 4.9 Installazione della turbina eolica	36
Figura 4.10 Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante	38
Figura 4.11 Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale	39
Figura 4.12 Esempio di layout di cavo inter-array dinamico	40
Figura 4.13 Diagramma della scatola di transizione	40
Figura 4.14 Giuntura di transizione sulla terraferma	41
Figura 4.15 Sezione di un cavo tripolare sottomarino	42
Figura 4.16 Cavo sottomarino dinamico	42
Figura 4.17 Inserimento di un cavo export offshore sulla riva	44
Figura 4.18 Layout di connessione di un parco eolico dinamico	44
Figura 4.19 Diverse tipologie di fondazioni per le OSS	45
Figura 4.20 Esempio di prototipi sul mercato	46
Figura 4.21 Cavo terrestre statico	47
Figura 4.22 Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre	48
Figura 4.23 Possibile disposizione per i cavi	48
Figura 4.24 Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione	49
Figura 4.25 Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume	50
Figura 4.26 Torre in acciaio per linee aeree	51
Figura 4.27 Proposta preliminare per la linea di connessione	53
Figura 4.28 Proposta preliminare per la localizzazione della sottostazione onshore	54
Figura 6.1 Fabbricazione di WFA	56
Figura 6.2 Piattaforma in arrivo al porto di smistamento	57
Figura 6.3 Installazione della torre e della turbina	58
Figura 6.4 Possibile configurazione di ormeggio	59
Figura 6.5 Manovra di disormeggio	59
Figura 6.6 Possibile configurazione dei cavi	60

Acronimi e Abbreviazioni

Nome	Descrizione
AdI	Area di Interesse
CdG	Centro di Gravità
CMS	Control and Monitoring Systems – Sistemi di monitoraggio e controllo
DC	Direct Current – Corrente diretta
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts – Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio termine
EVA	Extreme Value Analysis – Analisi dei valori estremi
FRA	Fishery Restricted Area – Zona di restrizione dalla pesca
GPD	Generalised Pareto Distribution – Distribuzione Pareto generalizzata
GSA	Geographical Subarea – Sottozona geografica
HDD	Horizontal Directional Drilling – Perforazione direzionale orizzontale
HMPE	High-strength Polyethylene/ High Modulus Polyethylene – Polietilene ad altissimo peso molecolare
H _s	Significant Wave Height – Altezza significativa delle onde
HVAC	High Voltage Alternating Current – Alto voltaggio di corrente alternata
HVSG	High Voltage Switchgear – Commutatore ad alta tensione
IAC	Inter-Array Cable – Cavi inter-array
IBA	Important Bird Area
IC	Intervallo di Confidenza
IEC	International Electrotechnical Commission – Commissione elettrotecnica internazionale
JUV	Jack-Up installation Vessel – Nave autosollevante
LiDAR	Light Detection And Ranging
MDPE	Medium Density Polyethylene – Polietilene a media densità
MSL	Mean Sea Level – Livello medio del mare
NSS	Normal Sea State – Stato del mare normale
O&M	Operations & Maintenance – Esercizio e manutenzione
OEM	Original Equipment Manufacturer – Produttore originale delle apparecchiature
ONSS	Onshore Substation – Sottostazione onshore
OSP	Offshore Substation Platform – Piattaforma della sottostazione offshore
OSS	Offshore Substation – Sottostazione offshore
POT	Peak Over Threshold – Picco oltre la soglia
RD	Rotor Diameter – Diametro del rotore
ROV	Remotely Operated Vehicle – Sottomarino a comando remoto
SIA	Sistema di Identificazione Automatico
SIC	Sito di Interesse Comunitario

SPA/BD	Specially Protected Areas/Biological Diversity – Zona di protezione speciale e Biodiversità biologica
SPAR	Single Point Anchor Reservoir
SPMT	Self-Propelled Modular Transporter
SSS	Severe Sea State – Stato del mare rigido
STATCOM	STATic synchronous COMPensator
SVT	Service Voltage Transformer
TLP	Tension Leg Platform
T_p	Spectral Peak Wave Period – Periodo d’onda di picco spettrale
UTM	Universal Transverse Mercator – Proiezione universale trasversa di Mercatore
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
WRF	Weather Research and Forecasting Models
WTG	Wind Turbine Generator – Generatore eolico a turbina
ZPS	Zone di Protezione Speciali
ZSC	Zone Speciali di Conservazione

1 INTRODUZIONE E OBIETTIVI

Mazar Wind S.r.l. società controllata da European Energy società danese attiva nel settore della generazione da fonti rinnovabili dal 2004. In Italia è presente dal 2007, dove ha realizzato impianti solari ed eolici a terra; ad oggi, detiene il record per l'impianto solare più grande costruito nel Paese grazie al progetto di Troia (FG) della potenza nominale di 103 MW, costruito nel 2019. Attualmente, la pipeline dei progetti solari ed eolici onshore raggiunge i 1000 MW.

Nel campo dell'energia eolica offshore, European Energy ha realizzato 21 MW in Danimarca e otterrà a breve i permessi per realizzare ulteriori 800 MW circa, mentre i progetti in sviluppo superano i 1000 MW.

Fra pochi mesi, avvierà a Frederikshavn la realizzazione del parco eolico offshore con le turbine più grandi mai prodotte, le Vestas V236-15 MW.

Lo scopo del presente report è di presentare le principali caratteristiche tecniche ed ambientali, nonché le considerazioni paesaggistiche e socioeconomiche del **Progetto Eolico Offshore Mazara del Vallo**. Da un punto di vista tecnico, si vogliono esporre le principali caratteristiche geofisiche che influenzano la progettazione di un parco eolico, così come le principali caratteristiche delle fondazioni proposte e dei sistemi di trasmissione elettrici. La caratterizzazione dei siti comprende una descrizione delle condizioni oceaniche e del terreno. Le considerazioni ambientali permettono l'identificazione di eventuali condizioni che possono limitare lo sviluppo dei progetti.

È bene sottolineare che le soluzioni proposte nel presente documento per ognuno dei cinque progetti sono preliminari e devono essere riesaminate in seguito ai risultati ottenuti nei successivi livelli di progettazione.

2 CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO

2.1 Collocazione

Il progetto in esame è localizzato a largo della costa Sud-Ovest della Sicilia, a circa 30 km da Mazara del Vallo, Trapani. Prevede l'installazione di 74 turbine eoliche con fondazioni galleggianti con una capacità complessiva di circa 1.110 MW. Dal punto di vista tecnico gli aspetti principali che influenzano la progettazione di un parco eolico offshore sono le condizioni geofisiche, il sistema di trasmissione energetica e la tipologia di fondazioni proposte.

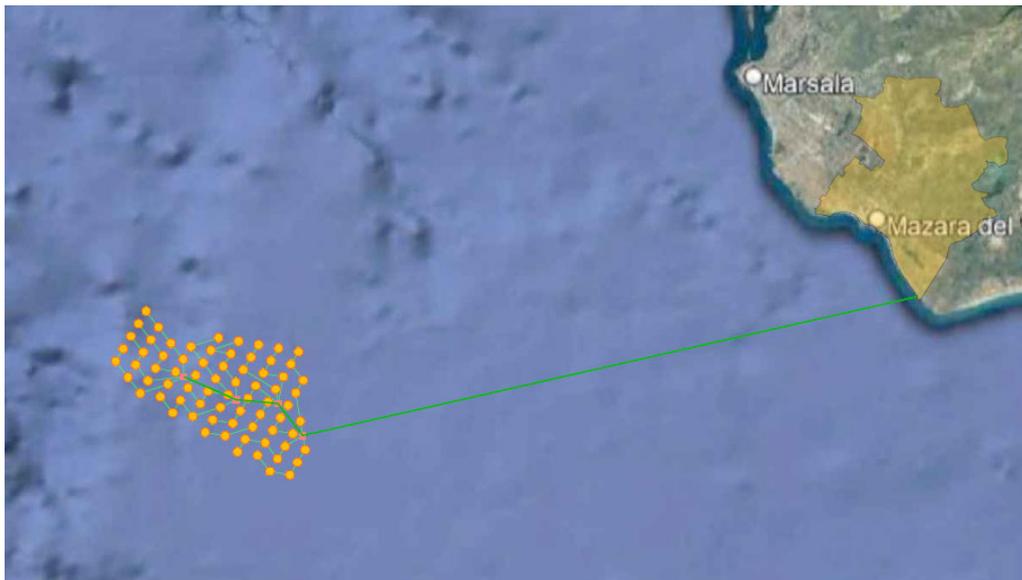


Figura 2.1 Inquadramento su ortofoto

Le soluzioni proposte sono preliminari e devono essere riviste e approfondite in seguito ai risultati ottenuti dagli stadi successivi di progettazione

I componenti principali di un parco eolico offshore si dividono in:

- 1 Offshore – turbine eoliche comprese di fondazioni, piattaforma elettrica offshore compresa di fondazioni, il cavidotto di collegamento marino e cavi inter-array;
- 2 Onshore – cavidotto terrestre dalla costa al punto di connessione alla rete elettrica nazionale e la sottostazione terrestre;
- 3 Landfall – zona all'interfaccia in cui i cavi offshore vengono portati a riva per connetterli al cavidotto terrestre.

2.2 Batimetria e morfologia

2.2.1 Profondità dell'acqua

Le profondità nell'area di interesse variano da 200 a 500 m. La figura di seguito mostra la batimetria. Le informazioni in merito alla profondità dell'acqua sono state raccolte dal Dataset EMODnet.

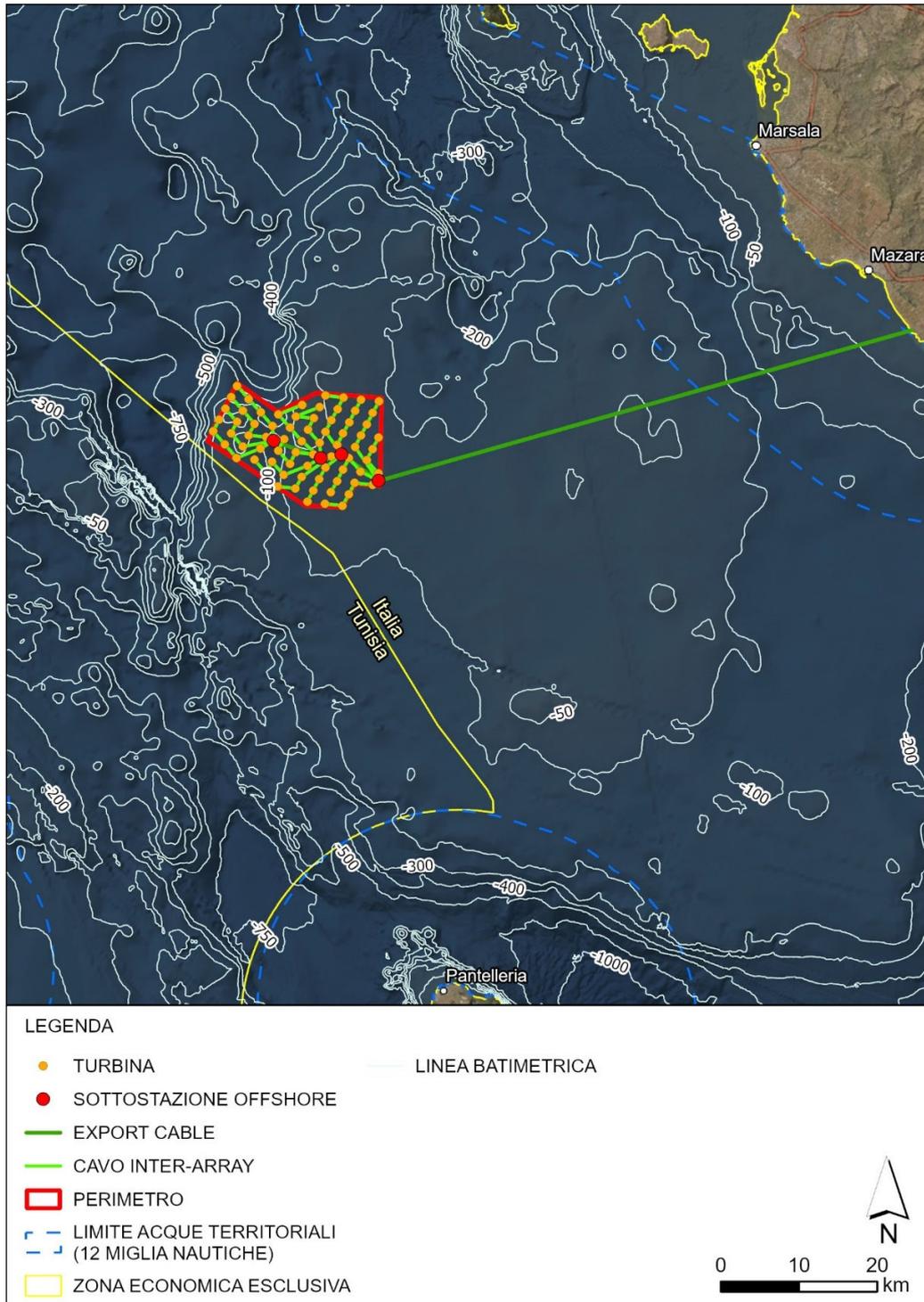


Figura 2.2 Profondità dell'acqua

2.2.2 Condizioni del fondale

Sulla base delle informazioni disponibili, gran parte dell'area d'interesse è caratterizzata da un fondale fangoso e sabbioso, con alcune aree con assetto tipicamente roccioso, come rappresentato nella figura sottostante.

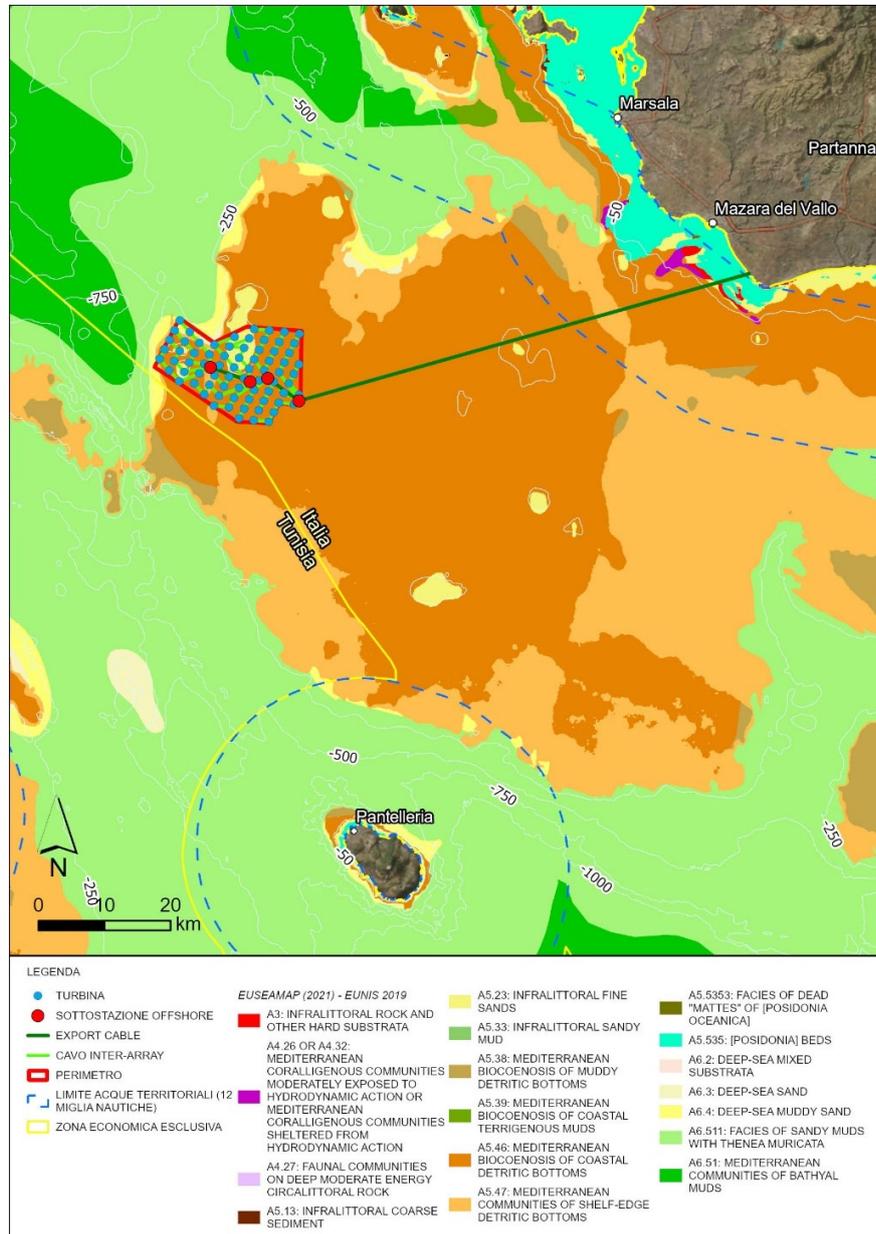


Figura 2.3 Mappa del fondale

2.3 Inquadramento geomorfologico

L'area di progetto è sita nel settore nord-occidentale del Canale di Sicilia. Le attuali conoscenze morfologiche del fondo marino mostrano una serie di rilievi di varia natura (sedimentaria e vulcanica). In prossimità dell'area di progetto sono presenti 3 vulcani sottomarini attivi allineati in direzione NO-SE. Considerando che il Parco Eolico prevederà l'impiego di costose opere rispetto agli impianti di terraferma, in quanto bisognerà prevedere l'utilizzo di apparecchiature marinizzate in grado di resistere agli effetti corrosivi del sale e dell'acqua marina, bisognerà tenere conto anche di sistemi di protezione nei confronti della variazione di temperatura, fuoriuscita di gas causate dall'attività vulcanica sottostante. Per quanto riguarda l'aspetto sismo-tettonico, si è visto che nell'intorno dell'area sono presenti sistemi di faglia e sorgenti sismogenetiche che non interessano direttamente il sito di progetto.

2.4 Clima anemologico

Le rose dei venti medie sul periodo di riferimento mostrano una distribuzione di vento con un picco nel settore nord ovest.

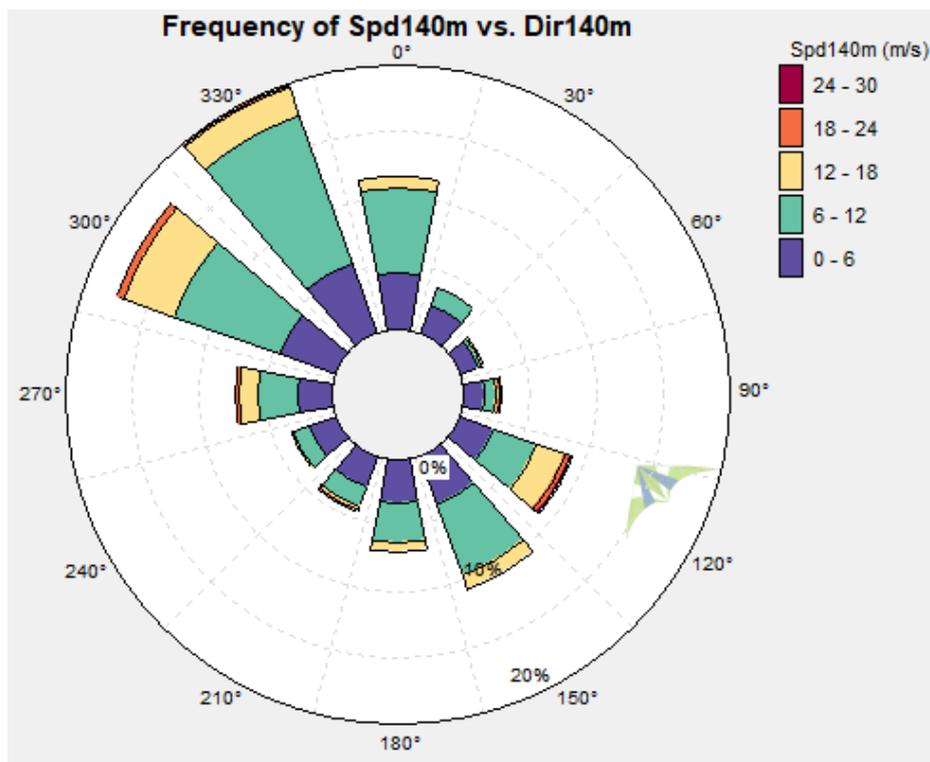


Figura 2.4 Rosa dei venti a lungo termine per la località di progetto
(fonte: ECMWF (European Center Medium Weather Forecast) – coordinate WGS84 UTM zone 32N:
219319,8285E - 4145202,155N)

2.5 Moto ondoso

La ricostruzione del moto ondoso nella zona di progetto è da intendersi come caratterizzazione dell'onda significativa in termini di altezza, periodo, direzione e frequenza.

La rosa dei mari mostra chiaramente la direzione "prevalente" dei fenomeni ondosi che si attesta attorno ai 300°N. La direzione secondaria risulta essere invece quella attorno ai 135°N, corrispondente al settore SudEst.

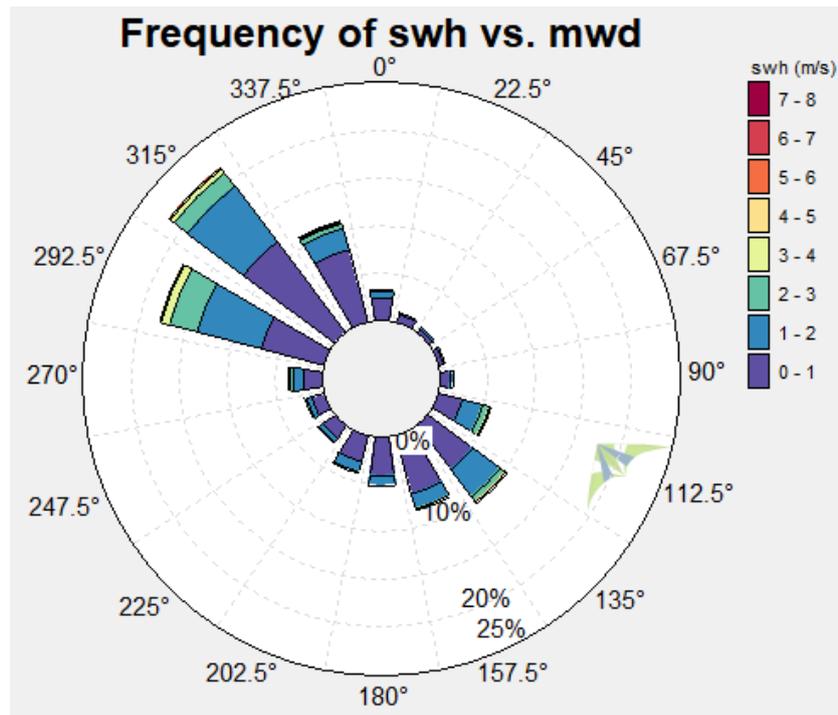


Figura 2.5 Rosa delle onde per il lungo periodo per la località di progetto
(fonte: ECMWF (European Center Medium Weather Forecast) – coordinate WGS84 UTM zone 32N:
219319,8285E - 4145202,155N)

2.6 Traffico marittimo

2.6.1 Densità del traffico marittimo per navi commerciali

La densità di navi commerciali o di alter tipologie è stata valutata sulla base delle informazioni fornite dall'Atlante Europeo dei mari (sulla base dei dati di MarineTraffic.org). La densità del traffico marittimo è stata riportata considerando solo le navi dotate di Sistema di Identificazione Automatico (SIA). Nello specifico, la densità è espressa come ore per chilometro quadrato al mese, come media annuale di navi, utilizzate come una misura per evidenziare le aree con elevato traffico marittimo.

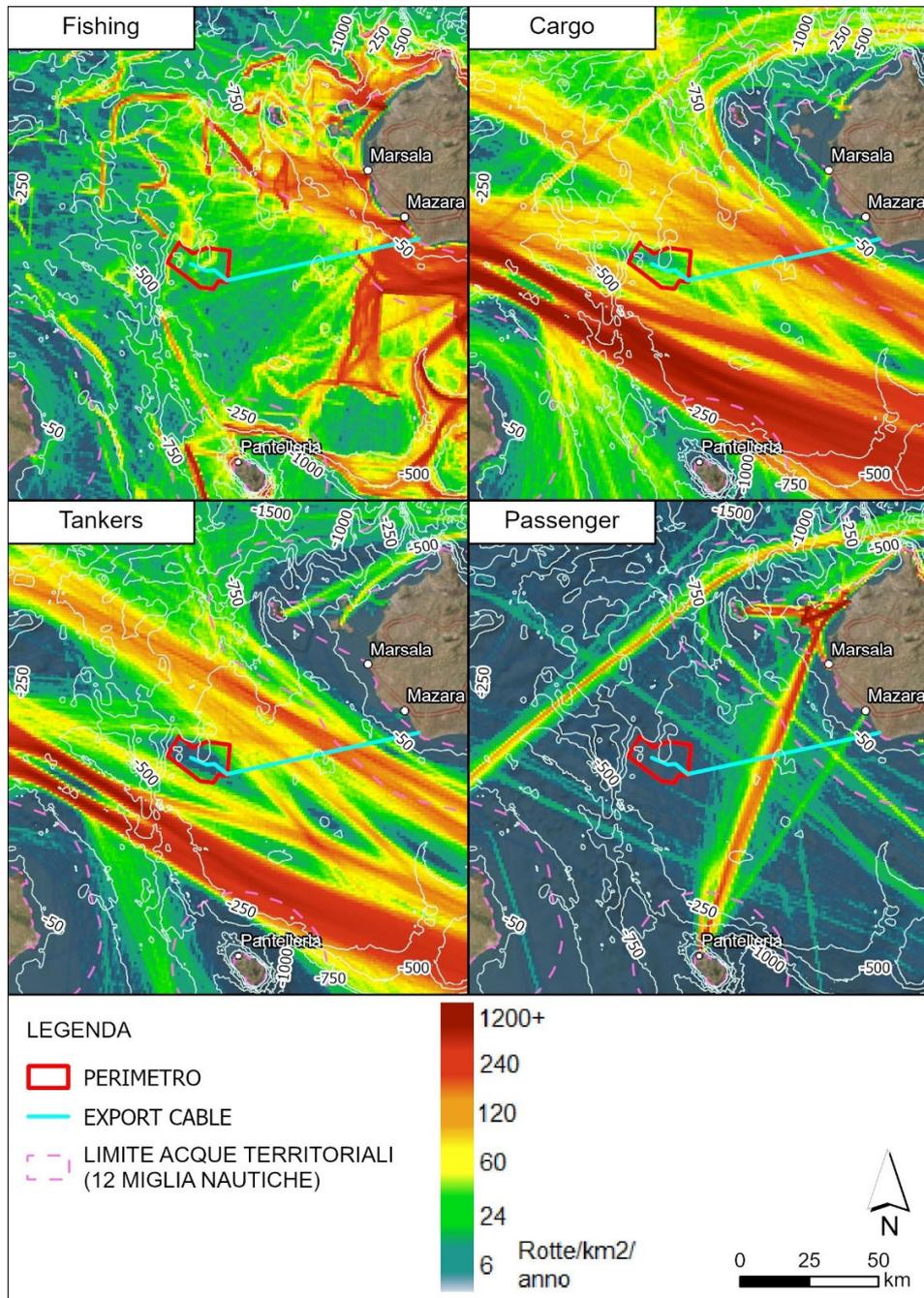


Figura 2.6 Densità di traffico marittimo

2.6.2 Densità del traffico marittimo di pescherecci

Il Canale di Sicilia è una delle aree di pesca più importanti del Mar Mediterraneo, in cui operano flotte significative con elevata produzione ittica. Solo nelle Isole Pelagie la flotta di pesca locale è composta da 164 licenze di pesca (95 lenze, 30 reti da imbrocco, 29 reti a strascico e 10 trappole per pesci). In

aggiunta, le navi delle flotte Siciliana e Nord Africana operano generalmente nell'Arcipelago tramite l'uso di reti a strascico o tonniere con reti a circuizione (Celoni et al., 2006). Vengono pescate sia specie pelagiche che demersali (Figura 2.6).

Il Canale di Sicilia è una delle zone di pesca demersale più importante del Mar Mediterraneo comunemente sfruttato dai pescherecci da traino. In particolare, Mazara del Vallo (a largo Sud-Ovest della costa Siciliana) è una delle zone più importanti per la pesca a strascico (circa 180 pescherecci a strascico). Il 21% delle flotte a strascico opera nelle acque siciliane con battute di pesca di breve durata (1 – 2 giorni); il restante 79% è caratterizzato da navi che pescano in acque profonde per battute di pesca con durata maggiore (21 – 25 giorni) (Gristina et al., 2006). Alcune delle specie target principali sono il nasello (*Merluccius merluccius*), musdea bianca (*Phycis blennoides*), triglia di fango (*Mullus barbatus*) e acciughe (*Engraulis encrasicolus*) che sono state pesantemente sfruttate in quest'area, il che ha causato il loro lento declino (Levi et al., 1998, Garcia Lafuente et al., 2002, Fiorentino et al., 2003).

Patti et al. (2004) mostra come la circolazione superficiale del flusso di scambio bidirezionale attraverso il Canale di Sicilia e la sua topografia complessa rende tale zona un'area ad elevata produttività e ritenzione.

Ciò favorisce l'attività riproduttiva e il successo nel processo di raggiungimento dello stadio riproduttivo, trasformando la zona in un'area riconosciuta per la deposizione delle uova e di sviluppo degli avannotti per pesci di elevata rilevanza commerciale come tonni pinne blu, pesci spada, naselli e la musdea bianca (e.g. Garcia Lafuente et al., 2002, Garofalo et al., 2004). Quest'area include anche zone di riproduzione della triglia di fango (*Mullus barbatus*) (Garofalo et al., 2004) e presenta anche un'abbondanza relativamente alta di batoidee differente dalle altre regioni (Garofalo et al., 2003).

La densità dei pescherecci è stata stimata a partire dalle informazioni fornite nel database EMODnet. Tale densità viene riportata tenendo conto solo delle navi provviste di un SIA. Nello specifico, la densità è espressa come ore per kilometro quadrato al mese, come media annuale di navi, utilizzate come una misura per evidenziare le aree con elevata attività di pesca.

2.7 Navigazione aerea

Considerando la vicinanza dall'aeroporto di Trapani, nella fase di selezione del sito ottimale per il parco eolico proposto devono essere tenuti in considerazione i regolamenti dell'aviazione civile; tali regolamenti, che governano i voli nell'area scelta, forniscono già un divieto di volo nell'area che va dal livello del mare a 150 m. Il progetto non ricade all'interno di zone soggette a vincoli aeroportuali, ciò nonostante verrà effettuato una verifica secondo quanto previsto dalle Autorità Competenti per valutare la necessità di sottoporre il progetto alle procedure previste dall'ENAC.



Figura 2.7 Zone di restrizione aerea

In maniera analoga, sono state identificate le aree sottoposte a vincoli militari presenti nel Canale di Sicilia in cui si eseguono esercitazioni navali e di tiro, come mostrato nella figura sottostante. Il progetto è ubicato all'interno della zona Pericolosa D13, per cui è prevista una fase di consultazione con le Autorità Militari in relazione alla coerenza del progetto.

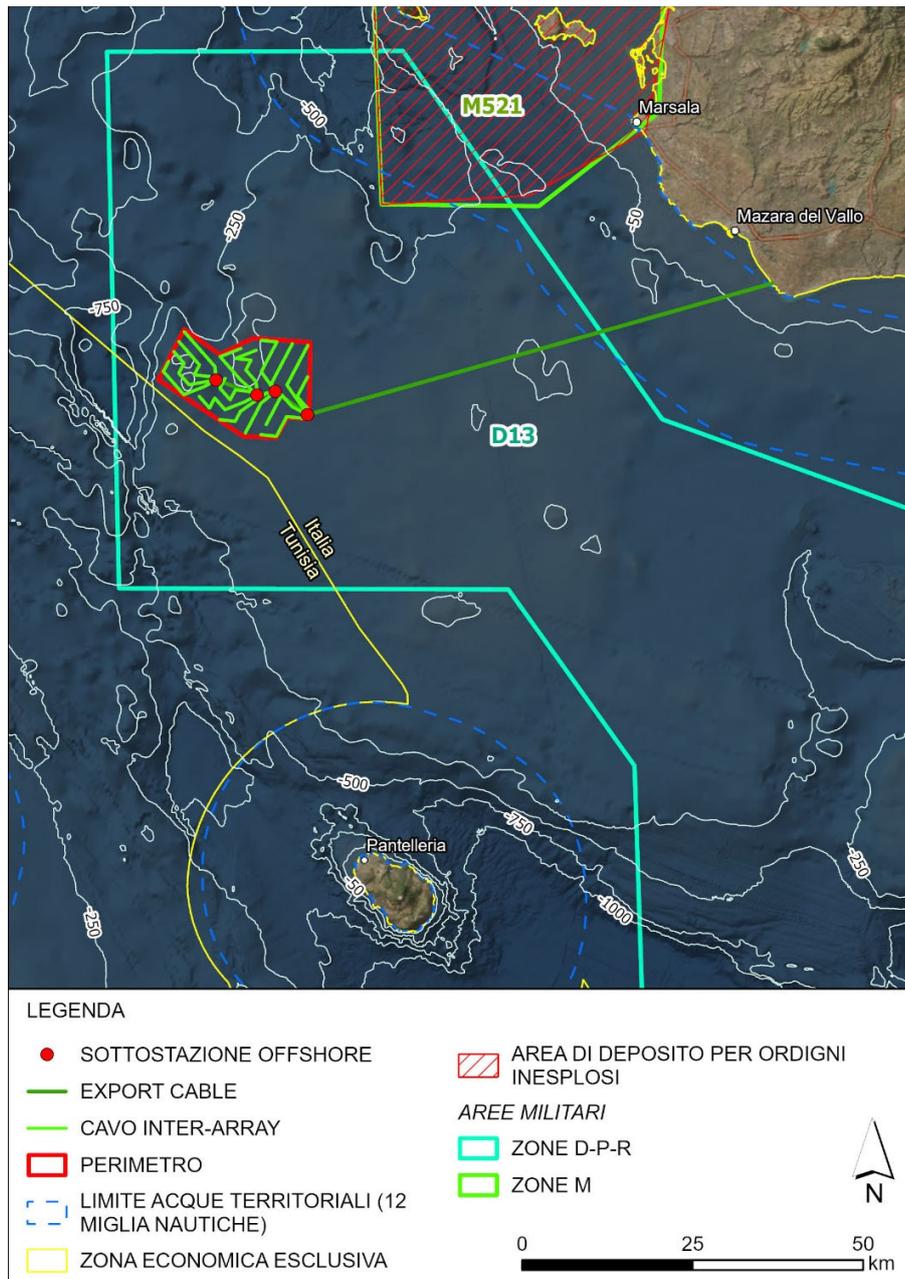


Figura 2.8 Area con la presenza di ordigni inesplosi

2.8 Siti designati

Il Sistema Siciliano delle aree naturali protette è estremamente importante per il numero e l'estensione delle aree, per la ricchezza e diversità del patrimonio naturale, per la molteplicità dei soggetti coinvolti nella gestione (Enti Parco, Province, Associazioni Ambientali, Azienda Forestale Regionale, Università). La legislazione siciliana è una delle poche in Italia ad aver programmato la gestione delle

riserve naturali e per averla affidata alle associazioni ambientali (Organizzazioni Non Governative – ONG), tramite l'attribuzione di funzioni pubbliche.

All'interno delle aree d'interesse è stata identificata una vasta gamma di aree designate:

- Siti Ramsar: zone umide di importanza internazionale definite secondo i criteri della Convenzione Ramsar sulle terre umide (1975) in quanto contengono tipologie di terre umide rappresentative, rare o uniche o per la loro importanza nella conservazione della diversità biologica.
- Important Bird Areas (IBA): le IBA sono aree che giocano un ruolo chiave nella protezione di uccelli e biodiversità, la cui identificazione è parte di un progetto mondiale, a cura di BirdLife International. Il progetto IBA deriva dalla necessità di identificare criteri omogenei e standardizzati per la definizione delle Zone di Protezione Speciali (ZPS). Le IBA venivano utilizzate per definire l'adeguatezza delle reti di ZPS nazionali degli Stati Membri. Per essere riconosciuto come IBA, un sito deve possedere almeno una delle seguenti caratteristiche: ospitare un numero significativo di individui di una o più specie a rischio su scala globale; appartenere ad una tipologia di area importante per la conservazione di particolari specie (zone umide); essere un'area in cui è concentrato un numero particolarmente elevato di uccelli migratori.
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC): è una designazione legale che protegge uno o più habitat speciali e/o specie elencate nella Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 92/43/EEC.
- Zone di Protezione Speciali (ZPS): aree protette per gli uccelli, in Gran Bretagna le ZPS sono classificate in accordo con la Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 2009/147/EC sulla conservazione di uccelli selvatici, anche nota come Direttiva Uccelli. Le ZPS vengono selezionate per proteggere una o più specie di avifauna, uccelli (elencati nell'Annex I della Direttiva Uccelli) e specie migratore che ritornano regolarmente, rare, a rischio o vulnerabili.

La successiva tabella presenta la lista delle aree protette presenti nell'area di interesse.

Tabella 2.1 Lista delle aree protette

SIC (Siti di Importanza Comunitaria), ZPS (Zona di Protezione Speciale) e ZSC (Zone Speciali di Conservazione)			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Paludi di Capo Feto e Margi Spanò	ITA010006	ZSC/ZPS	46 km
Sciare di Marsala	ITA010014	ZSC	54 km
Laghetti di Preola e Gorgi Tondi e Sciare di Mazara	ITA010005	ZSC	57 km
Isola di Favignana	ITA010004	ZSC	51 km
Laghetti di Preola e Gorgi Tondi, Sciare di Mazara e Pantano Leone	ITA010031	ZPS	51 km

SIC (Siti di Importanza Comunitaria), ZPS (Zona di Protezione Speciale) e ZSC (Zone Speciali di Conservazione)			
Fondali di Capo San Marco - Sciacca	ITA040012	ZSC	40 km
Fondali dell'arcipelago delle isole Egadi	ITA010024	ZSC	45 km
Arcipelago delle Egadi area marina e terrestre	ITA010027	ZPS	47 km
Sistema dunale Capo Granitola, Porto Palo e Foce del Belice	ITA010011	ZSC	56 km
Isola di Pantelleria e area marina circostante	ITA010030	ZPS	51 km
Isola di Pantelleria - Area Costiera, Falesie e Bagno dell'Acqua	ITA010020	ZSC	55 km
Isola di Pantelleria: Montagna Grande e Monte Gibebe	ITA010019	ZSC	56 km
Stagnone di Marsala e Saline di Trapani - area marina e terrestre	ITA010028	ZPS	53 km
Fondali dell'isola dello Stagnone di Marsala	ITA010026	ZSC	51 km
IBA (Important Bird Areas), siti Ramsar			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Pantelleria e isole Pelagie	IBA 168 IBA 168M	IBA	60 km
Stagnone di Marsala e Saline di Trapani	IBA158	IBA	60 km
Zone umide del Mazarese	IBA162	IBA	55 km
Palude Costiera Di Capo Feto		Ramsar	50 km
Laghi di Murana		Ramsar	59 km
Stagno Pantano Leone		Ramsar	60 km
Parchi nazionali, Riserve Naturali Regionali/Provinciali			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Riserva naturale integrale Saline di Trapani e Paceco	EUAP1110	Riserva Naturale Regionale	68 km
Riserva naturale regionale delle Isole dello Stagnone di Marsala	EUAP0891	Riserva Naturale Regionale	60 km
Riserva naturale marina Isole Egadi	EUAP0172	Riserva Naturale Regionale	44 km
Riserva naturale integrale Lago Preola e Gorgi Tondi	EUAP1118	Riserva Naturale Regionale	58 km
Riserva naturale Foce del Fiume Belice e dune limitrofe	EUAP0375	Riserva Naturale Regionale	73 km
Isola di Pantelleria	EUAP1117	Riserva Naturale Regionale	60 km

Occorre sottolineare che con il Decreto Regionale n. 44 del 20 ottobre 2017, l'Autorità Regionale Siciliana ha identificato le aree non adatte alla costruzione di impianti di generazione di potenza eolica in accordo con l'Art. 1 della legge regionale n. 29 del 20 novembre 2015, così come l'Art. 2 del regolamento che stabilisce le regole di implementazione per l'Art. 105, paragrafo 5, della Legge Regionale n. 11 del 10 maggio 2010, approvata con Decreto Presidenziale n. 48 del 18 luglio 2012.

Nell'Articolo 4 della disposizione, venivano identificate le aree di particolare valore ambientale ed è specificato che le aree di particolare valore ambientale identificate in basso non sono adatte ad ospitare parchi eolici:

- Siti di Interesse Comunitario (SIC);
- Zone di Protezione Speciali (ZPS);
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC);
- Important Bird Areas (IBA), incluse aree di nidificazione e transito per uccelli migratori o specie protette;
- Rete Ecologica Siciliana (RES);
- Siti Ramsar (zone umide) riferito al Decreto Ministeriale e alle riserve naturali secondo la Legge Regionale n. 98 del 06 maggio 1981 e n. 14 del 09 agosto 1988 e s.m.i.;
- Oasi di protezione e rifugio per la fauna in accordo con la Legge Regionale n. 33 del 01 settembre 1997 e s.m.i.;
- Geositi;
- Parchi regionali e nazionali a meno di disposizioni delle relative regolazioni in vigore alla data dell'emissione del decreto stesso.

2.9 Zone di pesca

La presenza di correnti stabili ha influenza nella biologia riproduttiva, nell'attività di deposizione e nel processo di reclutamento delle risorse ittiche presenti nell'area di interesse. Un recente riepilogo della distribuzione delle aree di sviluppo degli avannotti delle principali specie demersali e della loro relazione con le correnti e i principali processi Oceanografici in GSA 16 sono riportati da Garofalo et al. (2011). Le figure di seguito mostrano le posizioni delle principali aree di sviluppo degli avannotti individuate.

È bene evidenziare che tramite il regolamento n. 1343/2011 modificato dal regolamento 2019/982, il Parlamento Europeo, in aggiunta alle aree adatte allo sviluppo di avannotti per gamberetti, gamberi rosa, triglie, merluzzi, ha stabilito delle zone di restrizione della pesca (Fishery Restricted Areas – FRA).

Le FRA sono delle aree geograficamente definite in cui tutte o determinate attività di pesca sono temporaneamente o permanentemente vietate o limitate, così da migliorare la conservazione e lo sfruttamento sostenibile delle risorse acquatiche viventi e la protezione dell'ecosistema marino. Le FRA sono delle misure di gestione spaziale adottate dalla Commissione Generale per la pesca nel Mediterraneo e nel Mar Nero (General Fisheries Commission for the Mediterranean and Black Sea) al fine di regolare o limitare la pesca di specie demersali in mare aperto. In generale, le FRA vengono adottate al fine di preservare gli ecosistemi marini vulnerabili (Vulnerable Marine Ecosystems) o per proteggere habitat essenziali per i pesci (Essential Fish Habitats).

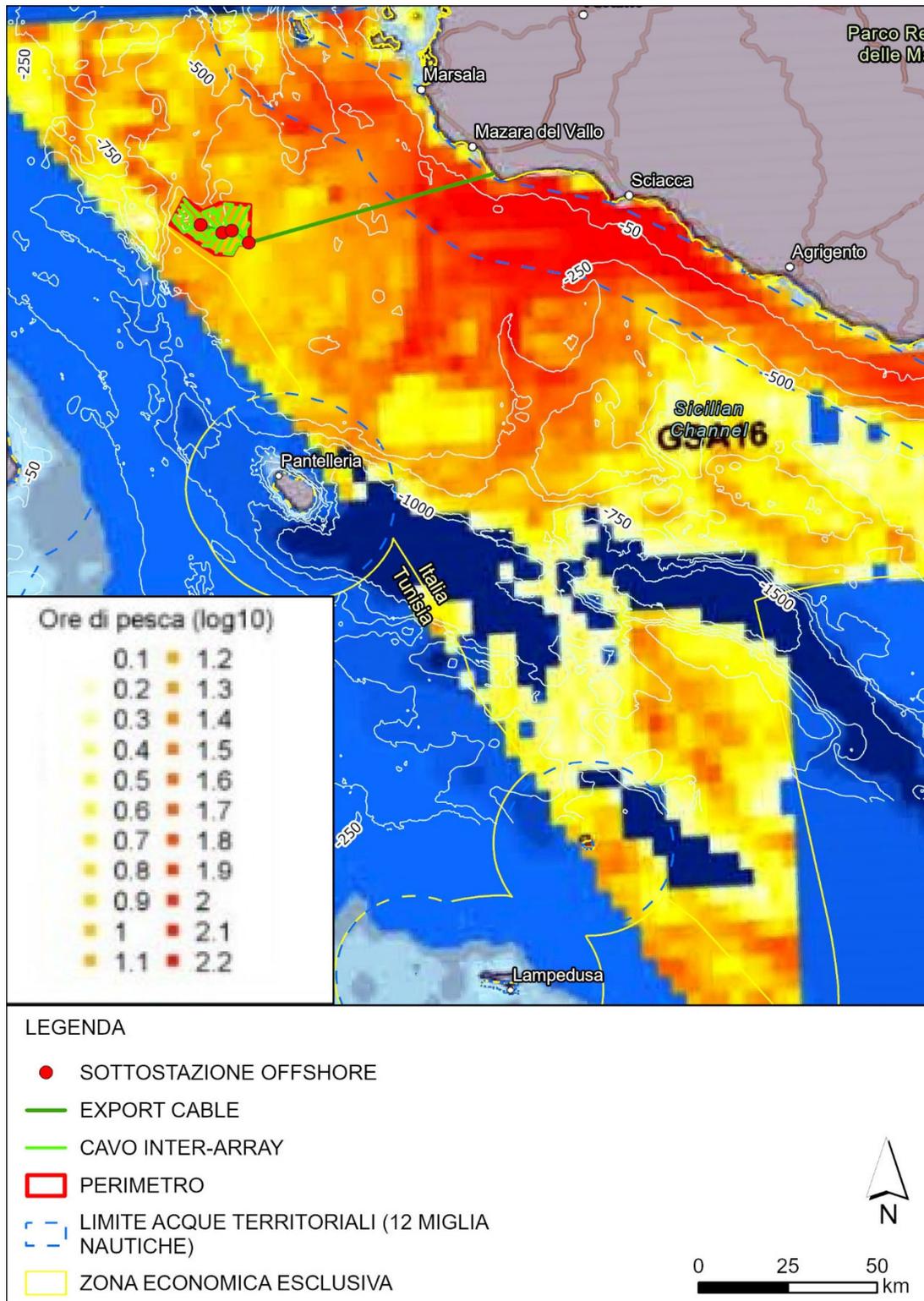


Figura 2.9 Sforzo di navigazione

2.10 Vulcani e Faglie

I vulcani sottomarini sono sfiati subacquei o fessure nella superficie della terra da cui può eruttare magma. Nelle aree in cui si ha movimento delle placche tettoniche sono presenti numerosi vulcani sottomarini. Nonostante gran parte di questi siano localizzati profondità di mari e oceani, alcuni possono essere trovati anche in acque non profonde e questi possono rilasciare materiale in atmosfera durante le eruzioni.

L'attività vulcanica sotterranea è abbastanza presente nell'area di interesse:

- L'attività vulcanica ha causato la formazione delle Isole di Pantelleria e Linosa;
- Nella parte Nord-Ovest del canale nel Banco di Graham è presente attività vulcanica. Recentemente, un'eruzione ha portato alla formazione dell'effimera Isola Ferdinandea, con un diametro di circa 600 m e costituita da coni di scorie che sono stati rapidamente erosi. In ogni caso, il vulcano sottomarino, conosciuto come Vulcano Graham o Vulcano Empedocle è parte di una costruzione sommersa lunga 3 km e larga 2 km che si innalza dal fondale di circa 180 m. Secondo Civile et al. (2008) alla base del versante Ovest può essere riconosciuta una colata di lava larga 3 km e lunga 1 km e sono state osservate diverse fumarole lungo il fianco Nord-Est che raggiungono profondità dai -160 m ai -50 m che tendono approssimativamente a Nord-Sud. Questi sono caratterizzati da enormi emissioni che formano colonne ben definite di eruzioni di bolle che possono essere viste in superficie.

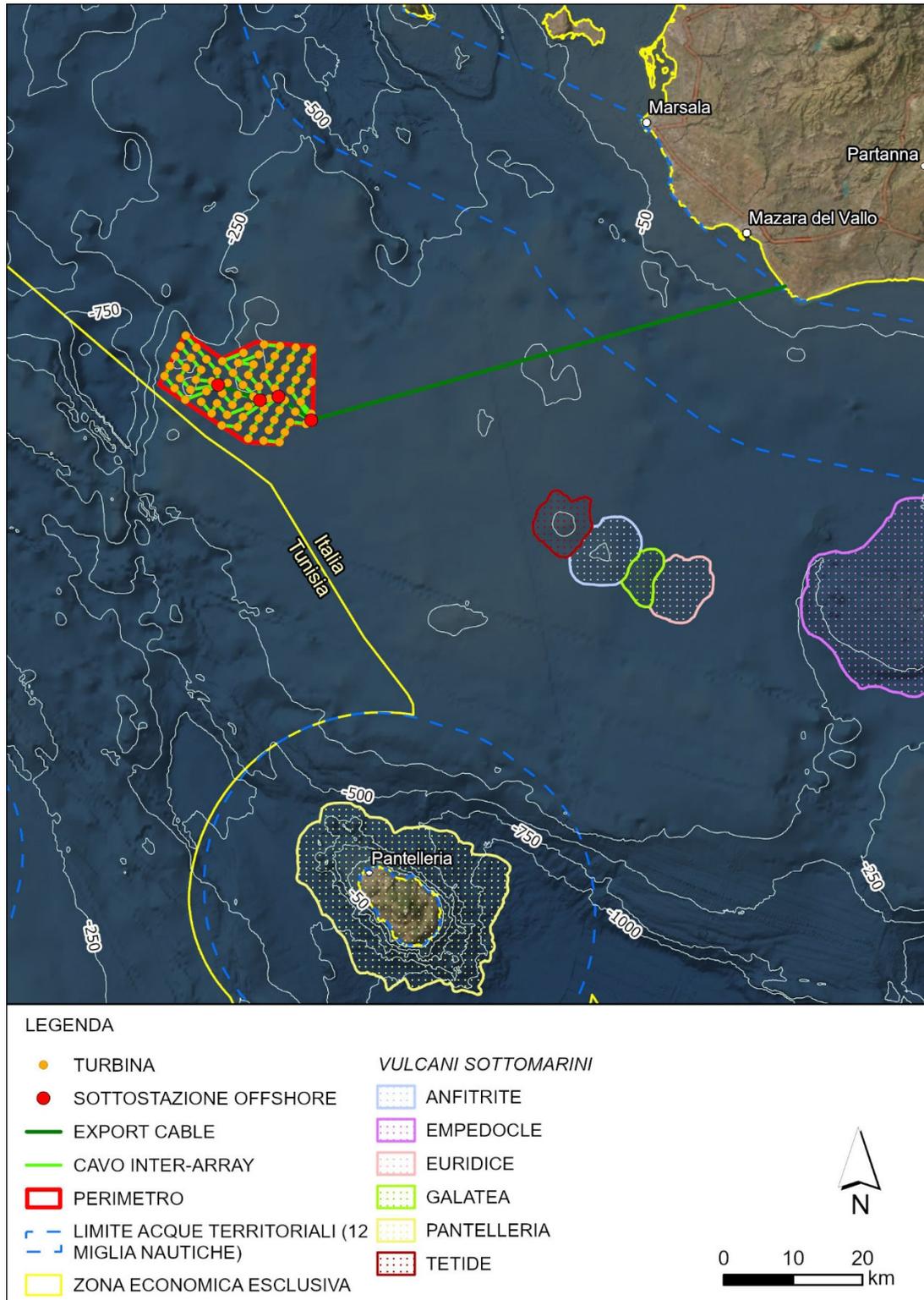


Figura 2.10 Attività vulcani sottomarini

2.11 Connessione alla rete

La connessione dovrebbe avvenire tramite una rete RTN 380 kV attraverso quattro sottostazioni elevatrici offshore 66 kV/150 kV a sua volta collegate alla sottostazione elevatrice onshore 150 kV/380 kV. La domanda di connessione alla rete al gestore dei sistemi di trasmissione italiano (TERNA) è stata accettata anche se attualmente non vi è una predisposizione a una rete RTN a 380 kV da parte di TERNA nel comune di Partanna (TP) e sarà cura del Proponente o di chi fosse interessato al medesimo allacciamento progettare e realizzarla previa accettazione del progetto da parte di TERNA.

3 LAYOUT

3.1 Posizione

Il progetto in esame è ubicato al largo della costa ricadente nel comune di Mazara del Vallo, in provincia di Trapani. L'immagine seguente riporta le posizioni delle WTGs su ortofoto, le cui coordinate sono indicate nella tabella successiva.

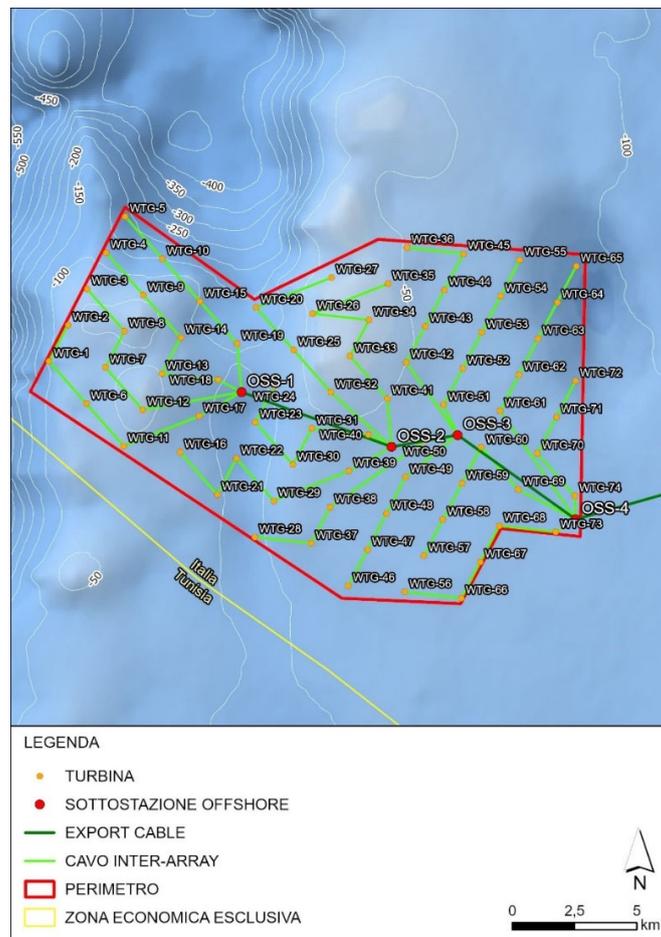


Figura 3.1 Layout di progetto

Tabella 3.1 Coordinate delle WTG

WTG	COORDINATE WGS84 UTM32N	
	LONGITUDINE X	LATITUDINE Y
WTG01	202546,7168	4154409,025
WTG02	203403,4067	4155821,536
WTG03	204260,0965	4157234,047
WTG04	205116,7864	4158646,557
WTG05	205973,4762	4160059,068
WTG06	203934,4571	4152601,312
WTG07	204791,1469	4154013,822
WTG08	205647,8368	4155426,333
WTG09	206504,5267	4156838,844
WTG10	207361,2165	4158251,354
WTG11	205322,1974	4150793,598
WTG12	206178,8872	4152206,109
WTG13	207035,5771	4153618,619
WTG14	207892,2669	4155031,13
WTG15	208748,9568	4156443,641
WTG16	207566,6275	4150398,395
WTG17	208423,3173	4151810,906
WTG18	209280,0072	4153223,416
WTG19	210136,697	4154635,927
WTG20	210993,3869	4156048,438
WTG21	208954,3677	4148590,681
WTG22	209811,0576	4150003,192
WTG23	210667,7475	4151415,703
WTG24	211524,4373	4152828,213
WTG25	212381,1272	4154240,724
WTG26	213237,817	4155653,235
WTG27	214094,5069	4157065,745
WTG28	210342,108	4146782,967
WTG29	211198,7979	4148195,478
WTG30	212055,4877	4149607,989
WTG31	212912,1776	4151020,5
WTG32	213768,8674	4152433,01
WTG33	214625,5573	4153845,521
WTG34	215482,2471	4155258,032
WTG35	216338,937	4156670,542
WTG36	217195,6268	4158083,053
WTG37	212586,5381	4146387,764
WTG38	213443,228	4147800,275
WTG39	214299,9178	4149212,786
WTG40	215156,6077	4150625,296

WTG	COORDINATE WGS84 UTM32N	
	LONGITUDINE X	LATITUDINE Y
WTG41	216013,2975	4152037,807
WTG42	216869,9874	4153450,318
WTG43	217726,6773	4154862,829
WTG44	218583,3671	4156275,339
WTG45	219440,057	4157687,85
WTG46	213974,2784	4144580,051
WTG47	214830,9682	4145992,561
WTG48	215687,6581	4147405,072
WTG49	216544,348	4148817,583
WTG50	217401,0378	4150230,093
WTG51	218257,7277	4151642,604
WTG52	219114,4175	4153055,115
WTG53	219971,1074	4154467,626
WTG54	220827,7972	4155880,136
WTG55	221684,4871	4157292,647
WTG56	216218,7085	4144184,848
WTG57	217075,3984	4145597,358
WTG58	217932,0882	4147009,869
WTG59	218788,7781	4148422,38
WTG60	219645,4679	4149834,89
WTG61	220502,1578	4151247,401
WTG62	221358,8476	4152659,912
WTG63	222215,5375	4154072,423
WTG64	223072,2273	4155484,933
WTG65	223928,9172	4156897,444
WTG66	218463,1386	4143789,645
WTG67	219319,8285	4145202,155
WTG68	220176,5183	4146614,666
WTG69	221033,2082	4148027,177
WTG70	221889,8981	4149439,687
WTG71	222746,5879	4150852,198
WTG72	223603,2778	4152264,709
WTG73	222420,9485	4146219,463
WTG74	223277,6383	4147631,974

3.2 Profondità

Il layout analizzato presenta una profondità media dell'acqua di circa -77 m, con un minimo di -23 m e un massimo di -180 m, rendendo quindi possibile l'installazione di fondazioni galleggianti.

Tabella 3.2 Profondità delle turbine

	PROFONDITA' DELL'ACQUA (m)
WTG01	-95
WTG02	-61
WTG03	-61
WTG04	-118
WTG05	-180
WTG06	-68
WTG07	-61
WTG08	-39
WTG09	-61
WTG10	-152
WTG11	-57
WTG12	-40
WTG13	-53
WTG14	-76
WTG15	-103
WTG16	-73
WTG17	-89
WTG18	-97
WTG19	-103
WTG20	-130
WTG21	-94
WTG22	-119
WTG23	-131
WTG24	-90
WTG25	-69
WTG26	-40
WTG27	-32
WTG28	-111
WTG29	-87
WTG30	-73
WTG31	-63
WTG32	-37
WTG33	-23
WTG34	-27
WTG35	-37
WTG36	-52
WTG37	-81
WTG38	-77
WTG39	-74
WTG40	-61
WTG41	-50

	PROFONDITA' DELL'ACQUA (m)
WTG42	-50
WTG43	-56
WTG44	-65
WTG45	-64
WTG46	-86
WTG47	-80
WTG48	-79
WTG49	-74
WTG50	-69
WTG51	-69
WTG52	-68
WTG53	-72
WTG54	-74
WTG55	-73
WTG56	-81
WTG57	-80
WTG58	-82
WTG59	-79
WTG60	-76
WTG61	-76
WTG62	-76
WTG63	-78
WTG64	-81
WTG65	-89
WTG66	-83
WTG67	-81
WTG68	-83
WTG69	-84
WTG70	-85
WTG71	-84
WTG72	-81
WTG73	-87
WTG74	-87

4 SVILUPPO DEL PROGETTO

4.1 Criteri di progettazione

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione preliminare dell'impianto eolico, fanno riferimento sostanzialmente a:

- Ipotesi preliminare del livello tensione di connessione pari a 220 kV (da confermare nella soluzione di connessione);

- Scelta preliminare della tipologia impiantistica per l'impianto eolico, costituito da n° 74 Aerogeneratori con potenza complessiva da installare pari a 1.110 MW;
- Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:
- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

4.2 Descrizione tecnica dell'impianto

L'impianto è costituito da un parco eolico connesso alla RTN 220 kV attraverso quattro sottostazioni elevatrici offshore 66 kV/150 kV a sua volta collegata alla sottostazione elevatrice onshore 150 kV/220 kV nel comune di Mazara del Vallo.

L'impianto eolico in oggetto è di tipo off-shore (nel mare aperto) con una potenza nominale di 1.110 MW, prodotta da n° 74 torri eoliche con generatori di taglia da 15 MW e tensione nominale di 66 kV, ciascuno interconnessi in "entra-esce".

L'immissione di energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà attraverso quattro sottostazioni elevatrici offshore 66 kV/150 kV che provvederanno ad elevare il livello di tensione dell'impianto al livello di tensione sottostazione elevatrice onshore 150 kV/220 kV; Una linea in cavo sottomarina a 150 kV verrà derivata dalle sottostazioni elevatrici offshore per raggiungere il punto di connessione a RTN che verrà poi definito sulla base di indicazioni fornite da Terna ed a valle della richiesta di STMG.

Lo stallo di connessione verrà definito da Terna nella soluzione di connessione (STMG).

Nell'impianto saranno previste tutte le apparecchiature necessarie alla protezione delle linee elettriche dimensionate per la potenza generata dall'impianto; sarà prevista inoltre la realizzazione delle opere accessorie atte alla fruizione dell'impianto.

L'impianto dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es. quadri di alimentazione, illuminazione, ecc.).

L'impianto presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la continua evoluzione e transizione energetica verso la riduzione della generazione elettrica da fonti maggiormente inquinanti – nell'ottica di raggiungere gli obiettivi strategici di decarbonizzazione – e contemperando la salvaguardia strutturale degli equilibri

della rete elettrica. Quanto sopra anche in relazione alla sempre maggiore penetrazione nello scenario elettrico della produzione da FER (fonti di energia rinnovabili), caratterizzate dalla necessità di essere affiancate da sistemi di atti ad assicurare l'affidabilità del sistema elettrico nazionale.

I principali vantaggi degli impianti integrati eolico possono riassumersi in:

- Conversione efficiente dell'energia eolica in energia elettrica;
- Immagazzinamento dell'energia;
- Assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- Risparmio di combustibili fossili;
- Ridotti costi di esercizio (non sono presenti costi per l'approvvigionamento del combustibile) e di manutenzione;
- Facile smantellamento degli aerogeneratori a fine vita (20/25 anni);
- Mercato della capacità, per fornire servizi di bilanciamento dei flussi di potenza in rete;
- Gestione dei picchi di potenza attraverso il servizio di time-shift;
- Ottimizzazione del prezzo del kWh, erogando o prelevando energia dalla rete in funzione del PUN.

4.3 Principali componenti del parco eolico

Una turbina eolica o aerogeneratore trasforma l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile e passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione effettuato dalle pale.

Come già precedentemente indicato, il parco eolico è costituito da n° 74 pale eoliche. La pala eolica scelta per questo impianto ha una potenza di 15 MW ed è alimentata ad una tensione di 66 kV (per maggiori dettagli si veda lo schema unifilare).

Al fine di sfruttare l'energia cinetica contenuta nel vento convertendola in energia elettrica disponibile per l'immissione in rete o per l'alimentazione dei carichi in parallelo, una turbina eolica utilizza diversi componenti sia meccanici che elettrici.

In particolare il rotore (pale e mozzo) estrae l'energia dal vento convertendola in energia meccanica di rotazione e costituisce il "motore primo" dell'aerogeneratore, mentre la conversione dell'energia meccanica in energia elettrica è effettuata grazie alla presenza del generatore elettrico.

All'interno di ciascuna turbina eolica sono installate tutte le apparecchiature elettriche necessarie al funzionamento del generatore ed alla sua connessione alla rete di distribuzione del parco eolico.

I componenti principali che costituiscono una turbina eolica sono indicati nella figura seguente e sono:

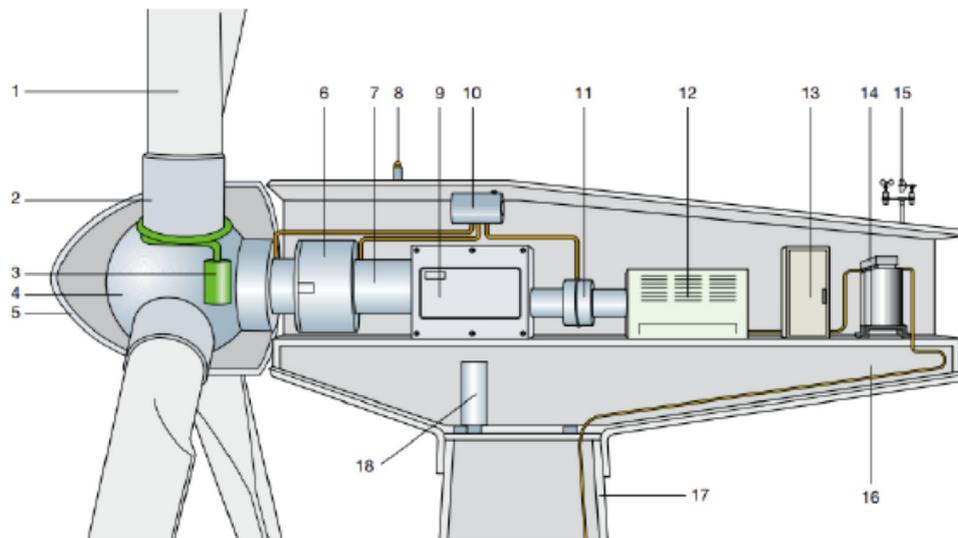


Figura 4.1 Componenti turbina eolica

1. Pala
2. Supporto della pala
3. Attuatore dell'angolo di Pitch
4. Mozzo
5. Ogiva
6. Supporto principale
7. Albero principale
8. Luci di segnalazione aerea
9. Moltiplicatore di giri
10. Dispositivi idraulici di raffreddamento.
11. Freni meccanici
12. Generatore
13. Convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento
14. Trasformatore
15. Anemometri
16. Struttura della navicella
17. Torre di sostegno
18. Organo di azionamento dell'imbardata

La pala (rotore) estrae l'energia dal vento e la converte in energia meccanica, mentre il generatore converte l'energia meccanica in energia elettrica.

La potenza in uscita dal generatore è in alta tensione (66 kV) e viene convertita a tensione 150 kV attraverso sottostazione elevatrice offshore; la conversione risulta necessaria per ridurre le perdite di trasmissione.

Il convertitore ed il trasformatore possono essere inseriti direttamente nella navicella oppure essere posizionati alla base della torre.

L'installazione del trasformatore nella navicella consente il bilanciamento del peso del rotore, mentre il posizionamento alla base permette di ridurre le dimensioni ed il peso della navicella.

4.4 Infrastrutture Offshore

4.4.1 Modello della turbina eolica

La turbina selezionata per il caso studio è una turbina con una potenza di 15 MW. La turbina è un modello ad asse orizzontale, a tre pale con funzionamento sopravento. L'output elettrico è di 66 kV con una vita prevista di 30 anni. Il rotore e la navicella della turbina sono montati sulla cima di una torre tubolare in acciaio.

Il rotore è composto da tre pale con un diametro (Rotor Diameter – RD) di 236 m. Il mozzo viene utilizzato per connettere le tre pale alla trasmissione della turbina. Il sistema di collettamento (pitch system) è modulare, posizionato all'interno del mozzo e i freni principali sono posizionati all'interno del generatore, ciò permette una configurazione semplice del mozzo. Le velocità delle pale è regolata dalla combinazione della regolazione dell'angolo di collettamento delle pale e il controllo della coppia generatore/trasformatore. Il rotore nelle normali condizioni operative e in caso di posizione sopravento, ruota in senso orario.

La navicella comprende al suo interno le componenti principali del generatore della turbina, tra cui il convertitore di potenza, il trasformatore, con i sistemi di raffreddamento e i rispettivi sistemi di controllo. Ciò permette un pre-avviamento completo della navicella prima che questa sia inviata al sito. L'accesso dalla torre alla navicella avviene dal fondo della stessa e dalla piattaforma per il decollo/atterraggio nella parte superiore della navicella. Quest'ultima comprende una piccola parte di torre al di sotto del sistema di imbardata (yaw system), il che facilita l'installazione della navicella, in quanto la flangia inferiore è la parte più bassa della navicella. Sulla parte superiore di quest'ultima è presente la piattaforma di decollo/atterraggio degli elicotteri che permette il trasporto di persone e materiali alla turbina.

La turbina è equipaggiata con un convertitore di piena potenza (full power converter) con raffreddamento ad acqua composto da due set di convertitori di potenza trifasici a medio voltaggio. Ogni set del sistema di full power converter consiste in un Machine-Side Converter, un DC-link e un Line-Side Converter, con un modulo di resistori di frenata (braking resistor module).

Il trasformatore ad alto voltaggio da 66 kV trasferisce la potenza dalla turbina eolica al livello di voltaggio del parco eolico. Il trasformatore è installato nella navicella della turbina, così da ridurre le perdite elettriche e per un design più compatto del sistema di conversione di potenza della turbina.

Il movimento di imbardata è facilitato da un cuscinetto scorrevole posizionato tra la navicella e la torre. Gli azionatori di imbardata ingranano con il yaw crown (fissato alla torre) e orientano la turbina per seguire il vento in imbardata. Il regolatore attiva gli azionatori di imbardata per allineare la navicella alla direzione del vento sulla base di sensori montati sulla parte superiore della navicella.

La torre è un tubo o cilindro in acciaio, sul quale viene montata la navicella. L'accesso alla turbina avviene attraverso una porta alla base della torre. Sono incluse all'interno un ascensore di servizio, una piattaforma interna di servizi e l'illuminazione. Una scala permette l'accesso alla navicella e supporta un sistema di sicurezza di arresto alla caduta.

I commutatori ad alta tensione (High Voltage Switchgear – HVSG) sono montati sia al livello della piattaforma d'ingresso alla torre, che nell'elemento di transizione (Transition Piece). Lo scopo principale dei HVSG è di proteggere i trasformatori di potenza della turbina a vento, e di fornire un circuito di alimentazione in entrata/uscita al sistema di controllo del parco eolico. Il HVSG può includere diversi moduli funzionali come: cavi riser, interruttori di linea, e moduli di misurazione, comunicazione e protezione. Pertanto, include un elenco di opzioni personalizzabili, così che possa essere più facilmente adattato a differenti design dei sistemi di raccolta di diversi parchi eolici. Inoltre, il HVSG è associato ad un Service Voltage Transformer (SVT) che permette di fornire energia ad alcuni sistemi primari ausiliari (illuminazione, ascensore, attacchi, gruppo di continuità, raffreddamento di convertitori) quando il trasformatore principale non è connesso alla rete. Il SVT è quindi la fonte primaria di energia per i convertitori di potenza per pre-magnetizzare il trasformatore principale e gestire la connessione alla rete senza corrente di spunto. È previsto che il trasformatore di servizio riceva corrente dall'esterno durante la messa in esercizio della turbina eolica.

Date le attuali tempistiche è plausibile che diventino disponibili altre tipologie di turbine con maggiore potenza. Con l'evolversi del progetto, verranno effettuate nuove valutazioni. Va sottolineato che una turbina con maggiore potenza non implica necessariamente un caso studio migliore e pertanto, il costruttore ha effettuato la valutazione sull'attuale applicazione commerciale. È possibile che con l'evolversi del progetto, il caso studio cambi.

Tabella 4.1 Parametri chiave della turbina eolica

Potenza nominale [MW]	15	Air gap [m]	25
Diametro del rotore [m]	236	Lunghezza della torre [m]	118
Velocità del vento valutata [m/s]	12.5	Altezza di interfaccia [m]	19.6
Altezza del mozzo [m]	143	RPM	8.5

Tipicamente le WTG vengono progettate secondo lo standard IEC 61400 Classe 1. Ciò implica che la turbina deve essere progettata considerando una velocità media del vento di 10 m/s, una velocità di riferimento del vento su un tempo di 10 minuti di 50 m/s e per diversi livelli di turbolenza rappresentativi

di un ambiente in mare aperto. La combinazione di questi e tanti altri parametri definisce un carico massimo che la turbina può sopportare.

I calcoli e le validazioni sito-specifici dei carichi verranno effettuati per assicurare l'adeguatezza della tipologia di turbina selezionata per il sito. Il design della torre per la turbina è specifico per il progetto e basato sulle condizioni sito-specifiche e sulle caratteristiche delle sottostrutture. Per cui, le torri sono progettate adeguatamente.

4.4.2 Fondazioni

Quando viene selezionata una tipologia di fondazione per un progetto eolico offshore il fattore principale da considerare è la profondità dell'acqua. Per profondità maggiori di 60 m l'opzione ottimale sono le fondazioni galleggianti.

4.4.2.1 Fondazioni galleggianti

Esistono quattro tipologie principali di fondazioni galleggianti per le turbine eoliche: SPAR (Single Point Anchor Reservoir), TLP (Tensione Leg Platform), barge e semi-sommersibili, a seconda dello schema operativo delle piattaforme. Tra queste quattro tipologie, ci sono dei modelli ibridi che combinano i principi operativi di questi schemi. Il concetto di stabilità delle piattaforme è dato dal peso della piattaforma, dai sistemi di ormeggio o dalla geometria degli stessi.

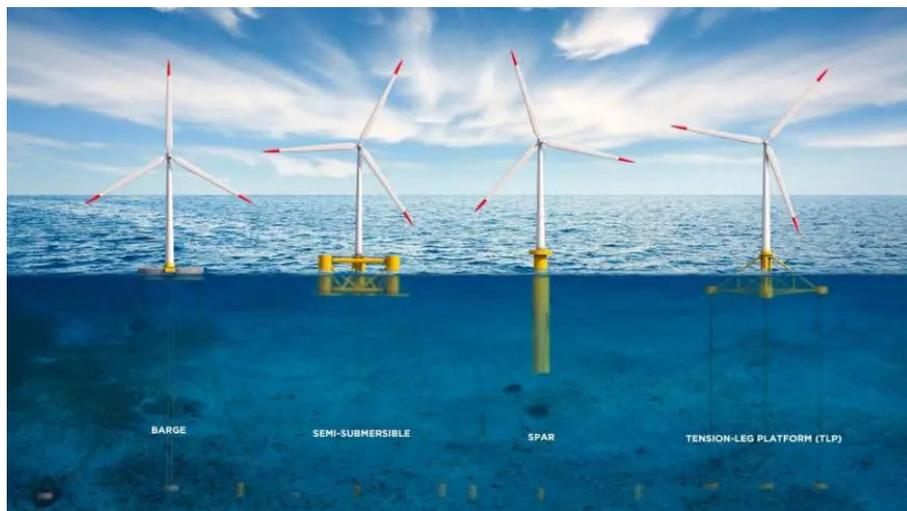


Figura 4.2 Tipologia di piattaforme galleggianti
(Fonte: Salamander/ Simply Blue Energy)

In generale, gran parte delle tecnologie raggiunge la stabilità combinando i concetti estremi indicati di seguito.

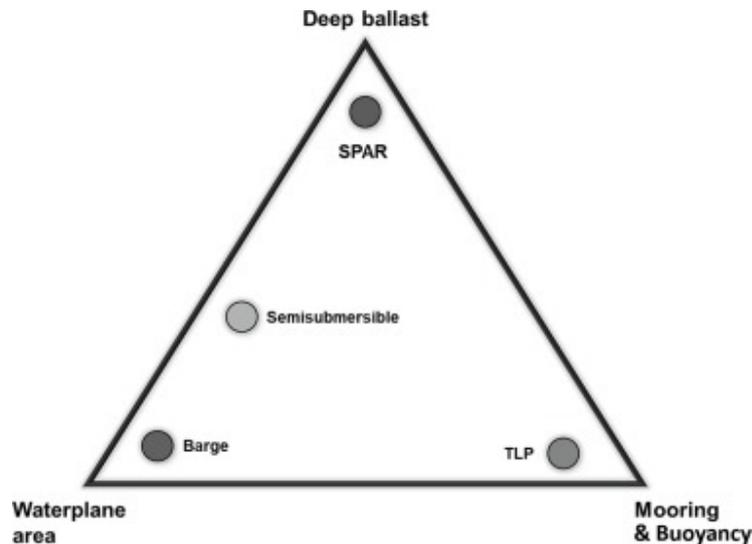


Figura 4.3 Tipologia di piattaforma galleggiante a seconda degli schemi operativi.
(Fonte: Uzunoglu & Soares (2020), Hydrodynamic design of a free-float capable tension leg platform for a 10MW wind turbine)

Le piattaforme SPAR o a pilone galleggianti sono delle strutture semplici, in genere cilindriche che hanno una zavorra installata sul fondo, ciò permette di ottenere un centro di gravità (CdG) molto basso che garantisce la stabilità della piattaforma. Questa struttura può presentare degli svantaggi a seconda della profondità dell'area in quanto, a seconda del peso della torre al di sopra della fondazione, la lunghezza della parte sommersa può richiedere elevate profondità. L'installazione della turbina eolica per questa tecnologia può essere problematica, a meno che non siano possibili porti con acque profonde, la SPAR verrà trainata in acque profonde per essere capovolta e la turbina incorporata, il che rende il processo globale di fabbricazione più complesso e costoso. Le componenti sostitutive dovranno essere realizzate a largo, o in acque profonde e protette tramite l'utilizzo di gru galleggianti. Un ulteriore problema che potrebbe presentarsi con questa tipologia di fondazione è il range di spostamenti relativamente alto che in alcuni casi può non essere compatibile con il funzionamento della turbina.

Nelle strutture TLP la stabilità viene raggiunta dalle linee di ancoraggio pre-tese. Tali piattaforme hanno un'elevata galleggiabilità e vengono tenute ferme dalle linee di ancoraggio tese. Conseguentemente, gran parte dei moti della struttura sono limitati. Tale sistema non è ancora largamente diffuso nel settore eolico offshore, ma viene più utilizzato nel settore delle piattaforme petrolifere ed è adatto per le elevate profondità. La problematica principale di questa tecnologia riguarda i costi elevati del sistema di ancoraggio capace di sopportare carichi verticali, la scarsa diffusione nell'industria dell'eolico offshore e le complicate operazioni marittime richieste per l'installazione delle ancore e il trasporto della piattaforma.

D'altra parte, le piattaforme barge raggiungono la stabilità grazie alla galleggiabilità lungo l'area di galleggiamento. Questa tipologia di piattaforme offre il vantaggio di avere un pescaggio basso ed è di

facile realizzazione, il che rende più facile la selezione del porto di fabbricazione. In ogni caso, i galleggianti barge sono molto sensibili alle condizioni meteorologiche e sono meno stabili delle altre tipologie. Questa tipologia di fondazione è suscettibile agli spostamenti eccessivi in scenari con grandi ondate, come quelle che si hanno durante le condizioni d'onda con tempi di ritorno di 1 anno e 5 anni, per cui le piattaforme barge sono più appropriate per zone con acque tranquille con altezze d'onda per tempi di ritorno di 50 anni inferiori a 8 m. L'elevata area di galleggiamento cattura elevati carichi idrodinamici e richiede un significativo rafforzamento alla base della torre e del regolatore della turbina. Il concetto di BW Ideol barge è il più avanzato, l'installazione di due impianti pilota, ed è stato proposto per lo sviluppo di progetti pre-commerciali come EOLMED e progetti commerciali come in Sud Bretagna.

Infine, le piattaforme semi-sommergibili per ottenere la stabilità sfruttano sia una larga area di galleggiamento, in genere tramite l'utilizzo di diverse colonne galleggianti, sia lo zavorramento. Spostando gli elementi di galleggiamento (le colonne) lontano dal CdG si raggiunge un'elevata stabilità dell'area di galleggiamento senza acquisire lo stesso carico idrodinamico ricevuto nella tipologia barge. I vantaggi maggiori di questa tipologia di sistema sono le performance idrodinamiche e la facilità di installazione, in quanto il sistema può essere completamente montato in porto e trasferito al sito finale. Distribuendo i periodi naturali della struttura al di fuori del consueto range di periodo d'onda, sono stati realizzati design che minimizzano l'ampiezza degli spostamenti. È bene sottolineare che con l'aggiunta di uno zavorramento si può aumentare la stabilità della struttura, paragonandola alle tipologie barge, in ogni caso, ciò porterà anche un aumento del pescaggio. Attualmente, questa tipologia di soluzione è quella che presenta la maggiore diffusione -nel mercato delle piattaforme eoliche, infatti sono state installate nei primi parchi commerciali galleggianti in Sud Europa, i WindFloat Atlantic localizzati in Portogallo.

Esistono due tipologie di sistemi di zavorramento utilizzati nelle piattaforme semi-sommergibili: sistemi di zavorramento attivo e passivo. È bene sottolineare che i sistemi attivi sono stati brevettati da PPI e quindi vengono utilizzati soltanto per le piattaforme WindFloat. In ogni caso, il brevetto sta per volgere a termine e quindi c'è la possibilità che altre tecnologie inizino a sfruttare il sistema attivo. Per aumentare le condizioni di stabilità, il sistema di zavorramento consiste in:

- Zavorre passive: consistono in acqua marittima localizzata nel compartimento inferiore di ogni colonna. La zavorra è permanente ed è configurata in modo tale da compensare l'asimmetria del peso, così che le colonne esterne (quelle che non comprendono la turbina eolica) hanno un quantitativo maggiore di zavorra.
- Zavorre attive: localizzate nel compartimento superiore delle colonne. La zavorra può essere trasferita tra diverse colonne tramite un sistema di pompaggio e ha lo scopo di compensare il momento di rovesciamento prodotto dal vento.



Figura 4.4 Sistemi di zavorramento

La tecnologia consigliabile per la piattaforma di galleggiamento è sito-specifica. Come detto in precedenza, la piattaforma SPAR è probabilmente limitata a causa delle profondità del fondale. D'altra parte, i galleggianti TLP sono ancora ad uno stato di sviluppo prematuro e, per questo motivo, non sono una tecnologia raccomandabile per i progetti in analisi. Per quanto riguarda i galleggianti barge, il range di opzioni tra cui scegliere non è molto ampio a causa della loro poca stabilità che aggiunge un rischio considerevole al progetto.

A causa dell'aumento del prezzo dell'acciaio, le piattaforme galleggianti in cemento stanno diventando una soluzione sempre più interessante. Attualmente sono disponibili più opzioni per le piattaforme in acciaio rispetto a quelle in cemento e le tecnologie delle soluzioni in acciaio sono più mature. Queste tipologie di piattaforme, inoltre, hanno il vantaggio di un approccio più modulare con la possibilità di prefabbricare preventivamente i tubi in acciaio. D'altra parte, il cemento in genere offre maggiori contenuti locali ed è più economico. Le casseforme rampanti sono in genere la metodologia privilegiata per la realizzazione di piattaforme in cemento. Come caso base, si considererà l'utilizzo dell'acciaio per la costruzione di piattaforme semi-sommersibili, in quanto è disponibile un numero maggiore di opzioni per la soluzione in acciaio.

La selezione delle piattaforme deriverà anche da studi futuri e decisioni come la scelta della turbina eolica e gli studi dei porti e infrastrutture disponibili lungo la costa italiana.

In via preliminare, European Energy sta ipotizzando che la soluzione semi-submersibile sarà quella ottimale, sia da un punto di vista tecnico che ambientale.

European Energy ha avviato delle discussioni con due potenziali partner industriali per studiare preliminarmente la fattibilità tecnica dell'utilizzo dei floater "TetraSub" di Stiesdal (<https://www.stiesdal.com/offshore/tetra-offshore-foundations-for-any-water-depth/>) e "WindFloat" di Principle Power (<https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>).

Il sistema Station Keeping di una piattaforma galleggiante è il sistema che garantisce che la struttura rimanga in posizione e non sia trascinata via dal vento o dal mare (onde e corrente). Tale sistema in genere è composto principalmente dalle linee di ormeggio e dalle ancore. È largamente dipendente

dalla tecnologia galleggiante selezionata. Esistono tre tipologie principali per questo sistema: catenary mooring, taut leg mooring e tension leg mooring. Il sistema catenary mooring è il sistema più comune per tutte le tipologie di piattaforme galleggianti tranne che per le TLP. Consiste in un sistema di ormeggio allentato che garantisce un carico orizzontale sulle ancore. Gran parte delle forze di ripristino del sistema sono generate dal peso delle linee di ormeggio. D'altra parte, il carico del sistema taut leg mooring carica le ancore di un angolo tale per cui l'ancora deve essere in grado di sopportare sia carichi orizzontali che verticali. In questa tipologia di sistema le forze di ripristino sono generate dall'elasticità delle linee di ormeggio. Il vantaggio maggiore del secondo sistema rispetto al primo è il minore ingombro, che comporta un quantitativo di materiale minore, di conseguenza anche costo e peso, questo fattore è particolarmente importante per acque con elevate profondità. Infine, il sistema tension leg è la tipologia di sistema utilizzata per le strutture TLP. Il carico sull'ancora è completamente verticale e quindi ancore a carico verticale o pali ad aspirazione sarebbero la soluzione di ancoraggio ottimale per questa tipologia di sistema.

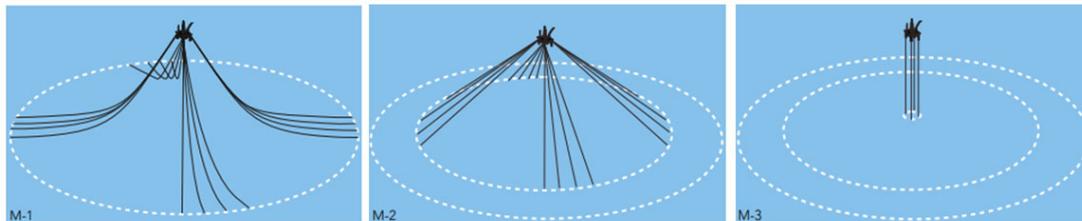


Figura 4.5 Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema catenary mooring, M-2 è un sistema taut leg mooring e M-3 è un sistema tension leg (Fonte: Vryhof manual)

Generalmente, a seconda della tecnologia galleggiante selezionata, il sistema ha dalle 3 alle 6 linee di ormeggio per galleggiante. Le linee di ormeggio sono equamente distribuite, quindi l'angolo tra ognuna di loro dipende dal numero di linee selezionato. La figura sottostante mostra un esempio di galleggiante con tre linee di ormeggio.

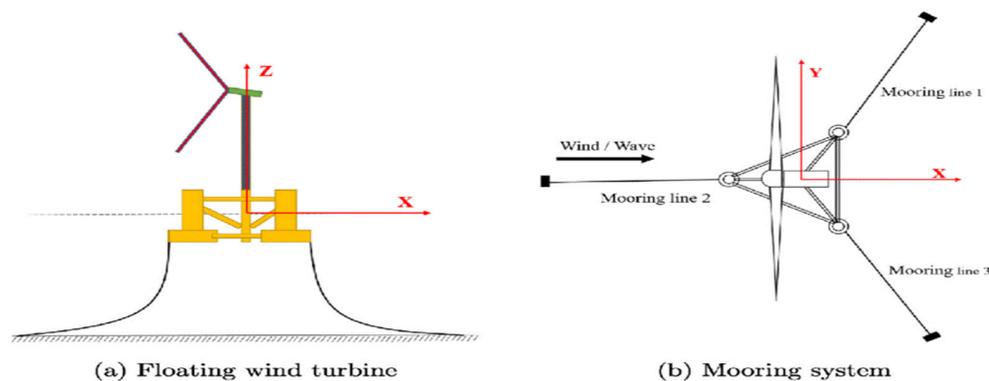


Figura 4.6 Sistema a 3 linee di ormeggio.

(Fonte: Kung Xu (2020), Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design)

Per le turbine da 15 MW e per le caratteristiche specifiche del parco (profondità, dimensione delle piattaforme, ecc.) le informazioni illustrate in precedenza dovranno essere adeguatamente scalate nelle seguenti fasi del progetto.

Per una prima approssimazione dell'area di influenza delle linee di ormeggio, ipotizzando di scegliere un sistema catenary mooring, si utilizzano il criterio indicato nell' "Anchor Manual" della compagnia VRYHOF.

Per le linee di ormeggio possono essere utilizzati diversi materiali: catene, cavi in acciaio e corde di fibra.

L'utilizzo di picchetti in polietilene ad altissimo peso molecolare (High Modulus Polyethylene – HMPE) rende possibile l'utilizzo di bassi valori di pretensionamento e rende più facile l'installazione delle linee di ancoraggio. HMPE è una fibra sintetica, le cui caratteristiche principali sono:

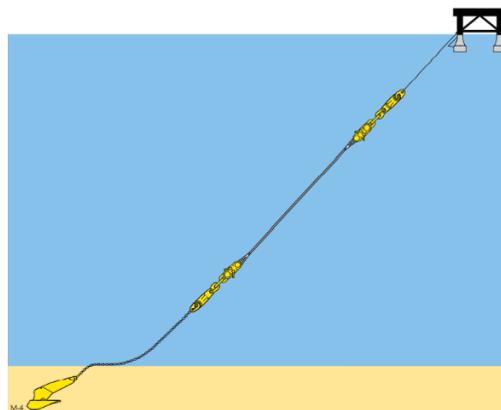
- Elevato valore del rapporto resistenza/peso e bassa elasticità.
- Resistenza limitata alle alte temperature.
- Buona resistenza all'abrasione e alla fatica.
- Buona resistenza alla compressione assiale e basso coefficiente di attrito.
- Sensibile allo scorrimento e all'abrasione.

Le caratteristiche appena elencate rendono questo materiale largamente diffuso per la realizzazione delle linee di ancoraggio sia nell'ambito navale che in campo petrolifero ed eolico offshore.

Le catene offrono una buona interazione con il fondale, delle aree di touchdown e sottomarino. A causa del loro peso elevato (a paragone con i picchetti in HMPE), soddisfano la doppia funzione di privilegiare la trazione orizzontale sull'ancora e lavorare come ammortizzatore (molla) nelle oscillazioni associate al movimento della piattaforma galleggiante. Le catene offrono anche una chiusura semplice e un ri-tensionamento del sistema di ormeggio e presentano una bassa resistenza a fatica e corrosione.

I cavi in acciaio possono anche essere una soluzione interessante a causa del loro basso peso e dell'elevata rigidità. In ogni caso, i cavi in acciaio sono più difficili da implementare e hanno limitazione di coppia.

La selezione del materiale per le linee di ormeggio dipende da diversi fattori come la profondità. Come anticipato in precedenza un incremento della profondità implicherebbe delle linee di ormeggio più lunghe e quindi maggiori costi per il materiale e peso maggiore. Utilizzando un mix di diversi materiali, il fattore di peso e costo può essere ottimizzato. Per esempio, utilizzando delle corde in fibra o acciaio nella sezione connessa al galleggiante, il peso può essere ridotto senza inficiare notevolmente le proprietà fisiche dell'ormeggio. L'ancora è generalmente connessa alla catena grazie alla sua buona interazione con il fondale. La catena e la corda in fibra o acciaio possono essere unite tramite un connettore. Un esempio di tale configurazione può essere visto nella figura sottostante.



**Figura 4.7 Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica
(Fonte: Vryhof Anchor Manual)**

Per l'ancoraggio al fondale esistono diverse tipologie di ancore utilizzabili. Le più comuni sono: drag embedded anchors, suction pile anchors, vertical loaded anchors e driven pile. La selezione dell'ancora dipenderà principalmente dalle condizioni del fondale e dalla direzione del carico, nonostante ciò, anche la profondità è un parametro da considerare nella scelta.

Driven pile anchors vengono installati nel fondale tramite palificazione o vibro-martello. Può sopportare carichi verticali e orizzontali. Questa tipologia di ancoraggio è più appropriata per basse profondità e suoli duri, quindi non è la scelta ottimale per il sito in analisi.

Suction pile anchors consiste in un tubo cavo in acciaio chiuso nella parte superiore che viene inserito nel fondale tramite l'impiego di una pompa connessa nella parte superiore del tubo. Quando l'acqua viene pompata via dall'ancora ad aspirazione crea una differenza di pressione che forza l'ancora nel fondale. L'ancora ad aspirazione può sopportare carichi verticali e orizzontali e può essere utilizzata per tutte le tipologie di sistemi di ormeggio. Questa tecnologia può essere anche utilizzata anche per acque più profonde rispetto le driven piles. Queste tipologie sono idealmente utilizzate con argilla o sedimenti a bassa resistenza, quindi non sarebbero efficaci nelle condizioni di fondale sabbioso e

fangoso. Uno dei vantaggi maggiori di questa tecnologia è l'accuratezza del posizionamento, in ogni caso sono anche più costose delle ancore drag embedded.

Vertical loaded anchors l'installazione per questa tipologia di ancoraggio è la stessa delle drag embedded anchors ma l'inserimento avviene più in profondità. Questa tipologia di ancoraggio è più adatta nel caso di carichi verticali, come quelli che si riscontrano nel caso di piattaforme TLP. Queste ancore sono ottimali per le acque profonde e sono utili anche nel caso di ormeggi per infrastrutture sottomarine in spazi confinati come nel caso di vicinanze a tubature e cavi.

Infine, le drag embedded anchors sono la tipologia di ancoraggio più diffuso. Sono adatti a resistere ai carichi orizzontali, quindi indicati solo nel caso di sistema di ormeggio catenary mooring. Nonostante non ci siano limiti nella profondità dell'acqua per l'utilizzo di questo ancoraggio, è bene ricordare che il raggio del sistema di ormeggio aumenta all'aumentare della profondità, il che comporta la necessità di un quantitativo maggiore di materiale. Tale tipologia di ancoraggio verrà preliminarmente selezionata per il presente caso studio, in ogni caso la soluzione definitiva dovrà essere scelta dopo la definizione della piattaforma galleggiante e la realizzazione di studi geologici più approfonditi.

La caratteristica principale di un ancoraggio drag embedded è il rapporto elevato tra la capacità di aderenza (capacità di tenuta) e il loro peso. Queste ancore sono state ampiamente utilizzate nel settore petrolifero. Grazie alle loro caratteristiche, possono essere impiegate sia nel caso di fondali sabbiosi che con maggiore durezza e sono progettate strutturalmente per resistere a carichi puntuali estremi.

Per garantire la corretta installazione di questa tipologia di ancoraggio, l'operazione generalmente viene effettuata tramite l'impiego di una nave per la movimentazione di ancore (Anchor Handling Tug – AHT). La procedura d'installazione più semplice consiste nel calare l'ancora sul fondale utilizzando le stesse linee di ormeggio. Quando l'ancora è in prossimità del fondale, la nave si muove lentamente a prua, così da garantire che l'ancora sia correttamente poggiata sul fondale (figura di seguito) e iniziare l'infissione nel suolo.

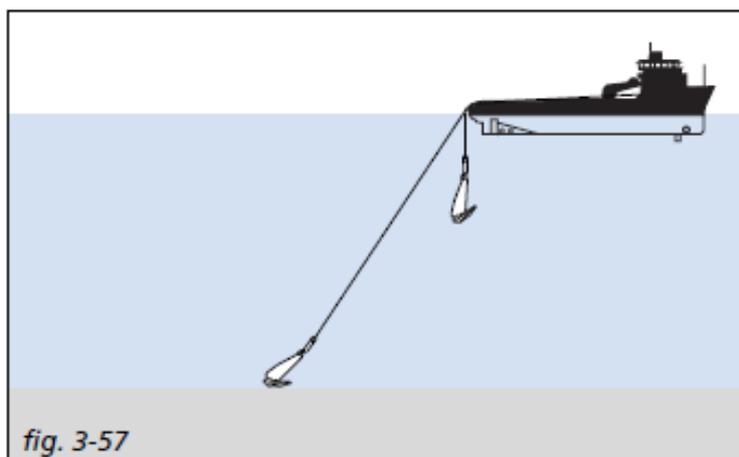


Figura 4.8 Schema di ancoraggio

4.4.2.2 *Trasporto e Installazione*

Sulla base delle esperienze precedenti, a causa delle loro dimensioni, la tecnica e il quantitativo di materiale necessario, nonché per altri requisiti, le fondazioni galleggianti in genere hanno necessità di essere fabbricate in un cantiere navale specifico.

La fabbricazione della piattaforma galleggiante e l'installazione della turbina eolica spesso vengono effettuati in porti diversi. Una volta che la sottostruttura è stata realizzata, viene trasportata al porto di smistamento. Questa tipologia di trasporto può avvenire tramite l'utilizzo di una nave semi-sommersibile o trascinando la struttura con una nave che abbia la capacità di trazione necessaria. Nel primo caso, la sottostruttura viene caricata sul ponte della nave con l'aiuto di un Self-Propelled Modular Transporter (SPMT) e trasportato al porto di smistamento dove, grazie alla capacità di sommersione della nave, la sottostruttura viene messa a galla e ormeggiata sulla banchina. Se, invece, si decide di trasportare la sottostruttura dal cantiere navale al porto di smistamento trascinandola, la manovra per mettere a galla la sottostruttura avverrà nel cantiere navale stesso tramite l'impiego di un bacino di carenaggio o altri metodi.

Una delle differenze maggiori dell'offshore con strutture galleggianti è anche che l'installazione della turbina eolica avviene direttamente al porto di smistamento. Quando la sottostruttura arriva al cantiere navale, inizia il processo di installazione della turbina. Alcuni dei parametri e caratteristiche più importanti quando si cerca il porto di smistamento più adatto sono il pescaggio del porto, la lunghezza della banchina, l'area delle strutture disponibili e le strumentazioni di cui queste dispongono.

Prima dell'arrivo della sottostruttura, le componenti della turbina vengono trasportati e stoccati al porto di smistamento, per lo più orizzontalmente. Durante il periodo in cui questi componenti sono nel porto, sono necessarie operazioni di periodica manutenzione e pulizia, nonché una sorveglianza permanente.

L'installazione della turbina eolica richiede capacità di sollevamento elevate, il che comporta l'impiego di gru di elevate dimensioni, circa 1.000 – 3.000 t. Questa gru, con il supporto di una gru di minori dimensioni, posiziona la sezione della turbina eolica nelle fondazioni galleggianti fino a quando l'installazione non è completa. Per questa tipologia di assemblaggio, le condizioni meteoceaniche devono essere tranquille così da facilitare l'interazione della gru principale con la piattaforma.



Figura 4.9 Installazione della turbina eolica

Una volta che l'installazione è completa, la sottostruttura e la turbina vengono trainate al sito da una nave che abbia la capacità di trazione necessaria. Questi transiti hanno limiti di navigazione specifici, quindi la finestra temporale richiesta per tale tipologia di trasporto è molto limitata.

Quando la piattaforma arriva al sito, la prima manovra da compiere è il posizionamento, in quanto ogni unità è localizzata in un punto specifico assegnato in precedenza dallo sviluppatore del progetto. A quel punto la piattaforma viene agganciata al sistema di ormeggi catenary mooring installato in precedenza che mantiene la piattaforma in posizione durante tutta la sua vita. La manovra di aggancio viene fatta in perfetta coordinazione delle navi coinvolte (rimorchiatore, nave di aggancio, rimorchiatore di supporto).

Infine, tutti i cavi che interconnettono il parco eolico vengono connessi, i cavi in questione sono i cavi inter-array e export (a seconda della posizione della piattaforma).

Le altre tecnologie (SPAR, barge, TLP) hanno procedimento di installazione simile, considerando l'installazione della turbina nel porto e il conseguente rimorchio della piattaforma al sito, ma allo stato attuale esistono pochi riferimenti riguardo l'installazione di queste tecnologie. L'unico caso con una chiara differenza è nel caso delle piattaforme SPAR in cui l'installazione della turbina avviene dopo l'aggancio delle fondazioni galleggianti, a causa delle caratteristiche particolari della piattaforma che richiedono che sia caricata orizzontalmente per poi essere ruotata in una posizione verticale in acque più profonde (a causa dell'elevato pescaggio alla configurazione orizzontale).

4.4.3 Cavi Inter-array

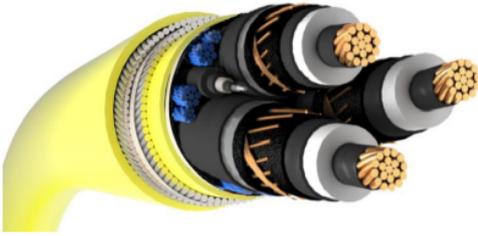
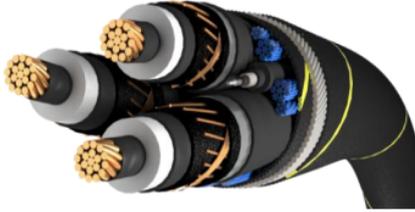
Il layout tradizionale di un parco eolico contiene un certo numero di turbine connesse tra di loro tramite cavi che quindi formano una "stringa" di turbine. Nei parchi eolici in analisi saranno presenti diverse stringhe (da 6 a 10). Tali stringhe alimenteranno una sottostazione offshore (Offshore Substation – OSS). I cavi che connettono diverse turbine in una stringa fino alla sottostazione offshore sono chiamati cavi array (Inter-Array Cables – IACs).

L'energia viene generata da ogni turbina tramite una macchina rotante che forma un modello trifasico. La corrente alternata viene utilizzata per la trasmissione di potenza nel parco eolico. Nella stringa i cavi tra la turbina 1 e la turbina 2 hanno una necessità di trasmissione di potenza (generata dalla turbina 1) molto minore rispetto quella richiesta tra la turbina 2 e la turbina 3 (che è l'insieme delle

potenze generate dalla turbina 1 e 2). Nonostante la trasmissione di potenza richiesta ai cavi array all'interno della stringa non sia la stessa, spesso dal punto di vista economico è più conveniente avere un paio di sezioni trasversali diverse nella stessa stringa.

Per il progetto, nel caso di fondazioni galleggianti, vengono selezionati cavi inter-array dinamici, nel caso di fondazioni fissate al fondale, vengono selezionati cavi in configurazione statica. Nella seguente tabella, fornita da JDR, è possibile vedere la differenza tra le due tipologie di configurazione:

Tabella 4.2 Configurazione di cavi dinamici vs. cavi statici. (Rif: JDR)

Dynamic Power Cable	Static Power Cable
Image source: JDR Cable Systems 	Image source: JDR Cable Systems 
Outer Protective Sheath	Light Protective Rovings
Even number of Contra-helical Armour Wire Strength Member Layers	Single Armour Wire Strength Member Layer
Inner Bedding Layer Sheath	Inner Bedding Layer Rovings
Twisted Triad Bundle of Fibre Optic Cable and Electrical Cores with Wire based Screen	Twisted Triad Bundle of Fibre Optic Cable and Electrical Cores with Screen
<ul style="list-style-type: none"> Good Torsional Balance Greater Axial Strength (Max Tension) Greater Fatigue Resistance Greater Bend Stiffness Greater Weight and Outer Diameter Greater Abrasion Protection and Impact Resistance 	<ul style="list-style-type: none"> Coil-able for low cost basket vessels Sufficient Axial Strength for shallow installation Light Weight Greater Flexibility (Smaller Minimum Bend Radius)

Gli strati aggiuntivi e i conseguenti vincoli di produzione attuali comportano un costo al metro dei cavi dinamici maggiore rispetto la configurazione statica. Il design dello schermo del nucleo elettrico deve sopportare una certa flessibilità, il che significa che un nastro unico per lo schermo non è adeguato, quindi questo deve essere costituito da diversi fili. La scelta di rame intrecciato può essere più vantaggioso rispetto l'alluminio, considerando le performance di resistenza a fatica richieste e il peso addizionale che avvantaggerebbe la stabilità sul fondale.

I cavi saranno connessi alle turbine eoliche tramite elementi che forniscono galleggiabilità e ne riducono l'effetto dinamico. Una soluzione possibile per i cavi distesi è la configurazione "lazy wave", in cui una serie di elementi galleggianti vengono attaccati ad una sezione del cavo dinamico che fa sì che una parte di questo galleggi. Il resto del cavo tra le turbine poggia sul fondale.

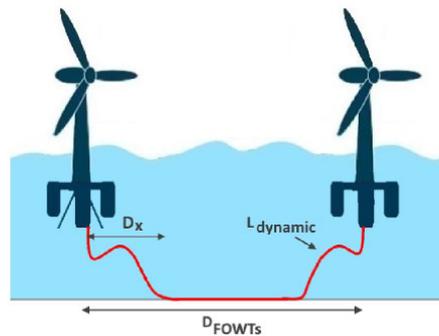
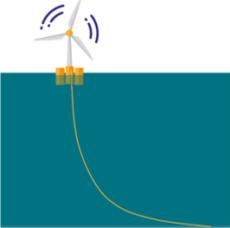
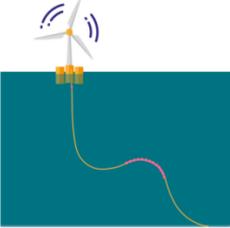
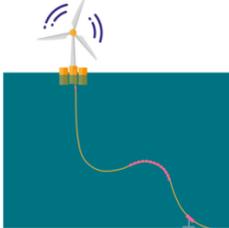
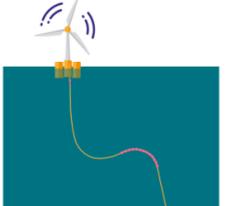
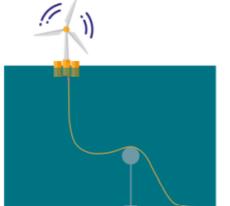
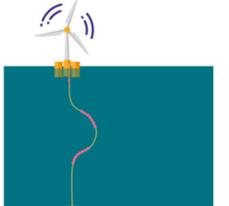


Figura 4.10 Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante.
(Rif: A metaheuristic optimization model for the inter-array cable layout planning for floating offshore wind farms)

La seguente tabella fornisce le informazioni riguardo le differenti tipologie di configurazioni dinamiche.

Tabella 4.3 Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2)

Name	Free Hanging (catenary)	Lazy wave	Tethered wave (Reverse pliant wave)
Description	 <p>A line extends in a catenary shape from the floater to the seabed</p>	 <p>A lazy wave provides lift to at a midwater cable section by attached buoyancy modules.</p>	 <p>A tethered wave is similar to a lazy wave with the addition of a tether restraining the touchdown point.</p>
Name	Steep wave	Lazy S	Chinese lantern
Description	 <p>A steep wave is like a lazy wave, but a subsea base and subsea bend stiffener are added to connect the cable vertically to the top face of a seabed junction.</p>	 <p>A lazy S is similar to a lazy wave but a subsea buoy (fixed or buoyant, called mid-water arch) is used instead of buoyancy modules.</p>	 <p>U-shaped cable slack keeping the tether vertically aligned with the cable entry in the floating platform</p>

È importante sottolineare che il sistema descritto (lazy wave) è uno dei possibili sistemi utilizzabili, per cui nelle future fasi del progetto, con ulteriori informazioni e ulteriori indagini riguardo le condizioni meteoceaniche e del suolo, si definirà la soluzione ottimale dal punto di vista tecnico ed economico.

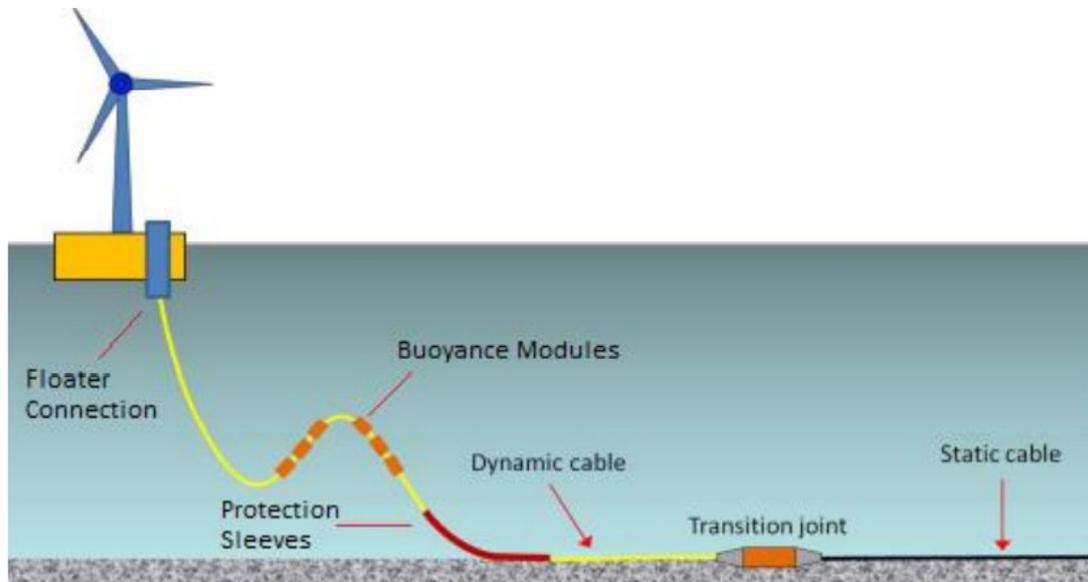


Figura 4.11 Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale

L'installazione dei cavi inter-array viene tipicamente effettuata su una base stringa per stringa così da permettere la prima energizzazione possibile.

La logica di trasporto, installazione, terminazione e verifica dei cavi inter-array è estremamente simile a quella dei cavi export.

Per cavi inter-array dinamici, che verranno utilizzati per la trasmissione di potenza tra le turbine eoliche e tra le turbine e la piattaforma della sottostazione offshore (Offshore Substation Platform – OSP) nei progetti a fondazioni galleggianti, i cavi verranno interrati per una certa lunghezza tra le diverse strutture. Vicino alla parte terminale del cavo e quando questo deve risalire in superficie verrà equipaggiato con una protezione touch down per la sezione non interrata che posa sul fondale. Il cavo verrà quindi equipaggiato con dei galleggianti in modo tale che si connesse con la turbina e assuma la conformazione lazy wave – ciò permette al cavo di assecondare i movimenti della struttura galleggiante senza essere danneggiato. All'ingresso del tubo a I, sempre al fine di evitare danneggiamenti per il movimento della piattaforma galleggiante, il cavo avrà un rinforzo di curva.

I cavi inter-array dinamici verranno installati una volta che la fondazione e la turbina saranno trainate al sito e agganciate (tramite le linee di ormeggio).

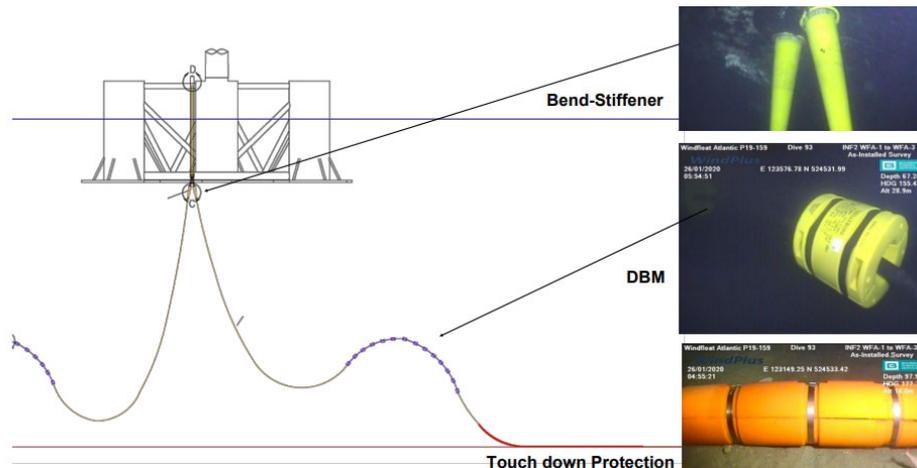


Figura 4.12 Esempio di layout di cavo inter-array dinamico

Durante le operazioni di installazione dei cavi inter-array, la nave posacavi (Cable Laying Vessel) sarà sempre accompagnata da una nave di supporto alla costruzione con una squadra per l'inserimento in ogni turbina e, alla fine di una stringa, alla piattaforma della sottostazione offshore.

4.4.4 Cavi export Offshore

I cavi che connettono la sottostazione offshore alla terraferma sono detti cavi export. Tipicamente, la potenza viene poi trasferita ad una sottostazione onshore (ONSS) prima di essere immessa in rete. Dalla sottostazione offshore, verranno collegati due cavi sottomarini ad alto voltaggio di corrente alternata (High Voltage Alternating Current – HVAC) (range di voltaggio da 220 kV a 345 kV). Dall'OSS i cavi export avranno una configurazione sottomarina dinamica fino a circa 500 m – 1 km, dove per mezzo di un connettore sottomarino, la configurazione dinamica diventa statica. Una volta completato il tratto sottomarino, i cavi export offshore verranno connessi alla scatola di transizione corrispondente (localizzata sulla terraferma), in cui il cavo passerà dalla configurazione offshore (cavo sottomarino tripolare) alla configurazione onshore (tre cavi unipolari). Una rappresentazione schematica di questa giunzione di transizione è illustrata nella figura di seguito:

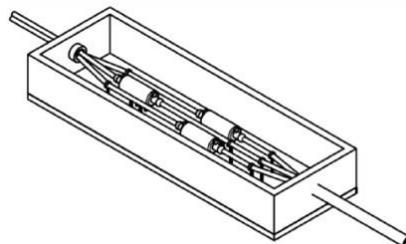


Figura 4.13 Diagramma della scatola di transizione

La scatola di transizione è principalmente una scatola in cemento in cui avviene la separazione dei cavi tripolari, e dove il cavo viene trasformato dalla configurazione sottomarina ad un cavo terrestre. Questa scatola di transizione può essere localizzata sulla spiaggia, dietro una protezione dal mare, o fino ad 1 km nell'entroterra.

I cavi export offshore raggiungono il sito sulla terraferma, sia tramite trincee o per mezzo di una perforazione direzionale orizzontale (Horizontal Directional Drilling – HDD) dal mare. La metodologia HDD viene generalmente utilizzata per ridurre gli impatti ambientali, fornisce una maggiore flessibilità ai programmi del progetto permettendo una pre-installazione delle condotte durante i lavori di inserimento onshore. La soluzione tecnica finale verrà in ogni caso stabilita negli stadi futuri del progetto.

A causa della distanza e della potenza trasmessa, la tipologia di tecnologia considerata per tutti e 5 i progetti in Italia è l'HVAC. Sulla terraferma, la giunzione dei cavi sottomarini ai cavi terrestri nella Transition Joint Bay dovrebbe essere completata come attività continua, con il cavo sottomarino tripolare che viene trasformato con successo in 3 cavi terrestri unipolari, il cavo in fibra ottica viene trasformato nella scatola di terminazione per la fibra ottica e i vincoli terrestri vengono installati.

Il paesaggio o l'accesso al sito da terraferma o via mare dovrebbe essere analizzato e pianificato con attenzione. Nel caso in cui siano applicabili restrizioni stagionali, ad esempio per motivazioni ambientali, devono essere prese in considerazione.



Figura 4.14 Giuntura di transizione sulla terraferma

La tipologia di cavo da impiegare nella sezione sottomarina sarà un cavo composto da tre conduttori in rame o alluminio. Come guida, la figura successiva mostra una sezione di un tipico cavo sottomarino HVAC:

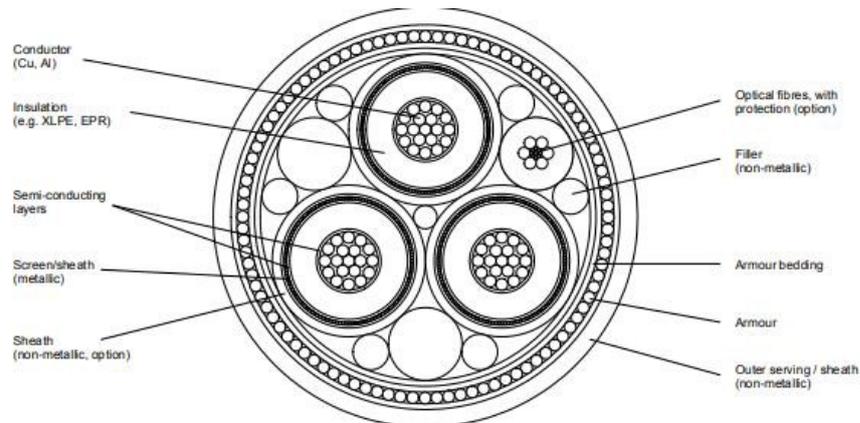


Figura 4.15 Sezione di un cavo tripolare sottomarino
(Fonte: DNVGL)

Tabella 4.4 Caratteristiche tecniche dei cavi

Conduttore	Conduttore in rame o alluminio con impermeabilità longitudinale all'acqua
Strato semiconduttore	Strato di semiconduttore estruso
Isolante	XLPE / EPR
Schermo sull'isolamento	Composto semiconduttore estruso
Schermo metallico	Nastro individuale in rame in ogni fase
Guida della fibra ottica	Fino a 3 unità di fibra ottica con tubo metallico
Lay up	Tre nuclei di Potenza disposti con riempimenti estrusi
Copertura di separazione/ Armor Bed	Filato in polipropilene
Armatura	Strato di fili in acciaio galvanizzato
Copertura esterna	Filato in polipropilene con colori personalizzabili



Figura 4.16 Cavo sottomarino dinamico
(Fonte: PRYSMIAN GROUP)

Prima che possa iniziare l'installazione, il percorso seguito dai cavi deve essere preparato adeguatamente. Deve essere svolta una fase di Pre Lay Grapnel Run così da rimuovere ogni cavo abbandonato, o, nel caso in cui dei cavi attivi attraversano il percorso, devono essere svolte le operazioni di preparazione per l'incrocio con questi cavi di terze parti.

Generalmente i cavi export vengono caricati al porto di fabbricazione direttamente sulla nave posacavi. Se per qualche motivazione ciò non fosse possibile (a causa dell'elevata distanza tra il porto di smistamento e il porto di fabbricazione), possono essere utilizzate navi per il trasporto come navi da supporto per operazioni in piattaforma (Platform Supply Vessel) e navi di trasporto di carichi pesanti (Heavy Transport Vessel). Le navi vengono riempite con caroselli in grado di contenere i cavi durante il trasporto tra le diverse posizioni. Una volta giunti al porto di smistamento, il carosello può essere scaricato tramite un SPMT o il cavo può essere trasportato dal carosello a bordo della nave al carosello nel porto.

Per quanto riguarda l'installazione, i cavi vengono prima stesi dalla nave posacavi e possono essere sia interrati contemporaneamente che in un secondo momento. Generalmente, le operazioni di posa iniziano nel sito sulla terraferma. Inizialmente, una nave più piccola proveniente da riva porta sulla nave posacavi un filo messaggero con un dispositivo "Chinese finger" all'estremità. Il dispositivo viene attaccato all'estremità del cavo che quindi può essere tirato. Nel momento in cui il cavo lascia lo scivolo a questo vengono legati dei galleggianti per garantire che il cavo non tocchi il fondale e che quindi l'attrito sia minimo. Quando il cavo raggiunge la riva i galleggianti vengono staccati dal cavo che viene inserito nell'HDD. Se è possibile stendere e interrare simultaneamente i cavi un sottomarino a comando remoto (Remotely Operated Vehicle – ROV) segue il cavo steso, lo sotterra alla profondità desiderata tramite jetting e/o scavi. Le navi posacavi più recenti hanno la possibilità di far avvenire le operazioni di posaggio e interrimento in simultanea e sono anche gestite in posizionamento dinamico, il che fornisce una maggiore flessibilità durante i lavori rispetto alle navi posacavi ancorate.

Il cavo viene steso e interrato seguendo il percorso stabilito fino a quando non raggiunge la piattaforma della sottostazione offshore. Una volta giunto alla OSP prima del suo inserimento il cavo viene misurato, tagliato e sigillato, utilizzando un filo messaggero e un quadrante, per garantire la corretta posa del cavo e per ridurre l'attrito col fondale. Una volta inserito, il cavo viene assicurato ad un aggancio temporaneo, in attesa di essere terminato e testato. Una volta che l'intero sistema di trasmissione viene installato, può iniziare la fase di messa in opera.

Dopo l'installazione del cavo c'è una fase di indagine post posa per garantire che tutto sia stato realizzato in accordo con quanto pianificato.

È importante osservare che ci sono zone in cui la profondità dell'acqua è ridotta e la nave posacavi potrebbe non essere in grado effettuare le operazioni di installazione in quella sezione del percorso, quindi deve essere utilizzata una chiatta posacavi.



Figura 4.17 Inserimento di un cavo export offshore sulla riva

4.4.5 Sottostazione Offshore

A causa della distanza tra il sito del parco eolico offshore e la linea di costa, sarà necessario realizzare almeno una sottostazione offshore, generalmente questa viene posta a metà della posizione delle turbine così da migliorare l'efficienza del sistema. Lo scopo della sottostazione offshore è di raccogliere ed esportare la potenza generata dalle turbine tramite cavi ad alta tensione specifici. La OSS per i progetti italiani alzerà il livello di voltaggio dal minimo di 66 kV a un minimo di 220 kV. La OSS ospiterà uno o più trasformatori step-up e la strumentazione necessaria ad esportare la potenza ad alto voltaggio, minimizzando le perdite potenziali.

La sottostazione elettrica offshore può essere fissata al fondale o galleggiante a seconda della tipologia di fondazione. Un parco eolico con fondazioni galleggianti tipicamente viene installato nel caso di profondità che superano approssimativamente i 100 – 120 m, in cui un monopalo fissato al fondale o una fondazione jacket non sarebbero economicamente applicabili. Per una OSS, la profondità critica per una fondazione fissata al fondale che rende questa tecnologia ancora competitiva dal punto di vista economico è di circa 100 m.

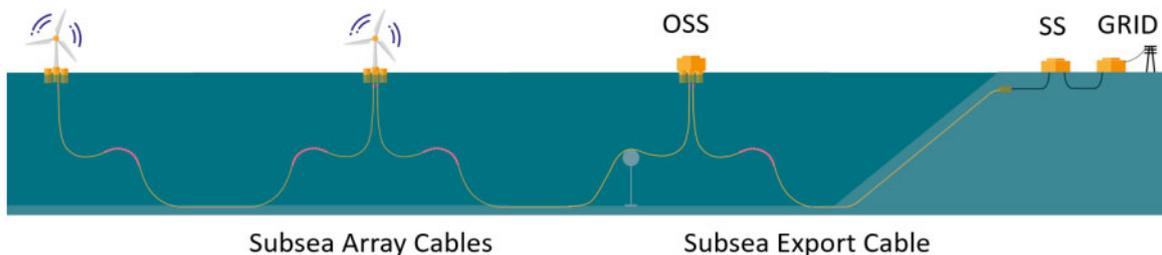


Figura 4.18 Layout di connessione di un parco eolico dinamico

La sottostazione offshore è composta da una parte superiore in cui si trovano tutte le strumentazioni elettriche e le fondazioni.

Le opzioni proposte per le fondazioni delle sottostazioni offshore sono simili ai design utilizzati per le turbine eoliche: semi-sommersibili, piattaforme tension leg (TLP), barge o SPAR. Le boe nel caso di fondazioni barge, semi-sommersibili e SPAR vengono ormeggiate al fondale con catene, cavi in acciaio o corde in fibra connesse alle ancore. Una fondazione TLP viene ancorata verticalmente con pastoie o tendini che rappresentano le “gambe in tensione”. Dei cavi molto robusti, tubazioni o barre connettono le gambe della TLP all’ancoraggio sul fondale. Tra tutte le tipologie di fondazioni possono essere utilizzate diverse tipologie di ancoraggio a seconda del sistema di ormeggio, delle condizioni del suolo e del carico ambientale atteso.

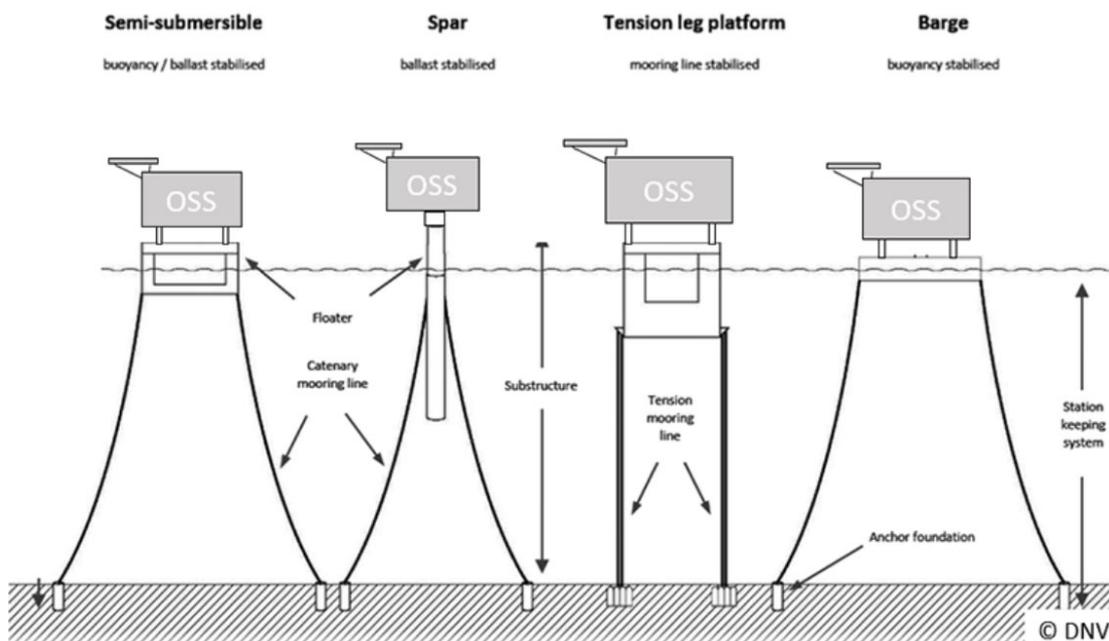


Figura 4.19 Diverse tipologie di fondazioni per le OSS

Potrebbe essere allettante considerare la stessa tipologia di fondazione galleggiante per le turbine eoliche e la OSS, in tal modo si sfrutterebbe una sinergia di progettazione, costruzione e installazione, nonché di manutenzione. In ogni caso, tale sinergia è difficile da raggiungere a causa dei diversi limiti delle OSS. In primo luogo, la parte superiore dell’OSS può essere significativamente più pesante di una turbina eolica (tra 2.000 e 4.500 MT per una HVAC a confronto di circa 1.200 MT per una turbina da 12 MW), anche la distribuzione del peso è molto differente, in quanto la OSS ha un centro di gravità più basso. Tali fattori hanno un impatto diretto sulla stabilità e la tenuta di mare del galleggiante, il che richiede diverse dimensioni dello stesso o anche un concetto complessivo diverso. In secondo luogo, una OSS ha un gran numero di cavi sottomarini connessi. Un tipico progetto può prevedere più di 6 cavi array e almeno un cavo export connessi all’OSS. Una configurazione così densa di cavi è molto sensibile a spostamenti ampi, e escursioni eccessive della OSS dalla sua posizione originale possono danneggiare il cablaggio. Per cui, essendo che la OSS e i cavi export sono dei possibili punti di guasto per tutto il parco eolico, deve essere applicata particolare attenzione per il sistema di ormeggio al fine

di fornire una stazionarietà efficiente e un alto livello di ridondanza nel caso di danneggiamento di una linea di ormeggio.

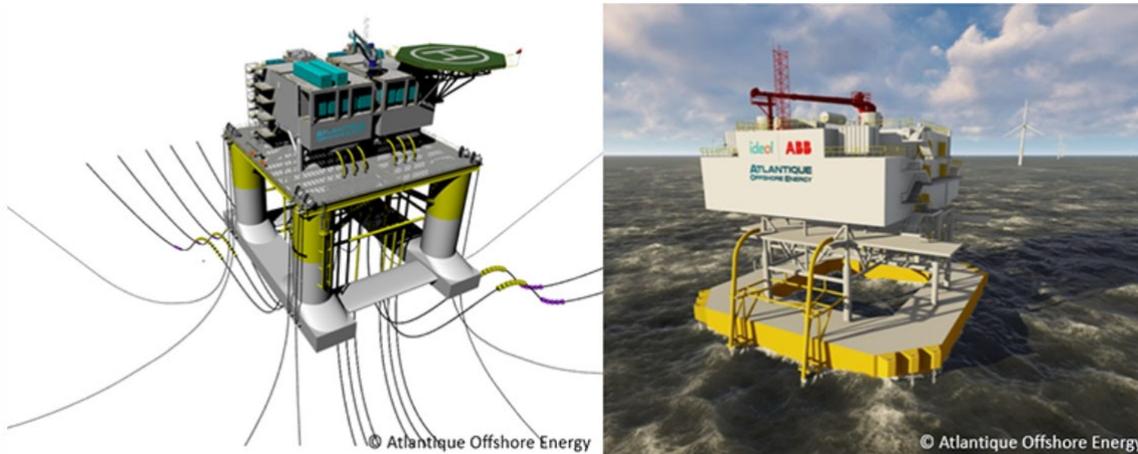


Figura 4.20 Esempio di prototipi sul mercato

La sottostazione può essere installata utilizzando sia un feeder approach che una strategia a direct load-out. Idealmente la sottostazione viene fabbricata nei pressi del sito offshore così che possa essere trasportata tramite l'utilizzo di chiatte e rimorchi. Queste chiatte possono navigare direttamente al sito, permettendo quindi alla parte superiore della piattaforma della stazione offshore di essere installata direttamente dalla chiatta alla sottostruttura – questo sarebbe un feeder approach.

La strategia a direct load-out viene realizzata sia con una nave di installazione delle fondazioni che tramite l'impiego di altre navi per il trasporto di carichi pesanti (a seconda del peso e della dimensione della parte superiore della piattaforma della sottostazione offshore) al porto di smistamento, in genere direttamente dalla chiatta di trasporto al ponte della nave di installazione.

In alternativa, la parte superiore della OSP può anche essere trasportata dal cantiere navale al porto di smistamento o al sito tramite l'impiego di navi di trasporto di carichi pesanti.

Le sottostazioni offshore sono in generale il componente più pesante del parco eolico e quindi sono posate sulle fondazioni più robuste – tipicamente fondazioni jacket, considerando le elevate dimensioni delle parti superiori di OSP che vengono trattate (la parte superiore di una OSP può essere installata anche su monopali e fondazioni basate sulla gravità).

Una volta che la sottostazione è stata posata sulla fondazione in sicurezza, è pratica comune utilizzare dei martinetti idraulici per mettere a livello la parte superiore della OSP e garantire che la tolleranza verticale sia rispettata. Una volta terminata l'azione di livellamento e che la tolleranza desiderata è stata raggiunta, la connessione tra la parte superiore dell'OSP e la fondazione jacket deve essere stuccata o saldata, al fine di garantire una connessione strutturale adeguata.

Dopo l'installazione e la fase di stuccatura e indurimento, la parte superiore dell'OSP sarà accessibile, generalmente tramite una nave autosollevante (Jack-up Vessel – JUV) per essere messa in esercizio. La JUV in genere rimane sul sito per tutto il periodo di messa in esercizio.

4.5 Infrastrutture Onshore

4.5.1 Cavi sotterranei

Dalla scatola di transizione (localizzata sulla terraferma) denominata come Transition Joint Bay, ci sono due diverse opzioni per trasportare la potenza fino alla sottostazione onshore: cavi sotterranei e linee aeree.

Per quanto riguarda i cavi sotterranei, un cavo sottomarino tripolare viene trasformato dalla giunzione di transizione (localizzata sulla terraferma) in tre cavi unipolari e fibre ottiche indipendenti. Il range di voltaggio varierà da 220 kV fino a 345 kV, questo voltaggio è lo stesso utilizzato per i cavi sottomarini. Il materiale conduttore utilizzato per questi tre cavi unipolari potrebbe essere rame o alluminio, anche se il più comune è l'alluminio per il costo e il peso minore che lo rende più facile da maneggiare. La differenza maggiore con i cavi sottomarini tripolari è che questi in genere hanno un'armatura composta da fili in acciaio, mentre i cavi unipolari hanno un'armatura non magnetica. I cavi unipolari possono essere posati separatamente o vicini tra loro. Una posa ravvicinata permette meno perdite, mentre la configurazione separata elimina il riscaldamento reciproco ma ciò comporta maggiori perdite nell'armatura.

A titolo indicativo, la figura seguente è una sezione di un tipico cavo HVAC:



Figura 4.21 Cavo terrestre statico
(Fonte: NEXANS GROUP)

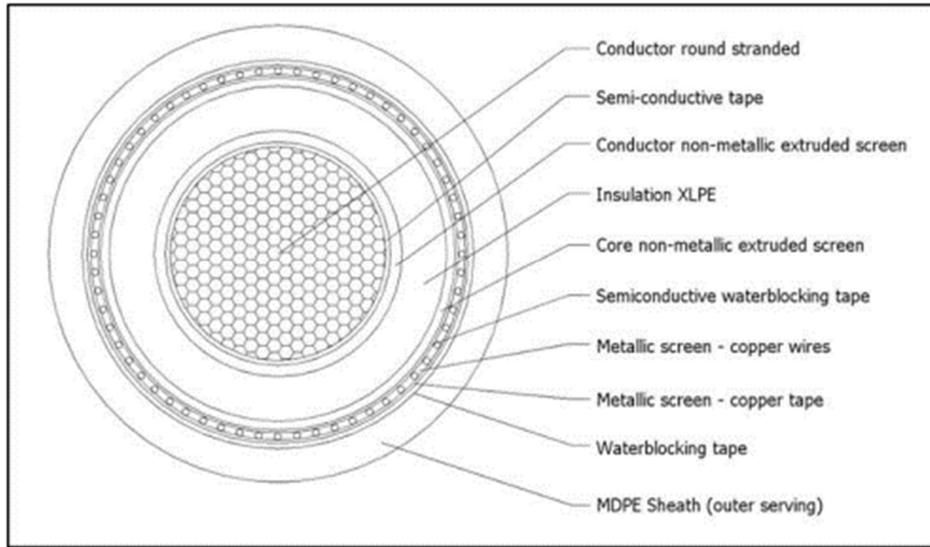


Figura 4.22 Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre
(Fonte: ABB GROUP)

I tre cavi unipolari in circuiti trifasici possono essere interrati direttamente sotto terra o all'interno di canali, in ogni caso possono essere disposti in diverse formazioni. Tipiche disposizioni possono essere a trifoglio (triangolare) o formazione piatta. La scelta dipende da diversi fattori come il metodo di legame dello schermo, l'area del conduttore e lo spazio disponibile per l'installazione.

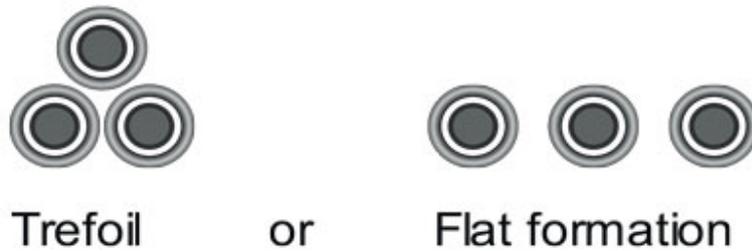


Figura 4.23 Possibile disposizione per i cavi

Per i cavi terrestri, viene generalmente utilizzato un metodo ad incrocio a causa delle lunghezze maggiori dei percorsi, tale metodo richiede una separazione degli schermi e delle scatole di connessione, come mostrato nella figura sottostante:

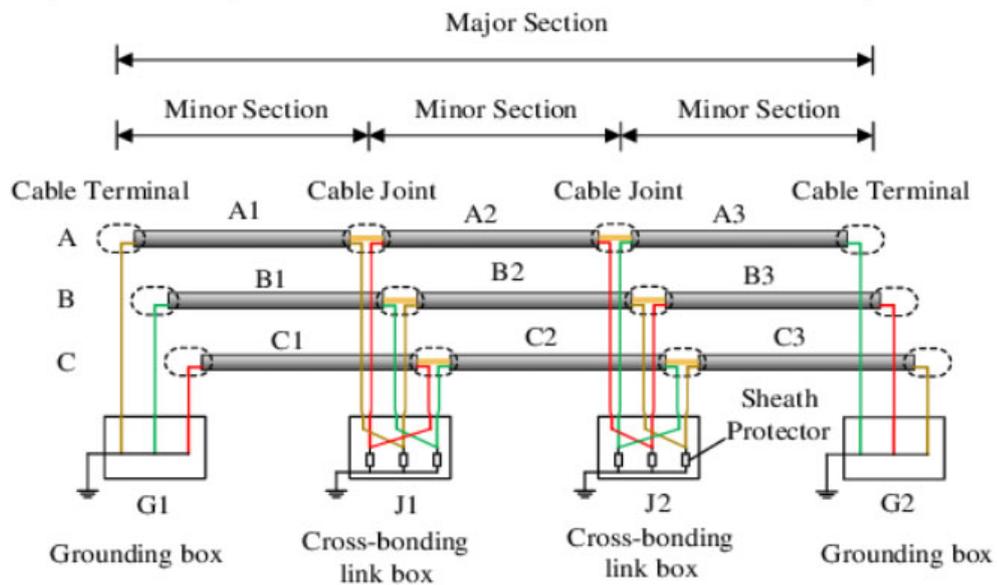


Figura 4.24 Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione

È richiesto un certo numero di servizi locali prima e durante l'installazione dei cavi. Tra questi sono compresi il lavaggio delle ruote, la pulizia delle strade, la gestione del traffico, la segnaletica e ponti temporanei su fiumi e fossati.

Lungo il percorso dei cavi deve essere stabilito almeno un edificio per il sito. Tali siti devono fornire un deposito per le strumentazioni, parcheggio e strutture di sussidio per i dipendenti. Tipicamente questi saranno di circa 100 m per 100 m.

Prima della costruzione, deve essere effettuata un'investigazione sul sito (inclusando indagini archeologiche) e devono essere effettuate delle valutazioni ambientali per pianificare l'installazione e minimizzare gli impatti sul circondario.

Il corridoio di cavi viene definito durante l'installazione, e comprende le trincee dei cavi, il deposito per le bobine e la strada di accesso.

L'installazione può essere fatta utilizzando trincee aperte, tipicamente di circa 1 m di larghezza e lunghe fino a 1.000 m (a seconda dei cavi) o posizionando delle condotte nelle trincee e coprendole più velocemente. Con l'impiego delle condotte, tipicamente vengono utilizzate condotte in polietilene a media densità (Medium Density Polyethylene – MDPE) che vengono posate nella trincea e i cavi vengono tirati attraverso la condotta in un secondo momento fino ad una lunghezza di 1.000 m. Tale opzione permette di completare gli scavi, l'installazione della condotta e il riempimento per sezioni fino a 120 m in un giorno. Ciò minimizza la quantità di scavi rimasti aperti al di fuori degli orari lavorativi, il che aiuta a ridurre problematiche ambientali e di sicurezza.

Quando i cavi incontrano degli ostacoli come strade o ferrovie o incontrano condizioni difficili o ad elevata sensibilità, può essere utilizzato un HDD per indirizzare e tirare i cavi sotto l'ostacolo senza necessità di trincee.

Del materiale specifico per la perforazione crea dei fori che superano l'ostacolo e possono raggiungere lunghezze fino a 1.000 m. Il fango di perforazione viene utilizzato come lubrificante e viene riciclato durante la costruzione tramite delle lagune temporanee di fango per poi essere smaltito dopo la costruzione. Una volta terminata la perforazione, un cavidotto viene poi tirato attraverso e il cavo viene tirato di nuovo tramite l'utilizzo di strumentazioni apposite.

La figura seguente illustra il meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume:

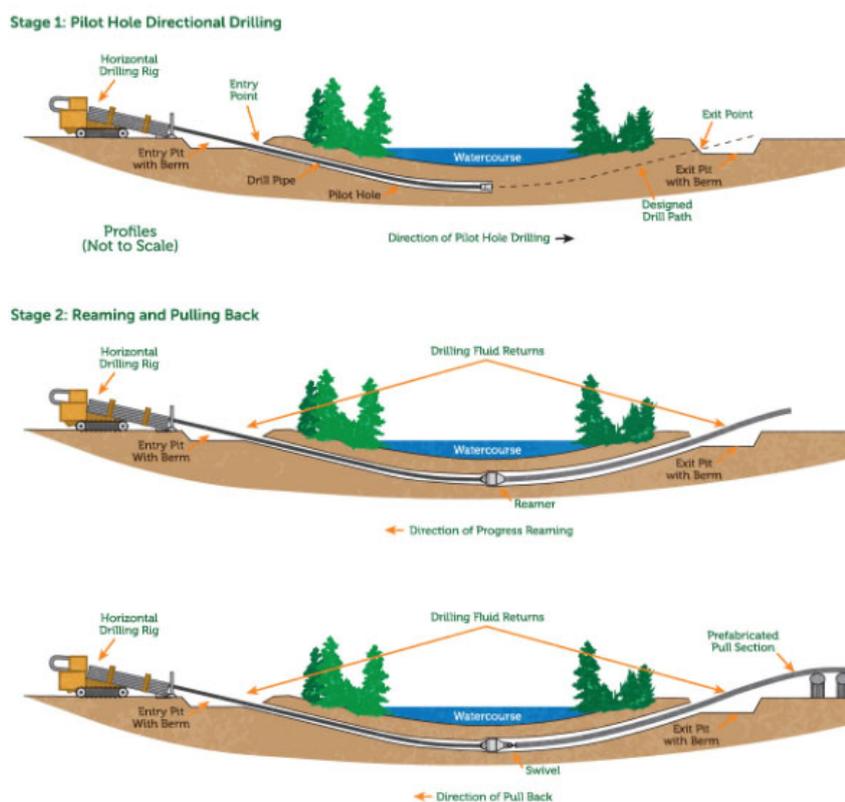


Figura 4.25 Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume

Il cavo viene testato per garantire che il circuito funzioni. Una volta completata l'installazione, viene effettuata una prova sotto tensione per verificare l'operatività al voltaggio desiderato, o a un livello vicino.

Deve essere posta particolare attenzione ad evitare impatti su specie a rischio, che potrebbero richiedere monitoraggi e/o mitigazioni ambientali specifiche.

Per quanto riguarda le linee aeree, queste sono più comuni nelle aree rurali se la legislazione nazionale lo permette. Vengono utilizzate per coprire lunghe distanze e hanno capacità di trasporto di

corrente maggiore. Le linee vengono sorrette da torri in acciaio e sono meno costose rispetto ai cavi sotterranei, non solo per la fornitura dei prodotti, ma anche per le attività di installazione. Le tempistiche per l'installazione e la messa in opera delle linee aeree sono più brevi di quelle dei cavi sotterranei, quindi i disturbi agli abitanti locali sono minori.

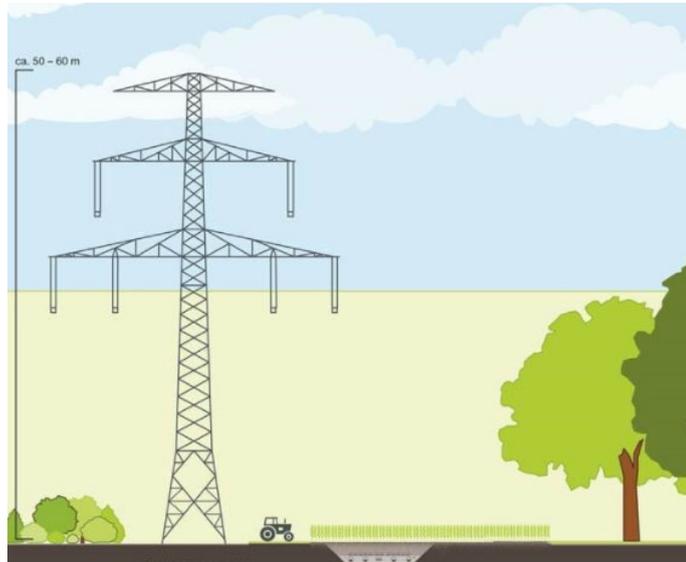


Figura 4.26 Torre in acciaio per linee aeree

4.5.2 Sottostazione Onshore

Per connettere il parco eolico offshore al punto di connessione alla rete deve essere realizzata una stazione di trasformazione Onshore (ONSS).

La ONSS garantisce che la potenza trasmessa dall'offshore al punto di connessione (connessione alla rete) sia conforme con quanto definito nel contratto di connessione.

Tale sottostazione include un trasformatore principale (per esempio: 220 kV/400 kV), reattori di tipo shunt alla fine dei cavi export onshore (voltage da 220 kV fino a 345 kV), qualsiasi strumentazione di compensazione dinamica per il sistema nel complesso come ad esempio STATCOM, e commutatori a isolamento gassoso (Gas Insulated Switchgear) o commutatori a isolamento ad aria (Air Insulated Switchgear) ai diversi livelli di voltage, tali tecnologie devono essere definite in stadi più dettagliati di progettazione.

La sottostazione onshore includerà anche una serie di strumentazioni ausiliarie (generatori diesel, ...), sistemi antincendio e di ventilazione, filtri armonici, e sistemi di comunicazione e controllo, così come strutture sociali e di deposito e parcheggi.

I circuiti di trasmissione vengono terminati nel commutatore della sottostazione onshore e i trasformatori principali sono responsabili di intensificare la tensione al livello della rete di trasmissione in cui viene trasmessa l'elettricità, e le altre strumentazioni primarie come i compensatori reattivi

dinamici sono i responsabili di garantire la conformità con i requisiti del codice di rete e la connessione alla rete accordata.

La localizzazione ideale per la sottostazione onshore è nei pressi della sottostazione di connessione alla rete. Per una prima valutazione, si è stimata una dimensione conservativa della sottostazione di 50x100 m ed è stata svolta una ricerca delle possibili localizzazioni. Va inoltre detto che negli stadi futuri del progetto dovranno essere effettuate ricerche, proposte e verifiche più dettagliate.

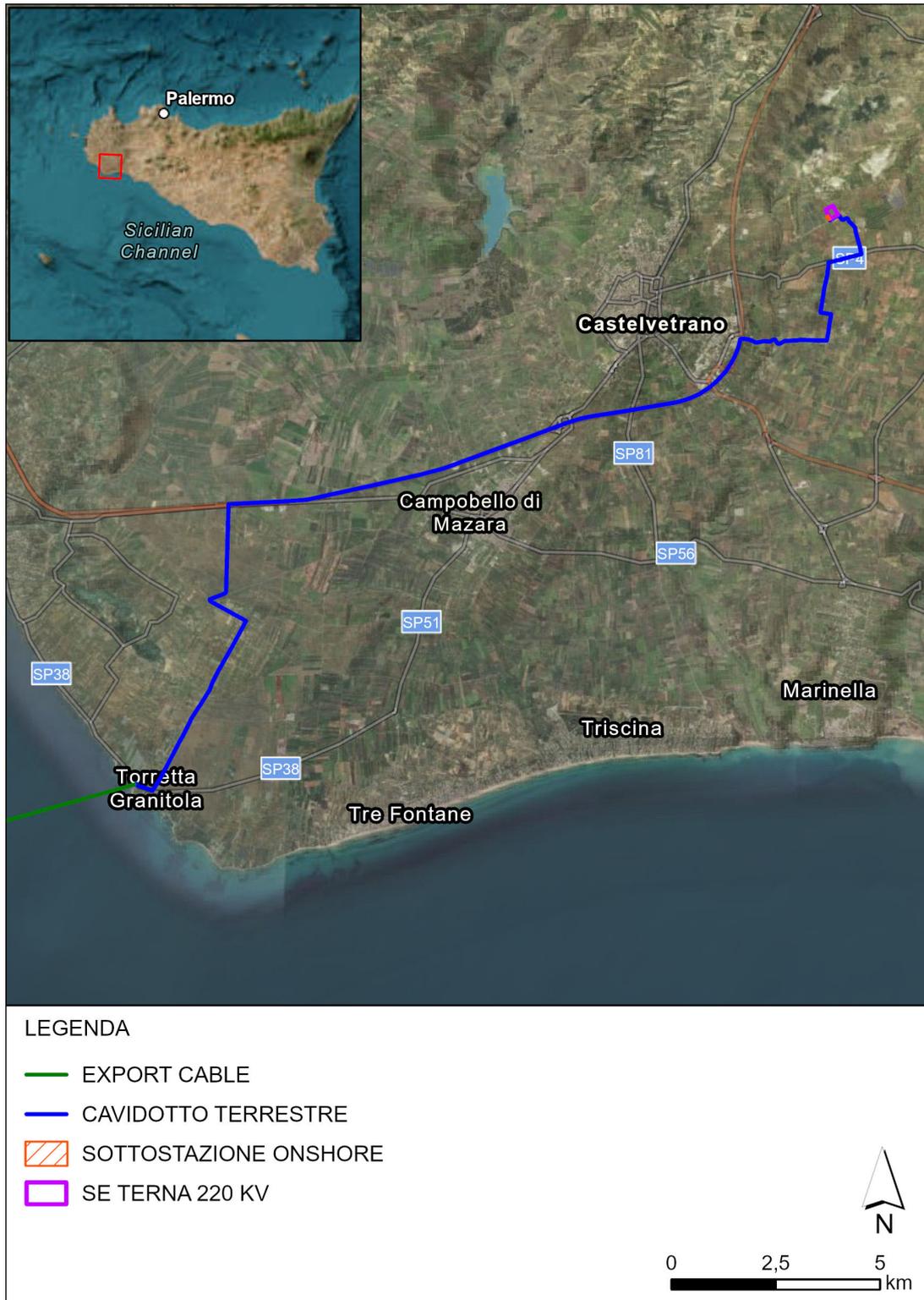


Figura 4.27 Proposta preliminare per la linea di connessione



Figura 4.28 Proposta preliminare per la localizzazione della sottostazione onshore

La sottostazione onshore è spesso la prima parte del parco eolico ad essere costruita, circa un anno prima della costruzione delle strutture offshore. In alcuni casi, i lavori possono iniziare anche prima della scelta finale di investimento per il parco eolico, così da mitigare il rischio di blocco delle strutture di generazione.

I lavori preliminari per il livellamento del sito e garantire l'accesso alla rete stradale vengono completati prima, per garantire che i lavori possano iniziare prontamente. Possono anche portare alla luce caratteristiche vincolanti del sito, come l'esistenza di linee elettriche aeree o tubature sotterranee. Lavorazioni esterne possono includere le recinzioni, contenimento, potatura degli alberi e la demolizione di strutture esistenti.

Generalmente vengono scelti fornitori locali a meno di richieste specifiche, in quanto hanno valide conoscenze di appaltatori locali e ottimi contatti tra le autorità locali e gli uffici dell'Agenzia per l'Ambiente.

Nel caso in cui i costruttori si trovino ad operare a grandi distanze dalla loro base della flotta, selezioneranno operatori locali e noleggeranno strumentazioni locali.

5 STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE

La velocità del vento a 143 m di altezza viene ottenuta una volta che la calibrazione dei dati di retroanalisi è disponibile al sito marittimo attraverso la realizzazione dei registri delle stazioni meteorologiche terrestri e la sistemazione dei dati calibrati della funzione Weibull.

L'energia immessa (netta) dal parco eolico alla rete sarà la differenza tra l'energia prodotta e le diverse perdite e il consumo necessario all'installazione. Ognuno di questi punti verrà brevemente descritto di seguito.

L'energia eolica disponibile in ognuno dei siti offshore selezionati viene calcolata sulla base dei dati del vento calcolati per i siti di interesse.

Il flusso del vento passando attraverso l'area del rotore trasferisce la sua energia cinetica in energia meccanica. In teoria si è visto che la potenza ottenuta è proporzionale al cubo della velocità del vento, ai fini pratici i produttori di turbine eoliche forniscono curve di potenza che indicano l'energia elettrica prodotta dalle loro tecnologie per ogni velocità del vento, considerando che la direzione del vento è normale al rotore della turbina eolica e che il regime è stazionario.

Come descritto in precedenza, una volta che si è ottenuta la probabilità o la funzione di distribuzione del vento, viene incrociato con la curva di potenza della turbina eolica, così da fare una stima della produzione lorda di ogni turbina e del parco eolico nel complesso.

L'energia producibile è il massimo che l'installazione può produrre.

5.1 Stime

L'energia elettrica netta prodotta in un'installazione e rilasciata in rete sarà la differenza tra l'energia teorica che l'impianto è in grado di produrre e le diverse dispersioni e consumi che possono verificarsi. Per il progetto ciò si traduce in un risultato netto P50 di 3.450,32 GWh/anno, che corrispondono a

3.108 ore equivalenti (l'equivalenza delle ore totali dove i 1.110 MW del parco eolico funzionano a piena capacità).

6 ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE, OPERATIVITÀ E DISMISSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE

6.1 Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione

6.1.1 Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti

Durante questa fase vengono realizzati e assemblati i diversi elementi che compongono la struttura delle piattaforme (colonne e rinforzi) e degli elementi e strumentazioni (acciaio secondario, attrezzatura di zavorramento, ecc.). in questa fase la piattaforma riceve il trattamento di rivestimento superficiale.

A causa delle dimensioni e del peso della piattaforma, queste attività dovranno essere realizzate in un cantiere navale con strutture ad elevata capacità (bacini di carenaggio, gru, ecc.), localizzato il più vicino possibile alla posizione del parco eolico offshore.



Figura 6.1 Fabbricazione di WFA

6.1.2 Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore

Questa fase può trovarsi in diversi punti della campagna di installazione a seconda della tipologia di sottostruttura scelta, della tipologia di connessione, dei permessi necessari e delle tempistiche di fabbricazione richieste.

Inizialmente viene installata solo la sottostruttura della sottostazione. Una volta che la parte superiore e i cavi export sono stati installati, questi vengono connessi ad entrambe le sottostazioni (onshore e offshore), dopodiché si effettua la fase di messa in esercizio per verificare che il sistema di evacuazione rispetti i requisiti necessari.

6.1.3 Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento

Una volta che le fondazioni galleggianti sono state assemblate, vengono trasportate al porto di installazione (porto di smistamento), in cui vengono integrate le turbine eoliche.

A causa della dimensione di queste piattaforme, il trasporto può essere effettuato utilizzando due tipologie di trasporto: secco o umido. Il trasporto secco consiste nel trasportare la struttura tramite l'impiego di una nave/chiatta semi-sommersibile, muovendo la piattaforma nel cantiere navale sulla nave semi-sommersibile e portandolo al porto di smistamento, in cui viene messo a galla dal sistema di zavorramento della nave e ormeggiato con rimorchiatori locali di supporto.

L'altra soluzione è il trasporto/traino umido, che consiste nello scaricare la piattaforma direttamente nel cantiere navale e trainarla al porto in cui la piattaforma viene ormeggiata con il supporto di rimorchiatori locali. La fase di traino verrà effettuata da rimorchiatori con sufficiente capacità (potenza di traino) in accordo con quanto verrà definito negli studi di traino da effettuare nelle fasi future di progettazione. La capacità della nave può variare a seconda della distanza del sito di costruzione dall'area di assemblaggio.

In termini di limitazioni, il rimorchio a secco in genere è più semplice da realizzare ma è meno conveniente dal punto di vista economico.

Per la scelta del porto in cui effettuare le operazioni vengono considerati diversi fattori condizionanti, i più importanti sono:

- Prossimità al sito del parco eolico.
- Sufficiente profondità della banchina per permettere di attraccare la piattaforma.
- Disponibilità di area superficiale e disponibilità di accesso per la logistica associata con il movimento di carichi pesanti e di elevate dimensioni. È importante notare che l'assemblaggio delle componenti della turbina (il peso stimato per la navicella è di 600 t, posizionata su una torre di circa 140 m) richiederà l'impiego di una gru cingolata con elevata capacità di sollevamento.
- Condizioni di agitazione interna molto bassa per permettere l'assemblaggio a galla dei componenti della turbina eolica o la possibilità di costruire piattaforme sott'acqua per ancorare la struttura al fondale.



Figura 6.2 Piattaforma in arrivo al porto di smistamento

6.1.4 Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante

In questa fase avviene l'assemblaggio delle diverse componenti della turbina eolica (torre, navicella e pale) sulla piattaforma galleggiante.

Per realizzare tale operazione, sono richiesti gli aspetti menzionati nelle sezioni precedenti riguardo il pescaggio, l'area superficiale disponibile e la capacità di zavorramento del molo.

A causa delle dimensioni delle componenti, tutte le movimentazioni vengono effettuate da SPMT, in genere è presente una zona specifica per lo stoccaggio dove i SPMT prendono le componenti e le spostano nell'area di sollevamento (nei pressi della banchina) in cui la gru cingolata solleva le componenti per l'installazione.



Figura 6.3 Installazione della torre e della turbina

6.1.5 Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi

Prima dell'arrivo della piattaforma è necessario installare il sistema per mantenere in posizione la piattaforma galleggiante. In generale, gli ancoraggi che vengono connessi alle linee di ormeggio vengono installati per mantenere la posizione della piattaforma per tutta la vita del parco eolico.

La tipologia di ormeggio richiesto, inclusa la scelta degli ancoraggi e delle linee di ormeggio, viene definita durante la fase di progetto a seconda delle condizioni del fondale di ogni singolo progetto. Il sistema viene configurato per resistere al bollard pull della piattaforma durante la sua vita.

L'installazione dei sistemi di ormeggio viene compiuta con una specifica nave (in genere navi da rifornimento per rimorchiatori per la movimentazione di ancora – Anchor Handling Tug Vessel) che possiede le specifiche necessarie.

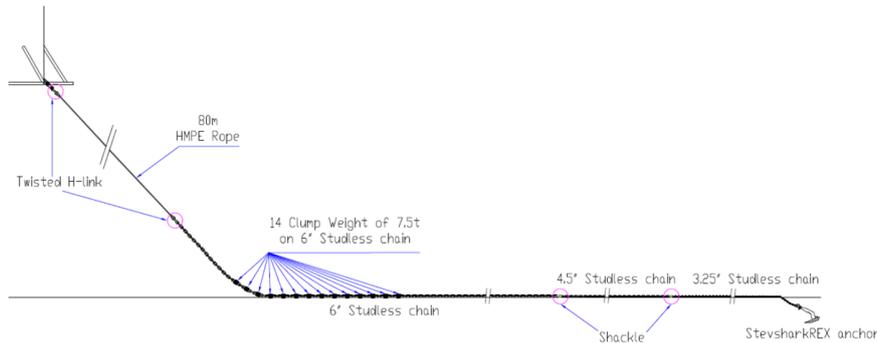


Figura 6.4 Possibile configurazione di ormeggio

6.1.6 Fase 6 – Traino della piattaforma (WTG e fondazione) al sito

Una volta completato l'assemblaggio della turbina eolica (installazione, verifica e attività di pre-messa in opera), questa sarà pronta per essere trainata alla posizione stabilita nel parco eolico.

Prima delle manovre di traino, è necessaria una manovra di disormeggio con il supporto di rimorchiatori locali. Una volta che la struttura è stata disconnessa dalla banchina e spostata in un punto definito strategicamente (luogo sicuro), verrà connessa al rimorchiatore principale.

La fase di traino verrà effettuata con un rimorchiatore principale con sufficiente capacità (bollard pull) secondo quanto definito dagli studi di traino che verranno effettuati durante la fase di progettazione.

La vicinanza del porto di smistamento del sito è un punto chiave per questa fase, in quanto minore è la distanza, minore sarà il tempo necessario per tale trasporto. Il trasporto è legato a specifiche condizioni meteoceaniche, definite preventivamente durante la fase di progettazione del galleggiante.

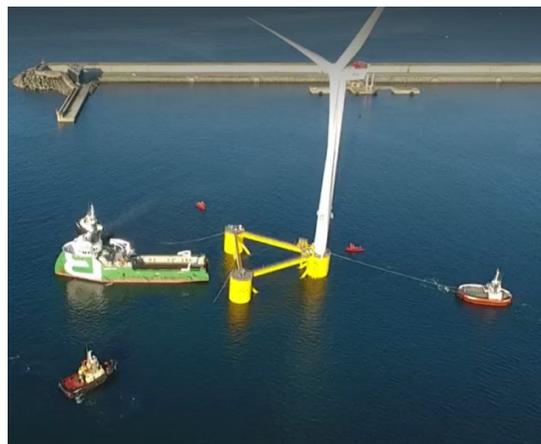


Figura 6.5 Manovra di disormeggio

6.1.7 Fase 7 – Aggancio della piattaforma

Una volta che la piattaforma rimorchiata arriva alla localizzazione del parco eolico, il rimorchiatore principale, con il supporto di almeno due navi aggiuntive, posiziona la piattaforma.

La prima fase di tale operazione è la raccolta delle linee di ormeggio dal fondale, in cui erano precedentemente installate come descritto nella fase 4. Dopo essere state raccolte, le linee di ormeggio vengono installate con l'ausilio di un argano temporaneo posizionato sulla piattaforma e la nave di aggancio.

Una delle navi che collabora in questa operazione è la nave di aggancio, che guida le manovre di connessione delle linee di ormeggio con la piattaforma. Durante la connessione e una volta terminata, la nave, con l'aiuto di un ROV monitora e controlla ogni step delle manovre.

6.1.8 Fase 8 – Installazione dei cavi

Una volta completato il processo di aggancio, vengono installati i cavi (IAC) che connettono le piattaforme o una piattaforma alla sottostazione.

Il sistema di posa dei cavi più adatto verrà analizzato considerando la tipologia di suolo e la profondità del fondale.

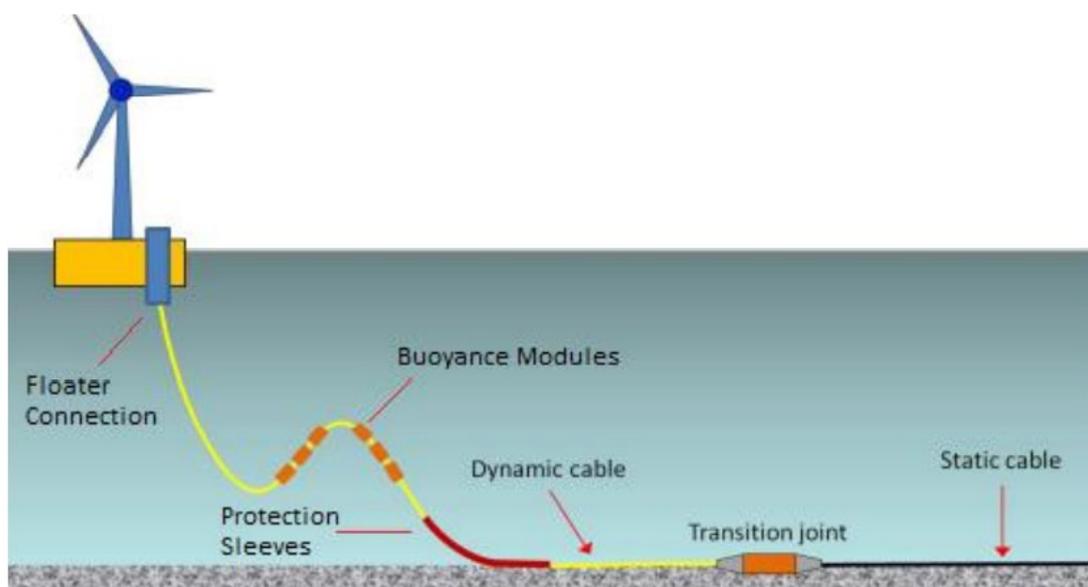


Figura 6.6 Possibile configurazione dei cavi

6.1.9 Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma

Una volta completata la fase di installazione dei cavi, vengono eseguiti tutti i test necessari a garantire la corretta installazione dell'unità. Questa tipologia di test vengono in genere chiamati hot commissioning. Dopo tali verifiche, lo step finale è l'energizzazione della stringa.

6.2 Strategia di esercizio e manutenzione

Il progetto pone l'eccellenza operativa al centro delle sue attività: sicurezza, efficienza, performance e qualità. La strategia di esercizio e manutenzione (O&M) combina questi interessi con il desiderio del progetto di partecipare nello sviluppo socio-industriale locale, così da garantire la protezione dell'ambiente e preservare il pubblico dominio marittimo.

Una parte integrante della strategia di O&M del progetto è di creare opportunità di impiego per i lavoratori locali nei seguenti ruoli: Tecnici, Ingegneri, Logistica, Salute Sicurezza e Ambiente, Marina e Gestione. In aggiunta, per la riparazione di componenti e le ristrutturazioni quando possibile verrà sfruttata l'industria locale.

Verrà posta particolare attenzione all'ambito delle comunità di pescatori per garantire la conformità con le linee guida per le migliori pratiche così da minimizzare gli impatti su tale comunità. A tal fine, si stabilirà e manterrà una comunicazione continua ed efficace con i pescatori con trasparenza per quanto riguarda tutte le attività di O&M così da minimizzare le interferenze tra le parti.

6.2.1 Salute e sicurezza, protezione persone e ambiente

Il progetto si impegna ad implementare una rigida politica in materia di Salute, Sicurezza, Protezione e Ambiente al fine di garantire una sicurezza completa a persone e proprietà per tutta la vita dell'impianto e a tutti i livelli.

Il progetto s'impegna, inoltre, a condurre un rigoroso monitoraggio ambientale per tutte le attività connesse alle operazioni di manutenzione del parco eolico, dalla fase di costruzione alla dismissione. Il monitoraggio renderà possibile la valutazione dell'efficacia delle misure pianificate per il progetto durante la vita del parco eolico.

6.2.2 Esercizio e manutenzione

Il Progetto cercherà di effettuare la manutenzione della turbina in squadre miste tramite contratti di servizio della durata di 5 anni in linea con il periodo di garanzia.

In questo modo di tecnici sfrutteranno l'esperienza e le competenze per effettuare la miglior manutenzione completa delle turbine possibile dopo il periodo di garanzia. Tale concetto di O&M ha avuto successo per i parchi eolici in esercizio.

Una squadra dedicata di manager operativi e supporto back-office affronterà tutti i requisiti giorno per giorno del parco eolico e coordinerà i lavori di manutenzione, il magazzino e la logistica marittima.

Una parte integrante della strategia di O&M è di creare opportunità per l'assunzione di forza lavoro locale nei seguenti ruoli: Tecnici, Ingegneri, Logistica, Salute Sicurezza e Ambiente, Marittimi, Gestionali. Le industrie locali verranno utilizzate dove possibile per la riparazione e la ristrutturazione delle componenti.

L'esperienza operativa e le migliori pratiche vengono sfruttate dalla flotta di membri interni e consulenti, da un numero significativo di personale addetto alle operazioni e alla manutenzione, dalla flotta di ingegneri e specialisti per tutta la gamma di parchi eolici onshore e offshore.

6.3 Studi iniziali delle strategie di dismissione

Una volta terminate la vita del progetto, iniziano le operazioni di dismissione.

Le operazioni, navi e strumentazioni necessarie a dismettere il parco eolico offshore dipendono da caratteristiche sito-specifiche e dalla tipologia e dimensione degli asset (particolarmente rilevante per le fondazioni).

Per le turbine e la piattaforma offshore su fondazioni galleggianti, dopo aver completato la fase di de-energizzazione e isolamento, verranno prima disconnesse le linee di ormeggio e poi verranno trascinati da rimorchiatori per galleggiamento a riva. Una volta liberate le linee di ormeggio possono essere recuperate sul fondale.

I cavi offshore potrebbero dover essere rimossi parzialmente o completamente. Per la rimozione dei cavi possono essere utilizzati rampini e flow excavation. La de-energizzazione e l'isolamento vengono effettuati inizialmente.

Una delle preoccupazioni principali nell'ambito della dismissione è il disassemblaggio degli asset nei diversi materiali che li compongono, con particolare attenzione nel riutilizzare e riciclare il più possibile i materiali e il giusto smaltimento di ciò che rimane.

6.4 Consumi materie prime

La realizzazione di una qualunque opera civile comporta inevitabilmente l'impiego di materie prime e il consumo di risorse naturali. Per il progetto in esame i principali materiali richiesti sono l'acciaio, l'alluminio, il rame e altri minerali metallici, insieme a materiali compositi e polimeri per la fabbricazione delle pale.

Per quanto riguarda le risorse naturali impiegate, il progetto utilizzerà come unica risorsa per produrre energia il vento, una fonte inesauribile e tra le più rinnovabili in circolazione; rispetto agli altri impianti elettrici (dalle dighe alle centrali nucleari), l'eolico non genera rischi né pericolo di esposizione ad agenti radioattivi o inquinanti.

A fine vita verrà applicata una politica di sostenibilità basata sul concetto dell'economia circolare e sul riciclo delle componenti dell'impianto.

Viste le considerazioni soprariportate, si ritengono gli impatti connessi all'utilizzo di materie prime e risorse naturali trascurabili durante l'intera vita del progetto.

Tuttavia per questa fase iniziale si stima che le risorse impiegate per la costruzione del parco eolico siano quelle elencate nella tabella di seguito.

Tabella 6.1 Materie prime impiegate nella realizzazione del parco eolico

ELEMENTO INSTALLATO	RISORSA PRINCIPALE	ALLOCAZIONE
Aerogeneratore	Acciaio	Componenti strutture navicella, trasformatore, mozzo, 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

ELEMENTO INSTALLATO	RISORSA PRINCIPALE	ALLOCAZIONE
	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
	Olii minerali ed altri liquidi	Trasformatore
Fondazione galleggiante	Acciaio	Componenti fondazione, collegamenti ecc.
	Materiale plastiche	Parapetti e grigliati delle piattaforme
Cavi e protezione cablaggi	Rame	Cavi e collegamento
	Materiale plastico	Isolamenti e cablaggi
	Inerte (Cls., pietrame)	Protezione cavi

6.5 Produzione rifiuti

6.5.1 Produzione di rifiuti durante la costruzione

Al fine di evitare qualsiasi inquinamento, i rifiuti generati sulle unità galleggianti e sulle navi utilizzate per le lavorazioni saranno stoccati a bordo delle stesse e successivamente sbarcati, smaltiti e/o trattati secondo norma nel porto base individuato. Non ci sarà quindi scarico di acque reflue, rifiuti o inquinanti in acqua. Infine, i rifiuti generati dalle attività della base portuaria verranno immagazzinati direttamente in loco e quindi evacuati attraverso i canali di trattamento appropriati.

La base portuale avrà aree di stoccaggio dedicate, progettate e dimensionate in conformità con le normative vigenti.

La realizzazione del cavidotto interrato invece riutilizzerà i materiali di scavo per quanto possibile e secondo normativa. Se invece non sarà possibile il riutilizzo in loco, si procederà a eseguire una caratterizzazione ambientale per il successivo riutilizzo o smaltimento in discarica. Inoltre per l'attività di costruzione del parco eolico e delle strutture accessorie non sono state previste attività di dragaggio. La stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione viene mostrata nella tabella di seguito.

Tabella 6.2 Stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione

TIPOLOGIA DI RIFIUTO PRODOTTO DURANTE LA FASE DI COSTRUZIONE	QUANTITÀ STIMATA (MG/ANNO)
Residui di vernici e sverniciatori contenenti solventi organici o sostanze pericolose	86,25
Scarti di saldatura	101,25
Rifiuti solidi oleosi dalle navi	202,5
Scarti di imballaggi misti	4.050
Scarti di cemento	101.250
Rifiuti biodegradabili di cucina e mensa	2.025
Fango dal trattamento di acque reflue urbane	2.025
Altri rifiuti di costruzione/demolizione (inclusi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	40.500
Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	101,25

TIPOLOGIA DI RIFIUTO PRODOTTO DURANTE LA FASE DI COSTRUZIONE	QUANTITÀ STIMATA (MG/ANNO)
Legno	4.050
Vetro	202,5
Plastica	10.125
Rame, bronzo, ottone	101,25
Alluminio	101,25
Zinco	101,25
Ferro e acciaio	2.025
Cavi	10.125
Olio combustibile e gasolio	101,25
Benzina	101,25
Batterie Ni-Cd	202,5

6.5.2 Produzione di rifiuti durante la fase operativa

Come già previsto per la fase di cantiere, tutte le navi impiegate nelle operazioni di manutenzione del parco eolico saranno dotate di serbatoi per le acque nere, così, tutte le attività che si svolgeranno in mare aperto saranno effettuate senza scarico delle acque reflue che saranno raccolte e portate a terra dove verranno trattate.

La stessa procedura sarà osservata per la produzione di rifiuti in genere sulle navi impiegate; ovvero tutti i rifiuti prodotti a bordo saranno trattati a terra.

Durante la fase di esercizio del parco eolico offshore, verranno generati rifiuti dovuti alle attività di manutenzione, come ad esempio gli oli esausti. Questi rifiuti ed effluenti generati dalle attività offshore saranno stoccati in specifici contenitori prima di essere trasferiti sulla nave dedicata per essere quindi trasportati in porto per l'adeguato smaltimento.

La produzione di rifiuti di natura biologica, in fase di esercizio, deriva dalla crescita spontanea di colonie bentoniche (biofouling) che attecchiscono attorno agli elementi sommersi. Durante la fase di esercizio, si procederà ad una attività di monitoraggio finalizzata a valutare tale accrescimento procedendo alle operazioni di pulizia delle componenti sommerse (fondazioni galleggianti, linee di ormeggio, cavi marini, ecc.), solo in caso di perdita delle caratteristiche funzionali delle strutture.

La stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione viene mostrata nella tabella di seguito.

Tabella 6.3 Stima della produzione di rifiuti durante la fase di operativa

TIPOLOGIA DI RIFIUTO PRODOTTO DURANTE LA FASE DI COSTRUZIONE	QUANTITÀ STIMATA (MG/ANNO)
Residui di vernici e sverniciatori contenenti solventi organici o sostanze pericolose	0,42
Scarti di saldatura	0,08
Rifiuti solidi oleosi dalle navi	0,08
Scarti di imballaggi misti	0,08
Scarti di cemento	4,2

TIPOLOGIA DI RIFIUTO PRODOTTO DURANTE LA FASE DI COSTRUZIONE	QUANTITÀ STIMATA (MG/ANNO)
Rifiuti biodegradabili di cucina e mensa	2
Fango dal trattamento di acque reflue urbane	2
Altri rifiuti di costruzione/demolizione (inclusi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	40
Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	0,11
Legno	0,17
Vetro	0,08
Plastica	0,42
Rame, bronzo, ottone	0,05
Alluminio	0,05
Zinco	0,05
Ferro e acciaio	0,83
Cavi	4,2
Olio combustibile e gasolio	0,08
Benzina	0,05
Batterie Ni-Cd	0,2

6.5.3 Produzione di rifiuti durante la fase di dismissione

Nell'ipotesi di dismissione dell'impianto, le turbine verranno trasportate in galleggiamento in area portuale per il loro smantellamento. Molti componenti degli aerogeneratori saranno destinati al recupero/riciclaggio. Si riporta in tabella le percentuali di recupero delle singole componenti degli aerogeneratori e le possibili destinazioni:

Tabella 6.4 Percentuali di recupero delle singole componenti e le possibili destinazioni

COMPONENTE	RECUPERO	DESTINAZIONE
Materie plastiche	80%	Imballaggi
Rivestimento navicella (Cover), pale	90%	Manufatti di arredo urbano, parchi giochi
Torre	95%	Fusione acciaio
Olii, grassi, basi lubrificanti	80%	Rigenerazione, combustione controllata
Cavidotti	80%	Riciclo plastica, smantellamento inerti

Stesso discorso vale anche per le opere a terra (cavidotto onshore e apparecchiature elettriche della sottostazione) garantendo inoltre l'eventuale ripristino dello stato dei luoghi.

7 BIBLIOGRAFIA

- CMEMS, 2021. *CMEMS, Copernicus Marine Environment Monitoring Service*. [Online]
Available at: <http://marine.copernicus.eu>
- DHI, 2021. *MetOcean Data Portal, On demand data and analytics globally*. [Online]
Available at: <http://www.metocean-on-demand.com>
- EMODnet, 2021. *EMODnet Bathymetry Consortium*. s.l.:EMODnet.
- EMODnet, 2021. *EMODnet Human activities*. s.l.:EMODnet.
- Stiesdal <https://www.stiesdal.com/offshore/tetra-offshore-foundations-for-any-water-depth/> e
“WindFloat” di Principle Power <https://www.principlepower.com/windfloat/the-windfloat-advantage>
- Fabbri, A., Gallignani, P. & Zitellini, N., 1981. *Geologic evolution of Mediterranean margins*.
s.l.: s.n.
- Finetti, I., Lentini, F., Carbone, S. & Catalano, S., 1996. *Il sistema Apennino Meridionale-Arco
Calabro-Sicilia nel Mediterraneo Centrale: studio geologico-geofisico.*, s.l.: s.n.
- Langhamer, O., 2012. Artificial reef effect in relation to offshore renewable energy conversion:
state of the art. *The Scientific World Journal*.
- NOAA, 2022. *Global Monitoring Laboratory, NOAA*. [Online]
Available at: <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html>
- Nicolich, R. & Dal Paz, G. V., 1991. Isobate della moho in italia.. *Structural model of Italy*,
Issue 6.
- Petersen, J. K. & Malm, T., 2006. Offshore windmill farms: threats to or possibilities for the
marine environment. *AMBIO: A Journal of the Human Environment*, Issue 35(2).
- Steinmetz, L. et al., 1983. A 550 km long Moho traverse in the Tyrrhenian Sea from OBS
recorded Pn waves. *Geophysical Research Letters*, Issue 10(6).

ERM has over 160 offices across the following countries and territories worldwide

<i>Argentina</i>	<i>New Zealand</i>
<i>Australia</i>	<i>Panama</i>
<i>Belgium</i>	<i>Peru</i>
<i>Brazil</i>	<i>Poland</i>
<i>Canada</i>	<i>Portugal</i>
<i>China</i>	<i>Puerto Rico</i>
<i>Colombia</i>	<i>Romania</i>
<i>France</i>	<i>Russia</i>
<i>Germany</i>	<i>Singapore</i>
<i>Hong Kong</i>	<i>South Africa</i>
<i>Hungary</i>	<i>South Korea</i>
<i>India</i>	<i>Spain</i>
<i>Indonesia</i>	<i>Sweden</i>
<i>Ireland</i>	<i>Taiwan</i>
<i>Italy</i>	<i>Thailand</i>
<i>Japan</i>	<i>UAE</i>
<i>Kazakhstan</i>	<i>UK</i>
<i>Kenya</i>	<i>US</i>
<i>Malaysia</i>	<i>Vietnam</i>
<i>Mexico</i>	
<i>The Netherlands</i>	

ERM Italia S.p.A.
Via San Gregorio 38
20124 Milano (MI)
Italy

T: +39 02 674401
F: +39 02 67078382

www.erm.com