



# Studio di fattibilità tecnica

Parco Eolico Fortevento

24 Giugno 2022

Progetto No.: ITA-TA-TR-004-0629284

Dettagli documento	
Titolo documento	Studio di fattibilità tecnica
Sottotitolo documento	Parco Eolico Fortevento
Progetto No.	ITA-TA-TR-004-0629284
Data	24 June 2022
Versione	1.0
Autore	Ignacio Ares

#### Versioni documento

				Approvazione emissione OW		
Versione	Revisione	Autore	Revisionato da	Nome	Data	Commenti
1.0	00	Ignacio Ares	Christian Bolaños	Pablo Alberte	24.06.2022	Emissione Finale

# Studio di fattibilità tecnica

## Parco Eolico Fortevento



---

Pablo Alberte  
OW Engineer Director – EPCI Area



---

Alessandro Battaglia  
ERM Partner

## CONTENUTI

<b>1.</b>	<b>INTRODUZIONE E OBIETTIVI .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO .....</b>	<b>2</b>
2.1	Collocazione .....	2
2.2	Condizioni meteoceaniche .....	3
2.2.1	Fonte dei dati .....	4
2.2.2	Condizioni delle onde .....	7
2.2.3	Condizioni di vento .....	16
2.2.4	Correnti .....	23
2.2.5	Maree .....	23
2.3	Batimetria e morfologia .....	1
2.3.1	Profondità dell'acqua .....	1
2.3.2	Condizioni del fondale .....	1
2.4	Traffico marittimo .....	2
2.4.1	Densità del traffico marittimo per navi commerciali .....	2
2.4.2	Densità del traffico marittimo di pescherecci .....	3
2.5	Navigazione aerea .....	5
2.6	Siti designati .....	7
2.7	Zone di pesca .....	10
2.8	Connessione alla rete .....	15
<b>3.</b>	<b>LAYOUT .....</b>	<b>12</b>
3.1	Posizione .....	12
3.2	Profondità .....	14
<b>4.</b>	<b>SVILUPPO DEL PROGETTO .....</b>	<b>15</b>
4.1	Componenti Principali del Progetto .....	16
4.2	Infrastrutture Offshore .....	16
4.2.1	Modello della turbina eolica .....	16
4.2.2	Fondazioni .....	18
4.2.3	Cavi Inter-array .....	27
4.2.4	Cavi export Offshore .....	32
4.2.5	Sottostazione Offshore .....	37
4.3	Infrastruttura Onshore .....	41
4.3.1	Cavi sotterranei .....	41
4.3.2	Sottostazione Onshore .....	47
4.4	Analisi di connessione alla rete .....	49
<b>5.</b>	<b>STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE .....</b>	<b>50</b>
5.1	Stime .....	51
5.2	Livello di incertezza .....	51
5.3	Campagne di misurazioni proposte .....	51
<b>6.</b>	<b>ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE, OPERATIVITÀ E DISMISSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE .....</b>	<b>53</b>
6.1	Identificazione dei possibili siti di costruzione e assemblaggio per la piattaforme/turbina .....	53
6.2	Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione .....	53
6.2.1	Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti .....	53
6.2.2	Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore .....	53

6.2.3	Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento .....	53
6.2.4	Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante.....	54
6.2.5	Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi .....	55
6.2.6	Fase 6 – Traino della piattaforma (WTG e fondazione) al sito .....	56
6.2.7	Fase 7 – Aggancio della piattaforma.....	56
6.2.8	Fase 8 – Installazione dei cavi .....	56
6.2.9	Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma .....	57
6.3	Strategia di esercizio e manutenzione Fortevento .....	57
6.3.1	Priorità sulla salute e sicurezza – Protezione delle persone e dell’ambiente .....	58
6.3.2	Strategia di esercizio e manutenzione .....	58
6.4	Studi iniziali delle strategie di dismissione .....	59
6.5	Consumi delle materie prime .....	60
6.6	Produzione di rifiuti .....	60
6.6.1	Produzione di rifiuti durante la costruzione .....	60
6.6.2	Produzione di rifiuti durante la fase operativa .....	61

## Lista delle tabelle

Tabella 1: Caratteristiche dei cinque progetti in Italia. ....	1
Tabella 2: Informazioni generali del progetto Fortevento. ....	3
Tabella 3: Fonti dei dati su mesoscala disponibili. ....	5
Tabella 4: Tabella della dispersione dell'altezza significativa delle onde per il progetto Fortevento Vs. direzione media delle onde. ....	8
Tabella 5: Tabella NSS omnidirezionale per il progetto Fortevento. ....	9
Tabella 6: Risultati direzionali e omnidirezionali di $H_{s,SSS}$ per il progetto Fortevento. ....	10
Tabella 7: Condizioni estreme di stato di mare per il progetto Fortevento. ....	15
Tabella 8: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Fortevento. ....	16
Tabella 9: Distribuzione della velocità dei venti liberi nel lungo periodo per gruppi di velocità per il progetto Fortevento. ....	18
Tabella 10: Statistiche mensili della velocità del vento per il progetto Fortevento. ....	18
Tabella 11: Velocità del vento in condizioni estreme a 140 m MSL per il progetto Fortevento. ....	22
Tabella 12: Lista delle aree protette. ....	9
Tabella 13: Posizione delle turbine eoliche. ....	12
Tabella 14: Profondità delle turbine. ....	14
Tabella 15: Parametri chiave della turbina eolica. ....	17
Tabella 16: Configurazione di cavi dinamici vs. cavi statici. (Rif: JDR) ....	28
Tabella 17: Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2). ....	29
Tabella 18: Diverse tipologie di configurazione dinamica (2-2). ....	30
Tabella 19: Lunghezze proposte per i cavi inter-array. ....	31
Tabella 20: Caratteristiche tecniche dei cavi. ....	34
Tabella 21: Ripartizione delle incertezze. ....	51
Tabella 22: Consumi delle materie prime. ....	60
Tabella 23: Stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione. ....	60
Tabella 24: Stima della produzione di rifiuti durante la fase di operativa. ....	61

## Lista delle figure

Figura 1: Posizione dei progetti eolici offshore in Italia.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Figura 2: Posizione del progetto Fortevento. ....	2
Figura 3: Confini del progetto Fortevento. ....	3
Figura 4: Punti di raccolta dei dati per il sito del progetto offshore Fortevento.....	5
Figura 5: Rosa delle onde per il lungo periodo del progetto Fortevento.....	7
Figura 6: Altezza significativa delle onde per il progetto Fortevento suddivisa per intervalli.....	8
Figura 7: Risultati omnidirezionali di $H_{s,SSS}$ per il progetto Fortevento.....	11
Figura 8: Selezione dei picchi (POT) dell'altezza d'onda significativa a 4,0 m per il progetto Fortevento. ....	12
Figura 9: Mean Excess Plot delle altezze d'onda significative per il progetto Fortevento. ....	13
Figura 10: Grafico di stabilità dei parametri GPD per le altezze d'onda significative per il progetto Fortevento. ....	14
Figura 11: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per l'altezza d'onda significativa per il Progetto Fortevento. ....	15
Figura 12: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Fortevento.....	17
Figura 13: Rosa dei venti a lungo termine per il progetto Fortevento.....	17
Figura 14: Selezione dei picchi (metodo POT) per la velocità del vento con soglia 19,0 m/s per il progetto Fortevento. ....	19
Figura 15: Mean Excess Plot delle velocità del vento per il progetto Fortevento. ....	20
Figura 16: Diagramma di stabilità dei parametri GPD per la velocità del vento per il progetto Fortevento. ....	21
Figura 17: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per la velocità del vento all'altezza del mozzo per il Progetto Fortevento. ....	22
Figura 18: Profondità dell'acqua. (Fonte: EMODnet Bathymetry) ....	1
Figura 19: Mappa del fondale. (Fonte: EMODnet Geology) ....	2
Figura 20: Densità di traffico marittimo. (Fonte Marine Traffic 2019) ....	3
Figura 21: Densità del traffico di pescherecci. (Fonte: ERM) ....	5
Figura 22: Zone sottoposte a vincoli aeroportuali. (Fonte: AIP) ....	6
Figura 23: Aree sottoposte a vincolo militare (Fonte: Istituto idrografico della Marina).....	7
Figura 24: Network delle aree potette. (Fonte: Geoportale Nazionale) ....	9
Figura 25: Nursery delle principali specie tutelate (Fonte: Piano GSA 19). ....	11
Figura 26: Layout del progetto Fortevento.....	12
Figura 27: Tipologia di piattaforme galleggianti. (Fonte: Salamander/ Simply Blue Energy) ....	18
Figura 28: 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).....	19
Figura 29: Sistemi di zavorramento. ....	20
Figura 30: 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) ....	21
Figura 31: 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).....	22
Figura 32: Schema e lunghezza di ormeggio. (Fonte: VRYHOF).....	22
Figura 33: Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica. (Fonte: Vryhof Anchor Manual) ....	24
Figura 34: Schema di ancoraggio. ....	25
Figura 35: Installazione della turbina eolica.....	26
Figura 36: 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).....	29

Figura 37: Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale. ....	30
Figura 38: Layout dei cavi inter-array. ....	31
Figura 39: Esempio di layout di cavo inter-array dinamico. ....	32
Figura 40: Diagramma della scatola di transizione. ....	32
Figura 41: Giuntura di transizione sulla terraferma. ....	33
Figura 42: Sezione di un cavo tripolare sottomarino. (Fonte: DNVGL) ....	34
Figura 43: Cavo sottomarino dinamico. (Fonte: PRYSMIAN GROUP) ....	35
Figura 44: Inserimento di un cavo export offshore sulla riva. ....	36
Figura 45: Percorso proposto per i cavi export. ....	37
Figura 46: Layout di connessione di un parco eolico dinamico. ....	38
Figura 47: Diverse tipologie di fondazioni per le OSS. ....	39
Figura 48: Esempio di prototipi sul mercato. ....	40
Figura 49: Cavo terrestre statico. (Fonte: NEXANS GROUP) ....	41
Figura 50: Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre. (Fonte: ABB GROUP) ....	42
Figura 51: Possibile disposizione per i cavi. ....	42
Figura 52: Sistemazione generale di un layout di cavi all'interno di un condotto. ....	43
Figura 53: Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione. ....	43
Figura 54: Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume. ....	45
Figura 55: Torre in acciaio per linee aeree. ....	46
Figura 56: Percorso dei cavi terrestri verso la sottostazione Maida 380 kV per il progetto Fortevento. ....	47
Figura 57: Proposta preliminare per la localizzazione della sottostazione onshore (blu). ....	48
Figura 58: Semplice schema unifilare. ....	50
Figura 59: Fabbricazione di WFA ....	53
Figura 60: Piattaforma in arrivo al porto di smistamento. ....	54
Figura 61: Installazione della torre e della turbina. ....	55
Figura 62: Possibile configurazione di ormeggio. ....	55
Figura 63: Manovra di disormeggio. ....	56
Figura 64: Possibile configurazione dei cavi. ....	57

## Lista degli acronimi

AdI	Area di Interesse
AMP	Aree Marine Protette
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
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
Hs	Significant Wave Height – Altezza significativa delle onde
HVAC	High Voltage Alternating Current – Alto voltaggio di corrente alternata
HVSG	High Voltage Switchgear – Commutatori 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
PEAR	Programma Energetico Ambientale Regionale
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 di mare rigido
STATCOM	STATic synchronous COMPensator

SVT	Service Voltage Transformer
TLP	Tension Leg Platform
Tp	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

1. L'azienda Ocean Winds Offshore S.L. (in seguito, OW) sta valutando l'opportunità di promuovere, realizzare e gestire parchi eolici offshore in Italia.
2. Lo scopo del presente report è di presentare le principali caratteristiche tecniche ed ambientali, nonché le considerazioni paesaggistiche e socioeconomiche del **Progetto Eolico Offshore Fortevento**.

**Tabella 1: Caratteristiche del Progetto Fortevento**

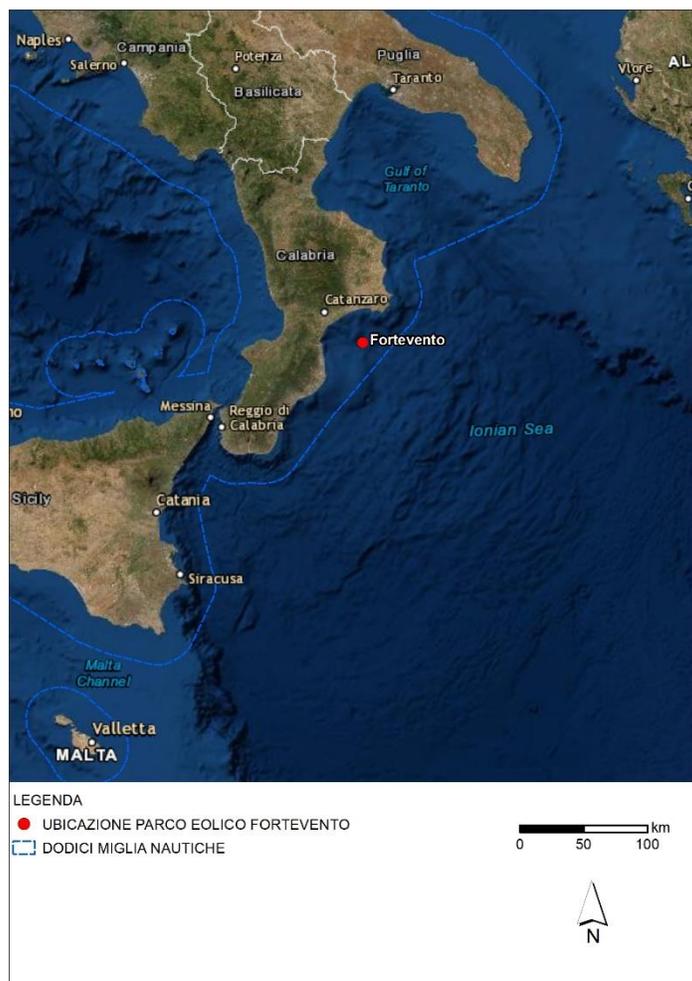
Progetto Fortevento	
Turbine	39ud
Capacità (MW)	≈585MW
Profondità dell'acqua (m)	944-1181m
Tipologia di fondazione	Galleggiante

3. 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.
4. 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

5. Il Progetto Fortevento è localizzato a largo della costa Est della Calabria.



**Figura 1: Posizione del progetto Fortevento.**

6. In particolare, l'area del parco eolico è situata a circa 25 Km a Est da Soverato e 18 km a Sud di Le Castella.



Velocità massima del vento su un tempo di 10 minuti			
- Tempo di ritorno 1 anno	$V_{1,10 \text{ min}}$	25.91	m/s
- Tempo di ritorno 50 anni	$V_{50,10 \text{ min}}$	36.55	m/s
Velocità massima del vento su un tempo di 3 secondi <sup>1</sup>			
- Tempo di ritorno 1 anno	$V_{e1,3s}$	36.27	m/s
- Tempo di ritorno 50 anni	$V_{e50,3s}$	51.17	m/s

#### Condizioni ambientali all'altezza del mozzo

Temperatura ambiente media	$T_{50\%}$	17.4	°C
----------------------------	------------	------	----

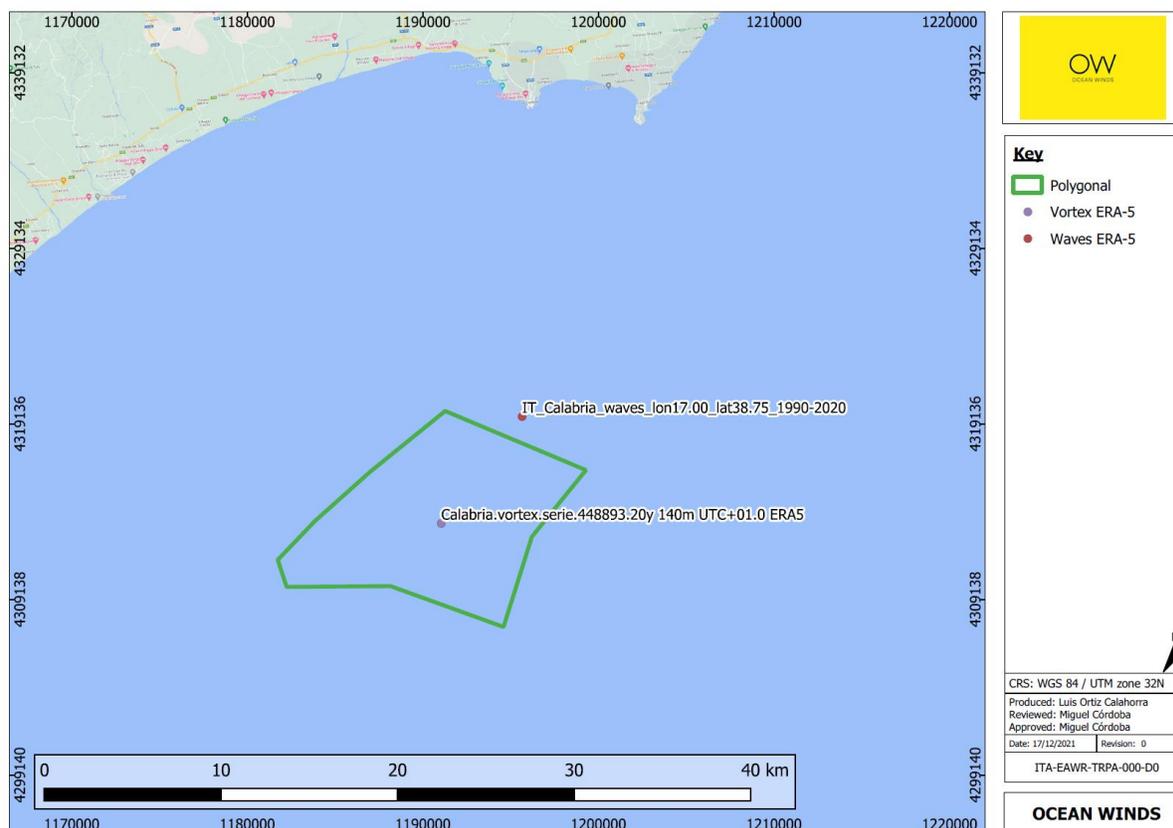
### 2.2.1 Fonte dei dati

9. Lo scopo della presente sezione è di presentare le fonti dei dati meteorologici utilizzati per la stima delle condizioni climatiche presenti nel sito del progetto Fortevento e gli step seguiti per garantire, per quanto possibile, la rappresentatività dei dati dei regimi climatici attesi nonostante l'assenza di misurazioni.
10. Questa valutazione preliminare si basa interamente su una fonte di dati su mesoscala per vento e onde.
11. Non sono disponibili dati in merito alla salinità, le correnti e le maree.
12. La Tabella 3 sottostante riassume le fonti dei dati utilizzati che possono essere visualizzati nella Figura 3.

<sup>1</sup> La velocità del vento per una raffica estrema della durata di tre secondi è stata calcolata secondo le raccomandazioni indicate nell'IEC-61400-1 4<sup>a</sup> Edizione.

**Tabella 3: Fonti dei dati su mesoscala disponibili.**

Fonti dei dati su mesoscala	UTM x [33N WGS84]	UTM y [33N WGS84]	Dati	Periodo relativo ai dati	Modello su mesoscala
Vortex ERA-5	668834	4285200	Wind	2001/01/01 - 2021/11/10	ERA-5
ERA-5 Wave	673799	4290933	Wave	1990/01/01 - 2020/12/31	ERA-5



**Figura 3: Punti di raccolta dei dati per il sito del progetto offshore Fortevento.**

### 2.2.1.1 Dati del vento Vortex su mesoscala

13. Il Sistema Vortex esegue il modello Weather Research and Forecasting (WRF), sviluppato presso NCAR/NCEP, da macro a micro scala (risoluzione 100 m), tale modello è un sistema numerico di predizione meteorologica su mesoscala.

- I dati di input per la modellazione derivano dal modello WRF. Questa tecnica risolve una serie di equazioni in un modello numerico che descrive l'evoluzione delle variabili meteorologiche che rappresentano lo stato dell'atmosfera. Tali variabili includono il vento, la temperatura, la pressione e il contenuto di umidità.

- Il modello WRF ha una lunga tradizione con molteplici applicazioni industriali. Il suo sviluppo ha coinvolto un'ampia comunità di utenti, il che comporta che siano disponibili numerose validazioni peer-reviewed. L'esperienza sviluppata negli ultimi 10 anni garantisce un modello stabile e robusto.
- Nel modello, lo stato complessivo dell'atmosfera per ogni istante è rappresentato dalle variabili nei punti sistematicamente predisposti in una griglia tridimensionale.
- Il prodotto SERIES genera una serie di dati del vento per un periodo superiore ai 20 anni per un singolo punto ogni 10 m di altezza dai 50 m – 80 m MSL (Mean Sea Level – Livello medio del mare). Ciò è soprattutto adatto per le stime della variabilità del vento.
- La serie temporale di Vortex (ERA-5) utilizzata in questo studio comprende le seguenti informazioni:
  - Velocità del vento a 150 m sopra MSL (m/s)
  - Direzione del vento a 150 m sopra MSL (°)
  - Temperatura a 150 m sopra MSL (°C)
  - Densità dell'aria a 150 m sopra MSL (kg/m<sup>3</sup>)
  - Pressione a 150 m sopra MSL (hPa)

### 2.2.1.2 Dati delle onde ERA5 su mesoscala

14. ERA5 è la quinta generazione ECMWF (European Center Medium Weather Forecast) di rianalisi atmosferica del clima globale. La rianalisi combina tramite leggi fisiche i dati di un modello con osservazioni reali di tutto il mondo in un dataset globale completo e consistente. Il principio, detto assimilazione dei dati, si basa su un metodo utilizzato dai centri di previsione meteorologica numerica, in cui ad intervalli regolari (12 ore nel caso di ECMWF) una previsione precedente viene combinata in maniera ottimale con le nuove osservazioni disponibili così da fornire una nuova stima migliore dello stato dell'atmosfera, denominata analisi, da cui viene rilasciata una nuova previsione aggiornata e perfezionata. La rianalisi segue lo stesso principio, ma ad una risoluzione ridotta per consentire la fornitura di un dataset che ricopra diverse decadi. Non avendo l'obbligo di rilascio di previsioni tempestive, il tempo per la raccolta di osservazioni è maggiore e, nell'andare ancora più indietro nel tempo, è possibile assumere versioni migliorate delle osservazioni originali, il che è un vantaggio per la qualità della rianalisi.
15. La serie temporale utilizzata in questo studio include le seguenti informazioni:
  - Altezza significativa data dalla combinazione delle onde dovute al vento e il moto ondoso,  $H_s$  (m)
  - Direzione media delle onde (°)
  - Periodo dell'onda di picco (s)
  - Periodo medio per il passaggio al livello medio (zero-crossing) (s)
  - Temperatura della superficie del mare (°C)

## 2.2.2 Condizioni delle onde

### 2.2.2.1 Condizioni delle onde in condizioni normali

16. Al fine di caratterizzare le condizioni d'onda normali nell'area del Progetto Fortevento, la serie temporale calibrate ERA5 è stata analizzata empiricamente. Figura 4 e Figura 5 mostrano la rosa delle onde e la distribuzione dell'altezza d'onda significativa per il sito del progetto Fortevento. La Tabella 4 mostra la distribuzione dell'altezza d'onda significative vs. la direzione media delle onde. In generale, le condizioni delle onde al sito del Progetto Fortevento non sono particolarmente rigide a confronto con quelle di altre aree in cui sono stati realizzati parchi eolici offshore, esposti maggiormente a condizioni di mare aperto con fetch più lunghi.

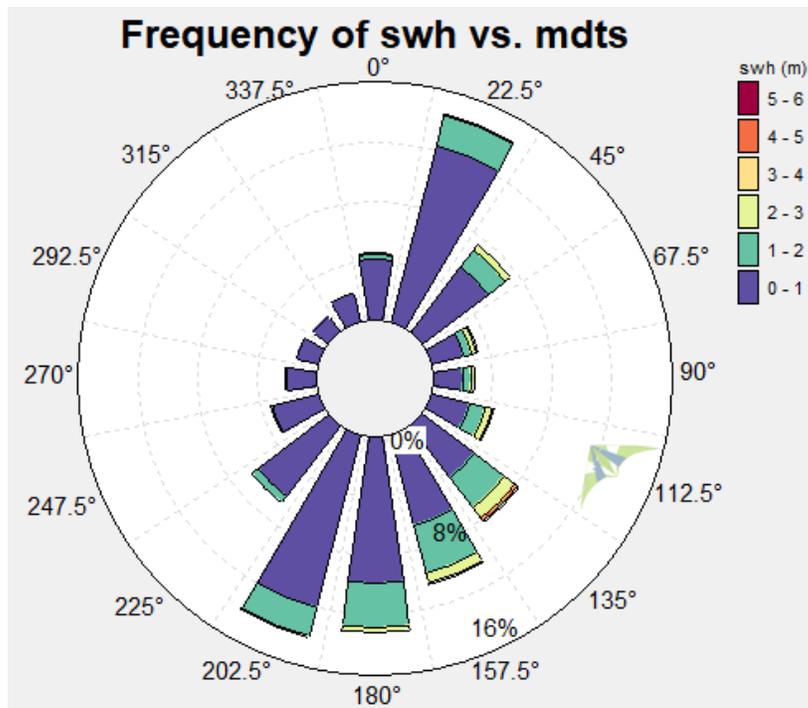


Figura 4: Rosa delle onde per il lungo periodo del progetto Fortevento.

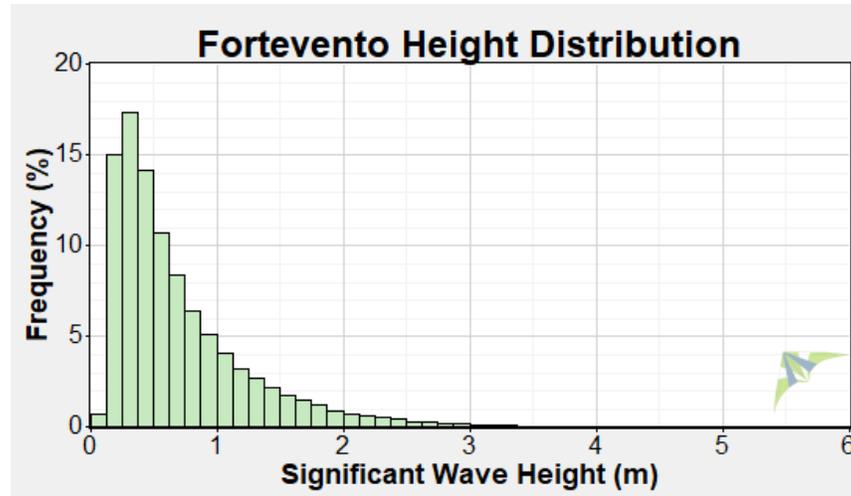


Figura 5: Altezza significativa delle onde per il progetto Fortevento suddivisa per intervalli.

Tabella 4: Tabella della dispersione dell'altezza significativa delle onde per il progetto Fortevento Vs. direzione media delle onde.

Mean Wave Direction (Totalsea), [degN] Vs. Significant Wave Height (Totalsea), Hm0 [m]														
Significant Wave Height (Totalsea), Hm0 [m]	Mean Wave Direction (Totalsea), [degN]													
	Lower (>=)	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	SUM
	Upper (<)	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	345	
0	0.5	0.0471	0.0824	0.0237	0.0140	0.0166	0.0244	0.0578	0.0804	0.0423	0.0304	0.0236	0.0267	0.469
0.5	1	0.0262	0.0543	0.0098	0.0084	0.0173	0.0361	0.0511	0.0504	0.0287	0.0130	0.0051	0.0050	0.306
1	1.5	0.0154	0.0189	0.0033	0.0034	0.0093	0.0229	0.0235	0.0184	0.0077	0.0017	0.0004	0.0008	0.126
1.5	2	0.0079	0.0078	0.0015	0.0019	0.0056	0.0104	0.0112	0.0072	0.0019	0.0003	0.0001	0.0002	0.056
2	2.5	0.0048	0.0030	0.0008	0.0011	0.0032	0.0052	0.0040	0.0024	0.0003	0.0000	0.0000	0.0001	0.025
2.5	3	0.0025	0.0020	0.0002	0.0007	0.0012	0.0025	0.0011	0.0005	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.011
3	3.5	0.0007	0.0009	0.0002	0.0003	0.0007	0.0010	0.0003	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.004
3.5	4	0.0001	0.0002	0.0001	0.0001	0.0004	0.0006	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.002
4	4.5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0004	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.001
4.5	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000
5	5.5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000
5.5	6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000
SUM		0.105	0.170	0.040	0.030	0.055	0.104	0.149	0.160	0.081	0.045	0.029	0.033	1

### 2.2.2.2 Stato del mare in condizioni normali

17. Uno stato del mare normale (Normal Sea State – NSS) è caratterizzato da una certa altezza d'onda significativa e un periodo dell'onda di picco. In aggiunta è associato ad un range di velocità del vento. L'altezza d'onda significative di uno stato di mare normale è definita come il valore atteso dell'altezza d'onda significativa e il periodo di picco spettrale condizionato dal contemporaneo range di velocità del vento. In alcuni casi per caratterizzare gli stati di mare normali può essere utilizzato un fattore di potenziamento del picco JONSWAP, in caso di impiego di assunzione di distribuzione JONSWAP. Per questa valutazione non erano disponibili fattori di potenziamento del picco per lo spettro JONSWAP di migliore approssimazione. Per la stima di fattori di potenziamento del picco tramite metodi come quelli proposti da DNV o Torsethaugen i parametri di partenza sono  $H_s$  e  $T_p$  ma non sono stati implementati nel presente studio.

18. I valori per il caso omnidirezionale sono presentati nella Tabella 5 (considerando entrambi i settori di vento e onde). Le tabelle direzionali nelle condizioni NSS sono riportate nella documentazione supplementare.

**Tabella 5: Tabella NSS omnidirezionale per il progetto Fortevento.**

Media oraria di WS a 143 m MSL [m/s]			Tabella 1.0.0			
Settore del Vento			OMNIDIREZIONALE			
Settore delle Onde			OMNIDIREZIONALE			
Inferiore (>=)	Medio	Superiore (<)	H <sub>s</sub> [m]	T <sub>p</sub> [s]	γ [-]	Prob [%]
0	0,5	1	0,38	4,02	NaN	1,38%
1	1,5	2	0,40	4,02	NaN	4,52%
2	2,5	3	0,41	3,98	NaN	6,93%
3	3,5	4	0,43	4,01	NaN	8,15%
4	4,5	5	0,48	4,13	NaN	8,63%
5	5,5	6	0,53	4,28	NaN	8,92%
6	6,5	7	0,58	4,41	NaN	8,84%
7	7,5	8	0,62	4,50	NaN	8,69%
8	8,5	9	0,68	4,64	NaN	8,19%
9	9,5	10	0,76	4,81	NaN	7,55%
10	10,5	11	0,83	4,96	NaN	6,72%
11	11,5	12	0,92	5,13	NaN	5,69%
12	12,5	13	1,04	5,33	NaN	4,59%
13	13,5	14	1,17	5,54	NaN	3,50%
14	14,5	15	1,30	5,72	NaN	2,70%
15	15,5	16	1,48	6,02	NaN	1,80%
16	16,5	17	1,74	6,32	NaN	1,09%
17	17,5	18	2,04	6,71	NaN	0,78%
18	18,5	19	2,33	7,01	NaN	0,46%
19	19,5	20	2,53	7,22	NaN	0,35%
20	20,5	21	2,82	7,38	NaN	0,21%
21	21,5	22	3,00	7,59	NaN	0,14%
22	22,5	23	3,13	7,76	NaN	0,08%
23	23,5	24	3,22	7,39	NaN	0,03%
24	24,5	25	3,17	7,49	NaN	0,03%
25	25,5	26	3,33	7,44	NaN	0,02%
26	26,5	27	3,33	7,26	NaN	0,01%
<b>SOMMA</b>			100,00%			

### 2.2.2.3 Stato di mare rigido

19. Gli stati di mare rigidi (Severe Sea State – SSS) vengono definiti per un range di velocità del vento all'altezza del mozzo corrispondenti al range operativo del generatore della turbina eolica (Wind Turbine Generator, d'ora in poi WTG) e consistono in valori di  $H_s$  per tempi di ritorno a 50 anni influenzati da tali velocità del vento, il calcolo viene fatto utilizzando il metodo IFORM, come raccomandato dagli standard IEC. Il progetto Fortevento è ad una fase di sviluppo iniziale e il modello di turbina non è ancora stato definito. Per la valutazione si è assunto un range operativo di 3 m/s – 30 m/s.
20. Il risultato dall'analisi IFORM sui dati omnidirezionali è mostrato in Figura 6, mentre la Tabella 6 mostra sia i risultati direzionali che omnidirezionali. A valori più elevati di velocità del vento sono associate condizioni d'onda più severe, il che indica un'elevata correlazione tra la velocità del vento e le condizioni d'onda nel sito del progetto Fortevento.

**Tabella 6: Risultati direzionali e omnidirezionali di  $H_{s,SSS}$  per il progetto Fortevento.**

Velocità del vento all'altezza del mozzo (m/s)			$H_{s,SSS}$ (m)												
			Omni	Settore direzionale delle onde (FROM)											
Inferiore	Medio	Superiore		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
3	3,5	4	1,8	1,5	1,1	1,0	1,5	2,4	2,4	1,7	1,2	0,8	0,7	0,7	0,9
4	4,5	5	2,0	1,7	1,3	1,1	1,6	2,6	2,6	1,8	1,3	0,9	0,8	0,8	0,9
5	5,5	6	2,1	1,9	1,4	1,2	1,7	2,8	2,8	1,9	1,5	1,0	0,8	0,8	0,9
6	6,5	7	2,3	2,1	1,6	1,4	1,9	3,0	2,9	2,0	1,6	1,1	0,9	0,9	0,9
7	7,5	8	2,5	2,3	1,7	1,5	2,1	3,2	3,1	2,1	1,7	1,2	0,9	0,9	1,0
8	8,5	9	2,6	2,5	1,9	1,7	2,3	3,4	3,3	2,2	1,9	1,3	0,9	1,0	1,1
9	9,5	10	2,9	2,7	2,1	1,9	2,5	3,6	3,5	2,4	2,0	1,4	1,0	1,0	1,2
10	10,5	11	3,1	2,9	2,3	2,1	2,7	3,8	3,7	2,5	2,2	1,5	1,1	1,1	1,4
11	11,5	12	3,3	3,0	2,5	2,3	3,0	4,1	3,8	2,7	2,4	1,7	1,2	1,1	1,5
12	12,5	13	3,6	3,2	2,7	2,5	3,2	4,3	4,0	2,9	2,6	1,8	1,2	1,1	1,7
13	13,5	14	3,8	3,4	2,9	2,8	3,5	4,6	4,2	3,0	2,7	2,0	1,3	1,2	1,9
14	14,5	15	4,1	3,5	3,2	3,0	3,8	4,9	4,4	3,2	2,9	2,1	1,4	1,2	2,1
15	15,5	16	4,4	3,6	3,4	3,3	4,1	5,1	4,6	3,4	3,1	2,3	1,6	1,2	2,2
16	16,5	17	4,6	3,8	3,7	3,6	4,4	5,4	4,7	3,6	3,3	2,4	1,7	1,2	2,4
17	17,5	18	4,9	3,9	4,0	3,9	4,7	5,7	4,9	3,8	3,5	2,6	1,8	1,2	2,5
18	18,5	19	5,2	4,0	4,2	4,2	5,1	6,0	5,1	4,0	3,7	2,7	1,9	1,3	2,6
19	19,5	20	5,5	4,2	4,5	4,5	5,4	6,3	5,3	4,2	3,9	2,8	2,0	1,3	2,5
20	20,5	21	5,9	4,3	4,8	4,8	5,8	6,4	5,5	4,4	4,0	3,0	2,1	1,2	2,1
21	21,5	22	6,2	4,4	5,1	5,1	6,1	6,4	5,6	4,6	4,2	3,1	2,1	1,2	0,0
22	22,5	23	6,4	4,6	5,4	5,4	6,4	6,4	5,8	4,8	4,3	3,1	2,2	1,1	0,0
23	23,5	24	6,4	4,7	5,7	5,7	6,4	6,4	6,0	5,0	4,5	3,2	2,1	0,0	0,0
24	24,5	25	6,4	4,8	6,0	6,1	6,4	6,4	6,2	5,2	4,5	3,1	1,9	0,0	0,0
25	25,5	26	6,4	5,0	6,3	6,4	6,4	6,4	6,3	5,4	4,5	2,6	0,0	0,0	0,0
26	26,5	27	6,4	5,2	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	27,5	28	6,4	5,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	28,5	29	6,4	5,7	6,4	6,4	6,4	0,0	6,4	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	29,5	30	6,4	6,0	6,4	6,4	6,4	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

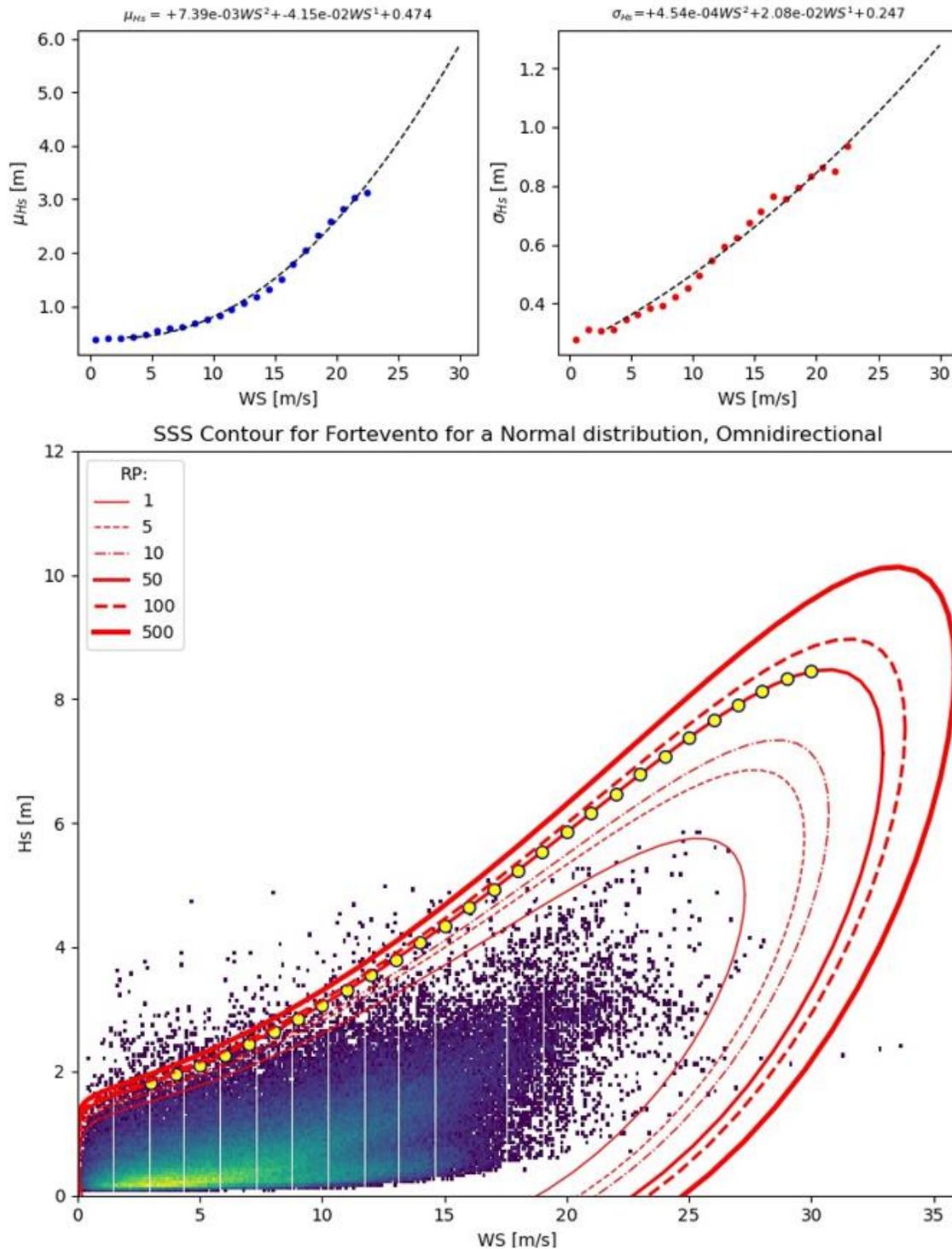


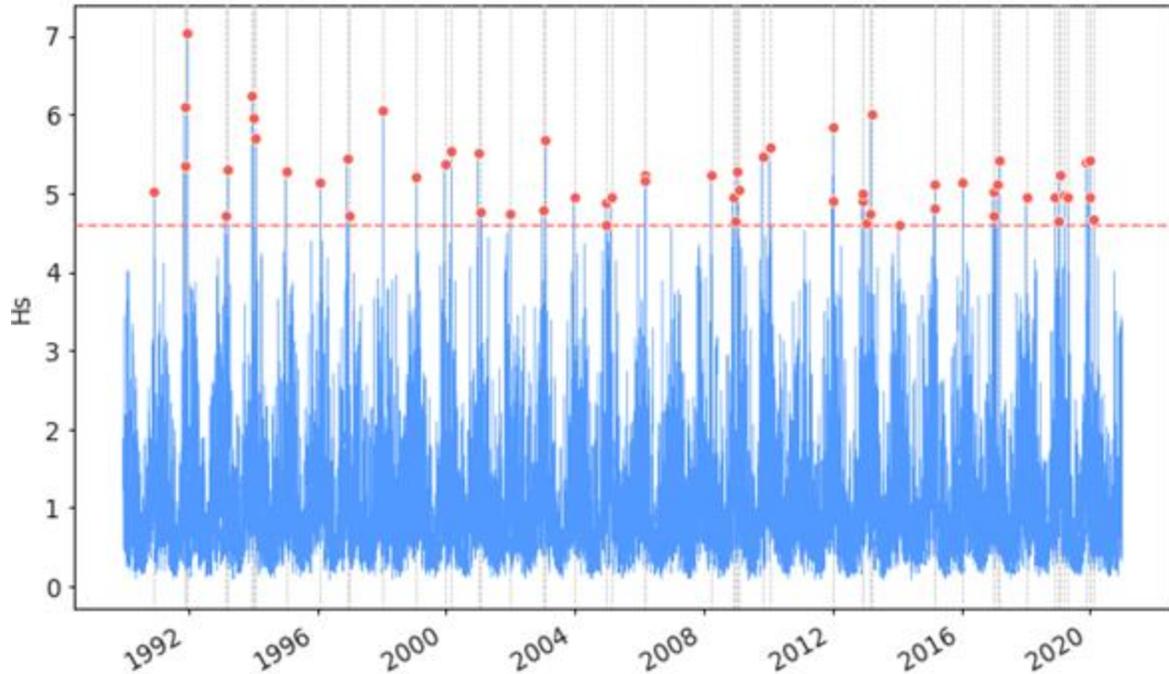
Figura 6: Risultati omnidirezionali di  $H_{s,SSS}$  per il progetto Fortevento.

#### 2.2.2.4 Stati di mare estremi

21. L'analisi dei valori estremi (Extreme Value Analysis – EVA) della serie temporale di 30 anni (1990-2021) delle altezze d'onda significative al sito del progetto Fortevento è stata effettuata utilizzando il

metodo Peak-Over-Threshold (POT – Picco oltre la soglia) per l'intera serie temporale (analisi omnidirezionale).

22. Per l'analisi POT è stata effettuata una separazione declustering di 72 ore con una soglia di 4,0 m.
23. Tramite tali parametri la Figura 7 mostra la selezione dei picchi nella serie temporale delle altezze d'onda. Per adattare la distribuzione Pareto generalizzata (Generalised Pareto Distribution – GPD) per la durata della serie temporale di 30 anni sono stati utilizzati 32 picchi.



**Figura 7: Selezione dei picchi (POT) dell'altezza d'onda significativa a 4,0 m per il progetto Fortevento.**

24. La soglia di 4,0 m è stata individuata in seguito ad una serie di analisi diagnostiche. La Figura 8 mostra i valori residuali che eccedono la media al di sopra della soglia per un range di valori, mentre la Figura 9 mostra il diagramma di stabilità dei parametri GPD. La soglia di 4,0 m è stata selezionata per il compromesso che si ottiene tra la minimizzazione dei bias e dell'incertezza e le buone proprietà di stabilità della soglia in quanto per soglie con valori simili riportano approssimativamente lo stesso parametro di scala.
25. La Figura 10 riporta i risultati per l'adattamento della distribuzione GPD. Il grafico in alto a destra mostra la stima dei valori di ritorno omnidirezionali con un intervallo di confidenza IC = 90%. I valori tabulate del grafico e i parametri ESS a questi associati sono riassunti nella Tabella 7.
26. I limiti superiore e inferiore dell'intervallo di confidenza sono stati ricavati tramite Equazione 1.

$$11.1 \sqrt{\frac{H_s}{g}} < T < 14.3 \sqrt{\frac{H_s}{g}}$$

**Equazione 1**

27. Il valore di altezza massima  $H_{max}$  è definito come il valore più elevato di altezza d'onda su 1.000 onde ( $H_{0.1\%}$ ) durante uno stato di mare predefinito. In acque profonde spesso si assume per la distribuzione delle altezze d'onda in un dato stato di mare la distribuzione Rayleigh. In regioni in cui l'onda più alta in un dato stato di mare può trovarsi in zone con profondità limitata, si preferiscono distribuzioni Battjes e Groendijk in quanto considera eventuali rotture d'onda dovute alla profondità. In ogni caso per il progetto Fortevento è stato verificato che, per tutti i tempi di ritorno delle altezze d'onda significative, si può considerare una profondità dell'acqua adatta nel sito di estrazione dei dati, il che implica che la distribuzione di Rayleigh può essere applicata per il calcolo di  $H_{max}$  tramite l'Equazione 2 per tutte le casistiche.
28. Si raccomanda un'analisi più dettagliata che consideri la separazione dei siti con acque profonde dai siti con profondità minori, ognuno dei quali con le proprie condizioni meteoceaniche, in quanto le regioni meno profonde possono avere impatto sul clima ondoso.

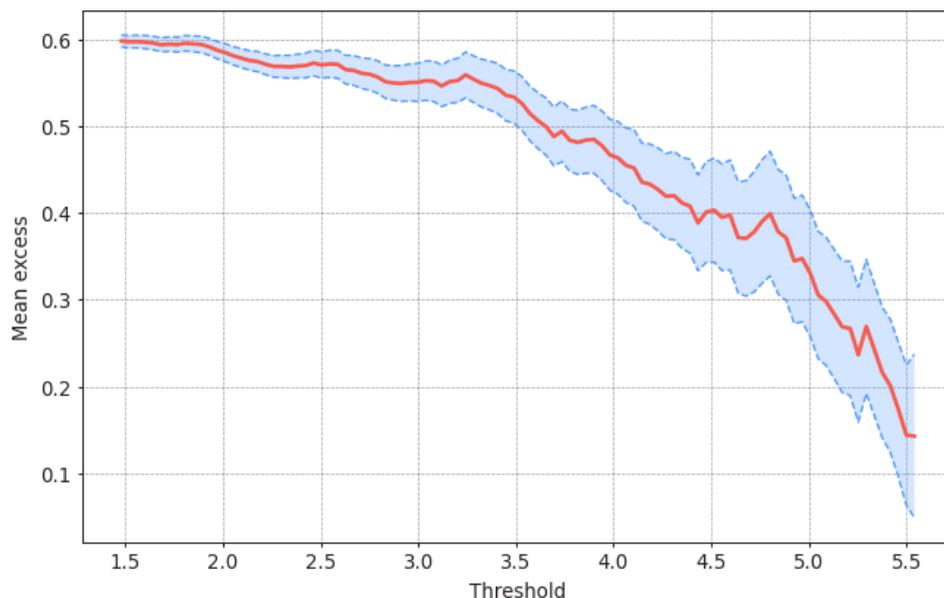
$$H_{max} \approx 1.86H_s$$

### Equazione 2

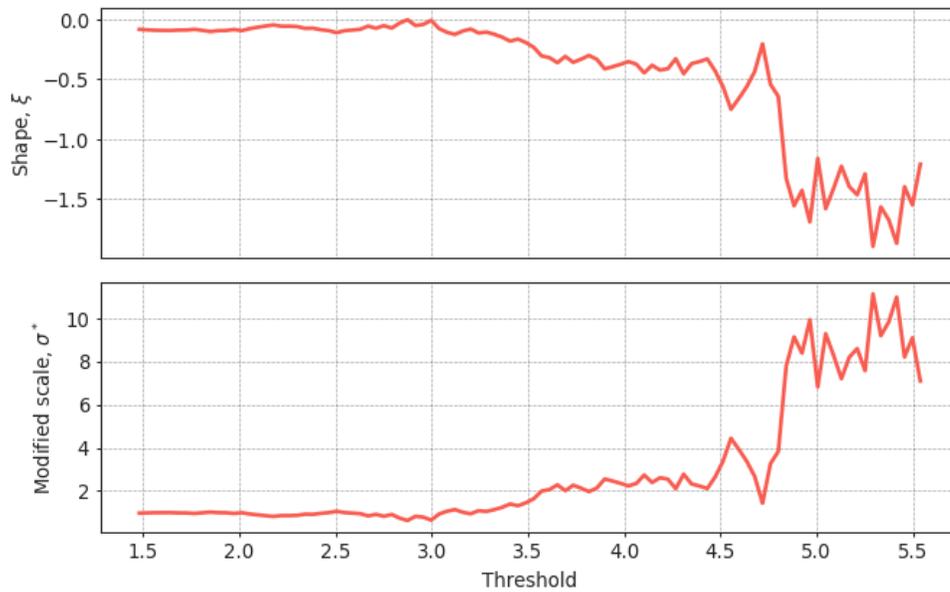
29. L'altezza di cresta della massima altezza d'onda è stata stimata tramite la relazione espressa nell'Equazione 3. Per una fase di progettazione più dettagliata si raccomanda l'utilizzo di un approccio più complesso come il Rienecker-Fenton wave theory approach, in quanto tale semplificazione può essere considerata in qualche modo conservativa.

$$h_{crest} \approx 0.65H_{max}$$

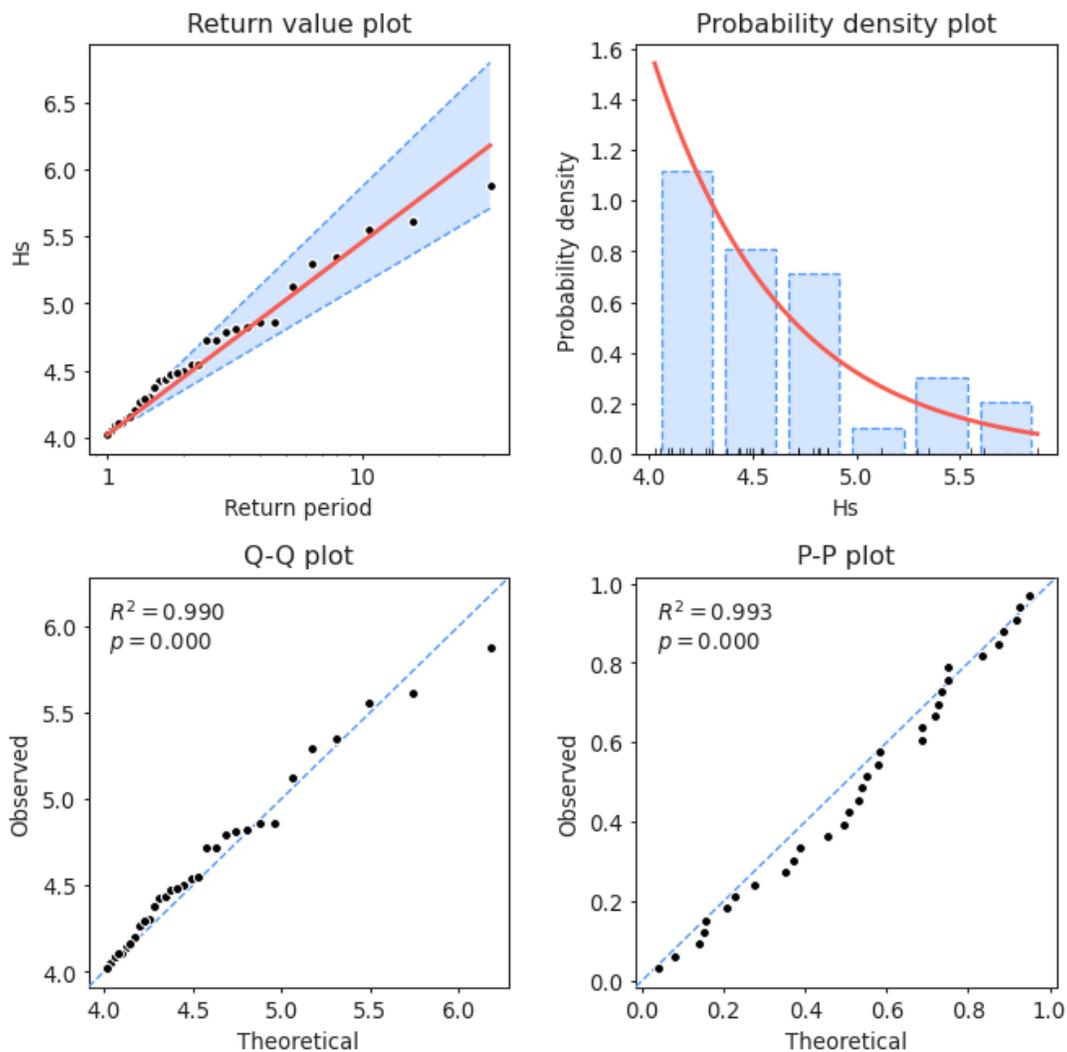
### Equazione 3



**Figura 8: Mean Excess Plot delle altezze d'onda significative per il progetto Fortevento.**



**Figura 9: Grafico di stabilità dei parametri GPD per le altezze d'onda significative per il progetto Fortevento.**



**Figura 10: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per l'altezza d'onda significativa per il Progetto Fortevento.**

**Tabella 7: Condizioni estreme di stato di mare per il progetto Fortevento.**

Tempo di ritorno (anni)	1	5	10	50	100	500	1.000	10.000
Hs (m)	4,0	5,0	5,5	6,5	6,9	7,9	8,3	9,8
Hs Inferiore IC (90%)	4,0	4,8	5,1	5,9	6,2	7,0	7,3	8,5
Hs Superiore IC (90%)	4,0	5,3	5,8	7,0	7,6	8,8	9,3	11,1
Tsuperiore (s)	9,2	10,2	10,7	11,6	12,0	12,8	13,2	14,3
Tinferiore (s)	7,1	7,9	8,3	9,0	9,3	10,0	10,2	11,1
hcrest (m)	4,9	6,1	6,6	7,8	8,3	9,5	10,1	11,8

Hmax (m)	7,5	9,3	10,1	12,0	12,8	14,7	15,5	18,1
----------	-----	-----	------	------	------	------	------	------

## 2.2.3 Condizioni di vento

### 2.2.3.1 Condizioni di vento normale

30. La distribuzione della velocità del vento rappresenta la media delle velocità del vento libero nel lungo termine all'altezza del mozzo. È stata stimata dall'adattamento delle serie temporali a 20 anni ERA-5.
31. La Tabella 8 mostra la distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Fortevento. Le Figura 11 e Figura 12 mostrano rispettivamente la distribuzione di frequenza dei venti a lungo termine in tutti i settori di direzione e la rosa dei venti a lungo termine.
32. La distribuzione di frequenza dei venti si adatta ad una distribuzione Weibull (WASP Weibull best-fit) con parametri  $A = 8,75$  e  $k = 2,023$ .

**Tabella 8: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Fortevento.**

Settore del vento [°]	Frequenza [%]	Velocità media del vento [m/s]	Velocità massima del vento [m/s]
345 - 15	7,70%	8,24	25,90
15 - 45	10,51%	8,31	28,00
45 - 75	4,98%	5,22	22,70
75 - 105	3,08%	4,42	22,80
105 - 135	2,59%	4,71	23,30
135 - 165	3,42%	6,24	25,40
165 - 195	6,78%	7,31	26,20
195 - 225	11,13%	8,10	26,60
225 - 255	6,42%	6,30	21,60
255 - 285	12,94%	8,71	33,70
285 - 315	24,19%	8,96	32,80
315 - 345	6,27%	5,25	18,60
<b>Totale</b>	<b>100,00%</b>	<b>7,66</b>	<b>33,70</b>

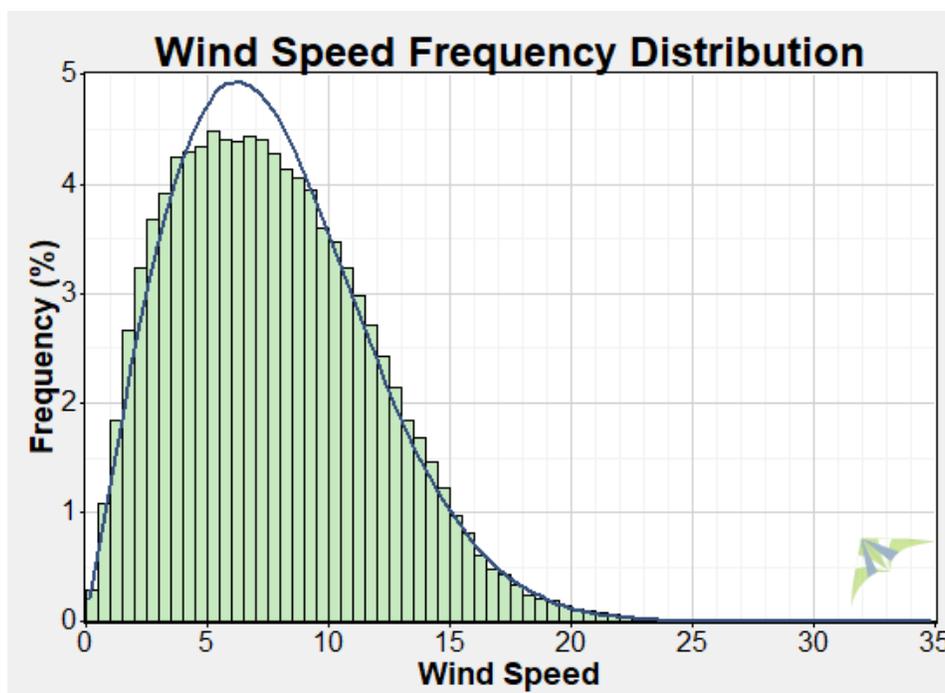


Figura 11: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Fortevento.

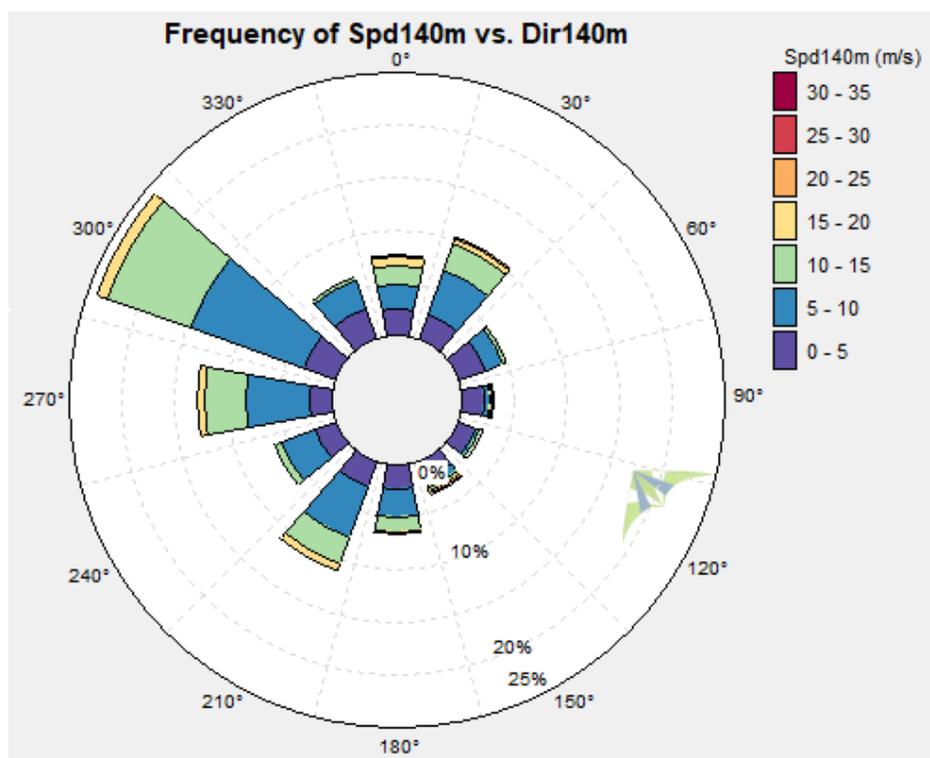


Figura 12: Rosa dei venti a lungo termine per il progetto Fortevento.

33. La Tabella 9 mostra la distribuzione del vento libero nel lungo periodo per gruppi di velocità e settori.

**Tabella 9: Distribuzione della velocità dei venti liberi nel lungo periodo per gruppi di velocità per il progetto Fortevento.**

Wind Direction @ Hub Height, [degN] Vs. Wind Speed @ Hub Height, [m/s]														
Wind Speed @ Hub Height, [m/s]	Wind Direction @ Hub Height, [degN]													
	Lower (>=)	Upper (<)	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315
0	1	0.0013	0.0013	0.0014	0.0012	0.0013	0.0011	0.0011	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0011	1.38%
1	2	0.0042	0.0040	0.0044	0.0043	0.0043	0.0040	0.0034	0.0030	0.0030	0.0030	0.0034	0.0040	4.52%
2	3	0.0064	0.0059	0.0062	0.0067	0.0058	0.0054	0.0053	0.0052	0.0046	0.0047	0.0065	0.0067	6.93%
3	4	0.0072	0.0068	0.0072	0.0062	0.0040	0.0047	0.0067	0.0071	0.0063	0.0062	0.0098	0.0094	8.15%
4	5	0.0066	0.0078	0.0076	0.0042	0.0024	0.0034	0.0073	0.0092	0.0074	0.0077	0.0124	0.0103	8.63%
5	6	0.0059	0.0087	0.0070	0.0022	0.0016	0.0023	0.0066	0.0106	0.0082	0.0094	0.0165	0.0100	8.92%
6	7	0.0052	0.0099	0.0044	0.0012	0.0012	0.0014	0.0059	0.0111	0.0082	0.0107	0.0243	0.0082	8.84%
7	8	0.0046	0.0089	0.0035	0.0007	0.0009	0.0016	0.0054	0.0111	0.0079	0.0126	0.0248	0.0050	8.69%
8	9	0.0042	0.0087	0.0022	0.0006	0.0007	0.0014	0.0044	0.0103	0.0064	0.0135	0.0262	0.0034	8.19%
9	10	0.0043	0.0088	0.0018	0.0005	0.0007	0.0016	0.0045	0.0089	0.0038	0.0131	0.0255	0.0020	7.55%
10	11	0.0041	0.0079	0.0010	0.0006	0.0007	0.0013	0.0034	0.0080	0.0027	0.0119	0.0243	0.0012	6.72%
11	12	0.0040	0.0057	0.0008	0.0004	0.0005	0.0012	0.0036	0.0067	0.0016	0.0102	0.0212	0.0008	5.69%
12	13	0.0037	0.0051	0.0007	0.0003	0.0005	0.0010	0.0030	0.0051	0.0012	0.0075	0.0172	0.0006	4.59%
13	14	0.0036	0.0039	0.0004	0.0002	0.0003	0.0008	0.0024	0.0040	0.0007	0.0059	0.0124	0.0004	3.50%
14	15	0.0029	0.0033	0.0003	0.0002	0.0003	0.0007	0.0020	0.0030	0.0004	0.0043	0.0092	0.0002	2.70%
15	16	0.0025	0.0021	0.0002	0.0002	0.0002	0.0007	0.0012	0.0020	0.0002	0.0030	0.0056	0.0001	1.80%
16	17	0.0019	0.0013	0.0001	0.0001	0.0002	0.0005	0.0007	0.0014	0.0002	0.0018	0.0025	0.0000	1.09%
17	18	0.0018	0.0012	0.0001	0.0001	0.0001	0.0004	0.0006	0.0011	0.0000	0.0012	0.0013	0.0000	0.78%
18	19	0.0011	0.0008	0.0001	0.0001	0.0002	0.0002	0.0003	0.0007	0.0001	0.0006	0.0005	0.0000	0.46%
19	20	0.0008	0.0007	0.0000	0.0001	0.0001	0.0003	0.0002	0.0004	0.0000	0.0005	0.0003	0.0000	0.35%
20	21	0.0005	0.0006	0.0000	0.0001	0.0000	0.0002	0.0001	0.0002	0.0000	0.0002	0.0001	0.0000	0.21%
21	22	0.0003	0.0005	0.0000	0.0001	0.0000	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000	0.14%
22	23	0.0002	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000	0.08%
23	24	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.03%
24	25	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.03%
25	26	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.02%
26	27	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.01%
27	28	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00%
28	29	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00%
29	30	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00%
30	31	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00%
SUM		7.76%	10.45%	4.95%	3.05%	2.60%	3.46%	6.84%	11.03%	6.38%	12.93%	24.20%	6.35%	100%

34. La Tabella 10 mostra la velocità media dei venti e il valore massimo di velocità del vento per ogni mese.

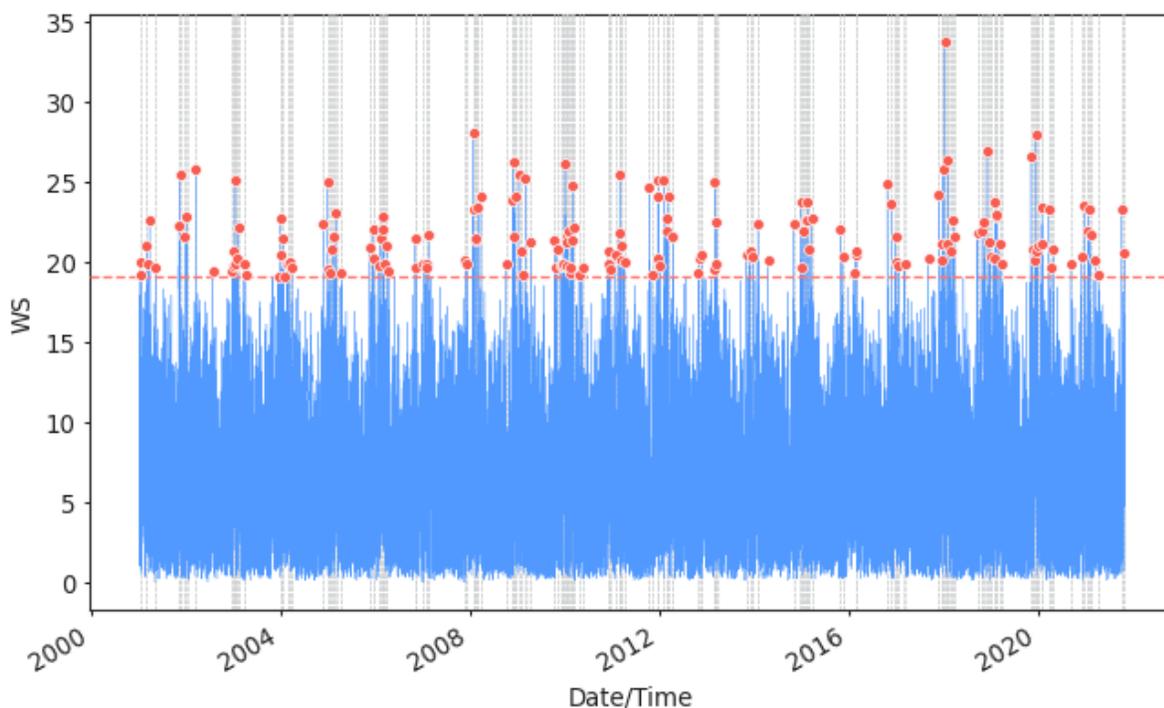
**Tabella 10: Statistiche mensili della velocità del vento per il progetto Fortevento.**

Mese	Velocità media del vento (m/s)	Velocità massima del vento (m/s)
Gen	8,85	33,70
Feb	9,29	26,30
Mar	8,96	25,70
Apr	7,85	21,50
Mag	7,56	20,80
Giu	6,89	19,00
Lug	6,95	19,40
Ago	6,31	17,60

Set	6,41	21,80
Ott	6,71	24,80
Nov	7,70	26,60
Dic	8,63	27,90

### 2.2.3.2 Condizioni di vento estremo

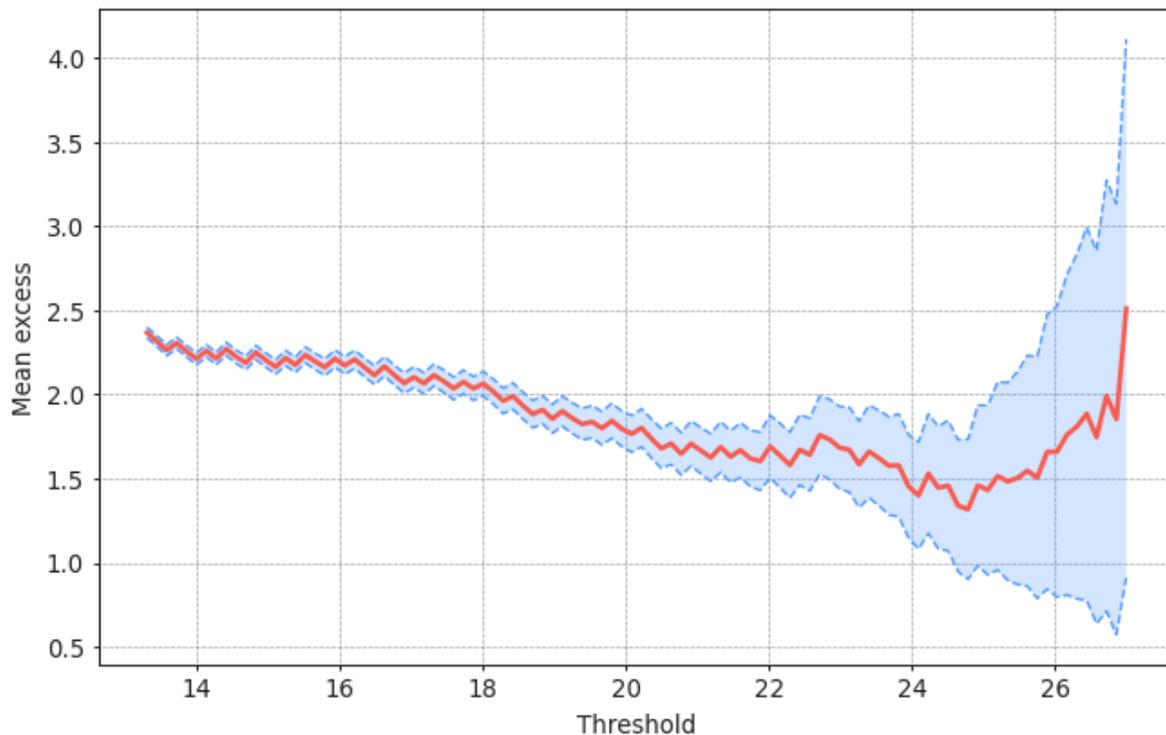
35. L'EVA della serie temporale di 20 anni (2001-2021) per la velocità del vento oraria a 140 m MSL nel sito del progetto Fortevento è stata effettuata utilizzando il metodo POT per l'intera serie temporale (analisi omnidirezionale).
36. Per l'analisi POT è stata effettuata una separazione declustering di 48 ore con una soglia di 19.0 m/s. Tramite tali parametri la Figura 13 mostra la selezione dei picchi nella serie temporale delle velocità del vento. Per adattare la GDP per la durata temporale della serie di 20 anni sono stati utilizzati 186 picchi. Una volta che i dati specifici del sito saranno disponibili tale analisi sarà rivista.



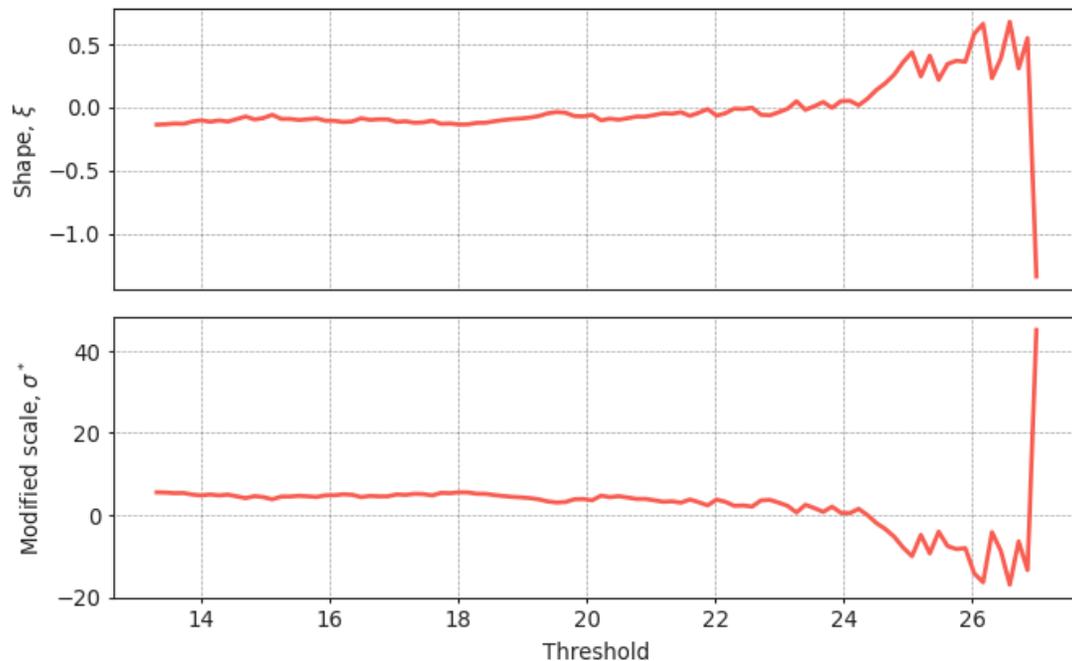
**Figura 13: Selezione dei picchi (metodo POT) per la velocità del vento con soglia 19,0 m/s per il progetto Fortevento.**

37. La soglia di 19,0 m/s è stata scelta dopo una serie di analisi diagnostiche. La Figura 14 mostra i valori residuali che eccedono la media oltre la soglia per un range di valori di soglia, mentre la Figura 15 mostra il grafico di stabilità dei parametri per il GDP. La soglia di 19,0 m è stata selezionata per il compromesso che si ottiene tra la minimizzazione dei bias e dell'incertezza e le buone proprietà di

stabilità della soglia in quanto per soglie con valori simili riportano approssimativamente lo stesso parametro di scala.

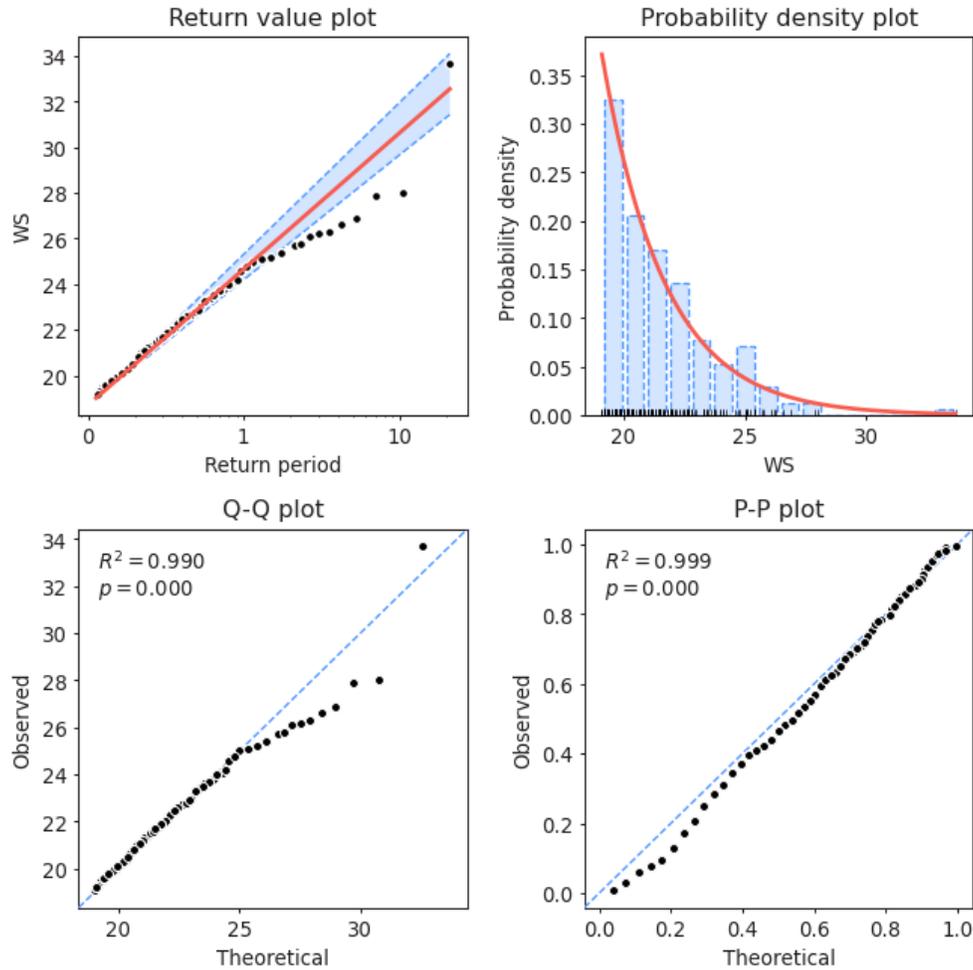


**Figura 14: Mean Excess Plot delle velocità del vento per il progetto Fortevento.**



**Figura 15: Diagramma di stabilità dei parametri GPD per la velocità del vento per il progetto Fortevento.**

38. La Figura 16 riporta i risultati per l'adattamento della distribuzione GPD. Il grafico in alto a destra mostra la stima dei valori di ritorno omnidirezionali con un IC = 90%. I valori tabulari di tale grafico sono riassunti nella Tabella 11. La tabella riporta anche la corrispondente velocità media del vento a 10 minuti e per raffiche di 3 secondi. Tali valori sono stati ottenuti applicando i fattori di correzione forniti dagli standard IEC 61400-3-1: Design Requirements for Fixed Offshore Wind Turbines standard. Il fattore utilizzato per convertire da 1 ora a 10 minuti è 1,05. Il fattore per convertire i valori da 1 ora a raffiche di 3s è 1,47.
39. È bene sottolineare che è ampiamente riconosciuto che i risultati della rianalisi ERA5 tendono a sottostimare i picchi per condizioni meteorologiche severe o estreme. Le valutazioni sito specifiche saranno aggiornate una volta che le osservazioni all'altezza del mozzo saranno disponibili.



**Figura 16: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per la velocità del vento all'altezza del mozzo per il Progetto Fortevento.**

**Tabella 11: Velocità del vento in condizioni estreme a 140 m MSL per il progetto Fortevento.**

Parametro	Simbolo	Valore (m/s)	IC inferiore (90%)	IC superiore (90%)
<b>Condizioni di vento estreme all'altezza del mozzo</b>				
<b>Velocità media di vento estremo per 1 ora</b>				
Tempo di ritorno 1 anno	$V_{1, 1 \text{ hour}}$	24,7	24,1	25,2
Tempo di ritorno 5 anni	$V_{5, 1 \text{ hour}}$	28,8	27,9	29,8
Tempo di ritorno 10 anni	$V_{10, 1 \text{ hour}}$	30,6	29,5	31,8
Tempo di ritorno 50 anni	$V_{50, 1 \text{ hour}}$	34,8	33,3	36,4
Tempo di ritorno 100 anni	$V_{100, 1 \text{ hour}}$	36,6	34,9	38,4
Tempo di ritorno 500 anni	$V_{500, 1 \text{ hour}}$	40,8	38,7	43,0

Tempo di ritorno 1.000 anni	$V_{1.000, 1 \text{ hour}}$	42,6	40,3	45,0
Tempo di ritorno 10.000 anni	$V_{10.000, 1 \text{ hour}}$	48,5	45,7	51,5
<b>Velocità media di vento estremo per 10 minuti</b>				
Tempo di ritorno 1 anno	$V_{1, 10 \text{ min}}$	25,9	25,3	26,5
Tempo di ritorno 5 anni	$V_{5, 10 \text{ min}}$	30,3	29,3	31,3
Tempo di ritorno 10 anni	$V_{10, 10 \text{ min}}$	32,2	31,0	33,4
Tempo di ritorno 50 anni	$V_{50, 10 \text{ min}, V_{\text{ref}}}$	36,5	34,9	38,2
Tempo di ritorno 100 anni	$V_{100, 10 \text{ min}}$	38,4	36,6	40,3
Tempo di ritorno 500 anni	$V_{500, 10 \text{ min}}$	42,8	40,6	45,1
Tempo di ritorno 1.000 anni	$V_{1.000, 10 \text{ min}}$	44,7	42,3	47,2
Tempo di ritorno 10.000 anni	$V_{10.000, 10 \text{ min}}$	51,0	48,0	54,1
<b>Velocità medi di una raffica di vento estrema per 3 s</b>				
Tempo di ritorno 1 anno	$V_{e1,3s}$	36,3	35,5	37,1
Tempo di ritorno 5 anni	$V_{e5,3s}$	42,4	41,0	43,9
Tempo di ritorno 10 anni	$V_{e10,3s}$	45,0	43,4	46,8
Tempo di ritorno 50 anni	$V_{e50,3s}$	51,2	48,9	53,5
Tempo di ritorno 100 anni	$V_{e100,3s}$	53,8	51,3	56,4
Tempo di ritorno 500 anni	$V_{e500,3s}$	59,9	56,8	63,2
Tempo di ritorno 1.000 anni	$V_{e1000,3s}$	62,6	59,2	66,1
Tempo di ritorno 10.000 anni	$V_{e10000,3s}$	71,4	67,1	75,8

## 2.2.4 Correnti

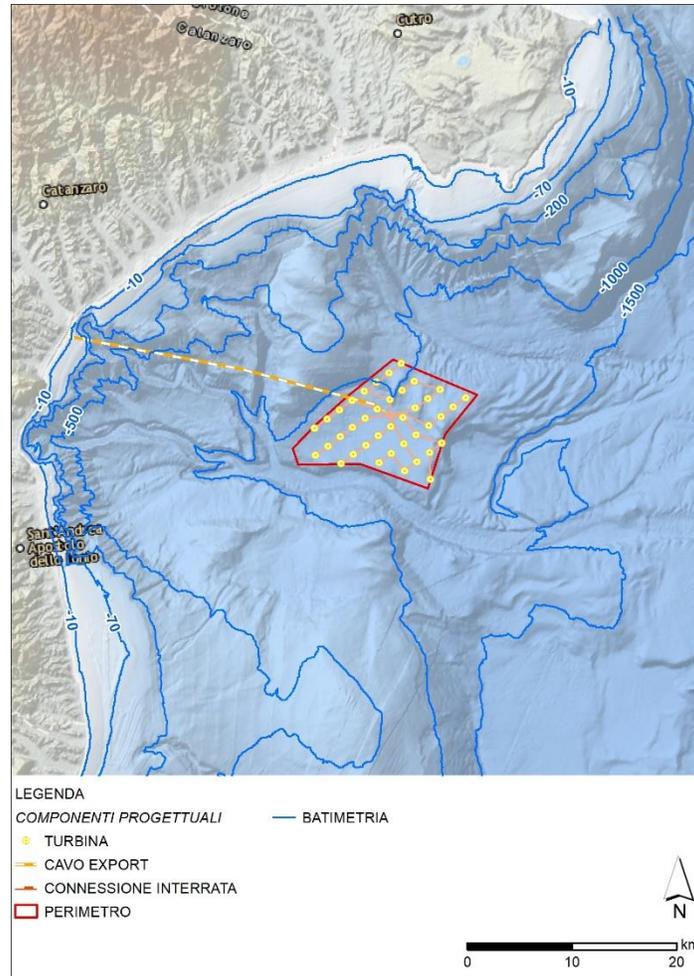
40. Per questo studio non erano disponibili hindcast o dati osservati. Si prevede di aggiornare lo studio una volta che i dati saranno disponibili.

## 2.2.5 Maree

41. Per questo studio non erano disponibili hindcast o dati osservati. Si prevede di aggiornare lo studio una volta che i dati saranno disponibili.

## 2.3 Batimetria e morfologia

### 2.3.1 Profondità dell'acqua

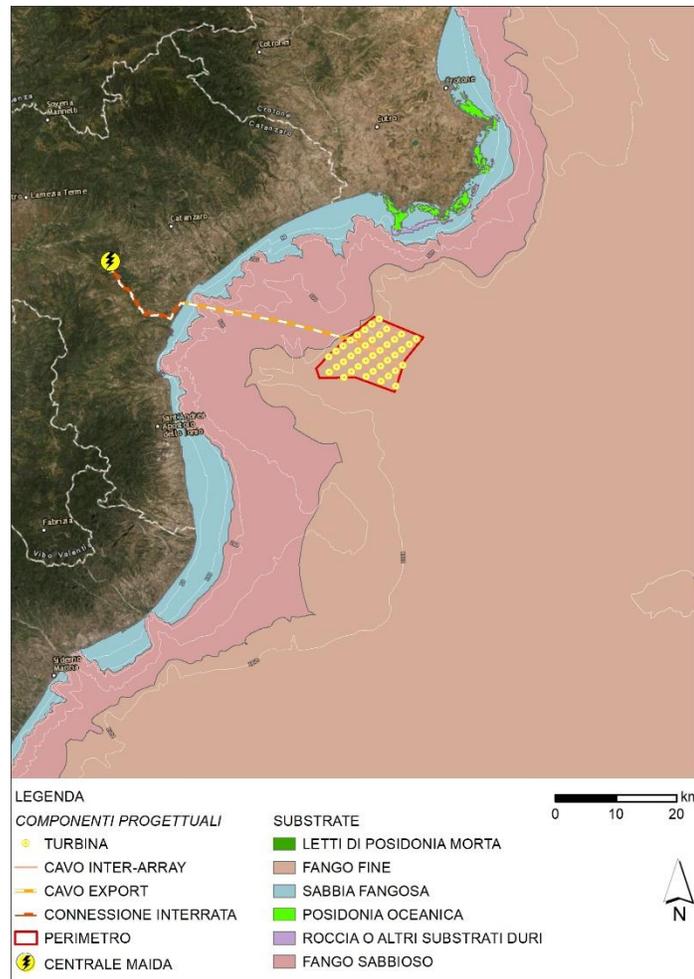


**Figura 17: Profondità dell'acqua. (Fonte: EMODnet Bathymetry)**

42. Le profondità nell'area di interesse variano da 0 a 1.900 m. La Figura 17 mostra la batimetria. Le informazioni in merito alla profondità dell'acqua sono state raccolte dal Dataset EMODnet.

### 2.3.2 Condizioni del fondale

43. 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. Tutte le aree rocciose sono molto vicine alla linea di costa in cui sono presenti altri vincoli ambientali.

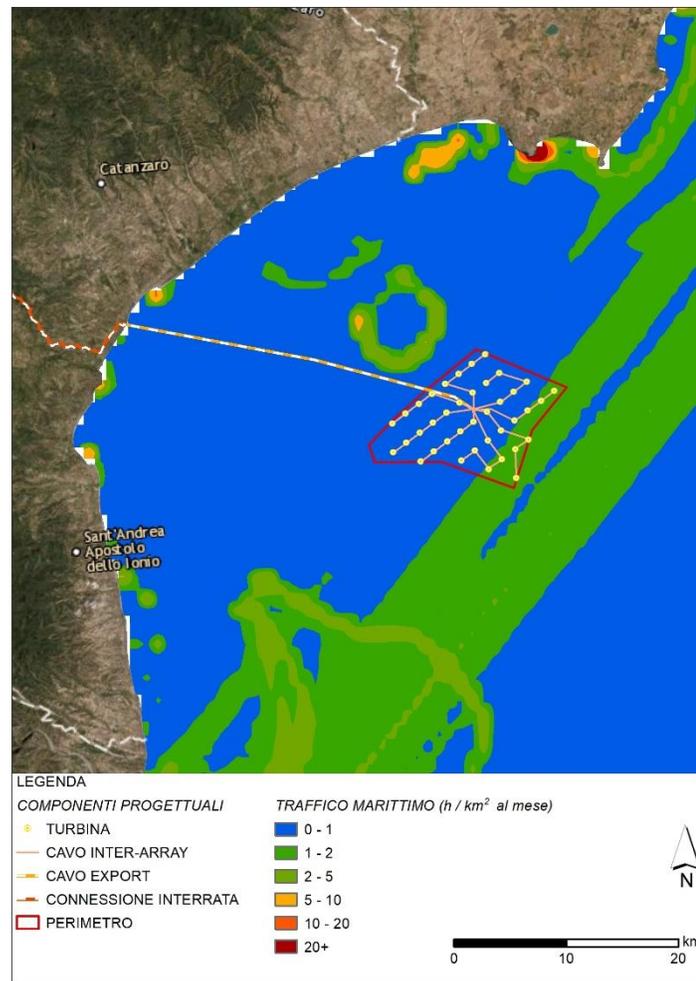


**Figura 18: Mappa del fondale. (Fonte: EMODnet Geology)**

## 2.4 Traffico marittimo

### 2.4.1 Densità del traffico marittimo per navi commerciali

44. La densità di navi commerciali o di altre 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 – Automatic Identification System). 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 19: Densità di traffico marittimo. (Fonte Marine Traffic 2019)**

### 2.4.2 Densità del traffico marittimo di pescherecci

45. Le flotte registrate nel distretto marittimo della Calabria Ionica, Puglia e Sicilia nelle Sottozone Geografiche (Geographical Subareas – GSA) 19, sono caratterizzate da pesca a piccola scala che utilizza principalmente tramagli e reti da traino o trappole per pesci. In ogni caso, i pescherecci da traino contribuiscono con una produzione più elevata e valori maggiori del prodotto. Nel 2015 la loro produzione ammontava a 3,5 migliaia di tonnellate (equivalente a 32,7 milioni di euro), il che interessa il 34% delle catture totali e il 41% dei profitti.
46. La flotta è equamente distribuita tra le tre regioni Ioniche, con una concentrazione più elevata nei porti pescherecci di Corigliano Calabro, Crotona, Gallipoli e Taranto. La pesca a piccola scala rappresenta più del 70% delle flotte complessive. La flotta di pescherecci da traino è situata principalmente in Calabria e Puglia. La flotta di pescherecci da traino della GSA 19 è composta da 223 barche per un tonnellaggio totale di 4.900 gigatonnellate e 34 mila kW di potenza motrice.
47. Le risorse più importanti nell'area Nord-Ovest del Mar Ionico sono rappresentate da triglie di fango (*Mullus barbatus*) sulla piattaforma continentale, nasello (*Merluccius merluccius*), gamberi rosa

---

mediterraneo (*Parapenaeus longirostris*) e scampi (*Nephrops norvegicus*) ad una zona batimetrica più ampia e da gamberetti d'alto mare (*Aristeus antennatus* and *Aristaeomorpha foliacea*) sulla pendenza.

48. Altre specie di importanza commerciale nell'area GSA 19 sono i moscardini bianchi (*Eledone cirrhosa*), i calamari (*Illex coindetii*) in una zona batimetrica più ampia. In aggiunta, generalmente vengono pescate molte altre specie e rilasciate completamente a causa del loro scarso valore economico come lo squalo boccanera (*Galeus melastomus*) e il lanzardo (*Scomber colias*) (e lo scombros), il sugarello maggiore (*Trachurus mediterraneus*) (e lo sgombro cavallino) e le sardine (*Sardinia pilchardus*).
49. 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.

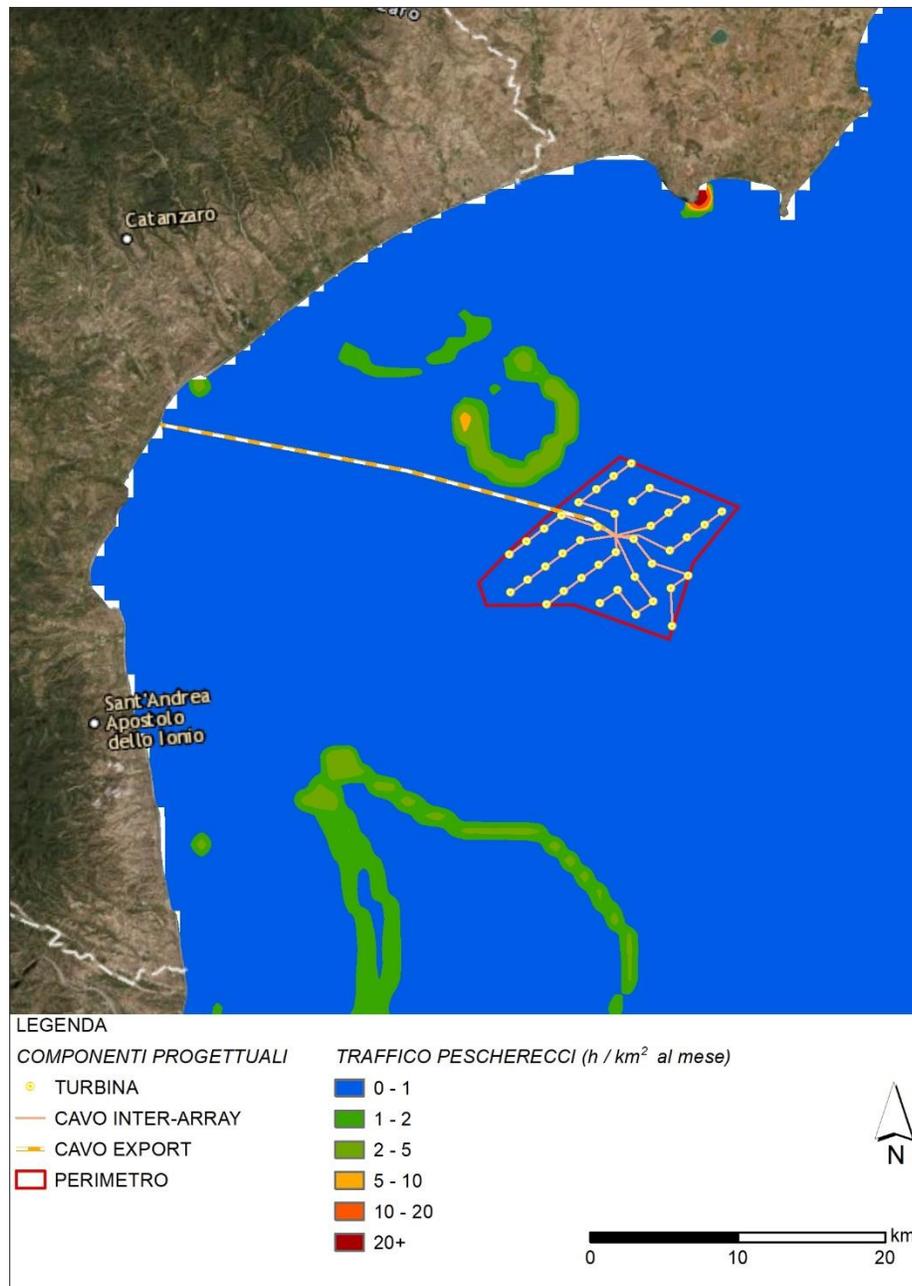


Figura 20: Densità del traffico di pescherecci. (Fonte: Marine Traffic 2019)

## 2.5 Navigazione aerea

50. Considerando la vicinanza dall'aeroporto di Crotona – Sant'Anna, 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. L'altezza maggiore prevista per le turbine eoliche sarà quindi definita come ostacolo per la navigazione aerea.

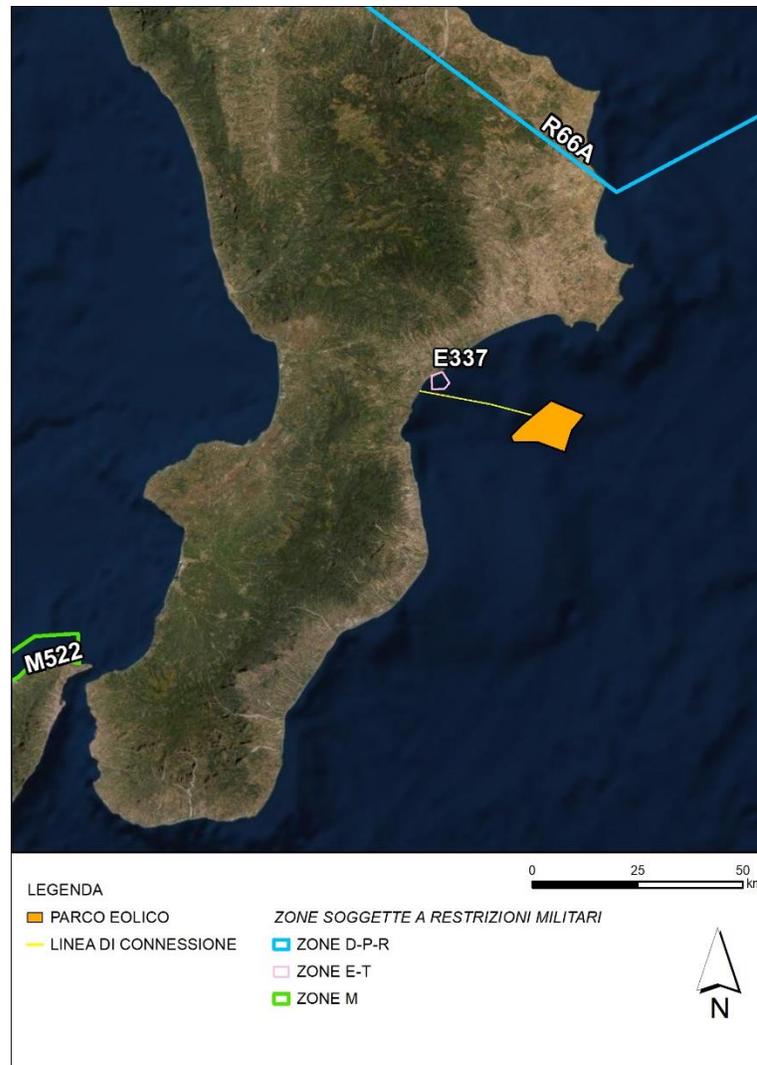
51. Nel caso della regolamentazione a livello nazionale, i parchi eolici sono soggetti all'applicazione del processo autorizzativo ENAC riguardo requisiti specifici e ogni altra informazione utile sugli ostacoli e i

pericoli per la navigazione aerea. In questa sezione è stata identificata una zona di restrizione per i voli per cui deve essere previsto un accordo con l'Autorità Competente per valutare le potenziali limitazioni dello sviluppo del progetto.



**Figura 21: Zone sottoposte a vincoli aeroportuali. (Fonte: AIP)**

52. In maniera analoga, lungo la costa sono state individuate aree predisposte come poligono di tiro militare, nella porzione centrale dell'area di interesse (AdI), come mostrato nella figura sottostante. L'area è una struttura militare specializzata, sede o campo specifico per gli esercizi di utilizzo delle armi da fuoco.



**Figura 22: Aree sottoposte a vincolo militare (Fonte: Istituto idrografico della Marina)**

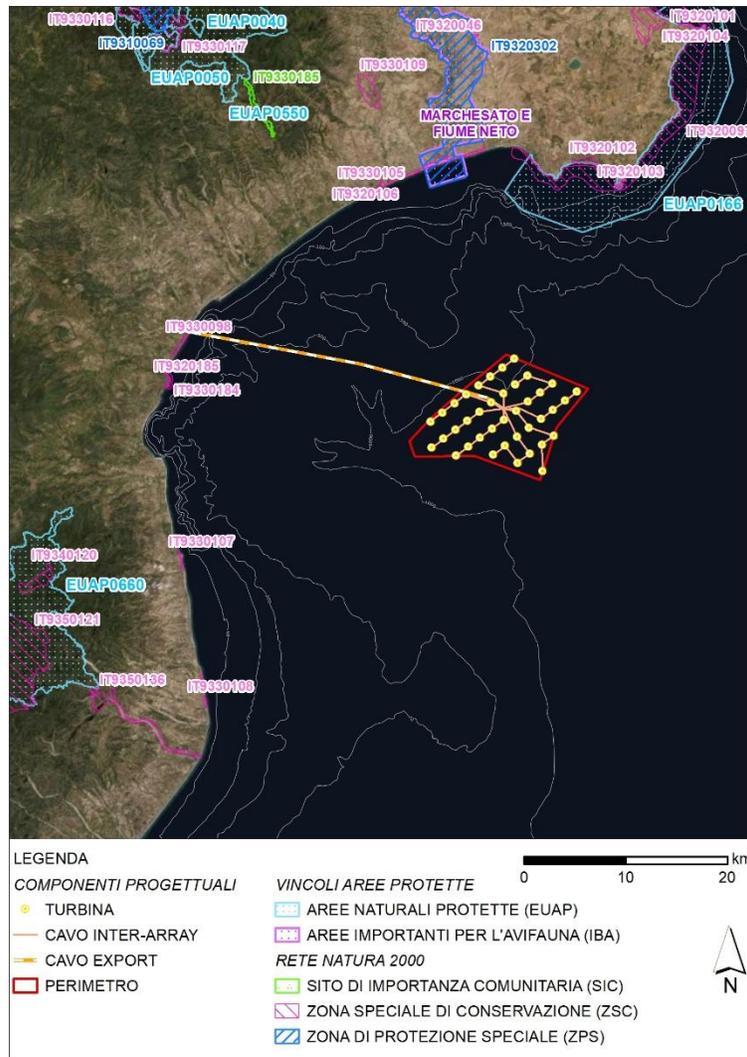
## 2.6 Siti designati

53. Il sistema Calabrese 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).
54. All'interno delle aree d'interesse è stata identificata una vasta gamma di aree designate:
- 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.
  - Riserve Naturali Marittime: Aree Marine Protette (AMP) coinvolgono la gestione protetta delle aree naturali secondo obiettivi di gestione predefiniti. AMP possono essere conservate per numerosi motivi tra cui le risorse economiche, la conservazione della biodiversità e la protezione delle specie. Sono state create da zone delineate con utilizzo autorizzato e non all'interno di tale zona.
  - Geositi: l'inventario dei geositi italiani contiene informazioni sui geositi di interesse geologico, naturalistico e geoarcheologico, raccolti da ISPRA dal 2002.
55. La figura seguente mostra la distribuzione delle aree designate, tutte situate presso la linea di costa. Si può vedere che sono poche le aree definite come ZPS per l'ambiente marino.



**Figura 23: Network delle aree protette. (Fonte: Geoportale Nazionale)**

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

**Tabella 12: Lista delle aree protette.**

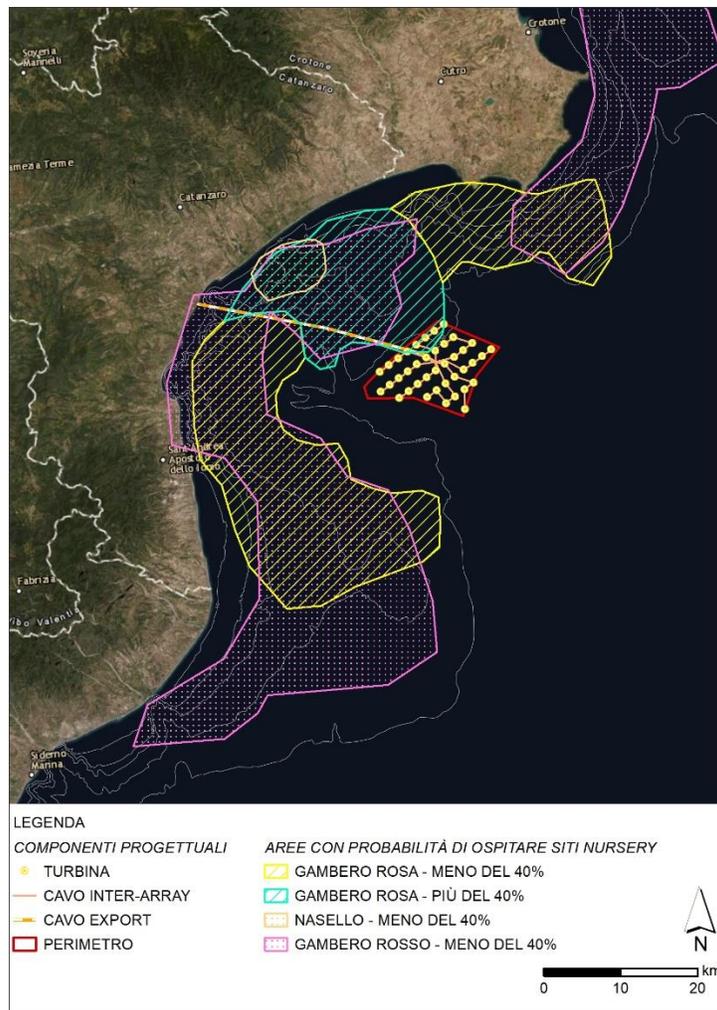
<b>SIC (Siti di Importanza Comunitaria), ZPS (Zona di Protezione Speciale) e ZSC (Zone Speciali di Conservazione)</b>		
<b>Codice</b>	<b>Tipologia</b>	<b>Nome</b>
IT9320185	ZSC	Fondali di Staletti
IT9320302	ZSC	Marchesato e Fiume Neto
IT9330098	ZSC	Oasi di Scolacium
IT9330184	ZSC	Scogliera di Staletti
<b>IBA (Important Bird Areas)</b>		
<b>Codice</b>	<b>Nome</b>	

IBA149	Marchesato e Fiume Neto
IBA1149M	Marchesato e Fiume Neto
<b>Parchi Nazionali, Riserve naturali Regionali/Provinciali</b>	
<b>Tipologia</b>	<b>Nome</b>
Parco Nazionale	Riserva naturale marittima e Area naturale protetta marittima di Capo Rizzuto

57. Occorre sottolineare che con il D.G.R. n. 55 del 01 febbraio 2006, l'Autorità Regionale Calabrese ha identificato le aree non adatte alla costruzione di impianti di generazione di potenza eolica. Ai sensi della Direttiva 2001/77/EC del Parlamento e Consiglio Europeo del 27 settembre 2001 sulla promozione di elettricità prodotta da fonti di energia rinnovabili, così come il D.G.R. n. 315 del 14 febbraio 2005, che approva il Programma Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Calabria.
58. Sono quindi state individuate 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:
- Aree incluse nella legge 365/200 (decreto Soverato);
  - Siti di Interesse Comunitario (SIC);
  - Zone di Protezione Speciali (ZPS);
  - Zone Speciali di Conservazione (ZSC);
  - Aree marittime protette e riserve marittime;
  - Important Bird Areas (IBA), incluse aree di nidificazione e transito per uccelli migratori o specie protette;
  - Siti Ramsar (zone umide) di importanza internazionale secondo la Convenzione Ramsar (Lago Angitola);
  - Geositi;
  - Parchi regionali e nazionali (con zona cuscinetto di 500 m) a meno di disposizioni delle relative regolazioni in vigore alla data dell'emissione del decreto stesso;
  - Per gli impianti offshore, le aree costiere in zona cuscinetto di 3 km e una profondità del mare di meno di 40 m;
  - Aree archeologiche e complessi monumentali in accordo con l'Art. 101 del D.lgs. 42/2004.

## 2.7 Zone di pesca

59. Il progetto è ubicato all'interno della Sub Area Geografica (GSA) 19 – Mar Ionio Occidentale, che è caratterizzata principalmente da pesca costiera artigianale e dalla pesca a strascico.
60. Il piano di gestione della GSA ha lo scopo di regolare le attività di pesca per salvaguardare le specie bersaglio soggette a condizioni di sovra pesca. Per raggiungere tale obiettivo ha istituito le Zone di Tutela Biologica (ZTB) in corrispondenza delle aree di nursery delle specie da salvaguardare.
61. Il Nasello europeo (*Merluccius merluccius*), il gambero rosa (*Parapenaeus longirostris*) e il gambero rosso gigante (*Aristaeomorpha foliacea*) costituiscono le principali specie bersaglio all'interno dei limiti di

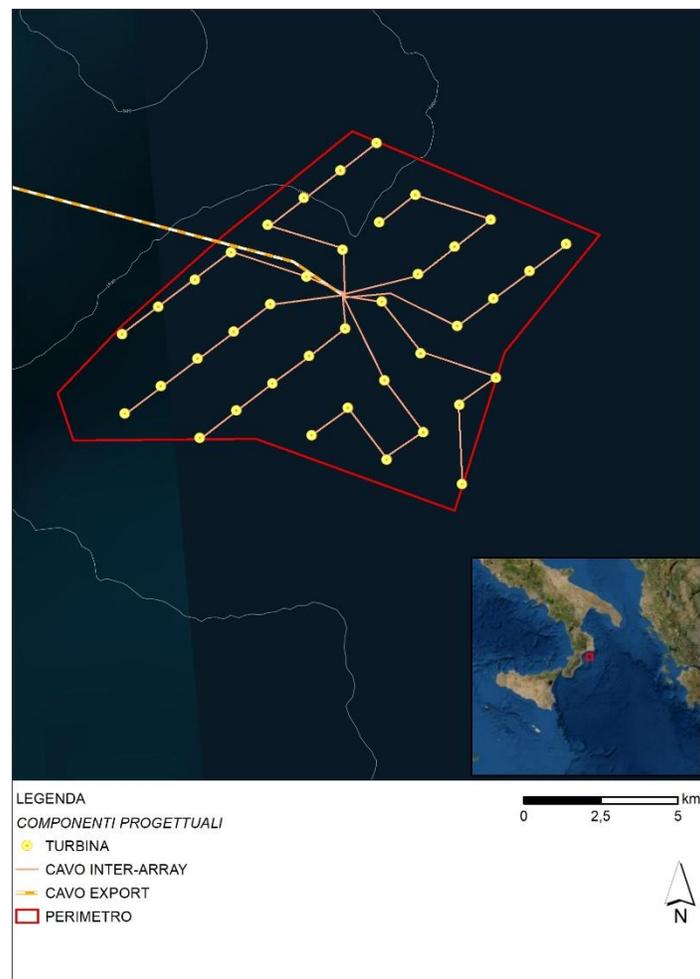


**Figura 24:Nursery delle principali specie tutelate (Fonte: Piano Gestione GSA 19).**

### 3. LAYOUT

#### 3.1 Posizione

62. Il progetto Fortevento copre un'area di circa 113 km<sup>2</sup>. Si considera l'installazione di 39 turbine all'interno dei confini del progetto.



**Figura 25: Layout del progetto Fortevento.**

63. La posizione delle 39 turbine è riassunta nella tabella sottostante:

**Tabella 13: Posizione delle turbine eoliche.**

Sito	Easting UTM28N WGS84 [m]	Northing UTM28N WGS84 [m]
WTG-01	662873	4286292
WTG-02	664013	4284545

WTG-03	665154	4282797
WTG-04	664100	4287093
WTG-05	665240	4285345
WTG-06	666381	4283598
WTG-07	667521	4281850
WTG-08	665327	4287894
WTG-09	666467	4286146
WTG-10	667608	4284398
WTG-11	668748	4282651
WTG-12	669888	4280903
WTG-13	666554	4288694
WTG-14	667694	4286947
WTG-15	668835	4285199
WTG-16	669975	4283451
WTG-17	671116	4281704
WTG-18	672256	4279956
WTG-19	667781	4289495
WTG-20	668921	4287747
WTG-21	670062	4286000
WTG-22	671202	4284252
WTG-23	672343	4282504
WTG-24	669008	4290296
WTG-25	670149	4288548
WTG-26	671289	4286800
WTG-27	672429	4285053
WTG-28	673570	4283305
WTG-29	670235	4291096
WTG-30	671376	4289349
WTG-31	672516	4287601
WTG-32	673656	4285853
WTG-33	673743	4288402
WTG-34	674883	4286654
WTG-35	676111	4287455



WTG-36	661646	4285492
WTG-37	662786	4283744
WTG-38	663926	4281996
WTG-39	661559	4282943

### 3.2 Profondità

64. Il layout analizzato presenta una profondità media dell'acqua di circa 1.110 m, con un minimo di 944 m e un massimo di 1.181 m rispetto al livello di marea astronomica più basso (Lowest Astronomical Tide), rendendo quindi possibile l'installazione di fondazioni galleggianti.

**Tabella 14: Profondità delle turbine.**

Sito	Profondità dell'acqua [m]
WTG-01	-1069.3
WTG-02	-1127.5
WTG-03	-1135.1
WTG-04	-1087.5
WTG-05	-1144.5
WTG-06	-1155.4
WTG-07	-1155.9
WTG-08	-1096.3
WTG-09	-1150.3
WTG-10	-1158.3
WTG-11	-1157.4
WTG-12	-1159.9
WTG-13	-1091.4
WTG-14	-1132.8
WTG-15	-1150.2
WTG-16	-1153.7
WTG-17	-1145.6
WTG-18	-1181.4
WTG-19	-995.9
WTG-20	-1068.4
WTG-21	-1134.7



WTG-22	-1135.9
WTG-23	-1130.8
WTG-24	-944.0
WTG-25	-1035.1
WTG-26	-1032.2
WTG-27	-1081.7
WTG-28	-1151.8
WTG-29	-956.1
WTG-30	-1030.6
WTG-31	-1052.0
WTG-32	-1024.9
WTG-33	-1076.0
WTG-34	-1077.1
WTG-35	-1116.5
WTG-36	-1054.5
WTG-37	-1109.3
WTG-38	-1127.7
WTG-39	-1090.1

### 3.3 Connessione alla rete

65. Dopo aver presentato la domanda di connessione alla rete al gestore del sistema di trasmissione Italiano (TERNA) per la sottostazione Magisano 380 kV.
66. In seguito agli aggiornamenti da parte di TERNA, il punto di connessione alla rete è stato definito in una sottostazione differente: Maida 380 kV. La connessione alla rete avverrà tramite due disgiuntori la cui alimentazione massima per disgiuntore non può superare ~ 400 – 450 MW.

---

## 4. SVILUPPO DEL PROGETTO

### 4.1 Componenti Principali del Progetto

67. Le componenti principali di un parco eolico offshore sono suddivise in componenti offshore e onshore, con un'area di interfaccia nota come landfall:
- Offshore – turbine eoliche con le fondazioni ad esse legate, piattaforma elettrica offshore con le fondazioni, cavi export offshore e cavi inter-array.
  - Landfall – l'area in cui i cavi export vengono portati sulla terraferma per connettere i cavi onshore con un compartimento di transizione sotterraneo (underground transition bay).
  - Onshore – cavi onshore e sottostazione onshore.

### 4.2 Infrastrutture Offshore

#### 4.2.1 Modello della turbina eolica

68. **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.
69. **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.
70. **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.
71. 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).
72. 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.
73. 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.



74. **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.
75. 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.
76. 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 15: Parametri chiave della turbina eolica.**

<b>Potenza nominale [MW]</b>	<b>15</b>	<b>Air gap [m]</b>	<b>25</b>
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

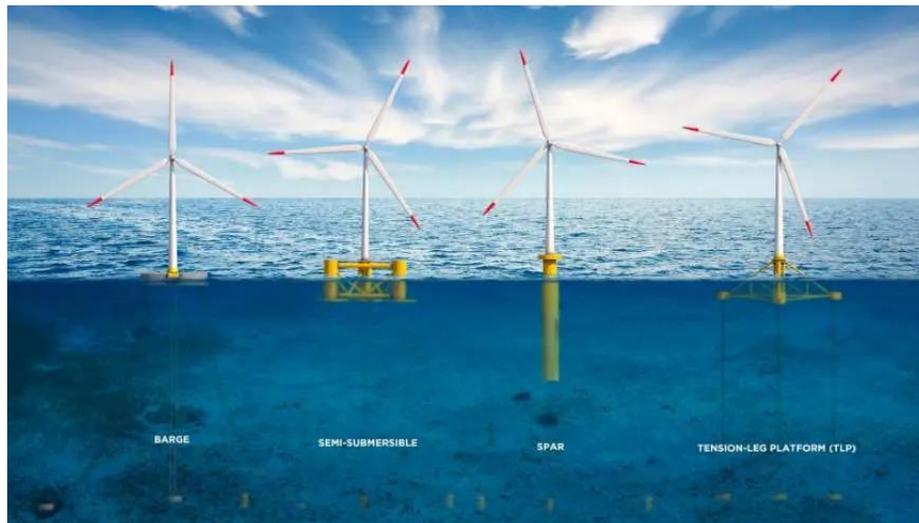
77. Tipicamente le WTG vengono progettate secondo lo standard IEC 61400 Classe 1. Ciò implica che la turbina deve essere progettata considerando una velocità media del vento di 10 m/s, una velocità di riferimento del vento su un tempo di 10 minuti di 50 m/s e per diversi livelli di turbolenza rappresentativi di un ambiente in mare aperto. La combinazione di questi e tanti altri parametri definisce il carico massimo che la turbina può sopportare.
78. 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.

## 4.2.2 Fondazioni

79. 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. La profondità dell'area da considerare per il progetto Fortevento varia da 944 m – 1.181 m, per cui la soluzione ottimale saranno le fondazioni galleggianti.

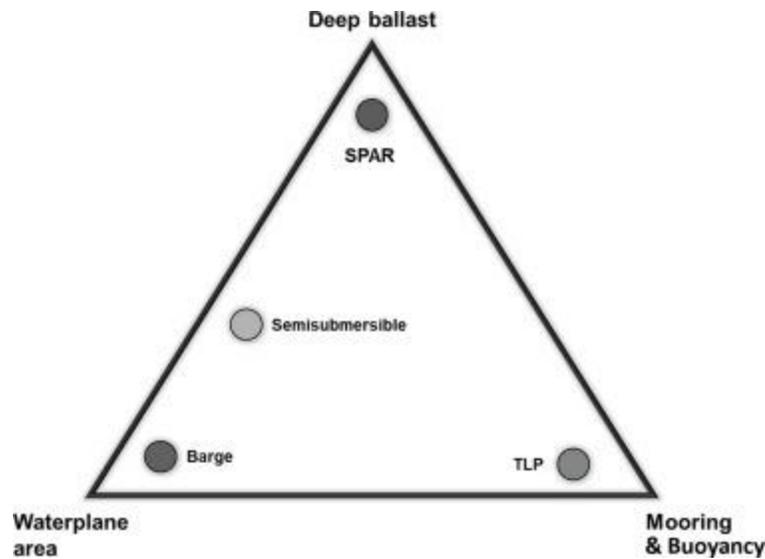
### 4.2.2.1 Fondazioni galleggianti

80. Esistono quattro tipologie principali di fondazioni galleggianti per le turbine eoliche: SPAR (Single Point Anchor Reservoir), TLP (Tension Leg Platform), barge e semi-sommergibili, 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 26: Tipologia di piattaforme galleggianti. (Fonte: Salamander/ Simply Blue Energy)**

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



**Figura 27: 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)**

82. Le piattaforme SPAR o a pilone galleggiante sono delle strutture semplici, in genere cilindriche che hanno una zavorra installata sul fondo, ciò permette di ottenere un centro di gravità (CdG – Centre of Gravity) 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. Le piattaforme SPAR hanno un funzionamento ottimale per profondità maggiori di 200 m il che implica che tra i siti in Italia quello di Fortevento, con profondità che arrivano fino ai 1.181 m, è il più promettente per questa tecnologia. 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.
83. Nelle strutture TLP (Tensione Leg Platform) 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.
84. 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 piloti ed è stato proposto per lo sviluppo di progetti pre-commerciali come EOLMED e progetti commerciali come in Sud Bretagna.

85. 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.
86. 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:
  87. 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.
  88. 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.

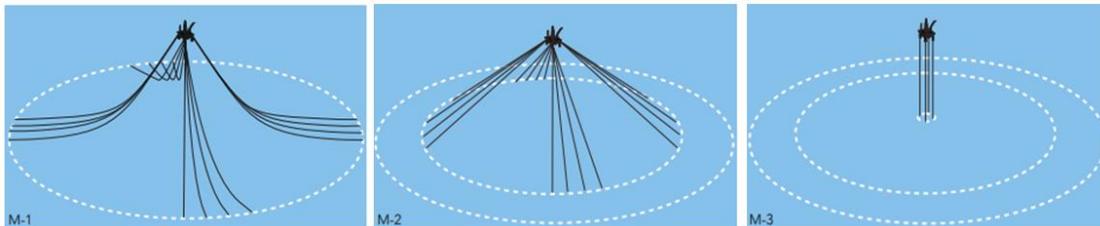


**Figura 28: Sistemi di zavorramento.**

89. La tecnologia consigliabile per la piattaforma di galleggiamento sarà sito-specifica. Come detto in precedenza, la piattaforma SPAR è probabilmente limitata per l'area di Fortevento a causa delle

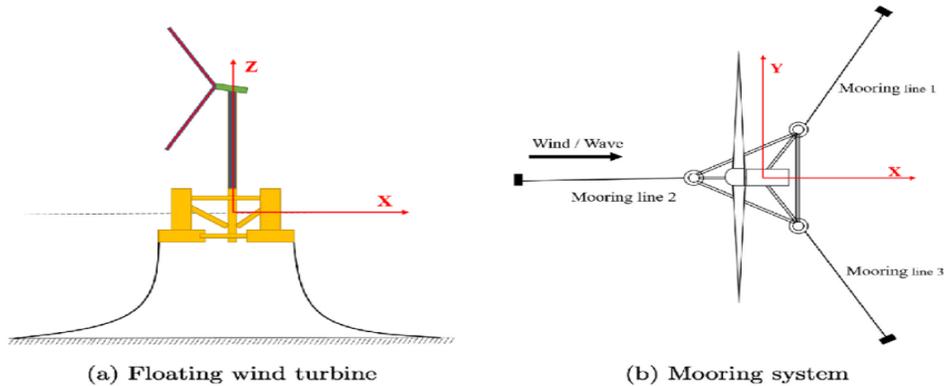
profondità del fondale, in ogni caso presenta ancora procedure di installazione complesse. D'altra parte, i galleggianti TLP sono ancora ad uno stato di sviluppo prematuro e, per questo motivo, non sono una tecnologia raccomandabile per i progetti in analisi. Per quanto riguarda i galleggianti barge, il range di opzioni tra cui scegliere non è molto ampio a causa della loro poca stabilità che aggiunge un rischio considerevole al progetto. Di conseguenza, per un caso studio preliminare si conclude che le piattaforme semi-sommergibili sono la soluzione ottimale per il progetto Fortevento.

90. 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-sommergibili, in quanto è disponibile un numero maggiore di opzioni per la soluzione in acciaio.
91. 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.
92. 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.



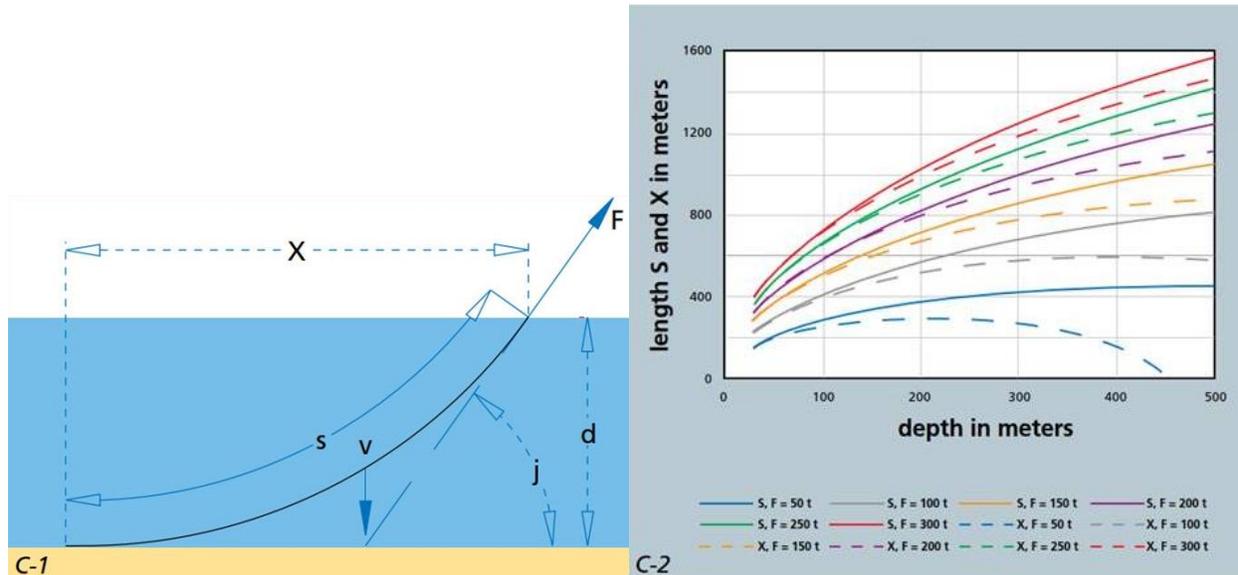
**Figura 29: Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema catenary mooring, M-2 è un sistema taut leg mooring e M-3 è un sistema tension leg. (Fonte: Vryhof manual)**

93. 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 30: 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)**

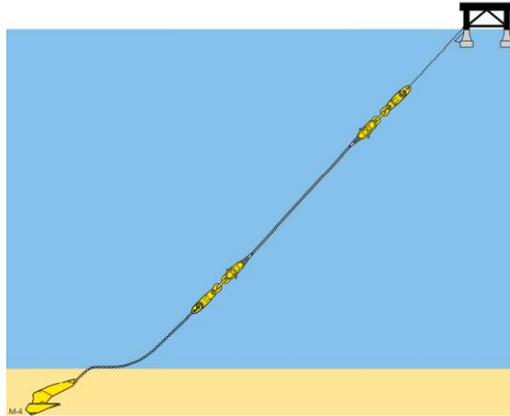
94. Per le turbine da 15 MW e per le caratteristiche specifiche del parco (profondità, dimensione delle piattaforme, etc.) le informazioni illustrate in precedenza dovranno essere adeguatamente scalate nelle seguenti fasi del progetto.
95. Per una prima approssimazione dell'area di influenza delle linee di ormeggio, ipotizzando di scegliere un sistema catenary mooring, si utilizzano il criterio indicato nell' "Anchor Manual" della compagnia VRYHOF. Il criterio si basa sulle seguenti figure/grafici:



**Figura 31: Schema e lunghezza di ormeggio. (Fonte: VRYHOF)**

96. Nell'immagine sovrastante (sinistra), il parametro X indica la distanza (misurata orizzontalmente) della sezione catenaria delle linee di ormeggio. A tale distanza deve essere aggiunta una lunghezza corrispondente alla sezione delle linee di ormeggio che posano sul fondale e connettono l'ancora alla loro parte finale.
97. Il grafico (destra) mostra le informazioni a partire dal parametro X (linee tratteggiate) a seconda della profondità e per diversi valori della forza F (tensione applicata alla linea di ormeggio).

- 
98. Mantenendo un valore intermedio per la forza  $F$  (linea gialla/ $F = 150$  t), il parametro  $X$  per l'area di Fortevento sarà maggiore di 900 m, profondità maggiori di 500 m (in questo caso 944 – 1.181 m) non vengono mostrate nel grafico.
99. Dati questi valori, e considerando un'area delle linee di ancoraggio sottomarino, è stata definita una fascia perimetrale di 1.000 m tra la turbina eolica esterna e il poligono circostante. È bene sottolineare che l'area di Fortevento ha notevoli escursioni di profondità. Ciò può indicare la presenza di una pendenza che potrà influire nella selezione del sistema di ancoraggio della stazione per quell'area. Tale lunghezza è rilevante solo per un sistema catenary mooring semplice, l'utilizzo di pesi raggruppati o linee semi-taut riduce notevolmente la lunghezza necessaria per le linee.
100. Per le linee di ormeggio possono essere utilizzati diversi materiali: catene, cavi in acciaio e corde di fibra.
101. 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.
102. 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.
103. 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 presenta una bassa resistenza a fatica e corrosione.
104. 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.
105. 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.

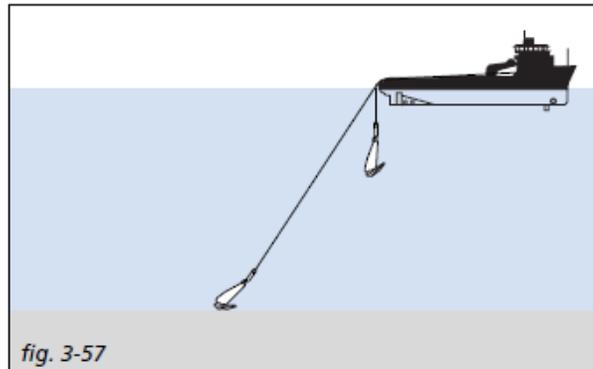


**Figura 32: Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica.  
(Fonte: Vryhof Anchor Manual)**

106. 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. **Il sito di Fortevento è per la maggior parte caratterizzato da un fondale fangoso e sabbioso.**
107. 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.
108. 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 del sito di Fortevento. Uno dei vantaggi maggiori di questa tecnologia è l'accuratezza del posizionamento, in ogni caso sono anche più costose delle ancore drag embedded.
109. 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.
110. 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.
111. 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.

112. 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 33: Schema di ancoraggio.**

#### 4.2.2.2 Trasporto e Installazione

113. Sulla base delle esperienze precedenti, a causa delle loro dimensioni, la tecnica e l'enorme quantitativo di materiale necessario, nonché per altri requisiti, le fondazioni galleggianti in genere hanno necessità di essere fabbricate in un cantiere navale specifico.
114. La sottostazione può essere installata utilizzando sia un feeder approach che una strategia a direct load-out. Idealmente le sottostazioni vengono fabbricate in una località abbastanza vicina al sito offshore così che possano essere trasportate con chiatte e rimorchiatori. Tali chiatte possono navigare direttamente al sito facendo sì che la parte superiore della piattaforma della sottostazione offshore (Offshore Substation Platform – OSP) sia installata direttamente dalla chiatta alla sottostruttura – questo sarebbe il feeder approach.
115. 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-sommergibile 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 stesso nel cantiere navale tramite l'impiego di un bacino di carenaggio o altri metodi.
116. 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 porto di smistamento 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.

117. 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.
118. 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 34: Installazione della turbina eolica.**

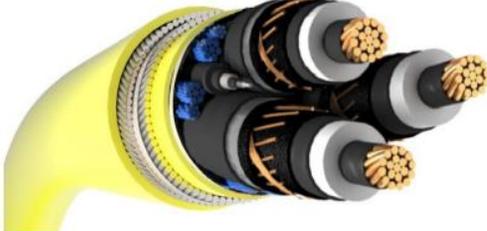
119. Una volta che l'installazione è completa, la sottostruttura e la turbina vengono trainate al sito da una nave che abbia la capacità di trazione necessaria. Questi transiti hanno limiti di navigazione specifici, quindi la finestra temporale richiesta per tale tipologia di trasporto è molto limitata.
120. 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).
121. 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).
122. 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).

- 
123. Valutazioni specifiche sui porti disponibili per le operazioni menzionate saranno condotte in fase di approfondimento del progetto e valutazioni specifiche sui rischi connessi alla navigazione saranno egualmente condotte.

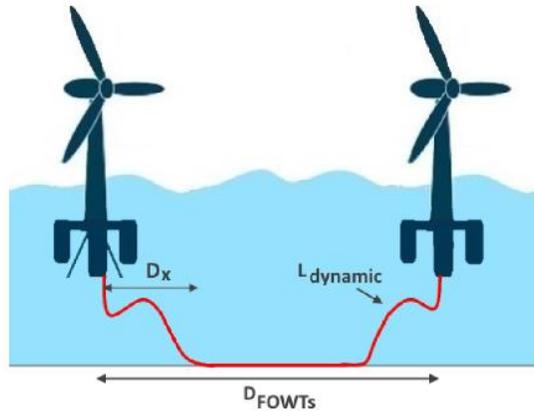
### 4.2.3 Cavi Inter-array

124. 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).
125. 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.
126. 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 16: 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"> <li>Good Torsional Balance</li> <li>Greater Axial Strength (Max Tension)</li> <li>Greater Fatigue Resistance</li> <li>Greater Bend Stiffness</li> <li>Greater Weight and Outer Diameter</li> <li>Greater Abrasion Protection and Impact Resistance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Coil-able for low cost basket vessels</li> <li>Sufficient Axial Strength for shallow installation</li> <li>Light Weight</li> <li>Greater Flexibility (Smaller Minimum Bend Radius)</li> </ul>

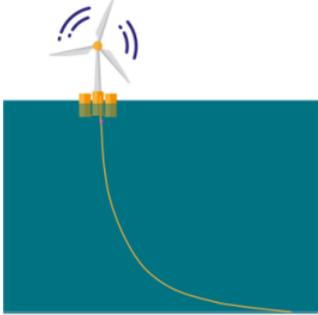
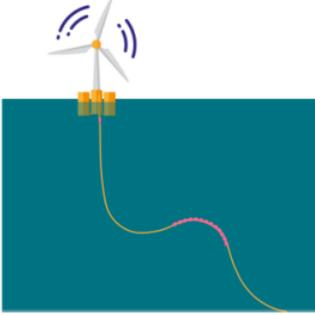
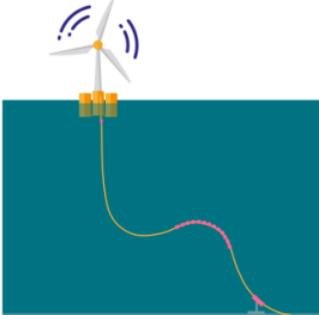
127. Gli strati aggiuntivi e i conseguenti vincoli di produzione attuali comportano un costo al metro dei cavi dinamici maggiore rispetto la configurazione statica. Il design dello schermo del nucleo elettrico deve sopportare una certa flessibilità, il che significa che un nastro unico per lo schermo 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. Limiti di carico di lavoro sono 5:1 per i cavi dinamici a confronto di 4:1 dei cavi statici.
128. 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.



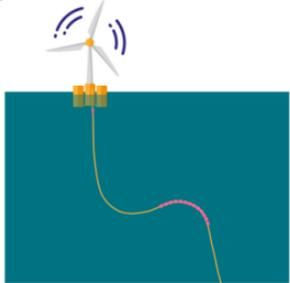
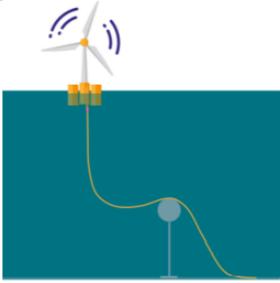
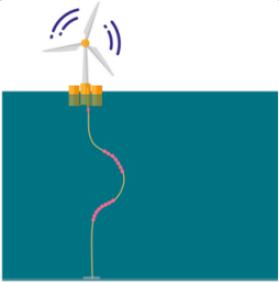
**Figura 35: Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante. (Rif: A metaheuristic optimization model for the inter-array cable layout planning for floating offshore wind farms)**

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

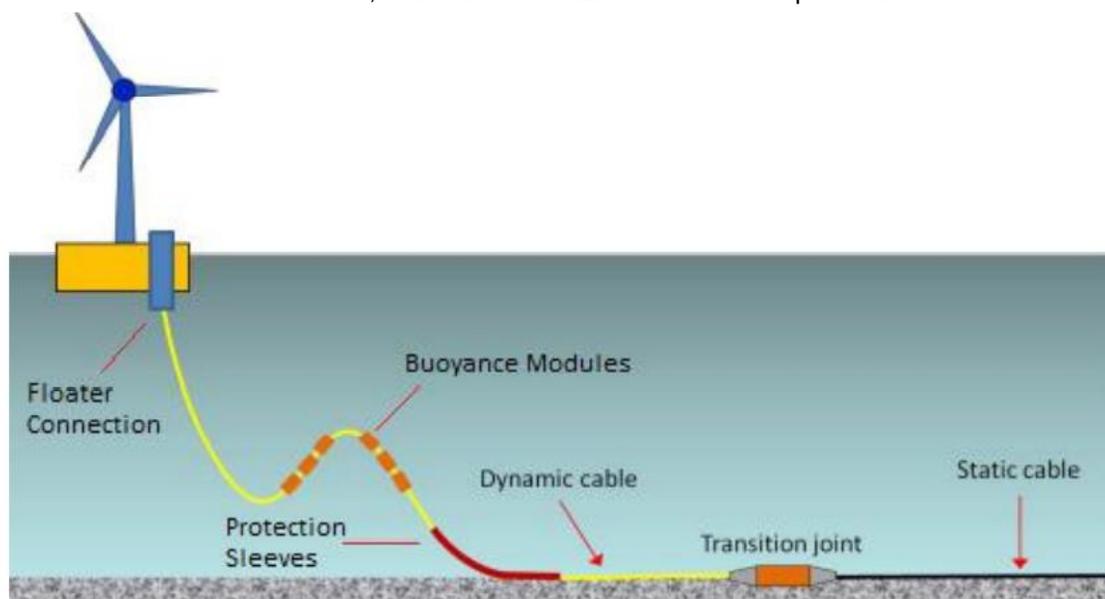
**Tabella 17: Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2).**

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>

**Tabella 18: Diverse tipologie di configurazione dinamica (2-2).**

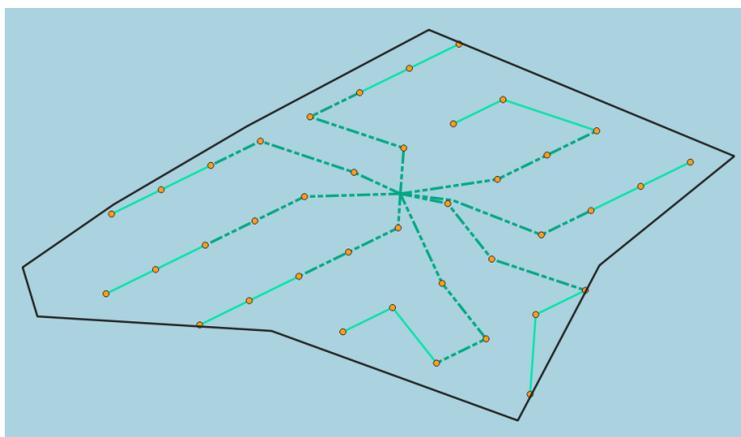
Name	Steep wave	Lazy S	Chinese lantern
Description	 <p>A steep wave is like a lazy wave, but a subsea base and subsea bend stiffener are added to connect the cable vertically to the top face of a seabed junction.</p>	 <p>A lazy S is similar to a lazy wave but a subsea buoy (fixed or buoyant, called mid-water 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>

130. 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 36: Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale.**

131. Nella figura sottostante è possibile vedere il layout previsto per il sito di Fortevento considerando il layout delle turbine eoliche e minimizzando le perdite di potenza, così da aumentare l'efficienza del sistema:



**Figura 37: Layout dei cavi inter-array.**

132. La tabella sottostante mostra un sommario delle lunghezze dei cavi:

**Tabella 19: Lunghezze proposte per i cavi inter-array.**

CSA1 totale (km)	CSA2 totale (km)	Lunghezza totale IAC (km)
93,99	56,90	150,89

133. L'installazione dei cavi inter-array viene tipicamente effettuata su una base stringa per stringa così da permettere la prima energizzazione possibile.
134. La logica di trasporto, installazione, terminazione e verifica dei cavi inter-array è estremamente simile a quella dei cavi export.
135. Per cavi inter-array dinamici, che verranno utilizzati per la trasmissione di potenza tra le turbine eoliche e tra le turbine e la 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 sia connesso 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.
136. 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).

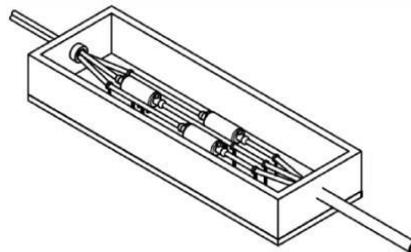


**Figura 38: Esempio di layout di cavo inter-array dinamico.**

137. 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.

#### 4.2.4 Cavi export Offshore

138. 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.
139. 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 39: Diagramma della scatola di transizione.**

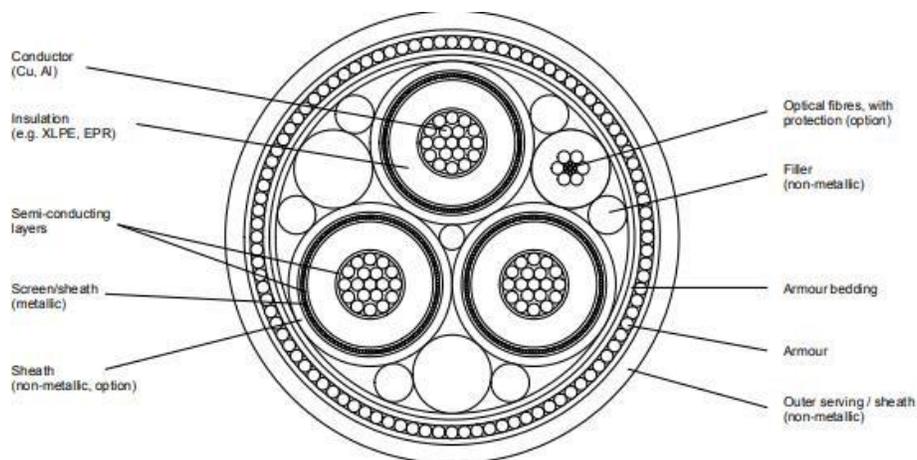
140. La scatola di transizione è principalmente una scatola in cemento in cui avviene la separazione dei cavi tripolari, e dove il cavo viene trasformato dalla configurazione sottomarina ad un cavo terrestre.
141. Questa scatola di transizione può essere localizzata sulla spiaggia, dietro una protezione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

142. 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.
143. A causa della distanza e della potenza trasmessa, la tipologia di tecnologia considerata per il progetto 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.
144. Il paesaggio o l'accesso al sito da terraferma o via mare sarà analizzato e pianificato in dettaglio nelle successive fasi di progettazione. Nel caso in cui siano applicabili restrizioni stagionali, ad esempio per motivazioni ambientali, esse saranno prese in considerazione nella definizione progettuale.



**Figura 40: Giuntura di transizione sulla terraferma.**

145. 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 41: Sezione di un cavo tripolare sottomarino. (Fonte: DNVGL)**

**Tabella 20: Caratteristiche tecniche dei cavi.**

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



**Figura 42: Cavo sottomarino dinamico. (Fonte: PRYSMIAN GROUP)**

146. Prima che possa iniziare l'installazione, il percorso seguito dai cavi deve essere preparato adeguatamente. Secondo quanto ad oggi disponibile non è possibile escludere la presenza di ordigni inesplosi, oggetti di importanza archeologica e sistemi rocciosi di grandi dimensioni, per cui un'attenta ispezione del sito di progetto e del percorso del cavidotto garantirà di non creare interferenza con i suddetti elementi o, quando possibile, pianificarne la rimozione. In aggiunta, deve essere svolta una fase di Pre Lay Grapple 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. In caso di fondale ad elevata mobilità e di presenza di dune di sabbia, deve essere effettuato uno spazzamento pre-installazione, così che i cavi non vengano installati su sabbia che può essere smossa, riducendo in questo modo il rischio di esposizione in futuro.
147. 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.
148. 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 interramento in simultanea e sono anche gestite in posizionamento dinamico, il che fornisce una maggiore flessibilità durante i lavori rispetto alle navi posacavi ancorate.
149. 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

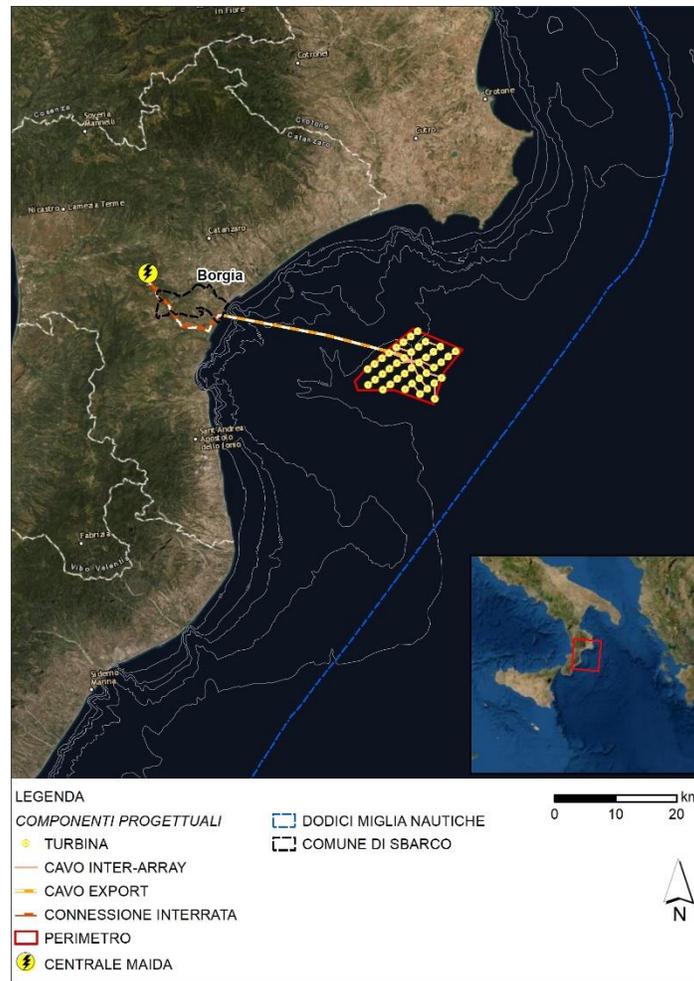
posa del cavo e per ridurre l'attrito col fondale. Una volta inserito, il cavo viene assicurato ad un aggancio temporaneo, in attesa di essere terminato e testato. Una volta che l'intero sistema di trasmissione viene installato, può iniziare la fase di messa in opera.

150. 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.
151. 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 43: Inserimento di un cavo export offshore sulla riva.**

152. All'interno dell'area proposta per il parco eolico è presente una faglia trascorrente che necessita di ulteriori analisi al fine di capire i possibili rischi e conseguenze.



**Figura 44: Percorso proposto per i cavi export.**

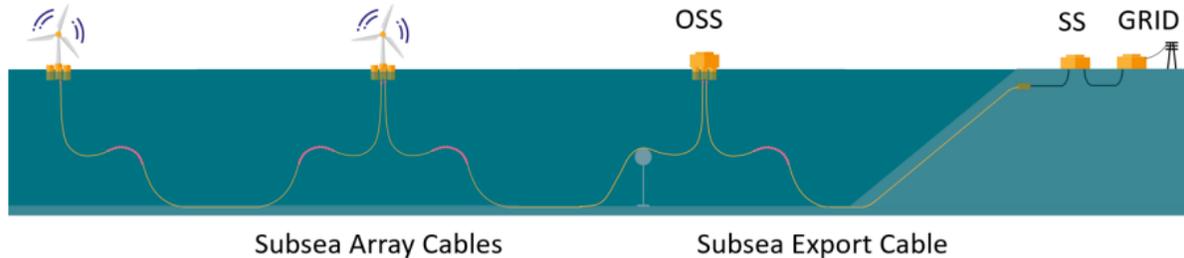
153. Il punto di arrivo sulla terraferma si ipotizza essere presso la località di Doganieri, può essere in ogni caso modificato a seconda del punto di connessione alla rete. Tale ubicazione è stata scelta in seguito agli studi preliminari di fattibilità ambientale.

#### 4.2.5 Sottostazione Offshore

154. A causa della distanza tra il sito del parco eolico offshore e la linea di costa (più di 30 km dal generatore più vicino), 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.

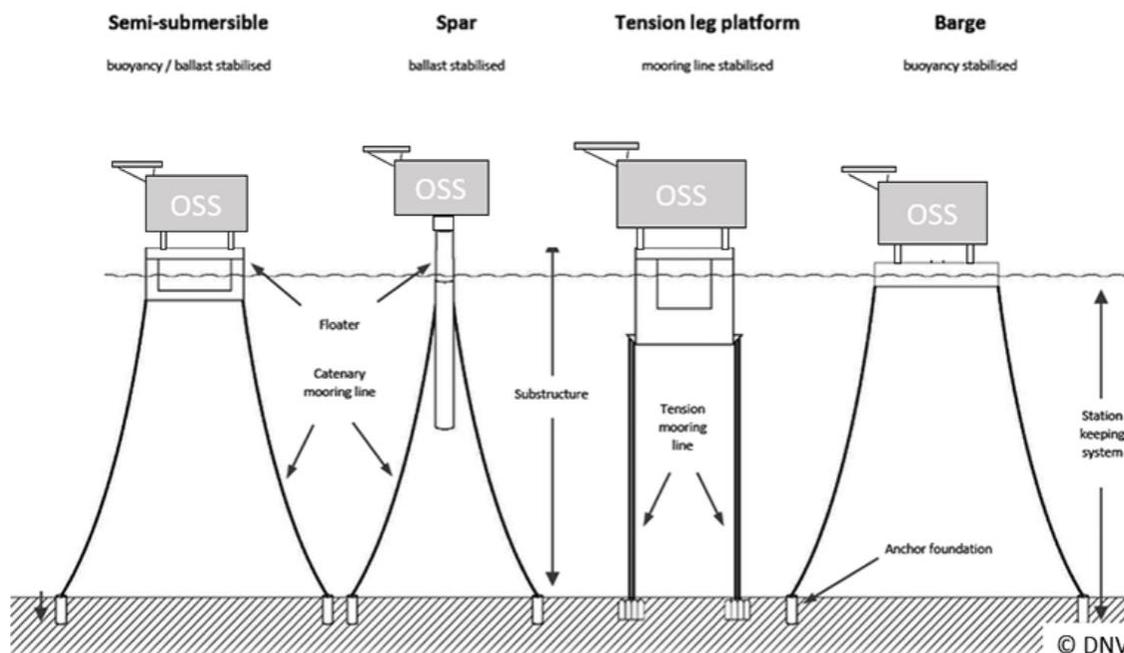
155. La sottostazione elettrica offshore può essere fissata al fondale o galleggiante a seconda della tipologia di fondazione. Un parco eolico con fondazioni galleggianti tipicamente viene installato nel caso di profondità che superano approssimativamente i 100 – 120 m, in cui un monopalo fissato al 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. Nel caso del progetto Fortevento sarebbe più adatta la soluzione galleggiante.



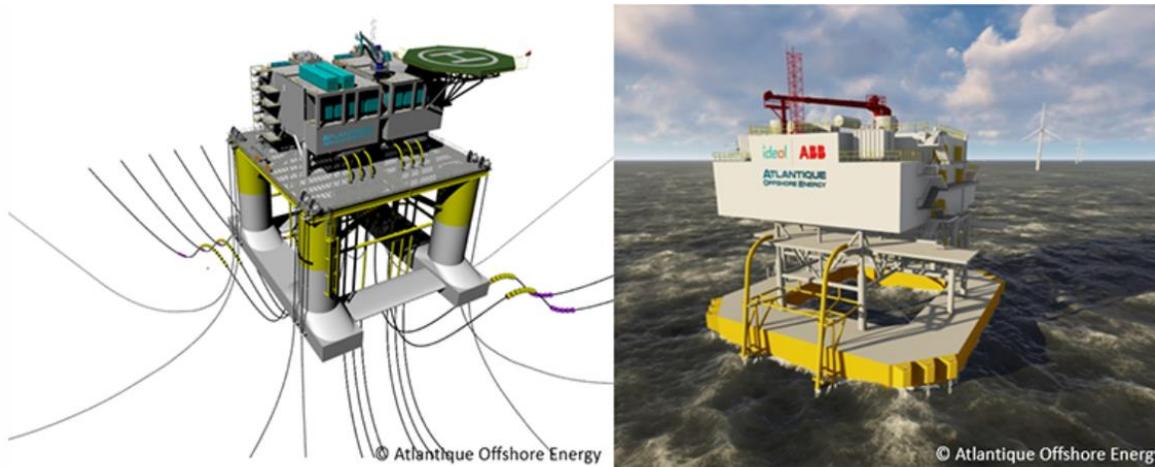
**Figura 45: Layout di connessione di un parco eolico dinamico.**

156. La sottostazione offshore è composta da una parte superiore in cui si trovano tutte le strumentazioni elettriche e le fondazioni.
157. Le opzioni proposte per le fondazioni delle sottostazioni offshore sono simili ai design utilizzati per le turbine eoliche: semi-sommergibili, piattaforme tension leg (TLP), barge o SPAR. Le boe nel caso di fondazioni barge, semi-sommergibili 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 46: Diverse tipologie di fondazioni per le OSS.**

158. 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 47: Esempio di prototipi sul mercato.**

159. 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.
160. 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.
161. 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.
162. 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).
163. 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.
164. Dopo l'installazione e la fase di stuccatura e indurimento, la parte superiore dell'OSP sarà accessibile, generalmente tramite una nave auto sollevante (Jack-up Vessel – JUV) per essere messa in esercizio. La JUV in genere rimane sul sito per tutto il periodo di messa in esercizio.

## 4.3 Infrastruttura Onshore

### 4.3.1 Cavi sotterranei

165. 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.
166. 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.
167. 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.
168. A titolo indicativo, la figura seguente è una sezione di un tipico cavo HVAC:

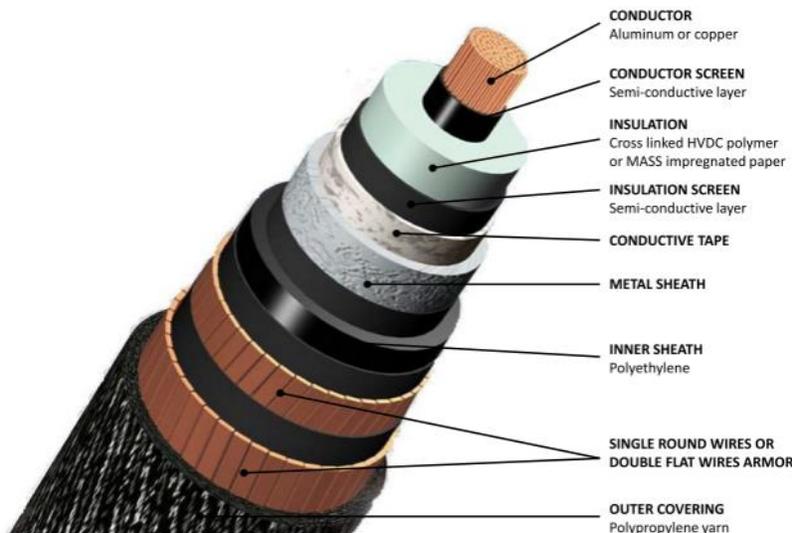
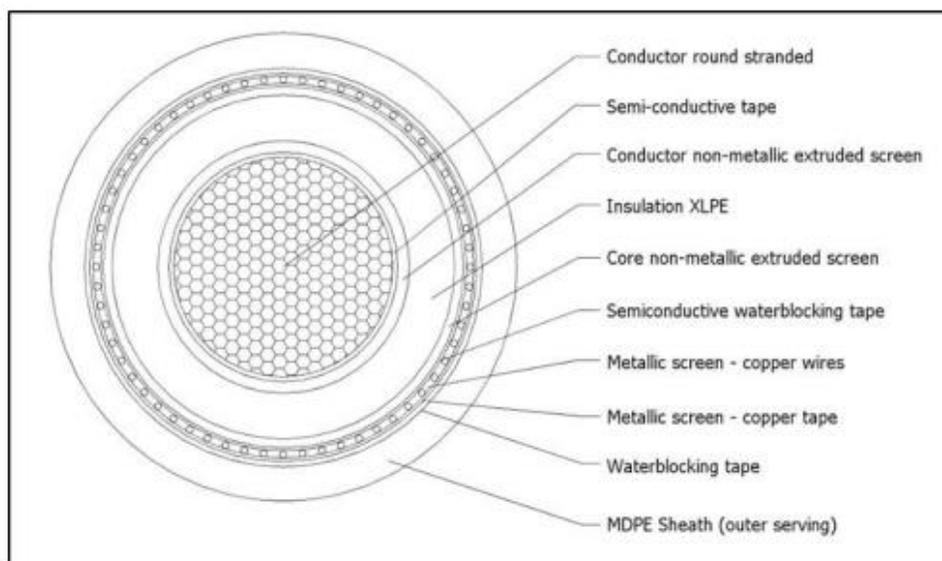
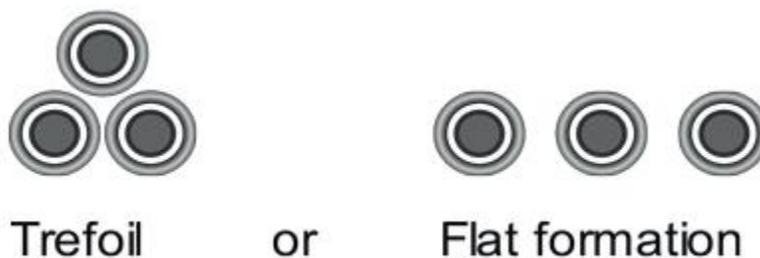


Figura 48: Cavo terrestre statico. (Fonte: NEXANS GROUP)



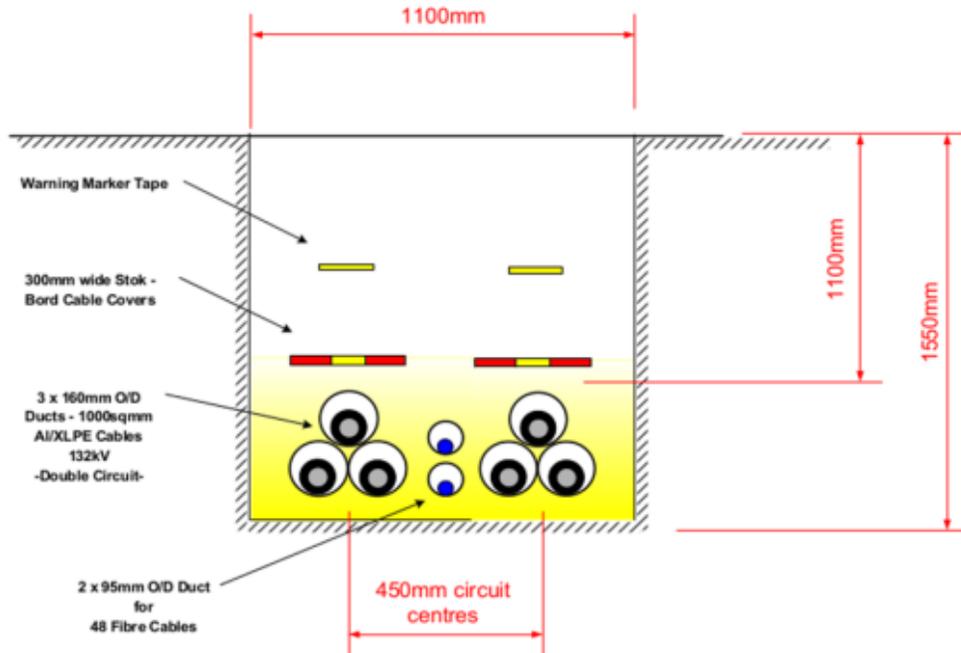
**Figura 49: Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre. (Fonte: ABB GROUP)**

169. I tre cavi unipolari in circuiti trifasici possono essere interrati direttamente sottoterra 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.



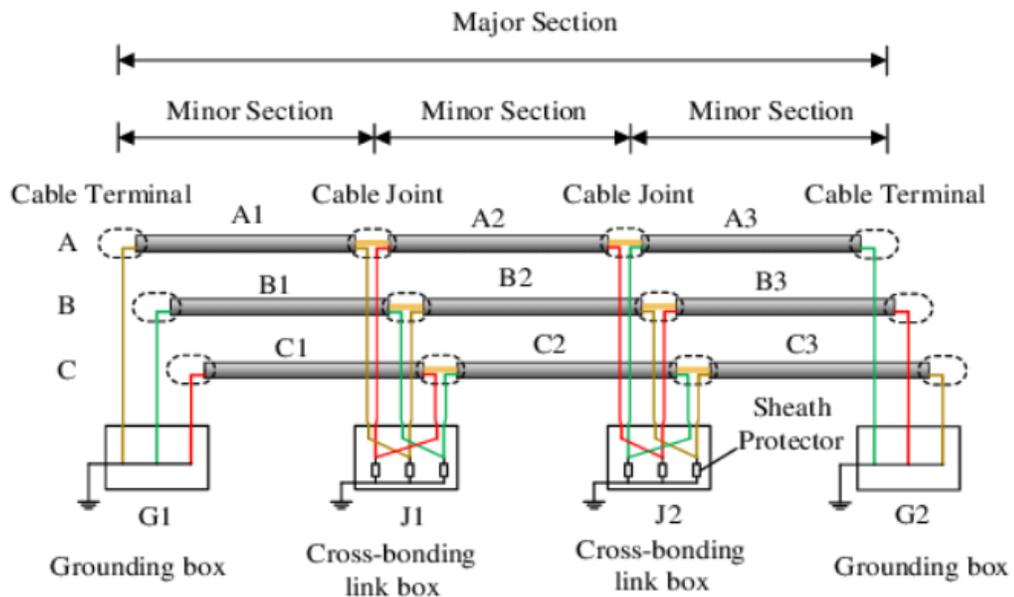
**Figura 50: Possibile disposizione per i cavi.**

170. Di sotto può essere visto un esempio di sistemazione generale per un altro parco eolico:



**Figura 51: Sistemazione generale di un layout di cavi all'interno di un condotto.**

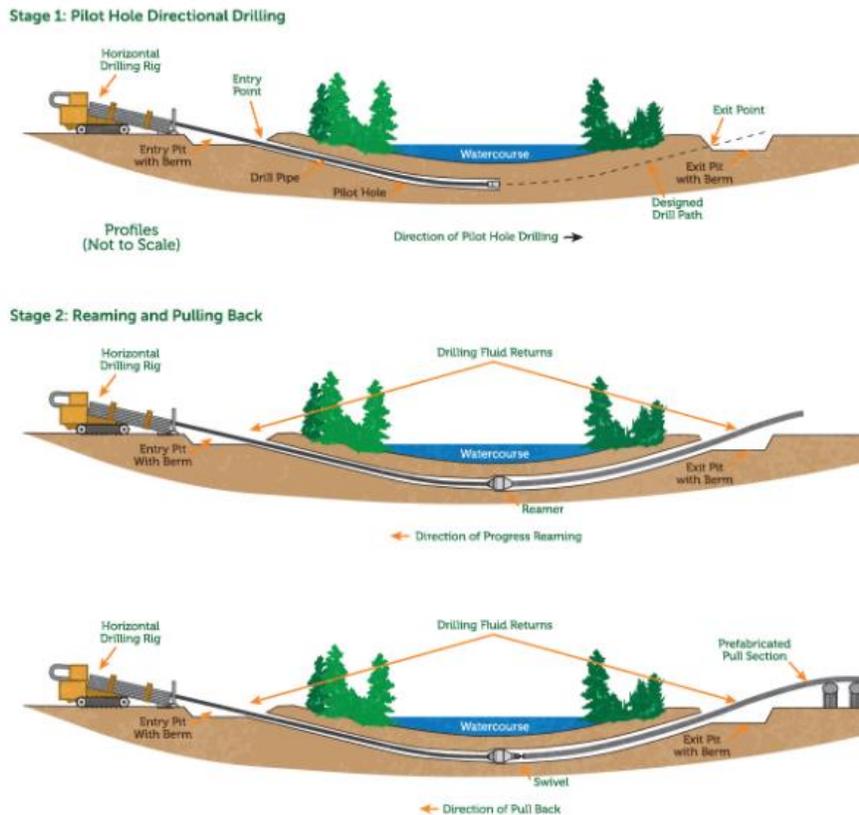
171. Per i cavi terrestri, viene generalmente utilizzato un metodo ad incrocio a causa delle lunghezze maggiori dei percorsi, tale metodo richiede una separazione degli schermi e delle scatole di connessione, come mostrato nella figura sottostante:



**Figura 52: Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione.**

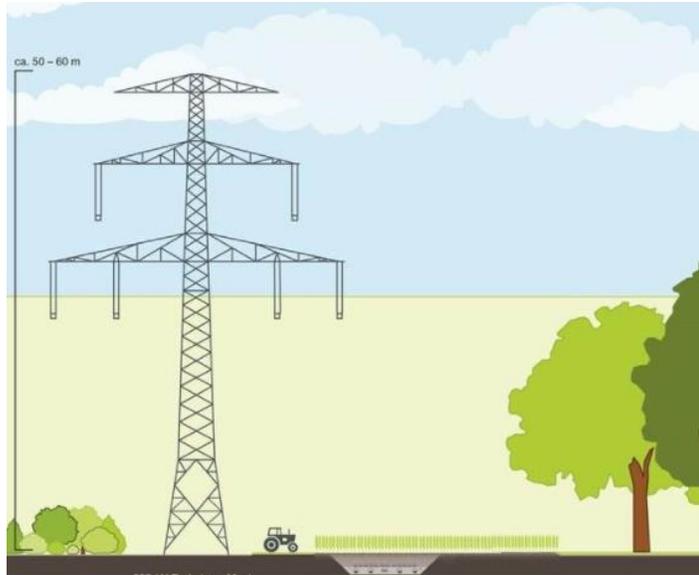
172. È richiesto un certo numero di servizi locali prima e durante l'installazione dei cavi. Tra questi sono compresi il lavaggio delle ruote, la pulizia delle strade, la gestione del traffico, la segnaletica e ponti temporanei su fiumi e fossati.

- 
173. 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.
  174. Prima della costruzione, saranno condotte indagini sul sito (incluso indagini archeologiche) e saranno effettuate delle valutazioni ambientali per pianificare l'installazione e minimizzare gli impatti.
  175. 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.
  176. 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.
  177. 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.
  178. 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.
  179. La figura seguente illustra il meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume:



**Figura 53: Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume.**

180. 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.
181. Deve essere posta particolare attenzione ad evitare impatti su specie a rischio, che potrebbero richiedere monitoraggi e/o mitigazioni ambientali specifiche.
182. Per quanto riguarda le linee aeree, queste 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.



**Figura 54: Torre in acciaio per linee aeree.**

183. Assumendo la sottostazione Maida 380 kV come punto di interconnessione, il percorso dei cavi terrestri dal punto di approdo proposto alla sottostazione Maida 380 kV è mostrato nella Figura 55. Il percorso è stato definito considerando in via preliminare i principali vincoli ambientali nonché le principali sensibilità note allo stato attuale delle conoscenze. Va sottolineato che il percorso terrestre preliminare proposto per questo progetto sarà interrato (linea arancione).
184. La lunghezza totale stimata per i cavi terrestri è di 20 km di cavi interrati.



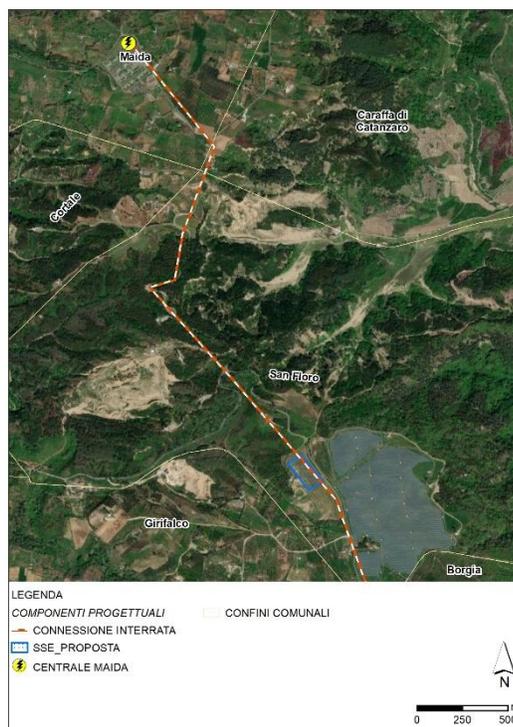
**Figura 55: Percorso dei cavi terrestri verso la sottostazione Maida 380 kV per il progetto Fortevento.**

#### 4.3.2 Sottostazione Onshore

185. Per connettere il parco eolico offshore al punto di connessione alla rete deve essere realizzata una stazione di trasformazione Onshore (ONSS).
186. 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.
187. 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.
188. Ipotizzando come punto di interconnessione la sottostazione onshore Maida 380 kV, sarà necessario installare dei trasformatori di potenza, e saranno necessarie le altre strumentazioni primarie ed

ausiliare per mantenere la conformità con i requisiti della rete di connessione. Saranno necessari un paio di trasformatori di potenza (220 kV/380 kV), uno per ogni linea.

189. 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 (fibra ottica, modem, rilevatori di controllo dei guasti, ...), così come strutture sociali e di deposito e parcheggi.
190. 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.
191. 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 125x250 m ed è stata svolta una ricerca delle possibili localizzazioni.** Va indicato che nei pressi del punto di interconnessione è presente un parco eolico onshore e diverse linee, il che rende difficile trovare una posizione adeguata alla sottostazione onshore per il progetto. La proposta preliminare è a 2,5 km dal punto di connessione alla rete. Va inoltre detto che negli stadi futuri del progetto dovranno essere effettuate ricerche, proposte e verifiche più dettagliate.



**Figura 56: Proposta preliminare per la localizzazione della sottostazione onshore (blu).**

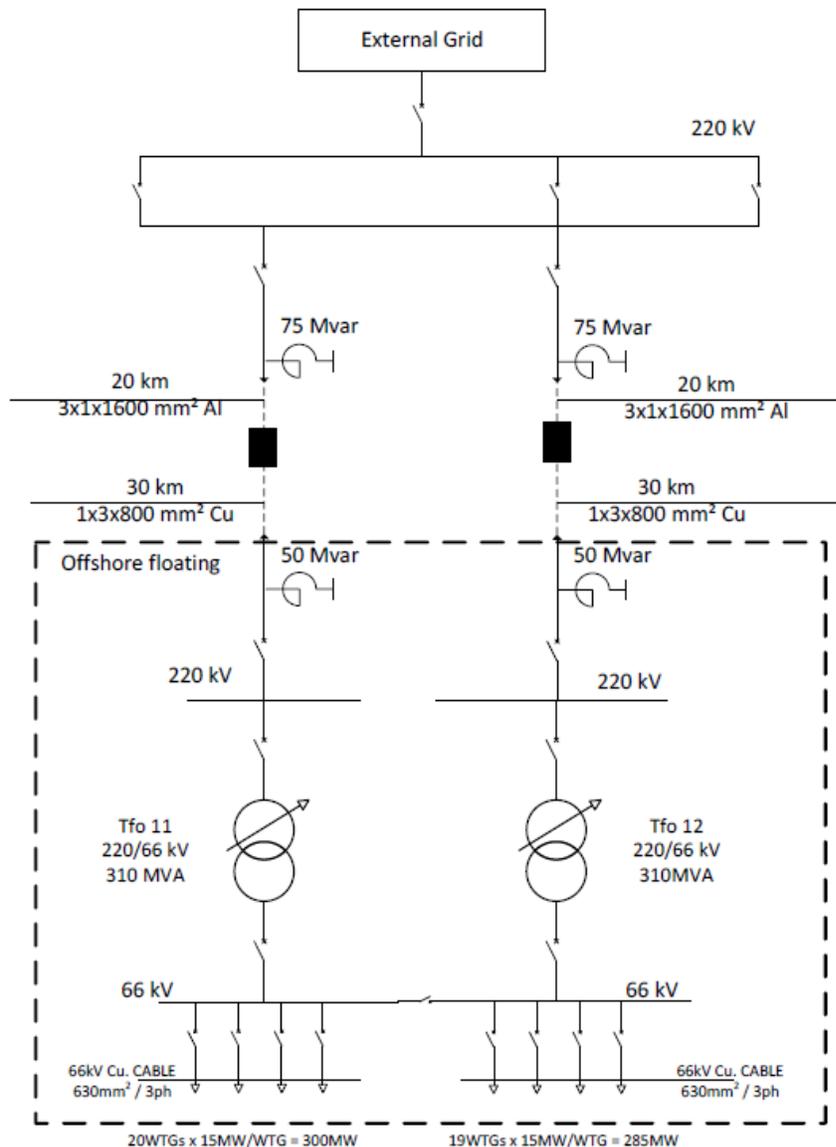
192. La sottostazione onshore è spesso la prima parte del parco eolico ad essere costruita, circa un anno prima della costruzione delle strutture offshore. In alcuni casi, i lavori possono iniziare anche prima della scelta finale di investimento per il parco eolico, così da mitigare il rischio di blocco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

- 
193. I lavori preliminari per il livellamento del sito e garantire l'accesso alla rete stradale saranno completati prima, per garantire che i lavori possano iniziare prontamente. Ulteriori approfondimenti in merito alle caratteristiche vincolanti del sito, come l'esistenza di linee elettriche aeree o tubature sotterranee saranno condotti in fase di progettazione più avanzata. Il progetto sarà completato da recinzioni, contenimento, potatura degli alberi e la demolizione di eventuali strutture esistenti.
  194. 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.
  195. Il Progetto, in via preliminare, prevede la scelta di imprese e fornitori locali a meno di necessità specifiche che potrebbero nascere in sede di progettazione.

#### **4.4      Analisi di connessione alla rete**

196. Considerando che nell'area del parco eolico si raggiungono profondità dell'acqua maggiori di 1.000 m, devono essere valutate con attenzione la profondità dell'acqua per i cavi export e la strategia per mantenere tali cavi in sicurezza sott'acqua, per definire la massima profondità a cui è necessario mantenere i cavi per minimizzare i possibili pericoli (ancore, reti da pesca, etc.).
197. Allo stato attuale è stata presentata domanda di allaccio alla rete al gestore del sistema di trasmissione italiano (TERNNA), il quale ha risposto nel febbraio 2022, con una Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione (STMG) che è stata accettata dalla Proponente: questa consiste in una connessione HVAC in doppia antenna sulla stazione 380 kV Maida, previo ampliamento/adequamento della stazione quale opera connessa.

## Fortevento Project – Simple SLD



**Figura 57: schema unifilare semplice.**

Lo schema unifilare in figura è basato sull'ipotesi di utilizzare come punto di interconnessione le stazioni di Maida 380 kV.

### 5. STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE

198. 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.

199. 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.
200. L'energia eolica disponibile in ognuno dei siti offshore selezionati viene calcolata sulla base dei dati del vento calcolati per i siti di interesse.
201. 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.
202. 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.
203. L'energia producibile è il massimo che l'installazione può produrre.

## 5.1 Stime

204. 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 Fortevento ciò si traduce in un risultato netto P50 di 1820,86204 GWh/anno, che corrispondono a 3.113 ore equivalenti (l'equivalenza delle ore totali dove i 585 MW del parco eolico funzionano a piena capacità) e quindi c'è un fattore di capacità del 35,51% sulle ore totali annuali.

## 5.2 Livello di incertezza

205. La seguente tabella elenca le incertezze considerate nello studio di Valutazione Energetica Preliminare effettuato. Queste considerano l'attuale layout e il regime di vento, così come la metodologia utilizzata per stimare le risorse eoliche al sito.

**Tabella 21: Ripartizione delle incertezze.**

Incertezze sulla produzione netta	
Fonte	Valore
Misure del vento	21,67%
Lungo termine	6,25%
Modellazione del vento	3,28%
Effetto scia	0,79%
Fattori di produzione netta	3,46%
Totale	23,07%

## 5.3 Campagne di misurazioni proposte

206. Una campagna di misurazione meteorologica deve essere condotta in sito. Lo scopo principale di tale campagna è di raccogliere informazioni accurate sulle condizioni di vento e meteoceaniche che verranno utilizzate per condurre valutazioni di rendimenti energetici, per la progettazione del parco eolico e, data l'importanza della valutazione dei tempi di fermo dovuti al meteo al sito offshore, così da definire le strategie di costruzione e manutenzione.

- 
207. La raccolta di tali misurazioni comporterà l'utilizzo di un LiDAR (Light Detection And Ranging) galleggiante con il supporto di altri strumenti meteoceanici.
  208. Le misure del vento verranno raccolte dai LiDAR mentre i parametri meteoceanici saranno misurati dall'altezza delle onde e da sensori di direzione e da Profiler di corrente Doppler acustici (Acoustic Doppler Current Profilers).
  209. La durata della campagna di misurazione per ogni sito ("Performance Period") sarà di almeno 1 anno, con la possibilità di estendere la campagna a seconda della qualità dei dati raccolti nel primo anno.

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

### 6.1 Identificazione dei possibili siti di costruzione e assemblaggio per la piattaforme/turbina

210. Attualmente non sono disponibili dati retrospettivi o osservati per il presente studio, perciò questo aspetto verrà approfondito nelle successive fasi di progettazione, una volta che tali dati saranno disponibili.

### 6.2 Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione

#### 6.2.1 Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti

211. 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, etc.). in questa fase la piattaforma riceve il trattamento di rivestimento superficiale.

212. 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, etc.), localizzato il più vicino possibile alla posizione del parco eolico offshore.



**Figura 58: Fabbricazione di WFA**

#### 6.2.2 Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore

213. 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.

214. Inizialmente la sottostruttura della sottostazione viene installata e in seguito viene installata la parte superiore, come descritto nel paragrafo 4.2.5. 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.

#### 6.2.3 Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento

215. 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.

216. 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-sommergibile, muovendo la piattaforma nel cantiere navale sulla nave semi-sommergibile 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.
217. 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.
218. In termini di limitazioni, il rimorchio a secco in genere è più semplice da realizzare ma è meno conveniente dal punto di vista economico.
219. 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 59: Piattaforma in arrivo al porto di smistamento.**

#### **6.2.4 Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante**

220. In questa fase avviene l'assemblaggio delle diverse componenti della turbina eolica (torre, navicella e pale) sulla piattaforma galleggiante.
221. 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.

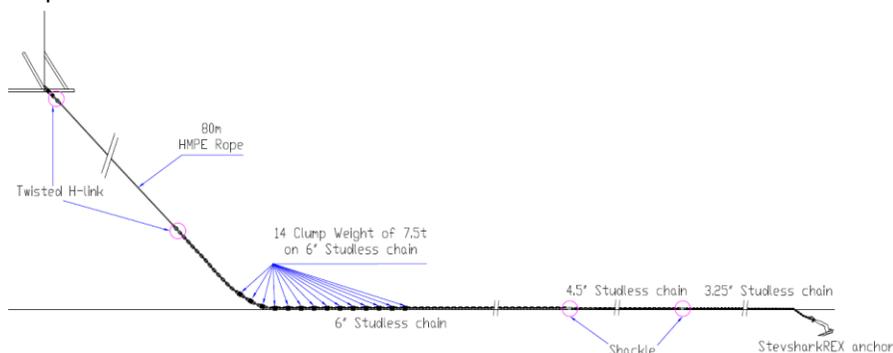
222. A causa delle dimensioni delle componenti, tutte le movimentazioni vengono effettuate da SPMT, in genere è presente una zona specifica per lo stoccaggio dove i SPMT prendono le componenti e le spostano nell'area di sollevamento (nei pressi della banchina) in cui la gru cingolata solleva le componenti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



**Figura 60: Installazione della torre e della turbina.**

### 6.2.5 Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi

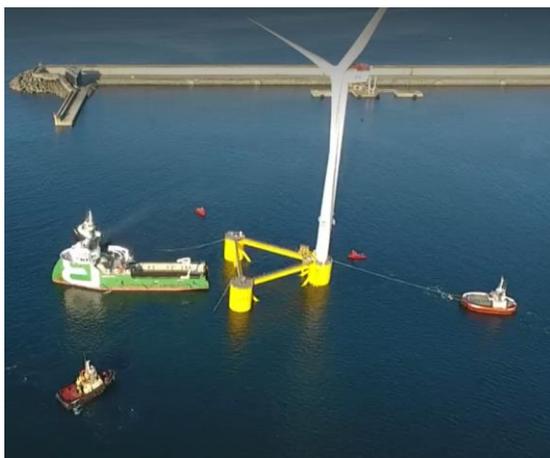
223. Prima dell'arrivo della piattaforma è necessario installare il sistema per mantenere in posizione la piattaforma galleggiante. In generale, gli ancoraggi che vengono connessi alle linee di ormeggio vengono installati per mantenere la posizione della piattaforma per tutta la vita del parco eolico.
224. 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.
225. 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 61: Possibile configurazione di ormeggio.**

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

226. 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.
227. 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.
228. 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.
229. 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 62: Manovra di disormeggio.**

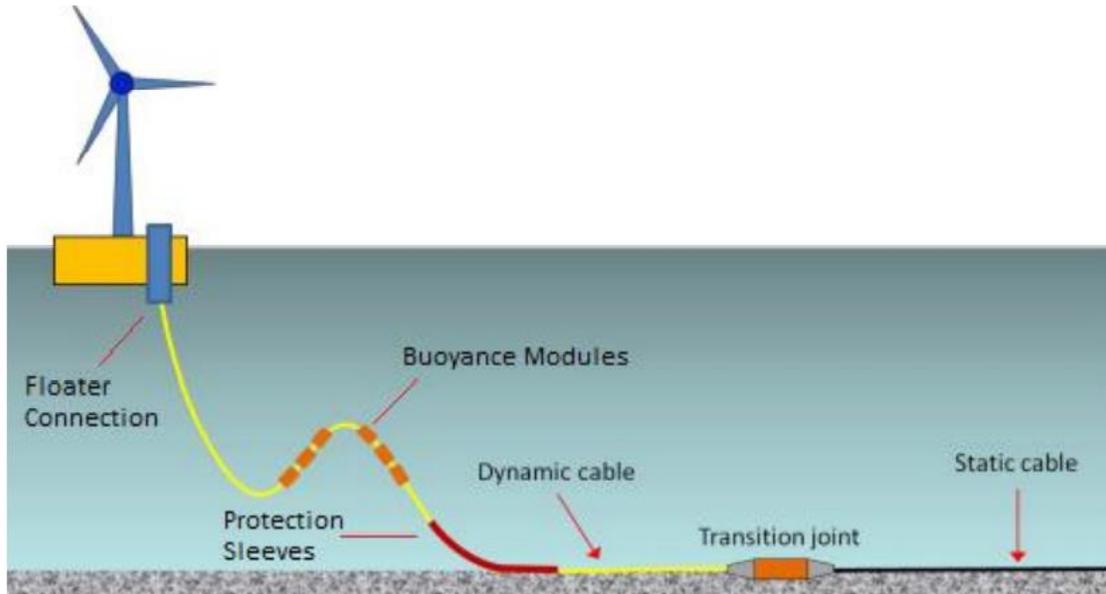
### 6.2.7 Fase 7 – Aggancio della piattaforma

230. 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.
231. 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.
232. 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.

### 6.2.8 Fase 8 – Installazione dei cavi

233. Una volta completato il processo di aggancio, vengono installati i cavi (IAC) che connettono le piattaforme o una piattaforma alla sottostazione.
234. Il sistema di posa dei cavi più adatto verrà analizzato considerando la tipologia di suolo e la profondità del fondale.

235. Si possono considerare diversi metodi di installazione a seconda della tipologia di progetto. Controllare il capitolo 4.2.3.



**Figura 63: Possibile configurazione dei cavi.**

### 6.2.9 Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma

236. 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 viene in genere chiamata *hot commissioning*. Dopo tali verifiche, lo step finale è l'energizzazione della stringa.

## 6.3 Strategia di esercizio e manutenzione Fortevento

237. Il progetto Fortevento 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 Fortevento di partecipare nello sviluppo socio-industriale locale, così da garantire la protezione dell'ambiente e preservare il pubblico dominio marittimo.
238. Una parte integrante della strategia di O&M del progetto Fortevento 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.
239. 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 sulle comunità di pescatori. A tal fine, si stabilirà e manterrà una comunicazione continua ed efficace con le comunità di pescatori con trasparenza per quanto riguarda tutte le attività di O&M così da minimizzare le interferenze tra le parti.

---

## 6.3.1 *Priorità sulla salute e sicurezza – Protezione delle persone e dell'ambiente*

### 6.3.1.1 *Garantire la sicurezza permanente di persone e beni*

240. Il progetto Fortevento di 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. Con più di 20 anni di esperienza nell'industria dell'energia eolica e un ampio spettro di attività industriali, i soci azionisti del progetto Fortevento hanno sviluppato una solida cultura nell'ambito e hanno un'eccellente comprensione delle norme vigenti.

### 6.3.1.2 *Impegno nella protezione dell'ambiente*

241. Il progetto Fortevento s'impegna 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 Fortevento durante la vita del parco eolico.

## 6.3.2 *Strategia di esercizio e manutenzione*

### 6.3.2.1 *Concetti chiave per l'esercizio e la manutenzione*

242. Durante i primi cinque anni del periodo di garanzia, i servizi per l'esercizio e la manutenzione delle turbine eoliche verranno forniti dal fornitore, che deve garantire la massima disponibilità disponibile.

243. Al termine di questo periodo di garanzia, il progetto Fortevento internalizzerà l'O&M per supportare le proprie competenze ed esperienza. Secondo questo modello, le componenti verrebbero garantite tramite accordi quadro con il produttore originale delle apparecchiature (Original Equipment Manufacturer – OEM mentre le logistiche verrebbero eseguite da un porto in attesa di conferma e verrebbero garantite da contratto attraverso affidamento a terzi tramite contratto a lungo termine sia per le navi che per gli equipaggi da un fornitore di navi.

244. Si prevede di raggiungere l'equilibrio per l'O&M dell'impianto (fondazioni, cavi) con una combinazione di staff interno e specialisti di terza parte con l'intenzione di effettuare quante più attività internamente possibile.

### 6.3.2.2 *Principi di manutenzione e monitoraggio*

245. Il Progetto Fortevento seguirà tre metodologie di manutenzione per permettere l'operatività del parco eolico ad un livello ottimale durante la sua vita:

**Manutenzione pianificata:** include ispezioni regolamentari, periodiche e al termine della garanzia sull'intera installazione.

**Manutenzione preventiva e predittiva:** la manutenzione preventiva per minimizzare il rischio di perdite di produzione dovute a malfunzionamenti non pianificati di componenti critiche. La manutenzione predittiva, per garantire un monitoraggio dell'installazione ottimizzato e continuo, in particolare il monitoraggio continuo dello stato del parco eolico, tramite l'utilizzo di sistemi di controllo e monitoraggio delle condizioni operative per evitare guasti non previsti.

**Manutenzione correttiva:** riguardo la risoluzione di problemi, riparazioni minori e maggiori e la sostituzione di componenti principali.

### 6.3.2.3 Metodologie di O&M proattive ed efficaci

246. Per raggiungere performance, disponibilità e produttività di O&M efficaci, il Progetto Fortevento si impegnerà nelle seguenti azioni:
- Verranno effettuate ispezioni di routine regolari per prevenire la necessità di riparazioni più costose sostituendo attivamente componenti e materiali di consumo prima che avvenga il guasto. Di conseguenza i guasti dei componenti vengono mantenuti ai livelli più bassi possibili e ciò permette una strategia avanzata di gestione delle parti di ricambio.
  - Stabilire un Piano Operativo efficace, che possa adattarsi in modo tale da avere disponibilità durante le ore di picco di domanda/risorse mentre riduce i tempi di fermo complessivi.
  - La filosofia O&M è finalizzata al prioritizzare i sistemi di monitoraggio e controllo (Control and Monitoring Systems – CMS) così da implementare una strategia di manutenzione supportata da sistemi predittivi e orientati alla manutenzione incentrata sull'affidabilità (Reliability Centered Maintenance). I sistemi CMS verranno installati nelle turbine e la strumentazione BoP. Analisi specifiche delle performance verranno condotte utilizzando software e algoritmi avanzati per individuare primi segnali di usura o danni potenziali. La priorità sarà quella di avere prevedibilità per massimizzare l'affidabilità delle risorse e minimizzare i tempi di fermo/perdite di produzione. Il Progetto Fortevento continuerà a perseguire e implementare sviluppi avanzati nel campo dei CMS tramite strette collaborazioni con università, istituti di ricerca e industrie.
  - La manutenzione programmata delle turbine verrà effettuata durante i mesi estivi, rendendo possibili esecuzioni più veloci a velocità del vento più basse e finestre meteorologiche più favorevoli per minimizzare le perdite di produzione. La manutenzione correttiva verrà effettuata tutto l'anno.

### 6.3.2.4 Struttura del team di esperti e personale

247. Il Progetto Fortevento cercherà di effettuare la manutenzione della turbina in squadre miste con OEM tramite contratti di servizio della durata di 5 anni in linea con il periodo di garanzia.
248. In questo modo di tecnici di Fortevento sfrutteranno l'esperienza e le competenze di OEM 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.
249. 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.
250. 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.
251. 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.

## 6.4 Studi iniziali delle strategie di dismissione

252. Una volta terminate la vita del progetto, iniziano le operazioni di dismissione.
253. 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).

254. 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.
255. 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.
256. 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.

## 6.5 Consumi delle materie prime

257. Per questa fase preliminare di progetto, i consumi delle materie prime sono stati stimati sulla base di Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA) di altri progetti. Tale stima viene mostrata nella Tabella 1, considerando piattaforme semi-sommersibili e sottostazioni offshore.

**Tabella 22: Consumi delle materie prime.**

Tipologia Di Fondazione	Galleggiante Semi-Sommersibili	Osp
Acciaio (T/Unità)	3.500 – 5.000	6.000 – 10.000
Cemento (M <sup>3</sup> /Unit)	Na	Na
Stuccatura (M <sup>3</sup> )	Na	100 – 350
Cavi In Rame (Kg/M)	25 – 65	Na
Cavi In Alluminio (Kg/M)	20 – 4	Na
Rocce (M <sup>3</sup> )	450 – 800	Na
Carburante (T/Giorno Di Lavoro)	25 – 60	Na

## 6.6 Produzione di rifiuti

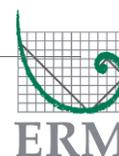
258. Allo stesso modo dei consumi di materie prime, la produzione di rifiuti è stata stimata sulla base di precedenti VIA di altri progetti.

### 6.6.1 Produzione di rifiuti durante la costruzione

259. La stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione viene mostrata nella Tabella 23

**Tabella 23: 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	57,5



Scarti di saldatura	67,5
Rifiuti solidi oleosi dalle navi	135
Scarti di imballaggi misti	2.700
Scarti di cemento	67.500
Rifiuti biodegradabili di cucina e mensa	1.350
Fango dal trattamento di acque reflue urbane	1.350
Altri rifiuti di costruzione/demolizione (inclusi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	27.000
Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	67,5
Legno	2.700
Vetro	135
Plastica	6.750
Rame, bronzo, ottone	67,5
Alluminio	67,5
Zinco	67,5
Ferro e acciaio	1.350
Cavi	6.750
Olio combustibile e gasolio	67,5
Benzina	67,5
Batterie Ni-Cd	135

### 6.6.2 Produzione di rifiuti durante la fase operativa

La stima della produzione di rifiuti durante la fase di costruzione viene mostrata nella Tabella 24.

**Tabella 24: 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	0,27
Scarti di saldatura	0,05
Rifiuti solidi oleosi dalle navi	0,05
Scarti di imballaggi misti	0,05
Scarti di cemento	2,73
Rifiuti biodegradabili di cucina e mensa	1,30
Fango dal trattamento di acque reflue urbane	1,30

---

Altri rifiuti di costruzione/demolizione (inclusi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	26,00
Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	0,07
Legno	0,10
Vetro	0,05
Plastica	0,27
Rame, bronzo, ottone	0,03
Alluminio	0,03
Zinco	0,03
Ferro e acciaio	0,53
Cavi	2,73
Olio combustibile e gasolio	0,05
Benzina	0,03
Batterie Ni-Cd	0,13