

LUGLIO 2022

OCEAN WINDS ITALY S.R.L.

PARCO EOLICO OFFSHORE

PROGETTO OSTRO, AL LARGO DELLA COSTA SUD-
OVEST DELLA SICILIA

Mantovana

RELAZIONE TECNICA

Codice elaborato

2320_4956_R02_OST_Relazione tecnica

Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
2320_4956_R02_OST_Relazione tecnica	07/2022	Prima emissione	G.d.L.	A.Carboni	L.Conti

Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Alessandra Carboni	Project Manager	
Giulia Peirano	Project Engineer - Environmental Permitting Expert	Ordine degli Architetti di Milano, n. 20208
Sara Soffientini	Junior Project Engineer - Environmental Expert	

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano
Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com



INDICE

1. INTRODUZIONE E OBIETTIVI	4
2. CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO	5
2.1 COLLOCAZIONE	5
2.2 CONDIZIONI METEOCEANICHE	5
2.2.1 Fonte dei dati	6
2.2.2 Condizioni delle onde	8
2.2.3 Condizioni di vento	17
2.2.4 Correnti	25
2.2.5 Maree	25
2.3 BATIMETRIA E MORFOLOGIA	26
2.3.1 Profondità dell'acqua	26
2.3.2 Condizioni del fondale	26
2.4 TRAFFICO MARITTIMO	27
2.4.1 Densità del traffico marittimo per navi commerciali	27
2.4.2 Densità del traffico marittimo di pescherecci	27
2.5 NAVIGAZIONE AEREA	28
2.6 SITI DESIGNATI	29
2.7 ZONE DI PESCA.....	33
2.8 CONNESSIONE ALLA RETE	34
2.9 ALTRO.....	35
2.9.1 Vulcani e Faglie	35
3. LAYOUT	37
3.1 POSIZIONE	37
3.2 PROFONDITÀ	37
4. SVILUPPO DEL PROGETTO	38
4.1 COMPONENTI PRINCIPALI DEL PROGETTO	38
4.2 INFRASTRUTTURE OFFSHORE.....	38
4.2.1 Modello della turbina eolica	38
4.2.2 Fondazioni	39
4.2.3 Cavi Inter-array	47
4.2.4 Cavi export Offshore.....	51
4.2.5 Sottostazione Offshore.....	56

1. INTRODUZIONE E OBIETTIVI

L'azienda Ocean Winds Offshore S.L. (in seguito, OW), sta valutando l'opportunità di promuovere, realizzare e gestire il seguente parco eolico offshore in Italia:

Tabella 1.1: Panoramica del progetto

PROGETTO	OSTRO
TURBINE	40UD
CAPACITÀ (MW)	≈600MW
PROFONDITÀ DELL'ACQUA (M)	86-142M
TIPOLOGIA DI FONDAZIONE	GALLEGGIANTE

Lo scopo del presente report è di presentare le principali caratteristiche tecniche ed ambientali, nonché le considerazioni paesaggistiche e socioeconomiche del Progetto Eolico Offshore Ostro.

Da un punto di vista tecnico, si vogliono esporre le principali caratteristiche geofisiche che influenzano la progettazione di un parco eolico, così come le principali caratteristiche delle fondazioni proposte e dei sistemi di trasmissione elettrici. La caratterizzazione dei siti comprende una descrizione delle condizioni oceaniche e del terreno. Le considerazioni ambientali permettono l'identificazione di eventuali condizioni che possono limitare lo sviluppo dei progetti.

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

2. CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO

2.1 COLLOCAZIONE

Il Progetto Ostro è localizzato a largo della costa Sud-Ovest della Sicilia.



Figura 1: Posizione del progetto Ostro.

Il progetto Ostro è localizzato a circa 70 Km a Sud-Ovest da Sciacca, Agrigento

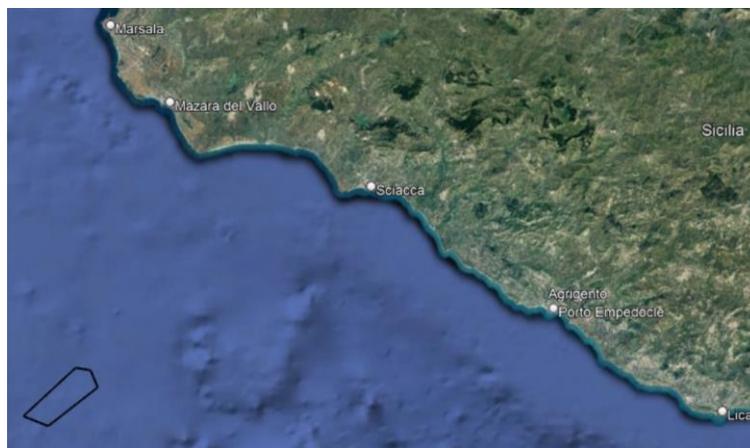


Figura 2: Confini del progetto Ostro.

2.2 CONDIZIONI METEOCEANICHE

Il presente capitolo ha lo scopo di esporre le principali caratteristiche meteorologiche e oceaniche dell'area di Ostro e quelle più rilevanti per lo sviluppo del progetto. Non sono disponibili misure della velocità del vento o delle onde. Questa valutazione preliminare si basa su modelli numerici a lungo termine che aggiungono incertezza ai risultati e le conclusioni mostrati in questo report.

Nella tabella sottostante vengono mostrate alcune informazioni generali del progetto.

Tabella 2.1: Informazioni generali del progetto Ostro.

PARAMETRO	SIMBOLO	VALORE	UNITÀ
CONDIZIONI NORMALI DEL VENTO ALL'ALTEZZA DEL MOZZO			
ALTEZZA DEL MOZZO	HH	143	M (MSL)
VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO	V_{ave}	7.72	M/S
DENSITÀ MEDIA DELL'ARIA	ρ_{ave}	1.190	KG/M ³
CONDIZIONI DI VENTO FORTE			
VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO SU UN TEMPO DI 10 MINUTI			
- TEMPO DI RITORNO 1 ANNO	$V_{1,10\ min}$	24.4	M/S
- TEMPO DI RITORNO 50 ANNI	$V_{50,10\ min}$	30.0	M/S
VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO SU UN TEMPO DI 3 SECONDI ¹			
- TEMPO DI RITORNO 1 ANNO	$V_{e1,3s}$	34.1	M/S
- TEMPO DI RITORNO 50 ANNI	$V_{e50,3s}$	42.0	M/S
CONDIZIONI AMBIENTALI ALL'ALTEZZA DEL MOZZO			
TEMPERATURA AMBIENTE MEDIA	$T_{50\%}$	17.7	°C

2.2.1 Fonte dei dati

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 Ostro e gli step seguiti per garantire, per quanto possibile, la rappresentatività dei dati dei regimi climatici attesi nonostante l'assenza di misurazioni.

Questa valutazione preliminare si basa interamente su una fonte di dati su mesoscala per vento e onde che aggiunge un livello significativo di incertezza ai risultati e le conclusioni mostrate nel report.

Non sono disponibili dati in merito alla salinità, le correnti e le maree.

La Tabella 2.2 sottostante riassume le fonti dei dati utilizzati che possono essere visualizzati nella Figura 3.

¹ 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^a Edizione.

Tabella 2.2: Fonti dei dati su mesoscala disponibili.

FONTI DEI DATI SU MESOSCALA	UTM X [33N WGS84]	UTM Y [33N WGS84]	DATI	PERIODO RELATIVO DATI	AI	MODELLO SU MESOSCALA
VORTEX ERA-5	267076	4106819	WIND	2001/01/01 2021/11/10	-	ERA-5
ERA-5 WAVE	277540	4097794	WAVE	1990/01/01 2020/12/31	-	ERA-5

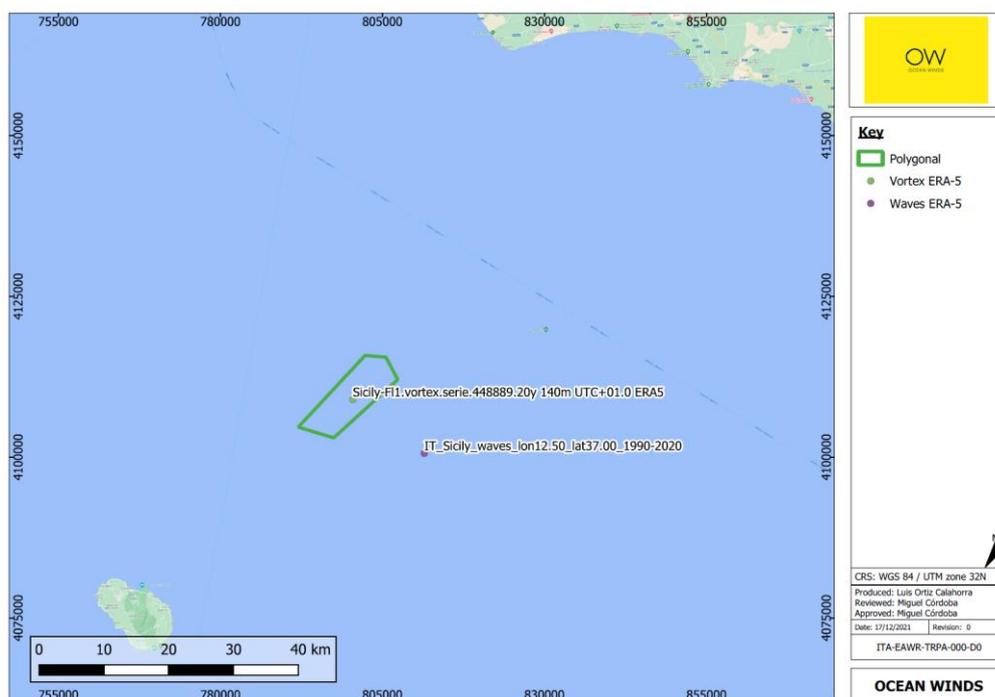


Figura 3: Punti di raccolta dei dati per il sito del progetto offshore Ostro.

Dati del vento Vortex su mesoscala

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/m³)
- Pressione a 150 m sopra MSL (hPa)

Dati delle onde ERA5 su mesoscala

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.

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, Hs (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

Condizioni delle onde in condizioni normali

Al fine di caratterizzare le condizioni d'onda normali nell'area del Progetto Ostro, la serie temporale calibrata 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 Ostro. La

Tabella 2.3 mostra la distribuzione dell'altezza d'onda significative vs. la direzione media delle onde. In generale, le condizioni delle onde al sito del Progetto Ostro 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.

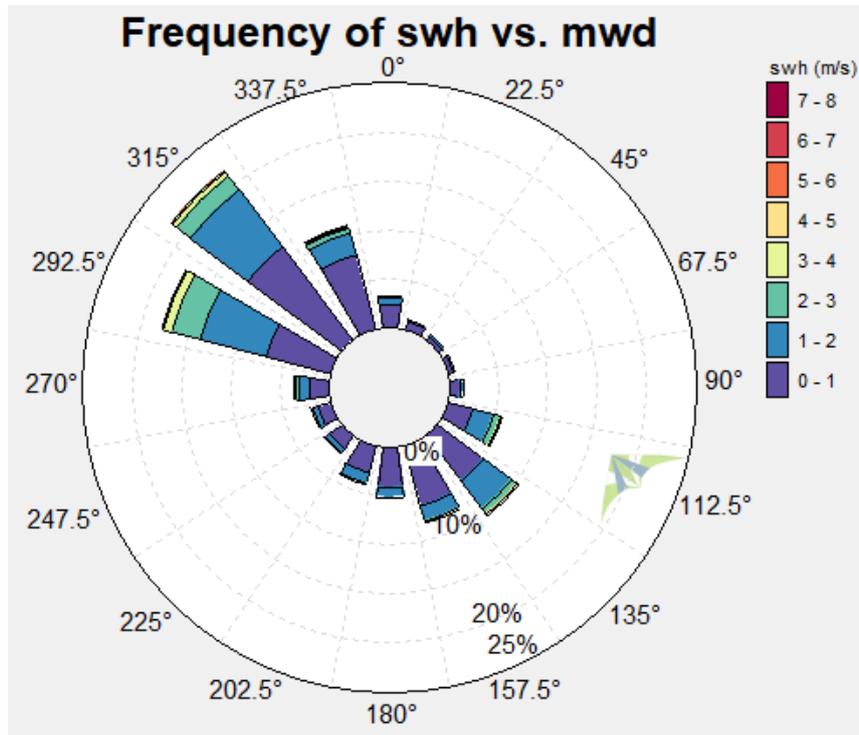


Figura 4: Rosa delle onde per il lungo periodo del progetto Ostro.

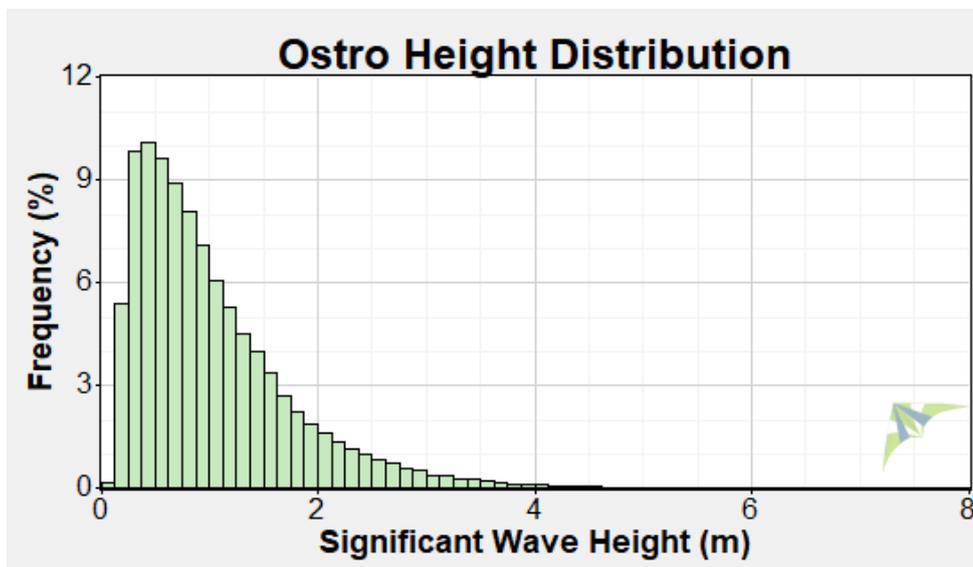


Figura 5: Altezza significativa delle onde per il progetto Ostro suddivisa per intervalli.

Tabella 2.3: Tabella della dispersione dell'altezza significativa delle onde per il progetto Ostro 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 (>=)	Upper (<=)	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	345	SUM
	0	0.5	0.0187	0.0055	0.0044	0.0072	0.0165	0.0314	0.0296	0.0172	0.0116	0.0141	0.0436	0.0547	0.254	
0.5	1	0.0159	0.0042	0.0029	0.0082	0.0337	0.0523	0.0252	0.0143	0.0094	0.0143	0.0860	0.0702	0.336		
1	1.5	0.0074	0.0021	0.0013	0.0035	0.0240	0.0212	0.0099	0.0084	0.0054	0.0104	0.0726	0.0316	0.198		
1.5	2	0.0034	0.0008	0.0007	0.0016	0.0128	0.0075	0.0044	0.0051	0.0027	0.0070	0.0447	0.0126	0.103		
2	2.5	0.0015	0.0002	0.0001	0.0007	0.0067	0.0028	0.0010	0.0014	0.0010	0.0040	0.0278	0.0066	0.054		
2.5	3	0.0006	0.0000	0.0001	0.0003	0.0040	0.0012	0.0003	0.0009	0.0004	0.0023	0.0138	0.0036	0.028		
3	3.5	0.0002	0.0000	0.0000	0.0002	0.0012	0.0005	0.0001	0.0002	0.0001	0.0016	0.0075	0.0019	0.014		
3.5	4	0.0001	0.0000	0.0000	0.0001	0.0007	0.0002	0.0001	0.0000	0.0001	0.0008	0.0042	0.0010	0.007		
4	4.5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0002	0.0020	0.0007	0.004		
4.5	5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0014	0.0004	0.002		
5	5.5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0004	0.0001	0.001		
5.5	6	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.000		
6	6.5	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		0.048	0.013	0.010	0.022	0.100	0.117	0.071	0.048	0.031	0.055	0.304	0.183	1		

Stato del mare in condizioni normali

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 Hs e Tp ma non sono stati implementati nel presente studio.

I valori per il caso omnidirezionale sono presentati nella

Tabella 2.4 (considerando entrambi i settori di vento e onde). Le tabelle direzionali nelle condizioni NSS sono riportate nella documentazione supplementare.

Tabella 2.4: Tabella NSS omnidirezionale per il progetto Ostro.

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 (<=)	Hs [m]	Tp [s]	γ [-]	Prob [%]
0	0.5	1	0,43	4,58	NaN	1,39%
1	1.5	2	0,44	4,48	NaN	4,54%
2	2.5	3	0,46	4,42	NaN	6,74%
3	3.5	4	0,50	4,46	NaN	8,04%
4	4.5	5	0,57	4,63	NaN	8,42%
5	5.5	6	0,65	4,82	NaN	8,62%
6	6.5	7	0,74	4,98	NaN	8,83%
7	7.5	8	0,86	5,25	NaN	8,89%
8	8.5	9	0,99	5,50	NaN	8,83%

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 _s [m]	T _p [s]	γ [-]	Prob [%]
9	9.5	10	1,14	5,76	NaN	7,93%
10	10.5	11	1,32	6,07	NaN	6,71%
11	11.5	12	1,50	6,35	NaN	5,50%
12	12.5	13	1,72	6,66	NaN	4,28%
13	13.5	14	1,95	6,91	NaN	3,31%
14	14.5	15	2,20	7,18	NaN	2,43%
15	15.5	16	2,43	7,30	NaN	1,74%
16	16.5	17	2,68	7,46	NaN	1,27%
17	17.5	18	2,97	7,61	NaN	0,91%
18	18.5	19	3,23	7,79	NaN	0,60%
19	19.5	20	3,46	7,83	NaN	0,41%
20	20.5	21	3,83	8,04	NaN	0,28%
21	21.5	22	3,96	7,90	NaN	0,15%
22	22.5	23	4,23	7,92	NaN	0,08%
23	23.5	24	4,39	8,01	NaN	0,05%
24	24.5	25	4,29	7,80	NaN	0,02%
25	25.5	26	4,35	8,04	NaN	0,01%
SOMMA			100,00%			

Stato di mare rigido

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 Ostro 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.

Il risultato dall'analisi IFORM sui dati omnidirezionali è mostrato in Figura 6, mentre la Tabella 2.5 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 Ostro.

Tabella 2.5: Risultati direzionali e omnidirezionali di H_{s,sss} per il progetto Ostro.

Velocità del vento all'altezza del mozzo (m/s)			H _{s,sss} (m)													
			Settore direzionale delle onde (FROM)													
Inferiore	Medio	Superiore	Omni	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
3	3,5	4	1,8	1,0	1,1	1,2	1,4	2,0	1,7	1,4	1,6	1,6	1,9	1,8	1,3	
4	4,5	5	1,9	1,2	1,2	1,4	1,6	2,1	1,7	1,5	1,7	1,8	2,0	2,0	1,5	



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
5	5,5	6	2,1	1,3	1,4	1,5	1,7	2,2	1,8	1,6	1,9	2,0	2,2	2,1	1,7
6	6,5	7	2,3	1,5	1,5	1,8	1,9	2,3	1,9	1,7	2,0	2,1	2,3	2,3	1,9
7	7,5	8	2,5	1,7	1,7	2,0	2,1	2,4	2,0	1,8	2,2	2,3	2,5	2,5	2,1
8	8,5	9	2,7	1,9	1,9	2,3	2,4	2,5	2,1	1,9	2,3	2,5	2,7	2,7	2,4
9	9,5	10	3,0	2,2	2,1	2,6	2,6	2,6	2,2	2,0	2,5	2,7	2,9	2,9	2,6
10	10,5	11	3,3	2,4	2,3	3,0	2,9	2,8	2,4	2,2	2,7	2,8	3,1	3,2	2,9
11	11,5	12	3,5	2,7	2,5	3,3	3,2	2,9	2,6	2,3	2,9	3,0	3,4	3,4	3,2
12	12,5	13	3,8	3,0	2,7	3,8	3,5	3,1	2,8	2,5	3,1	3,2	3,6	3,7	3,6
13	13,5	14	4,2	3,2	3,0	4,2	3,9	3,3	3,0	2,7	3,3	3,4	3,8	4,0	3,9
14	14,5	15	4,5	3,6	3,2	4,6	4,2	3,5	3,2	2,8	3,5	3,6	4,1	4,2	4,3
15	15,5	16	4,8	3,9	3,5	5,1	4,6	3,7	3,4	3,0	3,8	3,8	4,4	4,5	4,6
16	16,5	17	5,2	4,2	3,7	5,6	5,0	3,9	3,7	3,2	4,0	4,0	4,7	4,8	5,0
17	17,5	18	5,6	4,5	4,0	6,0	5,4	4,1	3,9	3,4	4,2	4,2	5,0	5,2	5,4
18	18,5	19	5,9	4,8	4,3	6,4	5,8	4,4	4,2	3,6	4,5	4,4	5,3	5,5	5,8
19	19,5	20	6,3	5,2	4,6	6,8	6,2	4,6	4,5	3,9	4,7	4,6	5,6	5,8	6,2
20	20,5	21	6,7	5,5	4,9	7,1	6,5	4,9	4,8	4,1	5,0	4,8	6,0	6,2	6,6
21	21,5	22	7,1	5,8	5,2	7,1	6,9	5,2	5,1	4,3	5,2	5,0	6,3	6,5	7,0
22	22,5	23	7,3	6,1	0,0	0,0	7,2	5,5	5,4	4,5	5,4	5,1	6,7	6,9	7,3
23	23,5	24	7,3	6,3	0,0	0,0	7,3	5,8	5,7	4,7	5,7	0,0	7,0	7,2	7,3
24	24,5	25	7,3	6,4	0,0	0,0	7,3	6,1	6,0	4,9	5,8	0,0	7,3	7,3	7,3
25	25,5	26	7,3	6,1	0,0	0,0	0,0	6,4	6,3	4,9	6,0	0,0	7,3	7,3	7,3
26	26,5	27	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	6,5	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3	7,3
27	27,5	28	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	6,7	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3	0,0
28	28,5	29	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	6,9	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3	0,0
29	29,5	30	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	6,7	0,0	0,0	0,0	7,3	7,3	0,0

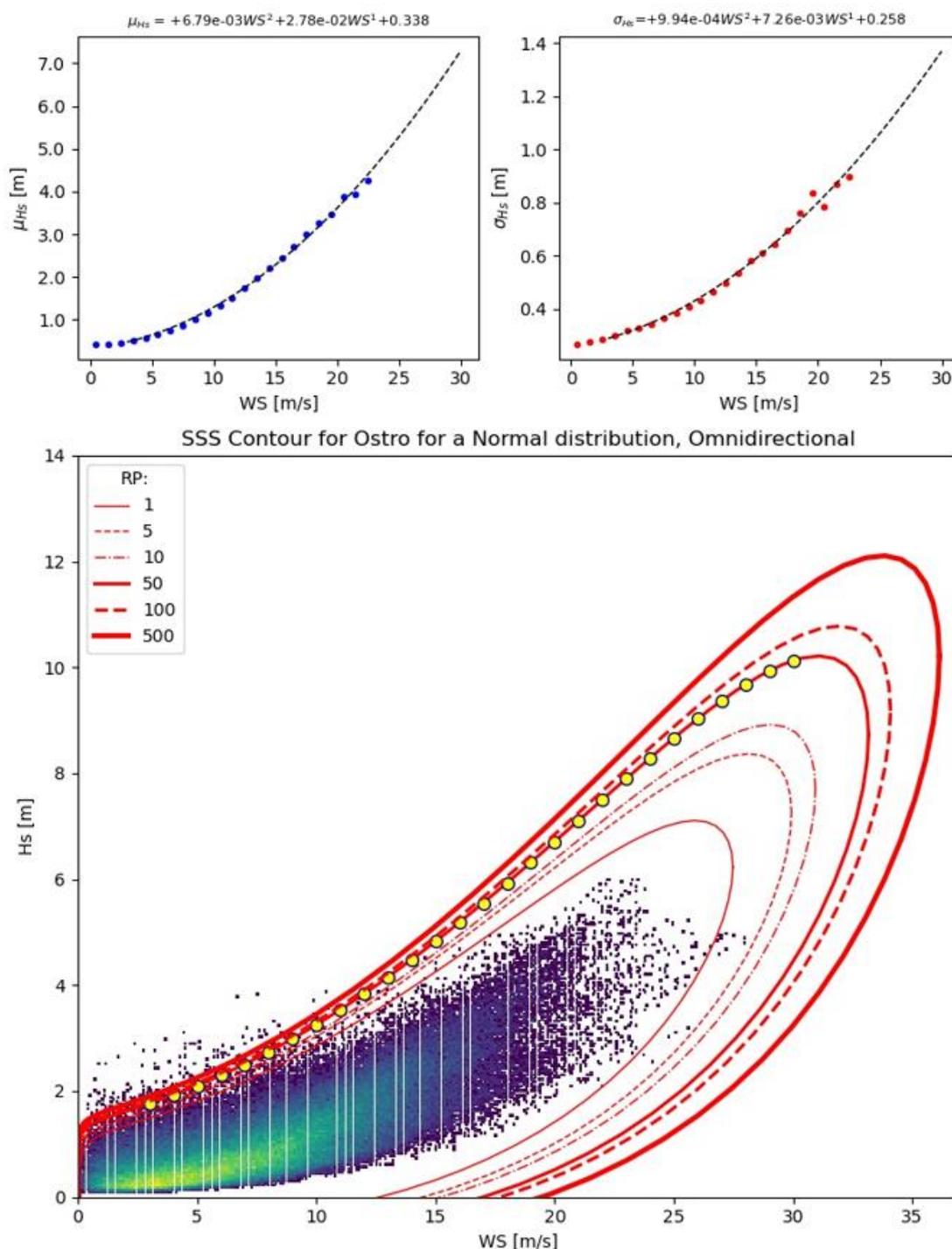


Figura 6: Risultati omnidirezionali di Hs, sss per il progetto Ostro.

Stati di mare estremi

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 Ostro è stata effettuata utilizzando il metodo Peak-Over-Threshold (POT – Picco oltre la soglia) per l'intera serie temporale (analisi omnidirezionale).

Per l'analisi POT è stata effettuata una separazione declustering di 72 ore con una soglia di 4,0 m. 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 60 picchi.

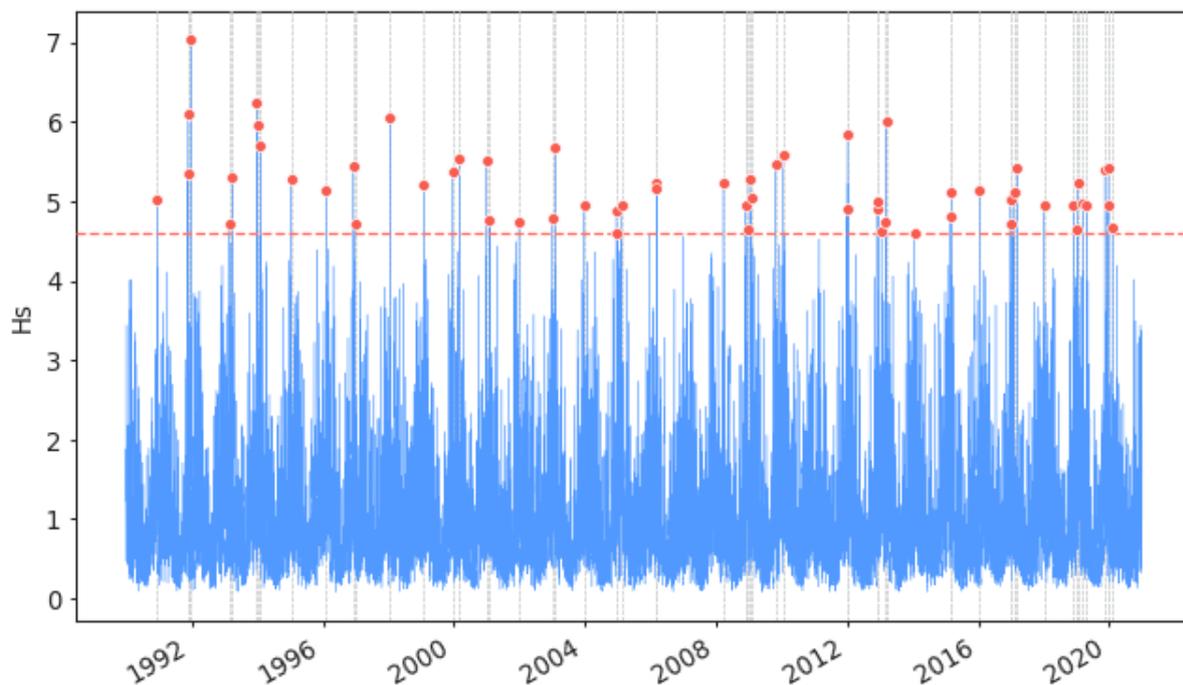


Figura 7: Selezione dei picchi (POT) dell'altezza d'onda significativa a 4,0 m per il progetto Ostro.

La soglia di 4,6 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 4,6 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.

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 2.6: Condizioni estreme di stato di mare per il progetto Ostro.

I limiti superiore e inferiore dell'intervallo di confidenza sono stati ricavati tramite l'Equazione 1.

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

Equazione 1

Il valore di altezza massima Hmax è definito come il valore più elevato di altezza d'onda su 1.000 onde (H0.1%) 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 Ostro 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.

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

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

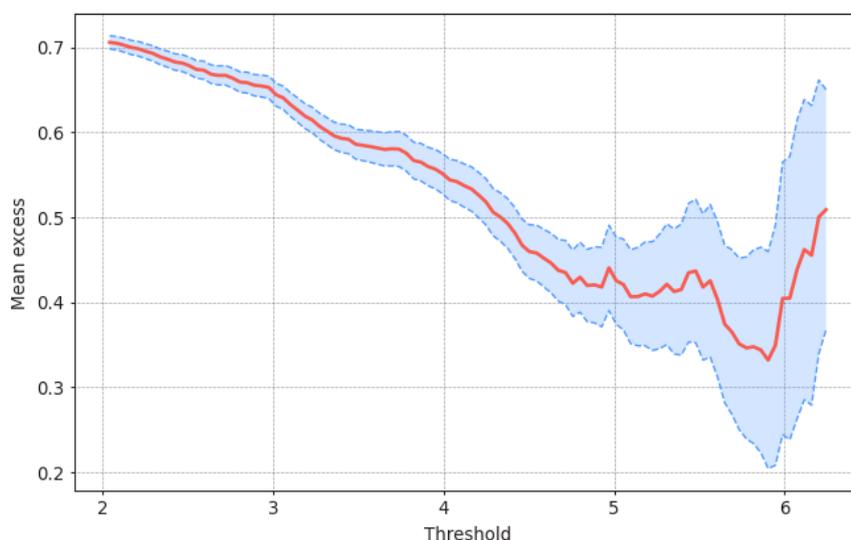


Figura 8: Mean Excess Plot delle altezze d'onda significative per il progetto Ostro.

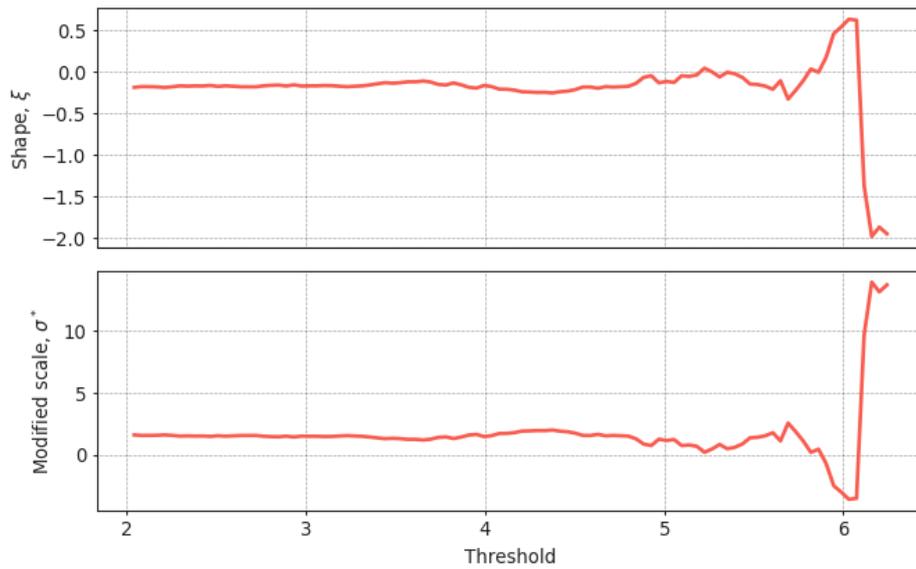


Figura 9: Grafico di stabilità dei parametri GPD per le altezze d'onda significative per il progetto Ostro.

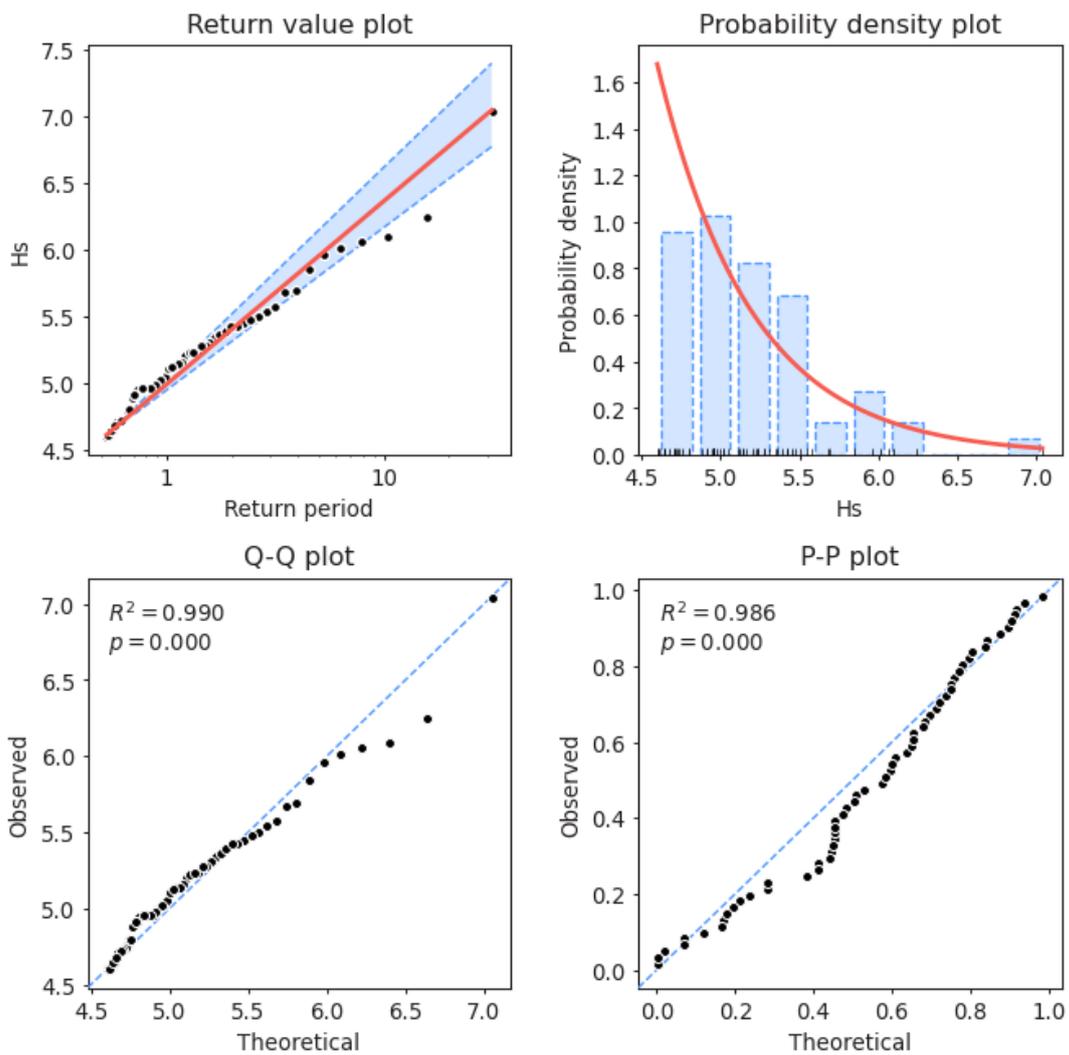


Figura 10: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per l'altezza d'onda significativa per il Progetto Ostro.

Tabella 2.6: Condizioni estreme di stato di mare per il progetto Ostro.

TEMPO DI RITORNO (ANNI)	1	5	10	50	100	500	1.000	10.000
H_s (M)	5,0	6,0	6,4	7,3	7,7	8,7	9,1	10,5
H_s INFERIORE IC (90%)	4,9	5,7	6,1	6,9	7,2	8,0	8,4	9,5
H_s SUPERIORE IC (90%)	5,1	6,2	6,6	7,8	8,2	9,3	9,8	11,4
$T_{SUPERIORE}$ (S)	10,2	11,1	11,5	12,4	12,7	13,5	13,8	14,8
$T_{INFERIORE}$ (S)	7,9	8,7	8,9	9,6	9,9	10,5	10,7	11,5
H_{CREST} (M)	6,0	7,2	7,7	8,9	9,4	10,5	11,0	12,7
H_{MAX} (M)	9,3	11,1	11,8	13,6	14,4	16,2	16,9	19,5

2.2.3 Condizioni di vento

Condizioni di vento normale

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.

La Tabella 2.7 mostra la distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Ostro. 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.

La distribuzione di frequenza dei venti si adatta ad una distribuzione Weibull (WASP Weibull best-fit) con parametri $A = 8,78$ e $k = 2,010$.

Tabella 2.7: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Ostro.

SETTORE DEL VENTO [°]	FREQUENZA [%]	VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO [M/S]	VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO [M/S]
345 – 15	11,62%	7,10	22,64
15 – 45	3,85%	5,46	19,93
45 – 75	1,87%	4,08	18,73
75 – 105	2,87%	6,19	23,44
105 – 135	9,01%	9,28	28,05

SETTORE DEL VENTO [°]	FREQUENZA [%]	VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO [M/S]	VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO [M/S]
135 – 165	10,82%	7,51	25,84
165 – 195	7,07%	6,70	24,34
195 – 225	4,45%	6,18	22,74
225 – 255	3,70%	5,76	21,24
255 – 285	7,31%	8,28	24,54
285 – 315	17,47%	9,17	25,64
315 – 345	19,96%	8,06	23,84
TOTALE	100,00%	7,72	28,05

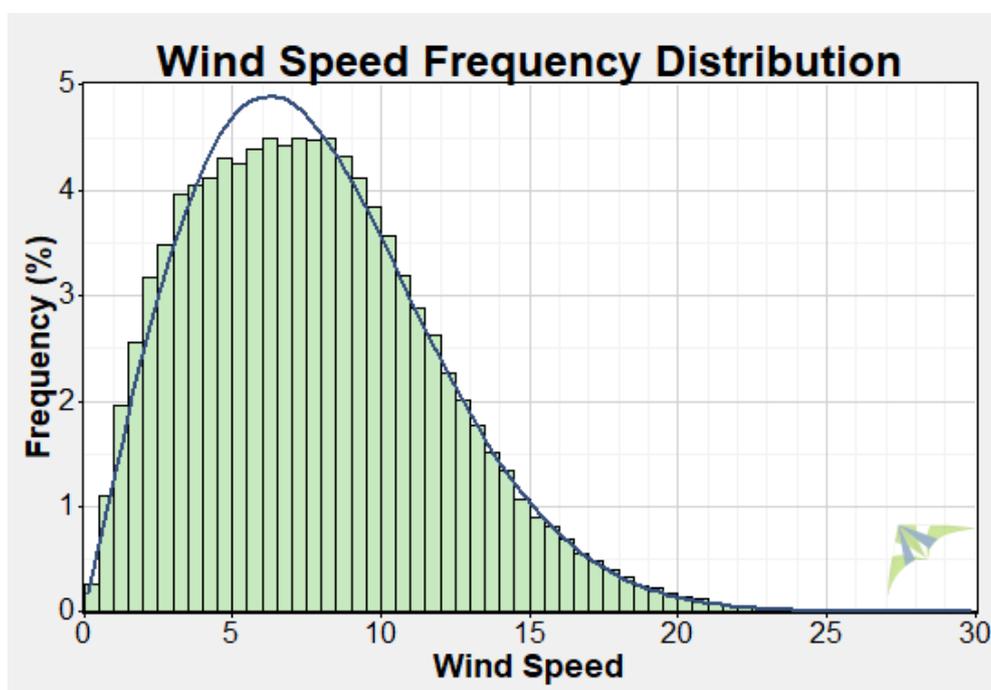


Figura 11: Distribuzione a lungo termine dei venti liberi per il progetto Ostro.

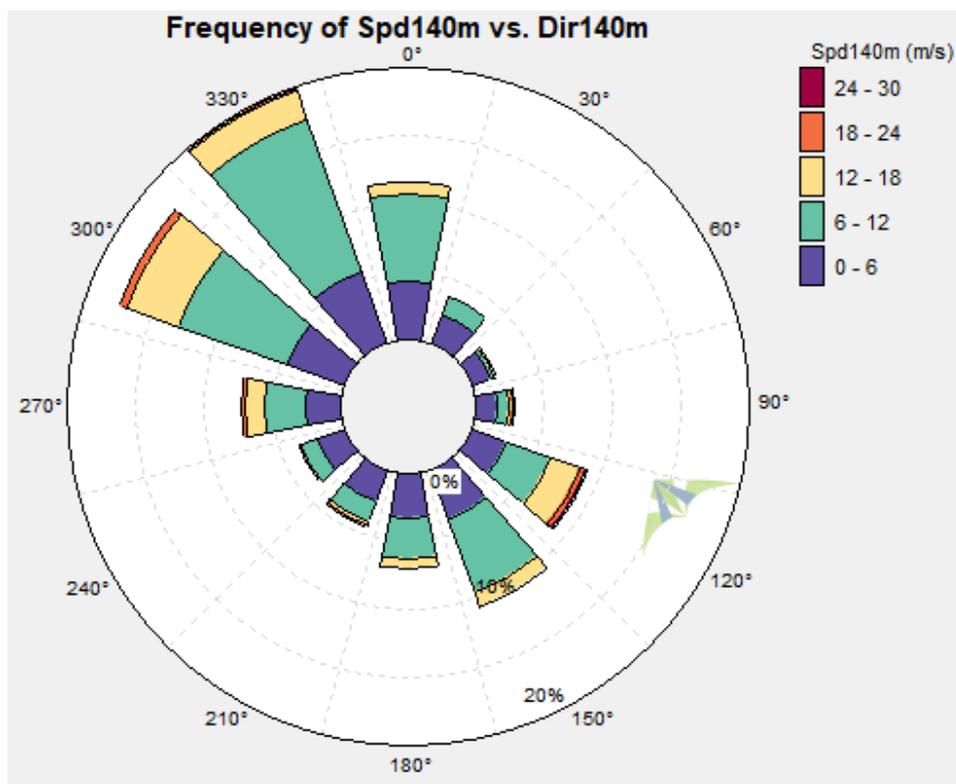


Figura 12: Rosa dei venti a lungo termine per il progetto Ostro.

La Tabella 2.8 mostra la distribuzione del vento libero nel lungo periodo per gruppi di velocità e settori.

Tabella 2.8: Distribuzione della velocità dei venti liberi nel lungo periodo per gruppi di velocità per il progetto Ostro.

Wind Direction @ Hub Height, [degN] Vs. 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	SUM	
		15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	345		
0	1	0.0012	0.0011	0.0011	0.0013	0.0013	0.0013	0.0010	0.0011	0.0012	0.0011	0.0011	0.0011	1.39%	
1	2	0.0041	0.0035	0.0031	0.0031	0.0038	0.0040	0.0039	0.0036	0.0034	0.0038	0.0046	0.0046	4.54%	
2	3	0.0073	0.0048	0.0033	0.0037	0.0051	0.0058	0.0059	0.0053	0.0050	0.0056	0.0076	0.0081	6.74%	
3	4	0.0084	0.0048	0.0033	0.0035	0.0062	0.0084	0.0078	0.0062	0.0052	0.0057	0.0099	0.0112	8.04%	
4	5	0.0108	0.0050	0.0024	0.0028	0.0056	0.0094	0.0078	0.0054	0.0042	0.0054	0.0108	0.0148	8.42%	
5	6	0.0121	0.0046	0.0017	0.0024	0.0059	0.0100	0.0074	0.0040	0.0033	0.0055	0.0119	0.0173	8.62%	
6	7	0.0134	0.0040	0.0013	0.0020	0.0062	0.0110	0.0065	0.0036	0.0028	0.0046	0.0122	0.0206	8.83%	
7	8	0.0140	0.0032	0.0009	0.0020	0.0055	0.0105	0.0066	0.0027	0.0026	0.0054	0.0133	0.0222	8.89%	
8	9	0.0136	0.0026	0.0005	0.0013	0.0055	0.0105	0.0057	0.0024	0.0023	0.0053	0.0155	0.0229	8.83%	
9	10	0.0102	0.0018	0.0003	0.0011	0.0055	0.0094	0.0045	0.0023	0.0019	0.0052	0.0158	0.0215	7.93%	
10	11	0.0074	0.0013	0.0002	0.0010	0.0056	0.0077	0.0035	0.0019	0.0015	0.0047	0.0145	0.0178	6.71%	
11	12	0.0050	0.0008	0.0002	0.0007	0.0058	0.0061	0.0026	0.0014	0.0012	0.0044	0.0138	0.0131	5.50%	
12	13	0.0029	0.0005	0.0001	0.0008	0.0056	0.0044	0.0019	0.0012	0.0009	0.0041	0.0115	0.0087	4.28%	
13	14	0.0022	0.0003	0.0001	0.0009	0.0048	0.0027	0.0017	0.0009	0.0006	0.0033	0.0098	0.0058	3.31%	
14	15	0.0013	0.0002	0.0001	0.0007	0.0041	0.0020	0.0011	0.0008	0.0004	0.0027	0.0074	0.0034	2.43%	
15	16	0.0010	0.0001	0.0001	0.0005	0.0034	0.0012	0.0008	0.0004	0.0004	0.0021	0.0054	0.0020	1.74%	
16	17	0.0004	0.0001	0.0000	0.0003	0.0028	0.0007	0.0005	0.0004	0.0002	0.0017	0.0039	0.0017	1.27%	
17	18	0.0003	0.0001	0.0000	0.0002	0.0022	0.0005	0.0003	0.0003	0.0001	0.0012	0.0028	0.0012	0.91%	
18	19	0.0001	0.0000	0.0000	0.0002	0.0016	0.0002	0.0001	0.0002	0.0001	0.0008	0.0019	0.0008	0.60%	
19	20	0.0001	0.0000	0.0000	0.0001	0.0013	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000	0.0005	0.0014	0.0004	0.41%	
20	21	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0009	0.0001	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004	0.0009	0.0003	0.28%	
21	22	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0006	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0004	0.0002	0.15%	
22	23	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003	0.0001	0.08%	
23	24	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.05%	
24	25	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.02%	
25	26	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.01%	
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	0.00%	
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%	
SUM		11.58%	3.89%	1.87%	2.88%	9.01%	10.62%	6.98%	4.43%	3.71%	7.38%	17.68%	19.98%	100%	

La Tabella 2.9 mostra la velocità media dei venti e il valore massimo di velocità del vento per ogni mese.

Tabella 2.9: Statistiche mensili della velocità del vento per il progetto Ostro.

MESE	VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO (M/S)	VELOCITÀ MASSIMA DEL VENTO (M/S)
GEN	8,77	25,60
FEB	8,83	22,80
MAR	8,88	25,90
APR	8,48	28,00
MAG	8,09	25,60
GIU	6,77	19,90
LUG	6,53	19,40
AGO	6,11	16,50
SET	6,24	21,70
OTT	6,91	23,20
NOV	8,08	23,60
DIC	8,86	25,80
TOTALE	7,70	28,00

Condizioni di vento estremo

L'EVA della serie temporale di 20 anni (2001-2021) per la velocità del vento oraria a 140 m MSL nel sito del progetto Ostro è stata effettuata utilizzando il metodo POT per l'intera serie temporale (analisi omnidirezionale).

Per l'analisi POT è stata effettuata una separazione declustering di 48 ore con una soglia di 20.8 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 98 picchi. Una volta che i dati specifici del sito saranno disponibili tale analisi andrà rivista.

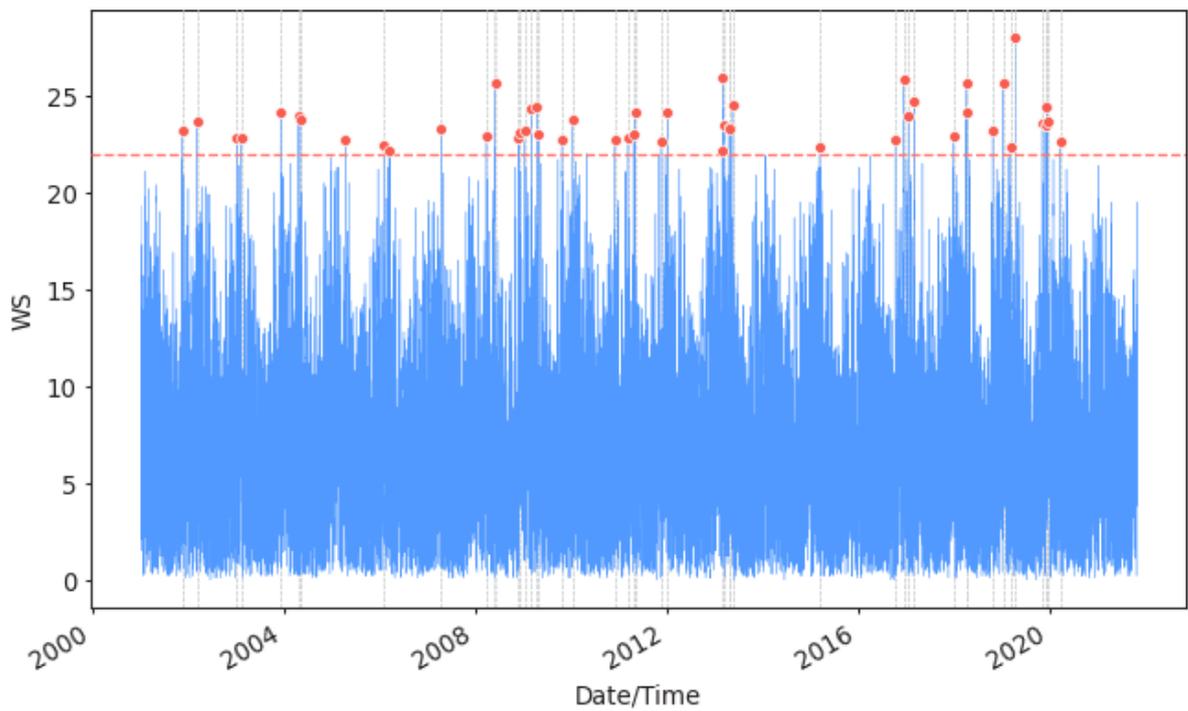


Figura 13: Selezione dei picchi (metodo POT) per la velocità del vento con soglia 19,0 m/s per il progetto Ostro.

La soglia di 22,5 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 22,5,0 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.

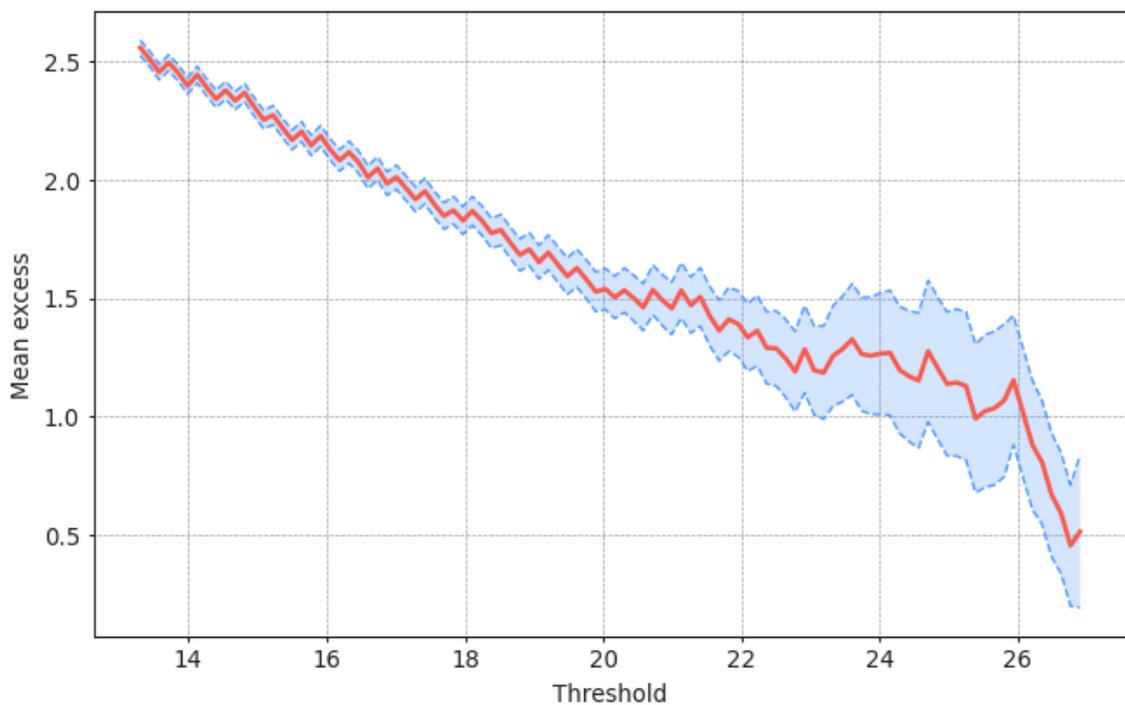


Figura 14: Mean Excess Plot delle velocità del vento per il progetto Ostro.

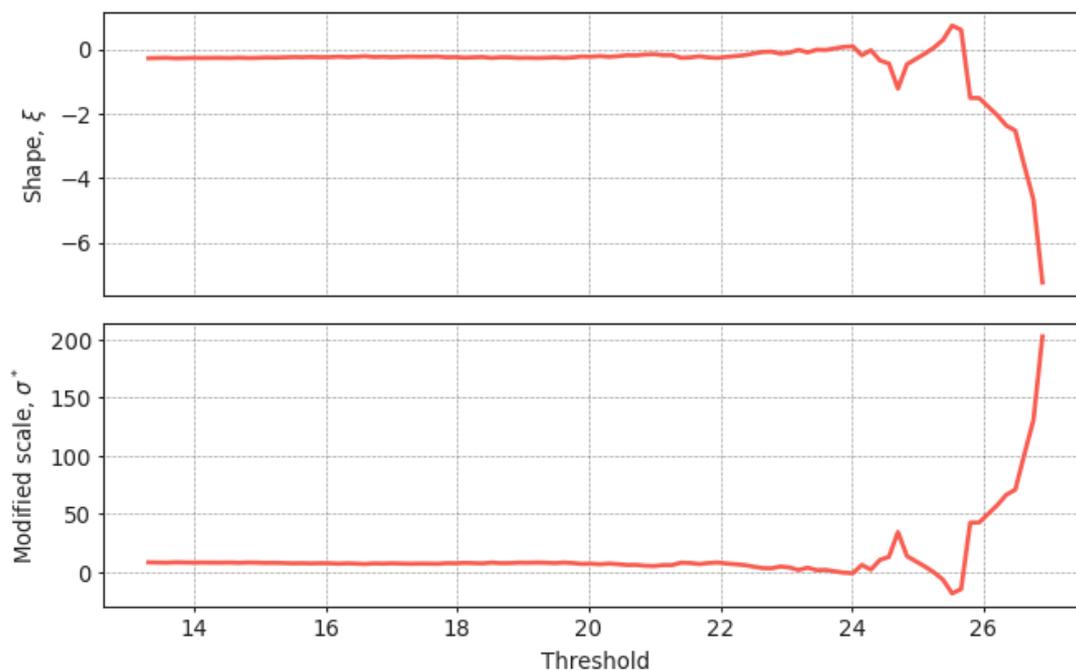


Figura 15: Diagramma di stabilità dei parametri GPD per la velocità del vento per il progetto Ostro.

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 2.10. 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 3 s è 1,47.

È bene sottolineare che è ampiamente riconosciuto che i risultati della rianalisi ERA5 tendono a sottostimare i picchi per condizioni meteorologiche severe o estreme. Non essendo disponibili osservazioni locali sito-specifiche per calibrare e validare i valori di range, è fortemente consigliato il trattamento dei risultati di tale analisi con cautela in quanto tali valori potrebbero essere altamente ottimistici. Si raccomanda, inoltre, di aggiornare la valutazione una volta che le osservazioni all'altezza del mozzo saranno disponibili.

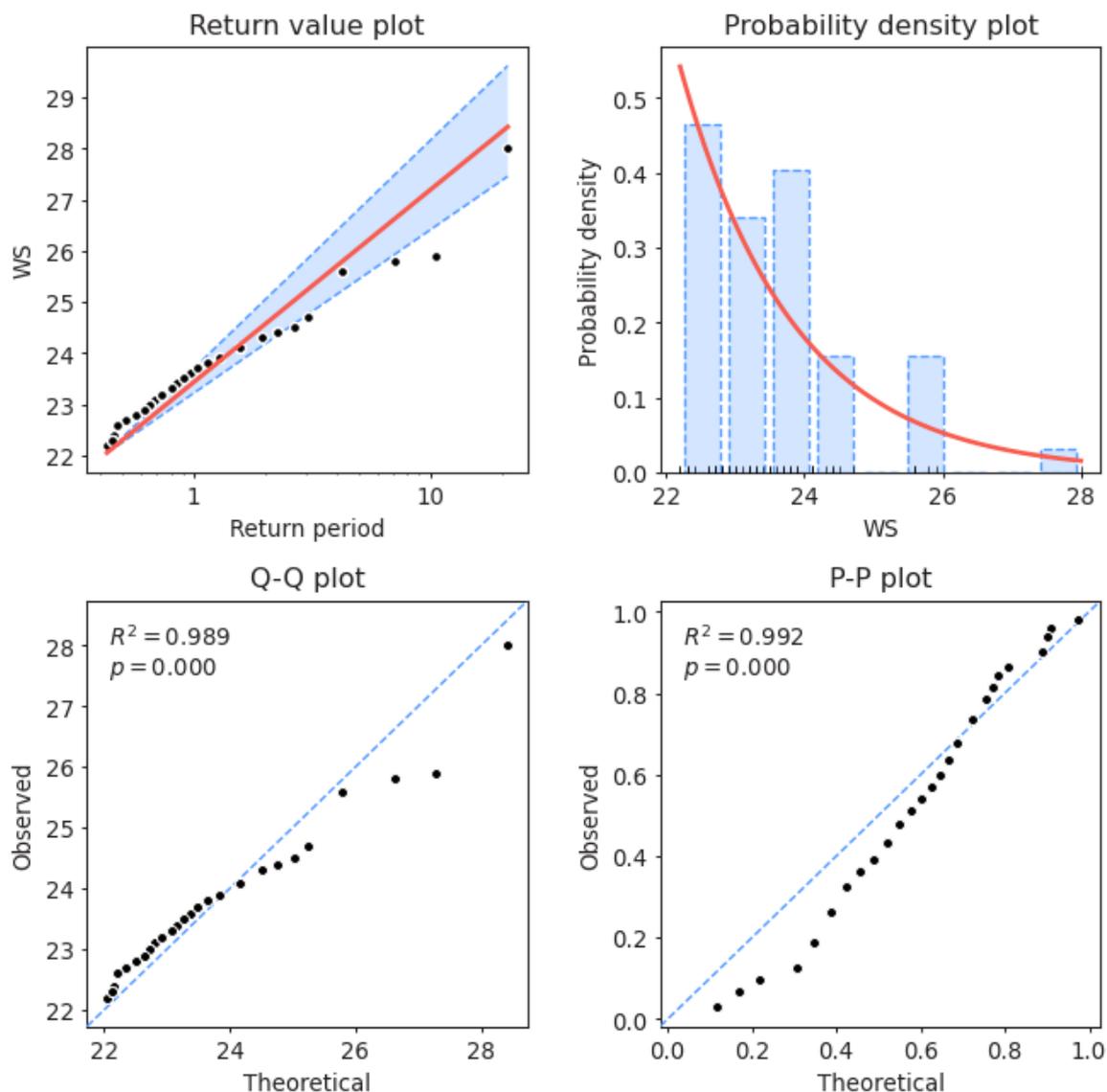


Figura 16: Diagrammi diagnostici dei risultati dell'analisi POT EVA per la velocità del vento all'altezza del mozzo per il Progetto Ostro.

Tabella 2.10: Velocità del vento in condizioni estreme a 140 m MSL per il progetto Ostro.

PARAMETRO	SIMBOLO	VALORE (M/S)	IC (90%) INFERIORE	IC (90%) SUPERIORE
CONDIZIONI DI VENTO ESTREME ALL'ALTEZZA DEL MOZZO				
VELOCITÀ MEDIA DI VENTO ESTREMO PER 1 ORA				
TEMPO DI RITORNO 1 ANNO	$V_{1,1\text{HOUR}}$	23,4	23,2	23,7
TEMPO DI RITORNO 5 ANNI	$V_{5,1\text{HOUR}}$	26,1	25,4	26,8

PARAMETRO	SIMBOLO	VALORE (M/S)	IC INFERIORE (90%)	IC SUPERIORE (90%)
TEMPO DI RITORNO 10 ANNI	$V_{10, 1 \text{ HOUR}}$	27,2	26,4	28,1
TEMPO DI RITORNO 50 ANNI	$V_{50, 1 \text{ HOUR}}$	29,8	28,6	31,2
TEMPO DI RITORNO 100 ANNI	$V_{100, 1 \text{ HOUR}}$	31,0	29,5	32,5
TEMPO DI RITORNO 500 ANNI	$V_{500, 1 \text{ HOUR}}$	33,6	31,7	35,6
TEMPO DI RITORNO 1.000 ANNI	$V_{1.000, 1 \text{ HOUR}}$	34,7	32,7	36,9
TEMPO DI RITORNO 10.000 ANNI	$V_{10.000, 1 \text{ HOUR}}$	38,5	35,8	41,3
VELOCITÀ MEDIA DI VENTO ESTREMO PER 10 MINUTI				
TEMPO DI RITORNO 1 ANNO	$V_{1, 10 \text{ MIN}}$	24,6	24,4	24,9
TEMPO DI RITORNO 5 ANNI	$V_{5, 10 \text{ MIN}}$	27,4	26,7	28,1
TEMPO DI RITORNO 10 ANNI	$V_{10, 10 \text{ MIN}}$	28,6	27,7	29,5
TEMPO DI RITORNO 50 ANNI	$V_{50, 10 \text{ MIN}}, V_{\text{REF}}$	31,3	30,0	32,7
TEMPO DI RITORNO 100 ANNI	$V_{100, 10 \text{ MIN}}$	32,5	31,0	34,1
TEMPO DI RITORNO 500 ANNI	$V_{500, 10 \text{ MIN}}$	35,3	33,3	37,3
TEMPO DI RITORNO 1.000 ANNI	$V_{1.000, 10 \text{ MIN}}$	36,5	34,3	38,7
TEMPO DI RITORNO 10.000 ANNI	$V_{10.000, 10 \text{ MIN}}$	40,4	37,6	43,4
VELOCITÀ MEDI DI UNA RAFFICA DI VENTO ESTREMA PER 3 S				

PARAMETRO	SIMBOLO	VALORE (M/S)	IC INFERIORE (90%)	IC SUPERIORE (90%)
TEMPO DI RITORNO 1 ANNO	$V_{e1,3s}$	34,4	34,1	34,8
TEMPO DI RITORNO 5 ANNI	$V_{e5,3s}$	38,3	37,3	39,3
TEMPO DI RITORNO 10 ANNI	$V_{e10,3s}$	40,0	38,7	41,3
TEMPO DI RITORNO 50 ANNI	$V_{e50,3s}$	43,8	42,0	45,8
TEMPO DI RITORNO 100 ANNI	$V_{e100,3s}$	45,5	43,4	47,8
TEMPO DI RITORNO 500 ANNI	$V_{e500,3s}$	49,4	46,6	52,3
TEMPO DI RITORNO 1.000 ANNI	$V_{e1000,3s}$	51,0	48,0	54,2
TEMPO DI RITORNO 10.000 ANNI	$V_{e10000,3s}$	56,6	52,7	60,7

2.2.4 Correnti

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

2.2.5 Maree

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

2.3 BATIMETRIA E MORFOLOGIA

2.3.1 Profondità dell'acqua

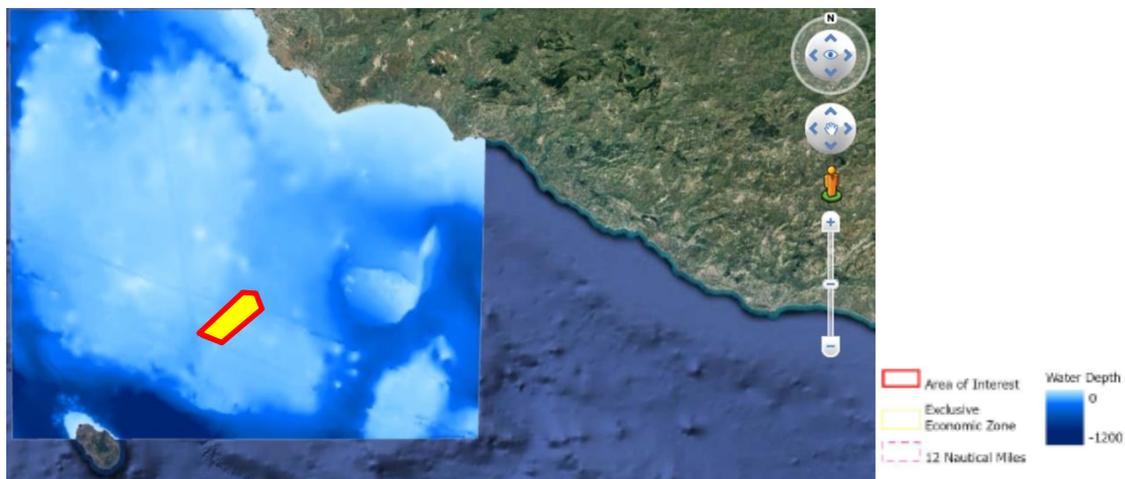


Figura 17: Profondità dell'acqua. (Fonte ERM)

2.3.2 Condizioni del fondale

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

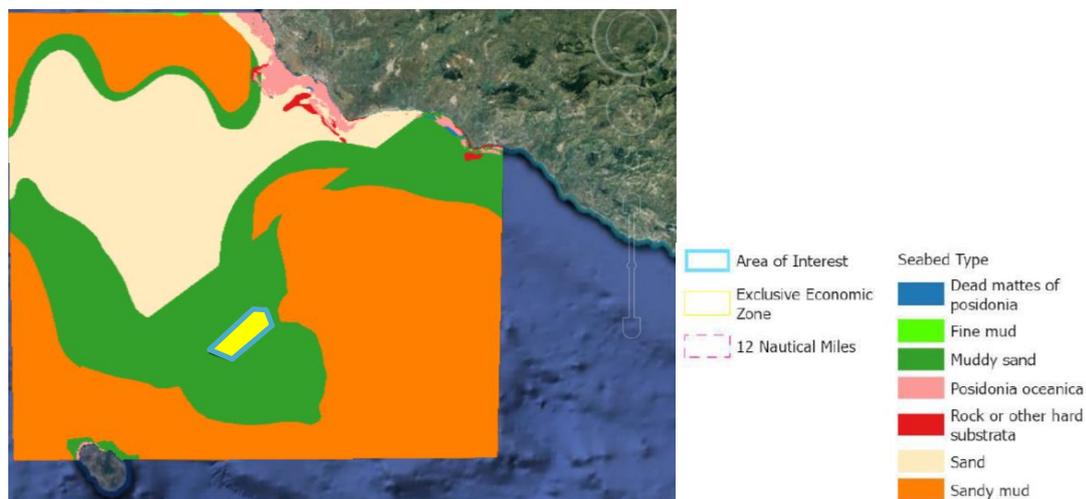


Figura 18: Mappa del fondale. (Fonte ERM)

2.4 TRAFFICO MARITTIMO

2.4.1 Densità del traffico marittimo per navi commerciali

La densità di navi commerciali o di alter tipologie è stata valutata sulla base delle informazioni fornite dall'Atlante Europeo dei mari (sulla base dei dati di MarineTraffic.org). La densità del traffico marittimo è stata riportata considerando solo le navi dotate di Sistema di Identificazione Automatico (SIA – 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.

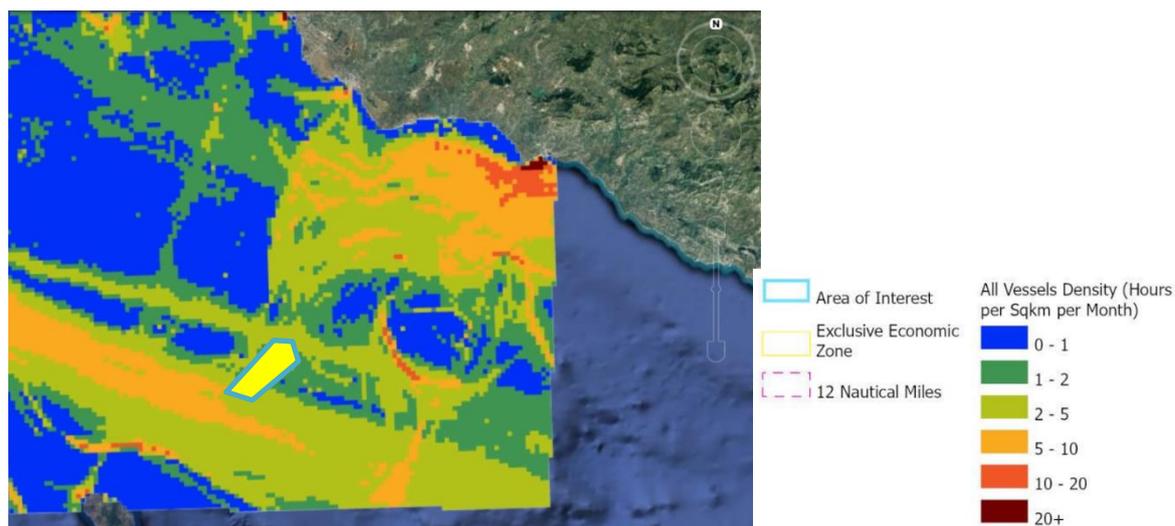


Figura 19: Densità di traffico marittimo. (Fonte ERM)

2.4.2 Densità del traffico marittimo di pescherecci

Il Canale di Sicilia è una delle aree di pesca più importanti del Mar Mediterraneo, in cui operano flotte significative con elevata produzione ittica. Solo nelle Isole Pelagie la flotta di pesca locale è composta da 164 licenze di pesca (95 lenze, 30 reti da imbocco, 29 reti a strascico e 10 trappole per pesci). In aggiunta, le navi delle flotte Siciliana e Nord Africana operano generalmente nell'Arcipelago tramite l'uso di reti a strascico o tonniere con reti a circuizione (Celoni et al., 2006). Vengono pescate sia specie pelagiche che demersali.

Il Canale di Sicilia è una delle zone di pesca demersale più importante del Mar Mediterraneo comunemente sfruttato dai pescherecci da traino. In particolare, Mazara del Vallo (a largo Sud-Ovest della costa Siciliana) è una delle zone più importanti per la pesca a strascico (circa 180 pescherecci a strascico). Il 21% delle flotte a strascico opera nelle acque siciliane con battute di pesca di breve durata (1 – 2 giorni); il restante 79% è caratterizzato da navi che pescano in acque profonde per battute di pesca con durata maggiore (21 – 25 giorni) (Gristina et al., 2006). Alcune delle specie target principali sono il nasello (*Merluccius merluccius*), musdea bianca (*Phycis blennoides*), triglia di fango (*Mullus barbatus*) e acciughe (*Engraulis encrasicolus*) che sono state pesantemente sfruttate in quest'area, il che ha causato il loro lento declino (Levi et al., 1998, Garcia Lafuente et al., 2002, Fiorentino et al., 2003). Patti et al. (2004) mostra come la circolazione superficiale del flusso di scambio bidirezionale attraverso il Canale di Sicilia e la sua topografia complessa rende tale zona un'area ad elevata produttività e ritenzione.

Ciò favorisce l'attività riproduttiva e il successo nel processo di raggiungimento dello stadio riproduttivo, trasformando la zona in un'area riconosciuta per la deposizione delle uova e di sviluppo degli avannotti per pesci di elevata rilevanza commerciale come tonni pinne blu, pesci spada, naselli e la musdea bianca

(e.g. Garcia Lafuente et al., 2002, Garofalo et al., 2004). Quest'area include anche zone di riproduzione della triglia di fango (*Mullus barbatus*) (Garofalo et al., 2004) e presenta anche un'abbondanza relativamente alta di batoidee differente dalle altre regioni (Garofalo et al., 2003).

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

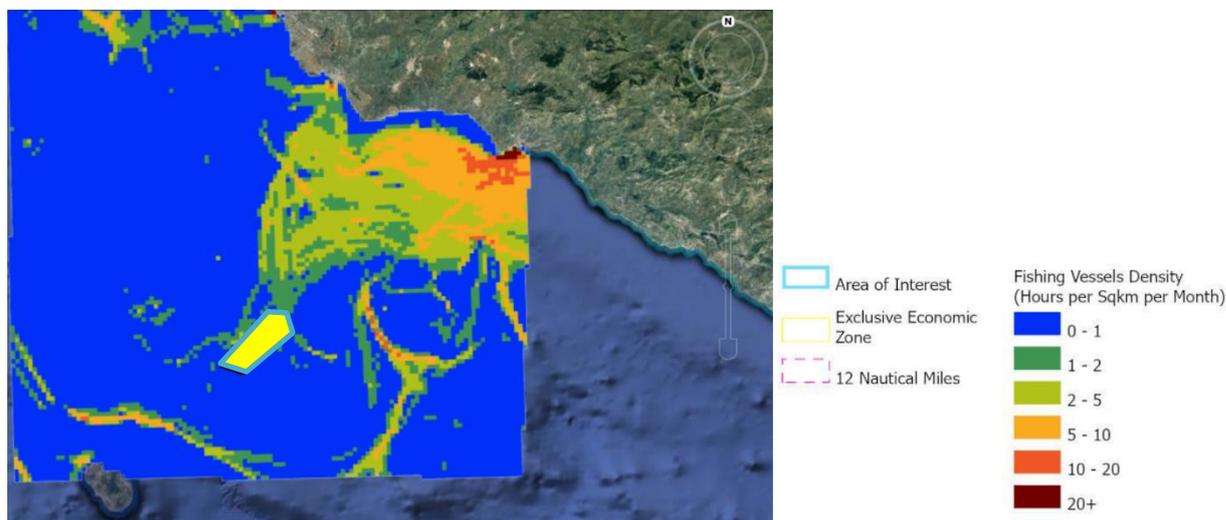


Figura 20: Densità del traffico di pescherecci. (Fonte: ERM)

2.5 NAVIGAZIONE AEREA

Considerando la vicinanza dall'aeroporto di Trapani, nella fase di selezione del sito ottimale per il parco eolico proposto devono essere tenuti in considerazione i regolamenti dell'aviazione civile; tali regolamenti, che governano i voli nell'area scelta, forniscono già un divieto di volo nell'area che va dal livello del mare a 150 m. L'altezza maggiore prevista per le turbine eoliche sarà quindi definita come ostacolo 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.

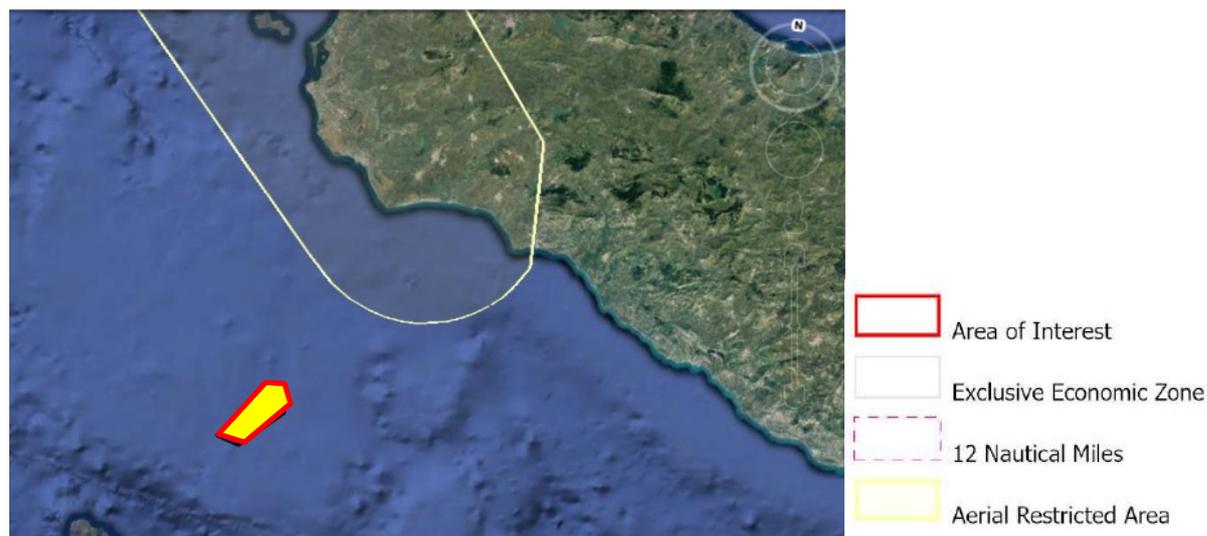


Figura 21: Zone di restrizione aerea. (Fonte ERM)

Similarmente, nella porzione Nord dell'area di interesse sono state identificate aree note per essere caratterizzate dalla presenza aree di bonifica da ordigni bellici, come mostrato nella figura sottostante. L'area è anche nota per essere una zona di esercitazioni militari per contromisure alle mine.

2.6 SITI DESIGNATI

Il Sistema Siciliano delle aree naturali protette è estremamente importante per il numero e l'estensione delle aree, per la ricchezza e diversità del patrimonio naturale, per la molteplicità dei soggetti coinvolti nella gestione (Enti Parco, Province, Associazioni Ambientali, Azienda Forestale Regionale, Università). La legislazione siciliana è una delle poche in Italia ad aver programmato la gestione delle riserve naturali e per averla affidata alle associazioni ambientali (Organizzazioni Non Governative – ONG), tramite l'attribuzione di funzioni pubbliche.

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

- Siti Ramsar: zone umide di importanza internazionale definite secondo i criteri della Convenzione Ramsar sulle terre umide (1975) in quanto contengono tipologie di terre umide rappresentative, rare o uniche o per la loro importanza nella conservazione della diversità biologica.
- Important Bird Areas (IBA): le IBA sono aree che giocano un ruolo chiave nella protezione di uccelli e biodiversità, la cui identificazione è parte di un progetto mondiale, a cura di BirdLife International. Il progetto IBA deriva dalla necessità di identificare criteri omogenei e standardizzati per la definizione delle Zone di Protezione Speciali (ZPS). Le IBA venivano utilizzate per definire l'adeguatezza delle reti di ZPS

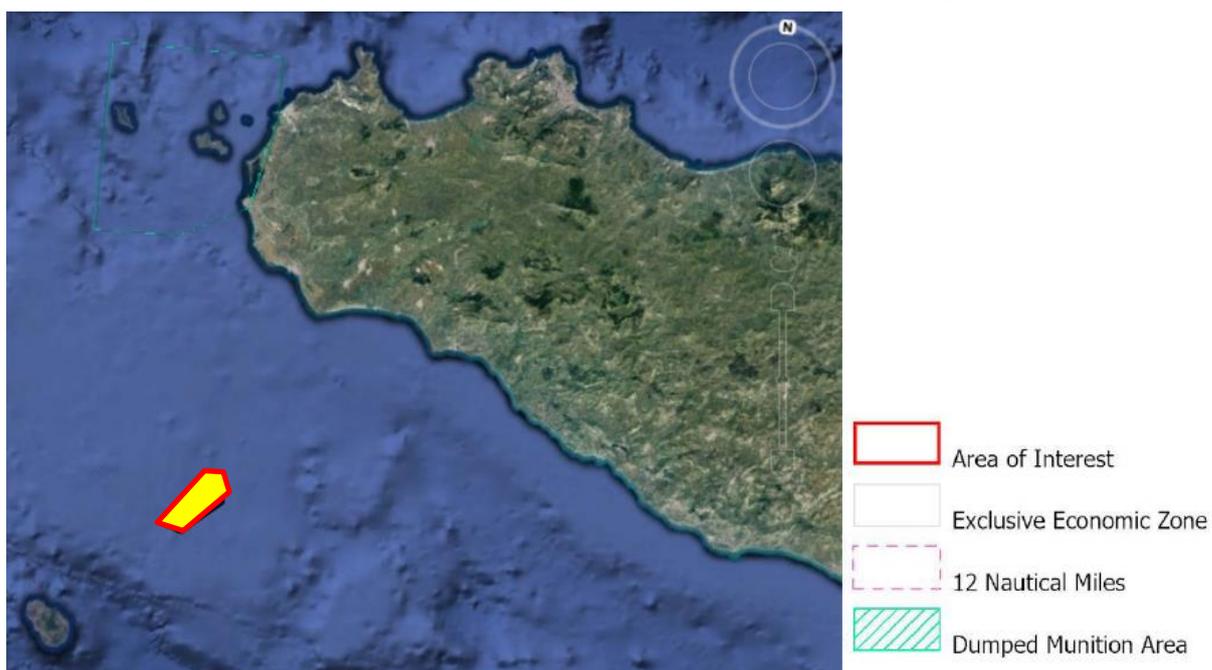


Figura 22: Aree di interesse militare. (Fonte ERM)

nazionali degli Stati Membri. Per essere riconosciuto come IBA, un sito deve possedere almeno una delle seguenti caratteristiche: ospitare un numero significativo di individui di una o più specie a rischio su scala globale; appartenere ad una tipologia di area importante per la conservazione di particolari specie (zone umide); essere un'area in cui è concentrato un numero particolarmente elevato di uccelli migratori.

- Zone Speciali di Conservazione (ZSC): è una designazione legale che protegge uno o più habitat speciali e/o specie elencate nella Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 92/43/EEC.
- Zone di Protezione Speciali (ZPS): aree protette per gli uccelli, in Gran Bretagna le ZPS sono classificate in accordo con la Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 2009/147/EC sulla conservazione di uccelli selvatici, anche nota come Direttiva Uccelli. Le ZPS vengono selezionate per proteggere una o più specie

di avifauna, uccelli (elencati nell'Annex I della Direttiva Uccelli) e specie migratore che ritornano regolarmente, rare, a rischio o vulnerabili.

La 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.

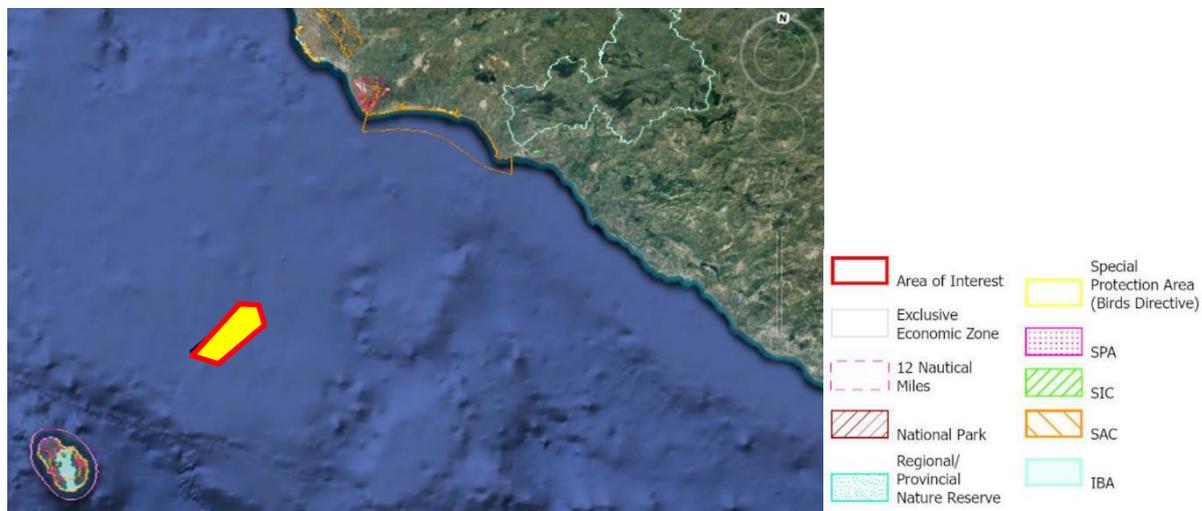


Figura 23: Network delle aree protette. (Fonte ERM)

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

Tabella 2.11: Lista delle aree protette.

SIC (SITI DI IMPORTANZA COMUNITARIA), ZPS (ZONA DI PROTEZIONE SPECIALE) E ZSC (ZONE SPECIALI DI CONSERVAZIONE)			
CODICE	TIPOLOGIA	NOME	DISTANZA DALL'ADI
ITA010001	ZSC	ISOLE DELLO STAGNONE DI MARSALA	ENTRO 5 KM
ITA010005	ZSC	LAGHETTI DI PREOLA E GORGHI TONDI E SCIARE DI MAZARA	ENTRO 500 M
ITA010006	ZSC, ZPS	PALUDI DI CAPO FETO E MARGI SPANÒ	ALL'INTERNO DELL'ADI
ITA010011	ZSC	SISTEMA DUNALE CAPO GRANITOLA, PORTOPALO E FOCE DEL BELICE	ALL'INTERNO DELL'ADI
ITA0100014	ZSC	SCIARE DI MARSALA	ENTRO 5 KM
ITA0100019	ZSC	ISOLA DI PANTELLERIA: MONTAGNA GRANDE E MONTE GIBELE	ENTRO 500 M
ITA010020	ZSC	ISOLA DI PANTELLERIA – AREA COSTIERA, FALESIE E BAGNO DELL'ACQUA	ALL'INTERNO DELL'ADI
ITA010021	ZSC	SALINE DI MARSALA	ENTRO 5 KM
ITA010026	ZSC	FONDALI DELL'ISOLA DELLO STAGNONE DI MARSALA	ENTRO 5 KM
ITA010028	ZPS	Stagnone di Marsala e Saline di Trapani - AREA MARINA E TERRESTRE	ENTRO 5 KM
ITA010030	ZPS	ISOLA DI PANTELLERIA E AREA MARINACIRCOSTANTE	ALL'INTERNO DELL'ADI
ITA010031	ZPS	LAGHETTI DI PREOLA E GORGHI TONDI, SCIARE DI MAZARA E PANTANO LEONE	ENTRO 500 M
ITA040009	SIC	MONTE SAN CALOGERO (SCIACCA)	ENTRO 5 KM

ITA040012	ZSC	FONDALI DI CAPO SAN MARCO – SCIACCA	ALL'INTERNO DELL'ADI
IBA (IMPORTANT BIRD AREAS)			
CODICE	NOME		DISTANZA DALL'ADI
IBA158	STAGNONE DI MARSALA E SALINE DI TRAPANI		ENTRO 5 KM
IBA162	ZONE UMIDE DEL MAZARESE		ALL'INTERNO DELL'ADI
IBA168	PANTELLERIA E ISOLE PELAGIE		ALL'INTERNO DELL'ADI
IBA168M	PANTELLERIA E ISOLE PELAGIE		ALL'INTERNO DELL'ADI
IBA215	MONTI SICANI, ROCCA BUSAMBRA E BOSCO DELLA FICUZZA		ENTRO 5 KM
PARCHI NAZIONALI, RISERVE NATURALI REGIONALI/PROVINCIALI			
TIPOLOGIA	NOME		DISTANZA DALL'ADI
REGIONALE	PALUDI DI CAPO FETO E MARGI SPANÒ		ALL'INTERNO DELL'ADI
PARCO NAZIONALE	PARCO NAZIONALE ISOLA DI PANTELLERIA		ALL'INTERNO DELL'ADI
RISERVA NATURALE REGIONALE/PROVINCIALE	RISERVA NATURALE FOCE DEL FIUME BELICE E DUNE LIMITROFE		ALL'INTERNO DELL'ADI
RISERVA NATURALE REGIONALE PROVINCIALE	RISERVA NATURALE INTEGRALE LAGO PREOLA E GORGHI TONDI		ENTRO 5 KM
RISERVA NATURALE REGIONALE/PROVINCIALE	RISERVA NATURALE ORIENTATA ISOLA DI PANTELLERIA		ALL'INTERNO DELL'ADI
RISERVA NATURALE REGIONALE/PROVINCIALE	RISERVA NATURALE ORIENTATA MONTE S. CALOGERO (KRONIO)		ENTRO 5 KM

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

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

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

2.7 ZONE DI PESCA

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

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

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

adottate al fine di preservare gli ecosistemi marini vulnerabili (Vulnerable Marine Ecosystems) o per proteggere habitat essenziali per i pesci (Essential Fish Habitats).



Figura 24: Localizzazione delle aree di sviluppo degli avannotti nel Canale di Sicilia.

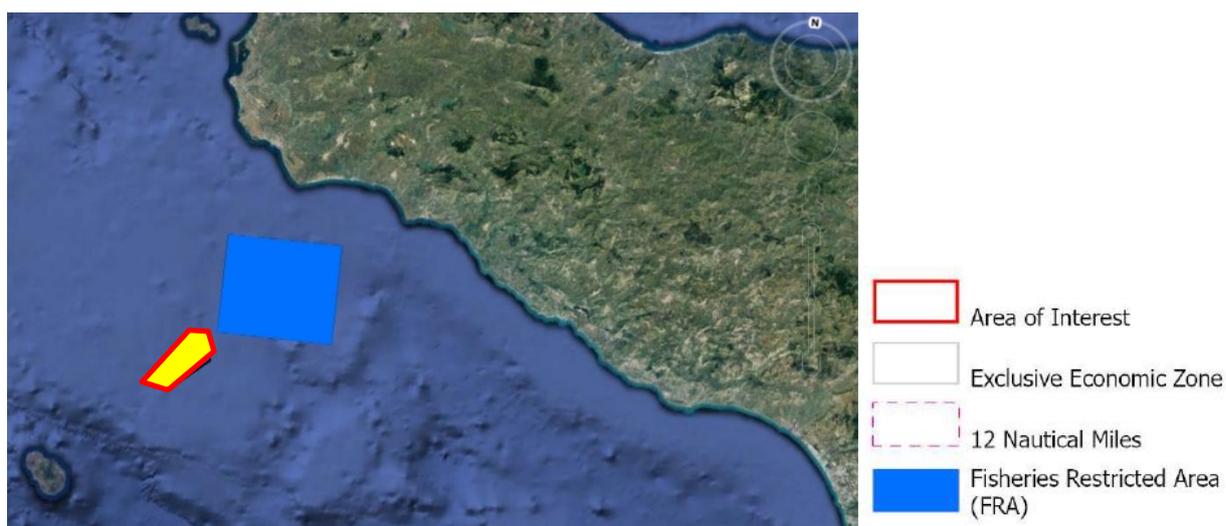


Figura 25: Localizzazione delle FRA nel Canale di Sicilia.

2.8 CONNESSIONE ALLA RETE

Attualmente è stata presentata domanda di connessione alla rete al gestore dei sistemi di trasmissione italiano (TERNA) per la sottostazione Paranna 220 kV.

In seguito agli aggiornamenti da parte di TERNA, il punto di connessione è stato stabilito di 380 kV in una nuova sottostazione nei pressi della sottostazione esistente Partanna. Secondo quanto riferito da TERNA, la connessione alla rete avverrà tramite due disgiuntori la cui alimentazione massima per disgiuntore non può superare ~ 400 – 450 MW.

2.9 ALTRO

2.9.1 Vulcani e Faglie

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

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

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

La mappa sottostante mostra la posizione e la morfologia dei vulcani presenti nella regione marina Europea.

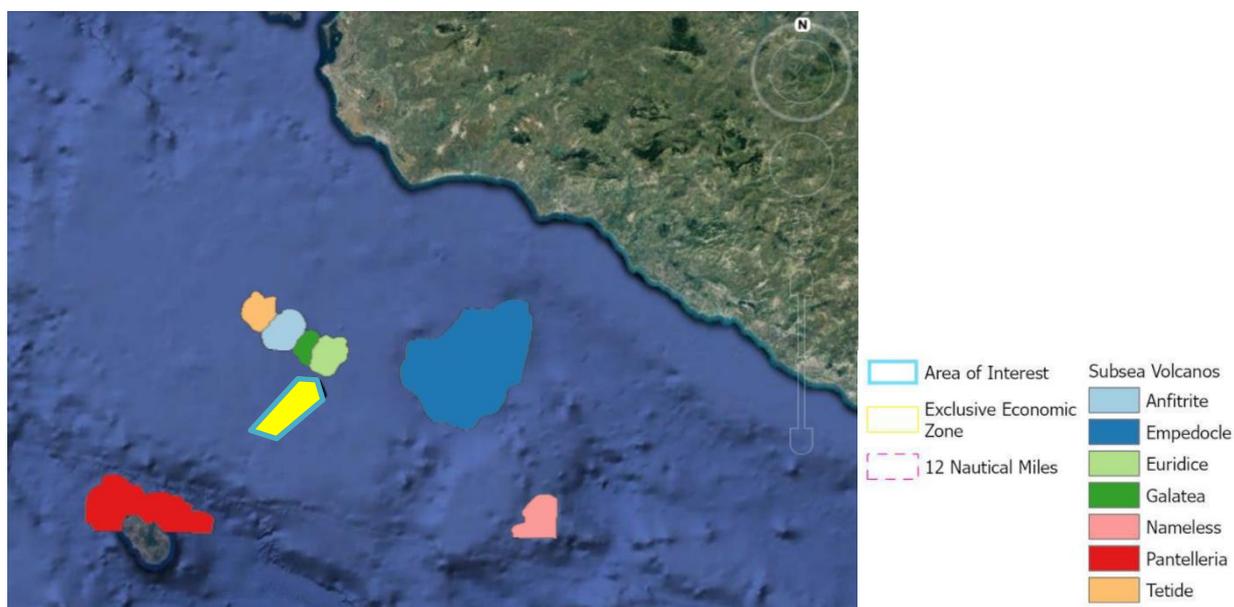


Figura 26: Vulcani sottomarini nell'area di interesse.

In merito al sistema di faglie sottomarino, il Canale di Sicilia presenta un elevato numero di faglie, come mostrato nella figura sottostante e indicato negli studi di Lodolo et al. (2012).

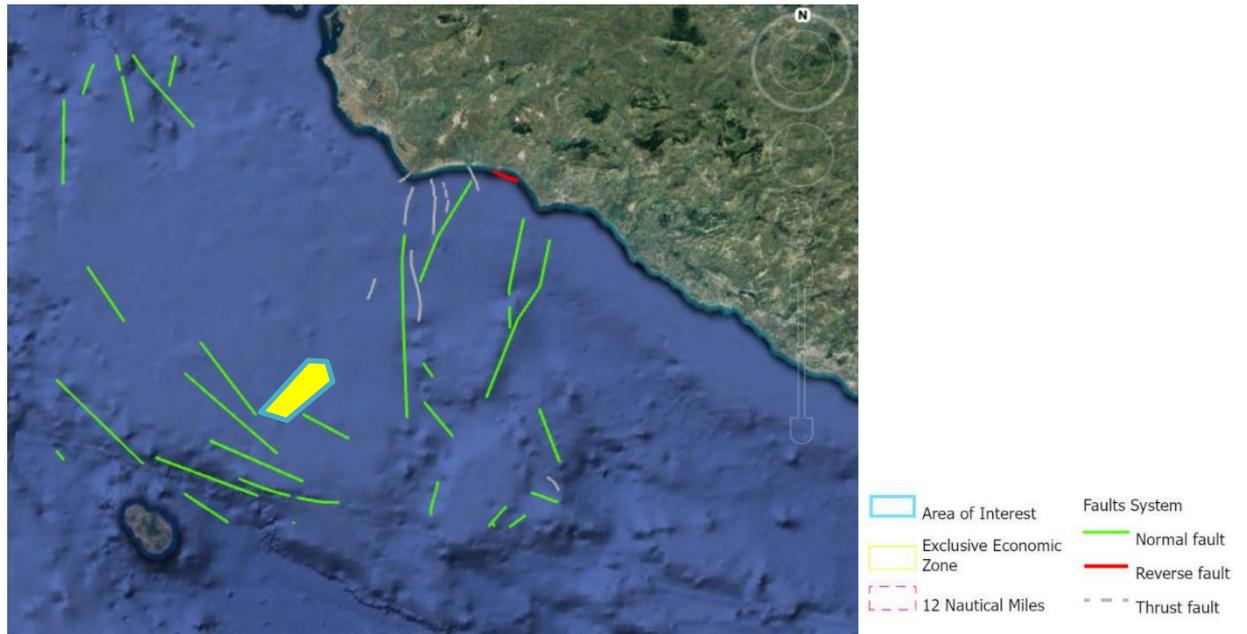


Figura 27: Sistema di faglie sottomarino.

3. LAYOUT

3.1 POSIZIONE

Il progetto Ostro copre un'area di circa 86 km². Si considera l'installazione da 30 a 40 turbine all'interno dei confini del progetto.



Figura 28: Layout del progetto Ostro.

3.2 PROFONDITÀ

Il layout analizzato presenta una profondità media dell'acqua di circa 119 m, con un minimo di 86 m e un massimo di 142 m rispetto al livello di marea astronomica più basso (Lowest Astronomical Tide), rendendo quindi possibile l'installazione di fondazioni galleggianti.

4. SVILUPPO DEL PROGETTO

4.1 COMPONENTI PRINCIPALI DEL PROGETTO

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*

La turbina selezionata per il caso studio è una turbina con una potenza di 15 – 20 MW. La turbina è un modello ad asse orizzontale, a tre pale con funzionamento sopravento. L'output elettrico è di 66 kV con una vita prevista di 30 anni. Il rotore e la navicella della turbina sono montati sulla cima di una torre tubolare in acciaio.

Il rotore è composto da tre pale con un diametro (Rotor Diameter – RD) di 220 – 300 m. Il mozzo viene utilizzato per connettere le tre pale alla trasmissione della turbina. Il sistema di collettamento (pitch system) è modulare, posizionato all'interno del mozzo e i freni principali sono posizionati all'interno del generatore, ciò permette una configurazione semplice del mozzo. Le velocità delle pale è regolata dalla combinazione della regolazione dell'angolo di collettamento delle pale e il controllo della coppia generatore/trasformatore. Il rotore nelle normali condizioni operative e in caso di posizione sopravento, ruota in senso orario.

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

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

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

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

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

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

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

Tabella 4.1: Parametri chiave della turbina eolica.

POTENZA NOMINALE [MW]	15 – 20	ALTEZZA DEL MOZZO [m s.l.m.]	130 – 190
DIAMETRO DEL ROTORE [m]	220 – 300	AIR GAP [m s.l.m.]	20 – 40
VELOCITÀ DEL VENTO VALUTATA [m/s]	10 – 14	ALTEZZA MASSIMA DELLE PALE [m s.l.m.]	240 - 340

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.

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

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 Ostro varia da 66 m – 142 m, per cui la soluzione ottimale saranno le fondazioni galleggianti.

Fondazioni galleggianti

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.

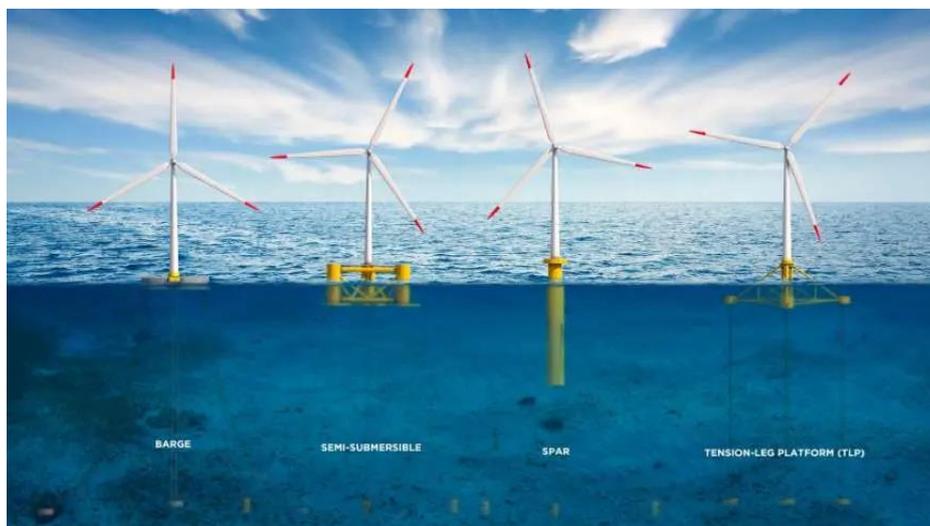


Figura 29: Tipologia di piattaforme galleggianti. (Fonte: Salamander/ Simply Blue Energy)

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

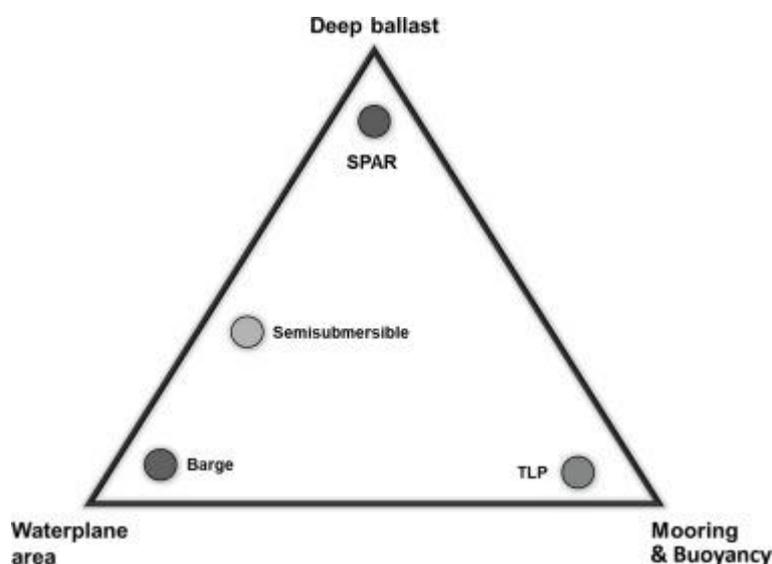


Figura 30: Tipologia di piattaforma galleggiante a seconda degli schemi operativi. (Fonte: Uzunoglu & Soares (2020), Hydrodynamic design of a free-float capable tension leg platform for a 10MW wind turbine)

Le piattaforme SPAR o a pilone galleggiante sono delle strutture semplici, in genere cilindriche che hanno una zavorra installata sul fondo, ciò permette di ottenere un centro di gravità (CdG) molto basso che garantisce la stabilità della piattaforma. Questa struttura può presentare degli svantaggi a seconda della profondità dell'area in quanto, a seconda del peso della torre al di sopra della fondazione, la lunghezza della parte sommersa può richiedere elevate profondità, per cui potrebbe non essere la soluzione ottimale per il progetto Ostro in cui si hanno profondità di 86 – 142 m. L'installazione della



turbina eolica per questa tecnologia può essere problematica, a meno che non siano possibili porti con acque profonde, la SPAR verrà trainata in acque profonde per essere capovolta e la turbina incorporata, il che rende il processo globale di fabbricazione più complesso e costoso. Le componenti sostitutive dovranno essere realizzate a largo, o in acque profonde e protette tramite l'utilizzo di gru galleggianti. Un ulteriore problema che potrebbe presentarsi con questa tipologia di fondazione è il range di spostamenti relativamente alto che in alcuni casi può non essere compatibile con il funzionamento della turbina.

Nelle strutture TLP (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.

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.

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

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

- Zavorre passive: consistono in acqua marittima localizzata nel compartimento inferiore di ogni colonna. La zavorra è permanente ed è configurata in modo tale da compensare l'asimmetria del peso, così che le colonne esterne (quelle che non comprendono la turbina eolica) hanno un quantitativo maggiore di zavorra.

- Zavorre attive: localizzate nel compartimento superiore delle colonne. La zavorra può essere trasferita tra diverse colonne tramite un sistema di pompaggio e ha lo scopo di compensare il momento di rovesciamento prodotto dal vento.



Figura 31: Sistemi di zavorramento.

Considerando che in Italia sono previsti 4 siti, la tecnologia consigliabile per la piattaforma di galleggiamento sarà sito-specifica. Come detto in precedenza, la piattaforma SPAR è probabilmente limitata a causa delle profondità del fondale. D'altra parte, i galleggianti TLP sono ancora ad uno stato di sviluppo prematuro e, per questo motivo, non sono una tecnologia raccomandabile per i progetti in analisi. Per quanto riguarda i galleggianti barge, il range di opzioni tra cui scegliere non è molto ampio a causa della loro poca stabilità che aggiunge un rischio considerevole al progetto. Di conseguenza, per un caso studio preliminare si conclude che le piattaforme semi-sommergibili sono la soluzione ottimale per il progetto Ostro.

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.

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.

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.

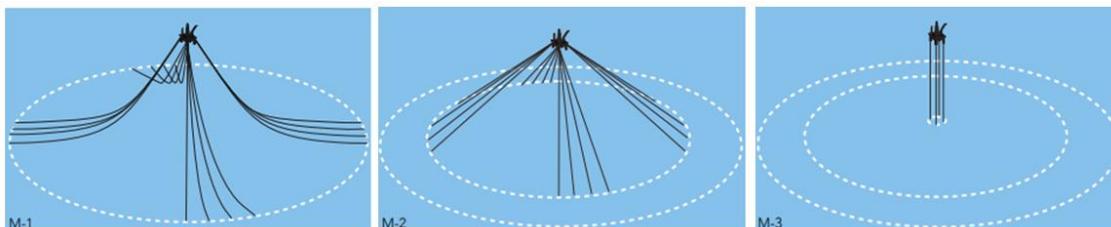


Figura 32: Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema catenary mooring, M-2 è un sistema taut leg mooring e M-3 è un sistema tension leg. (Fonte: Vryhof manual)

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

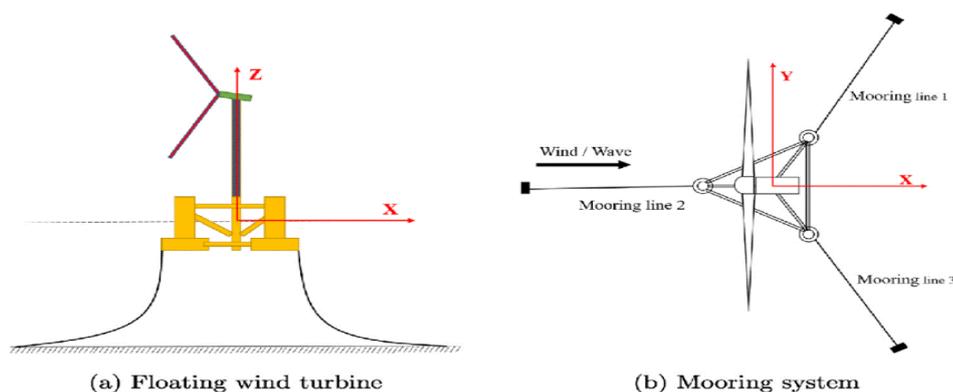


Figura 33: Sistema a 3 linee di ormeggio. (Fonte: Kung Xu (2020), Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design)

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

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

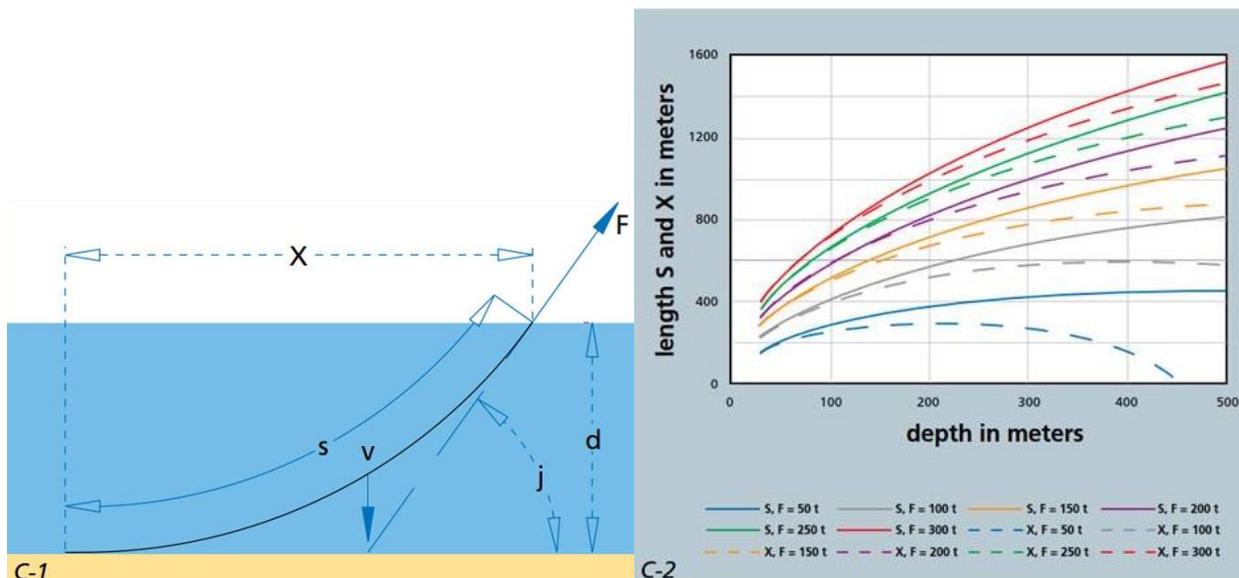


Figura 34: Schema e lunghezza di ormeggio. (Fonte: VRYHOF)

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.

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).

La profondità di ogni sito varia significativamente. Mantenendo un valore intermedio per la forza F (linea gialla/ $F = 150$ t), il parametro X per l'area di Ostro sarà pari a 470 – 600 m dovuto alla profondità di 86 – 142 m.

Dati questi valori, e considerando un'area delle linee di ancoraggio sottomarino, è stata definita una fascia perimetrale di 600 m tra la turbina eolica esterna e il poligono circostante. 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.

Per le linee di ormeggio possono essere utilizzati diversi materiali: catene, cavi in acciaio e corde di fibra. L'utilizzo di picchetti in polietilene ad altissimo peso molecolare (High Modulus Polyethylene – HMPE) rende possibile l'utilizzo di bassi valori di pretensionamento e rende più facile l'installazione delle linee di ancoraggio. HMPE è una fibra sintetica, le cui caratteristiche principali sono:

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

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

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

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

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

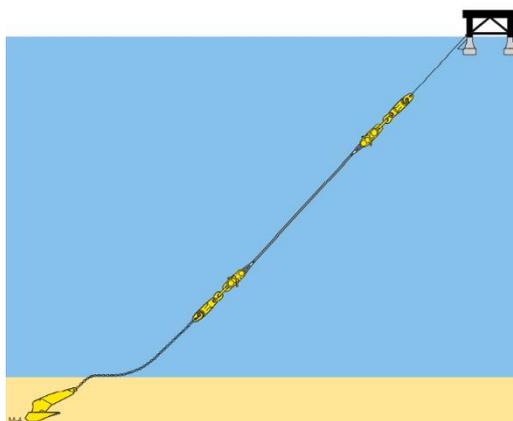


Figura 35: Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica. (Fonte: Vryhof Anchor Manual)

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

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

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

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

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

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

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

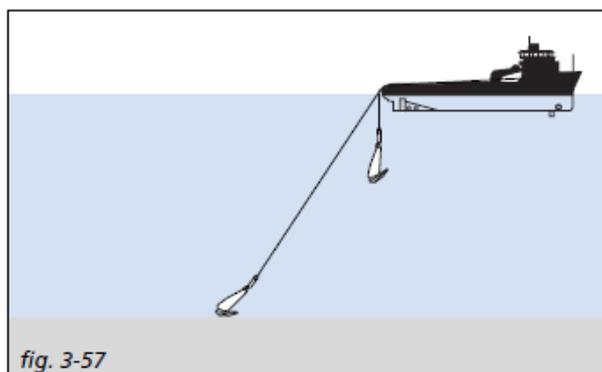


Figura 36: Schema di ancoraggio.

Trasporto e Installazione

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.

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.

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.

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

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



Figura 37: Installazione della turbina eolica.

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

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

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

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

4.2.3 Cavi Inter-array

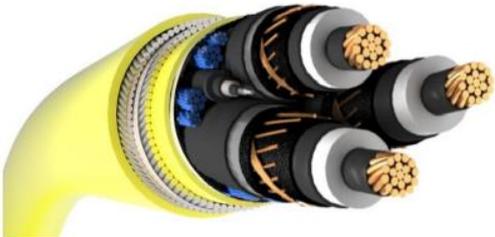
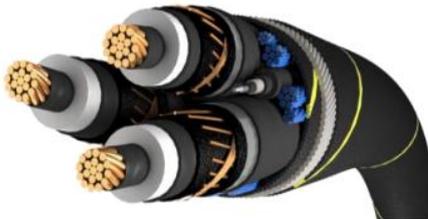
Il layout tradizionale di un parco eolico contiene un certo numero di turbine connesse tra di loro tramite cavi che quindi formano una "stringa" di turbine. Nei parchi eolici in analisi saranno presenti diverse stringhe (da 6 a 10). Tali stringhe alimenteranno una sottostazione offshore (Offshore Substation – OSS).

I cavi che connettono diverse turbine in una stringa fino alla sottostazione offshore sono chiamati cavi array (Inter-Array Cables – IACs).

L'energia viene generata da ogni turbina tramite una macchina rotante che forma un modello trifase. La corrente alternata viene utilizzata per la trasmissione di potenza nel parco eolico. Nella stringa i cavi tra la turbina 1 e la turbina 2 hanno una necessità di trasmissione di potenza (generata dalla turbina 1) molto minore rispetto quella richiesta tra la turbina 2 e la turbina 3 (che è l'insieme delle potenze generate dalla turbina 1 e 2). Nonostante la trasmissione di potenza richiesta ai cavi array all'interno della stringa non sia la stessa, spesso dal punto di vista economico è più conveniente avere un paio di sezioni trasversali diverse nella stessa stringa.

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

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

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

Gli strati aggiuntivi e i conseguenti vincoli di produzione attuali comportano un costo al metro dei cavi dinamici maggiore rispetto la configurazione statica. Il design dello schermo del nucleo elettrico deve sopportare una certa flessibilità, il che significa che un nastro unico per lo schermo non è adeguato, quindi questo deve essere costituito da diversi fili. La scelta di rame intrecciato può essere più vantaggioso rispetto l'alluminio, considerando le performance di resistenza a fatica richieste e il peso addizionale che avvantaggerebbe la stabilità sul fondale. Limiti di carico di lavoro sono 5:1 per i cavi dinamici a confronto di 4:1 dei cavi statici.

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.

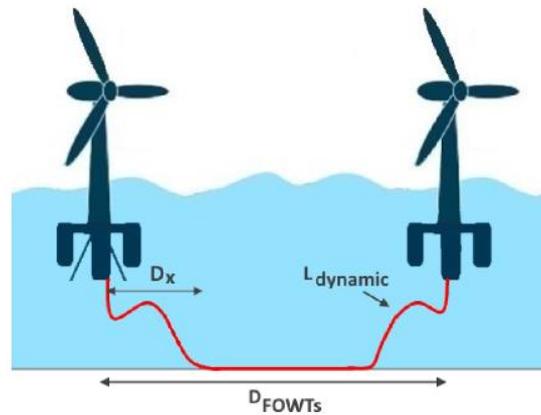


Figura 38: Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante. (Rif: A metaheuristic optimization model for the inter-array cable layout planning for floating offshore wind farms)

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

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

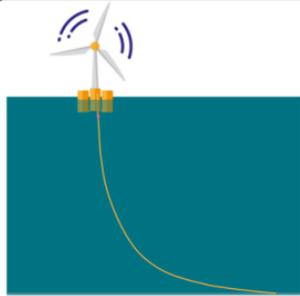
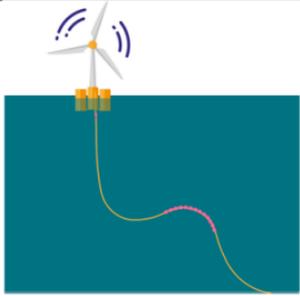
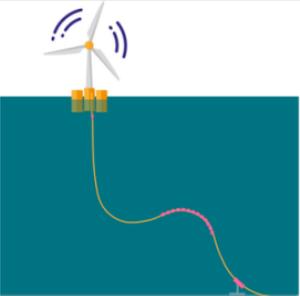
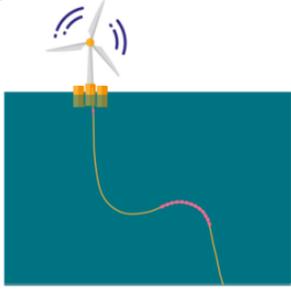
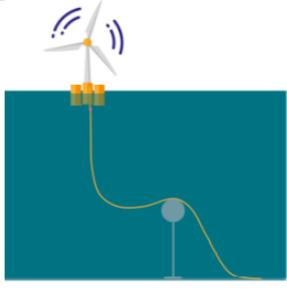
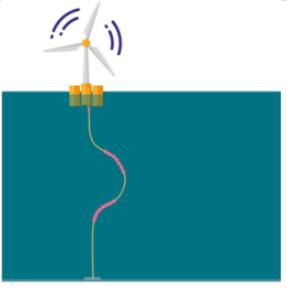
Name	Free Hanging (catenary)	Lazy wave	Tethered wave (Reverse pliant wave)
Description	 <p>A line extends in a catenary shape from the floater to the seabed</p>	 <p>A lazy wave provides lift to at a midwater cable section by attached buoyancy modules.</p>	 <p>A tethered wave is similar to a lazy wave with the addition of a tether restraining the touchdown point.</p>

Tabella 4.4: 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>

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.

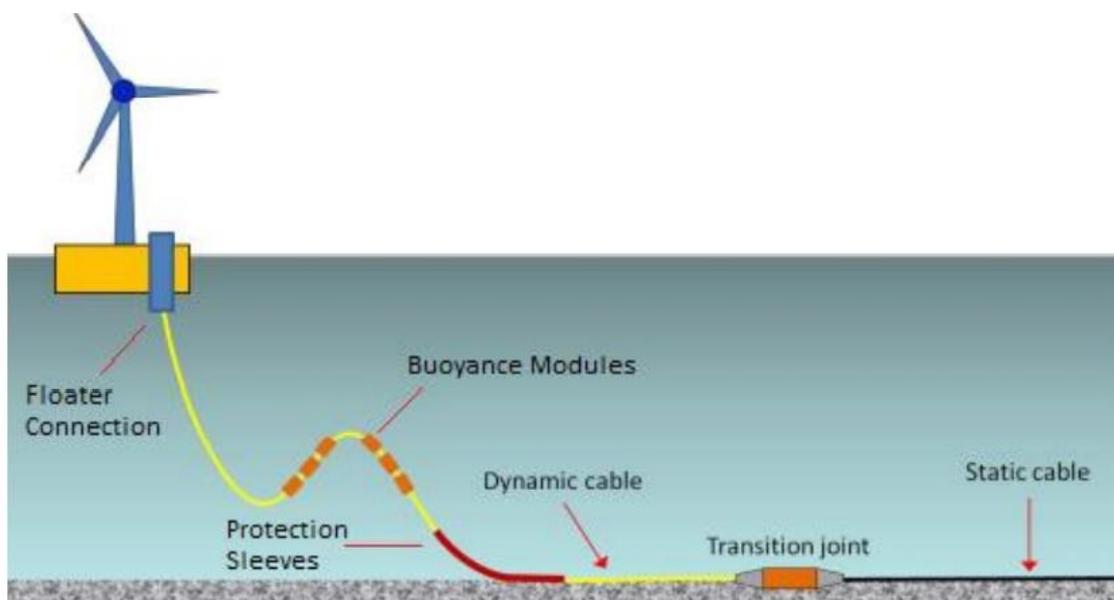


Figura 39: Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale.

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

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

Per cavi inter-array dinamici, che verranno utilizzati per la trasmissione di potenza tra le turbine eoliche e tra le turbine e la OSP nei progetti a fondazioni galleggianti, i cavi verranno interrati per una certa lunghezza tra le diverse strutture. Vicino alla parte terminale del cavo e quando questo deve risalire in

superficie verrà equipaggiato con una protezione touch down per la sezione non interrata che posa sul fondale. Il cavo verrà quindi equipaggiato con dei galleggianti in modo tale che si connesse con la turbina e assuma la conformazione lazy wave – ciò permette al cavo di assecondare i movimenti della struttura galleggiante senza essere danneggiato. All'ingresso del tubo a I, sempre al fine di evitare danneggiamenti per il movimento della piattaforma galleggiante, il cavo avrà un rinforzo di curva.

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

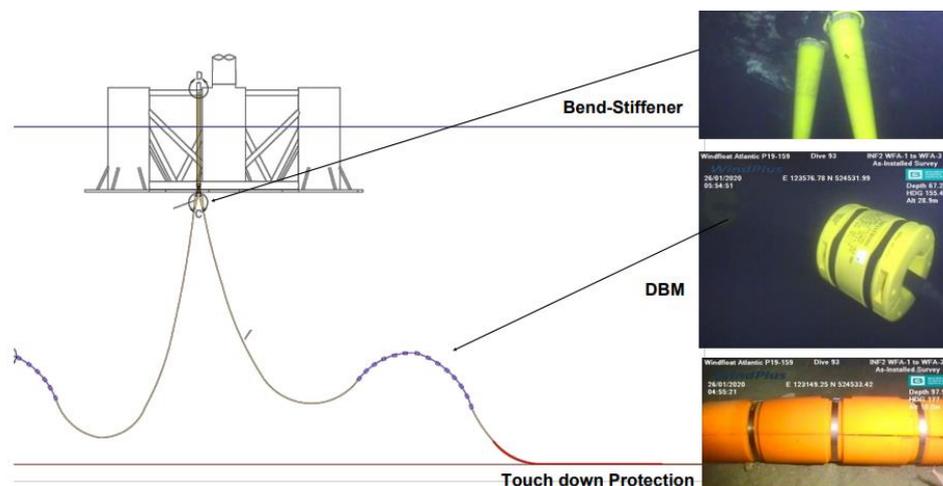


Figura 40: Esempio di layout di cavo inter-array dinamico.

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

4.2.4 Cavi export Offshore

I cavi che connettono la sottostazione offshore alla terraferma sono detti cavi export. Tipicamente, la potenza viene poi trasferita ad una sottostazione onshore (ONSS) prima di essere immessa in rete.

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

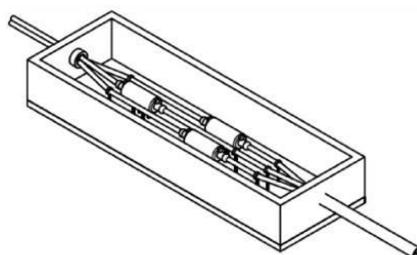


Figura 41: Diagramma della scatola di transizione.

La scatola di transizione è principalmente una scatola in cemento in cui avviene la separazione dei cavi tripolari, e dove il cavo viene trasformato dalla configurazione sottomarina ad un cavo terrestre.

Questa scatola di transizione può essere localizzata sulla spiaggia, dietro una protezione dal mare, o fino ad 1 km nell'entroterra.

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

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

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



Figura 42: Giuntura di transizione sulla terraferma.

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

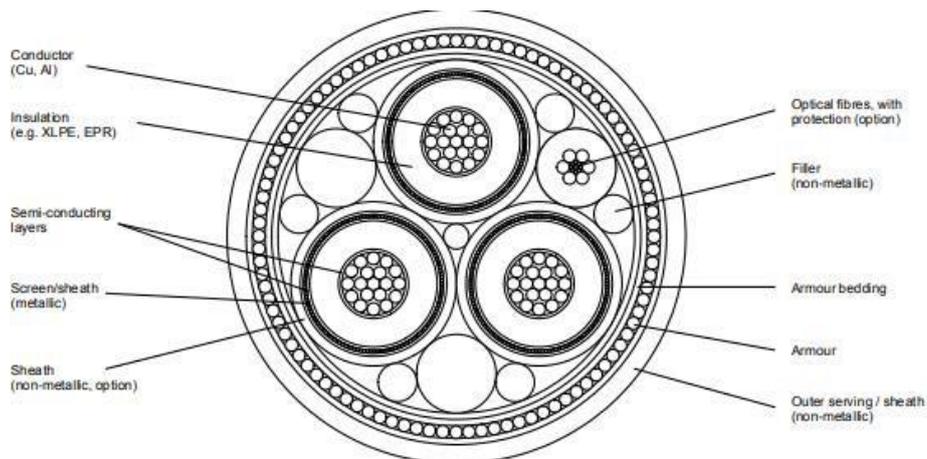


Figura 43: Sezione di un cavo tripolare sottomarino. (Fonte: DNVGL)

Tabella 4.5: Caratteristiche tecniche dei cavi.

CONDUTTORE	CONDUTTORE IN RAME O ALLUMINIO CON IMPERMEABILITÀ LONGITUDINALE ALL'ACQUA
STRATO SEMICONDUCTORE	STRATO DI SEMICONDUCTORE ESTRUSO
ISOLANTE	XLPE / EPR
SCHERMO SULL'ISOLAMENTO	COMPOSTO SEMICONDUCTORE ESTRUSO
SCHERMO METALLICO	NASTRO INDIVIDUALE IN RAME IN OGNI FASE
GUIDA DELLA FIBRA OTTICA	FINO A 3 UNITÀ DI FIBRA OTTICA CON TUBO METALLICO
LAY UP	TRE NUCLEI DI POTENZA DISPOSTI CON RIEMPIMENTI ESTRUSI
COPERTURA DI SEPARAZIONE/ ARMOR BED	FILATO IN POLIPROPILENE
ARMATURA	STRATO DI FILI IN ACCIAIO GALVANIZZATO
COPERTURA ESTERNA	FILATO IN POLIPROPILENE CON COLORI PERSONALIZZABILI



Figura 44: Cavo sottomarino dinamico. (Fonte: PRYSMIAN GROUP)

Prima che possa iniziare l'installazione, il percorso seguito dai cavi deve essere preparato adeguatamente. Secondo le informazioni ottenute dall'indagine geofisica sono presenti ordigni inesplosi, oggetti di importanza archeologica e massi di grandi dimensioni che non possono essere evitati dal percorso dei cavi, per cui devono essere rimossi. 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.

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

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

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

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

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



Figura 45: Inserimento di un cavo export offshore sulla riva.

Il percorso proposto per i cavi è stato selezionato al fine di evitare i vulcani e le zone di restrizione alla pesca. Devono essere effettuati studi ulteriori sull'impatto potenziale che i vulcani possono avere sui cavi dinamici. La lunghezza totale proposta per il percorso dei cavi offshore è intorno ad 80 km.

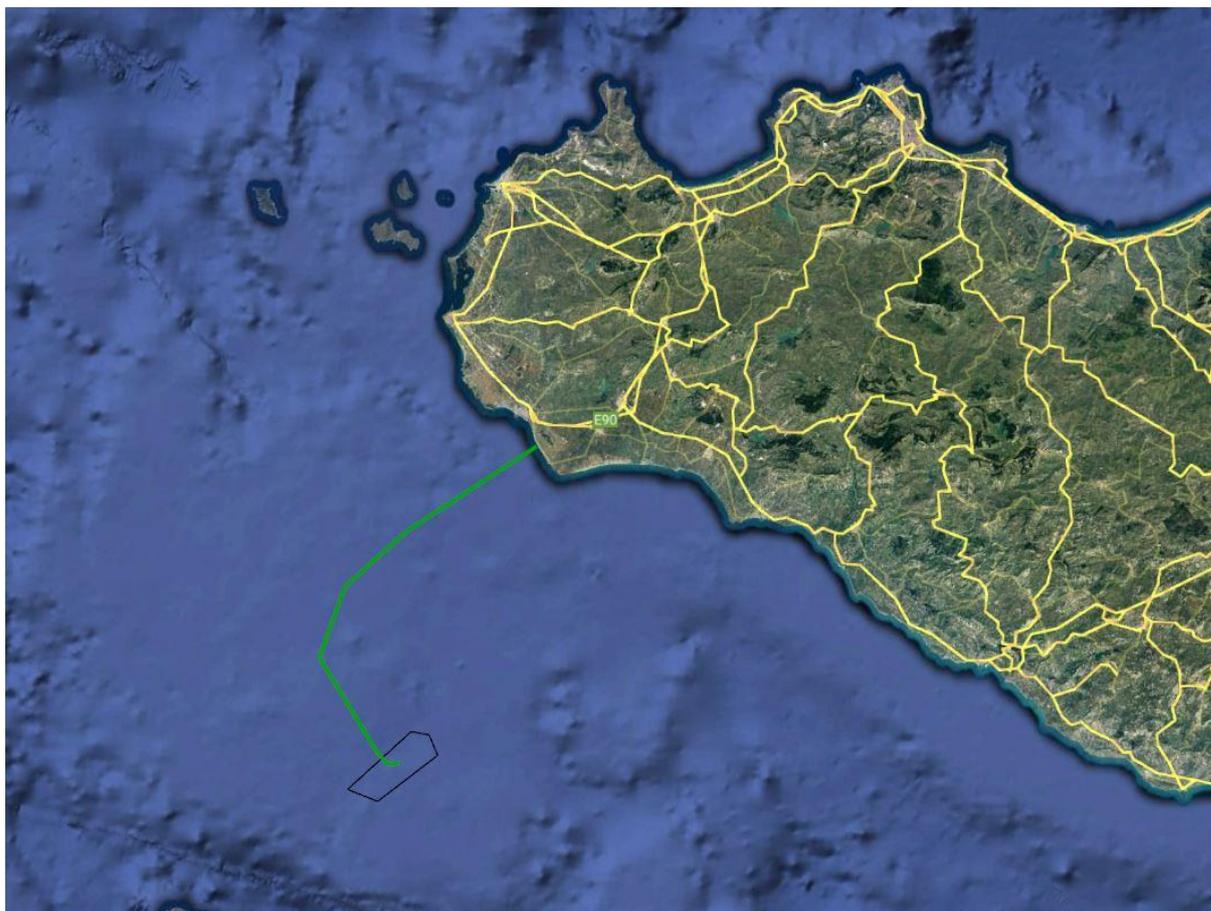


Figura 46: Percorso proposto per i cavi export.

Il punto di arrivo sulla terraferma si ipotizza essere tra Granitola Torretta e Mazara del Vallo, può essere in ogni caso modificato a seconda del punto di connessione alla rete. Tale ubicazione è stata scelta in seguito alla revisione degli studi preliminari di fattibilità ambientale.

4.2.5 Sottostazione Offshore

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.

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 Ostro sarebbe più adatta la soluzione galleggiante.

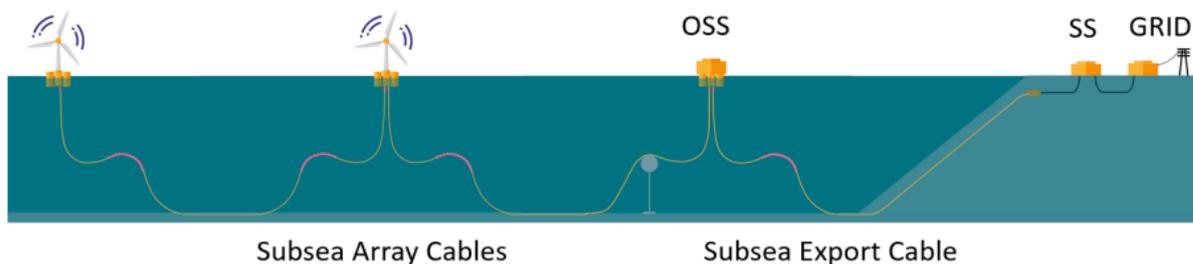


Figura 47: Layout di connessione di un parco eolico dinamico.

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

Le opzioni proposte per le fondazioni delle sottostazioni offshore sono simili ai design utilizzati per le turbine eoliche: semi-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.

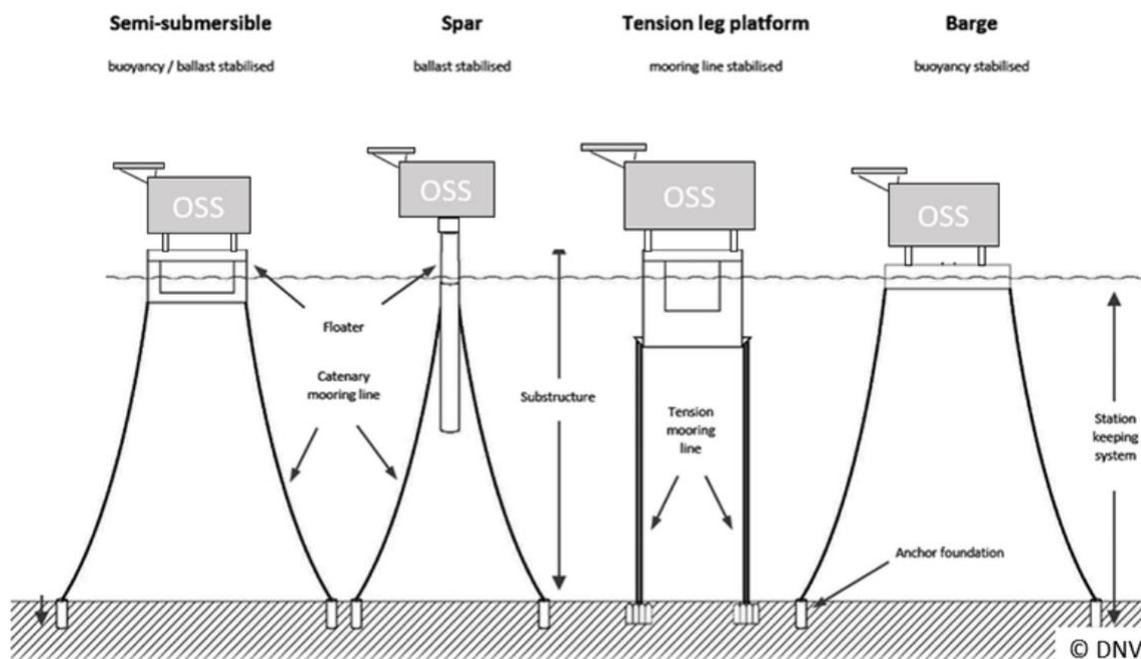


Figura 48: Diverse tipologie di fondazioni per le OSS.

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

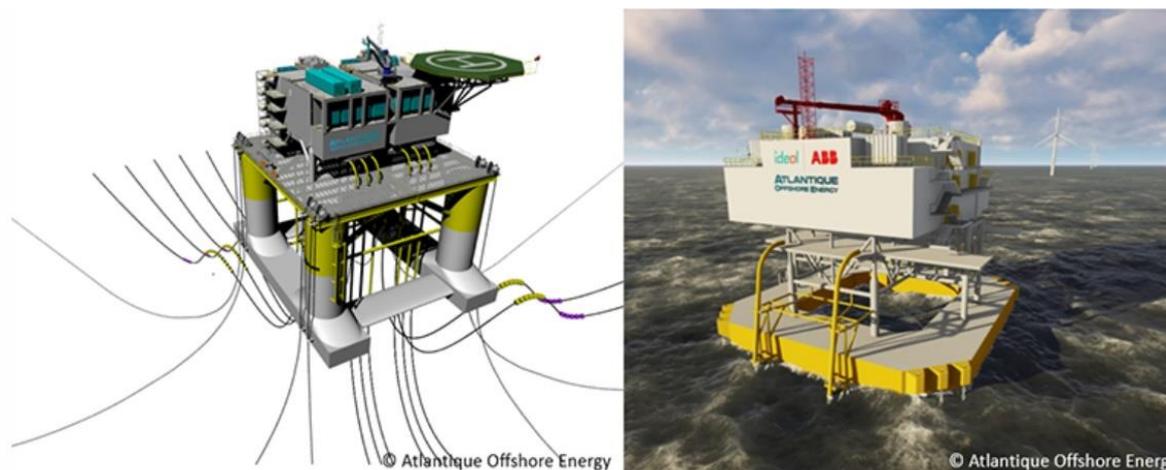


Figura 49: Esempio di prototipi sul mercato.

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

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

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

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

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

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