

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO
NEL MARE ADRIATICO MERIDIONALE - LUIPIAE MARIS
35 WTG – 525 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

Progettazione e SIA



Indagini ambientali e studi specialistici



Studio misure di mitigazione e compensazione



supervisione scientifica



3. STRUTTURE DI FONDAZIONE AEROGENERATORI

R.3.1 Relazione generale

REV.	DATA	DESCRIZIONE
01	05/23	int volon



1	INDICE	
2	1	PREMESSA _____ 2
3	2	DEFINIZIONE DELLE BASI PROGETTUALI _____ 3
4	2.1	SCELTA DELLA TURBINA EOLICA _____ 3
5	2.1.1	<i>Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine</i> _____ 3
6	2.1.2	<i>Caratteristiche principali¹</i> _____ 3
7	2.1.3	<i>Caratteristiche principali della torre</i> _____ 5
8	2.1.4	<i>Proprietà principali del rotore e della navicella</i> _____ 6
9	2.1.5	<i>Le pale</i> _____ 8
10	2.1.6	<i>La Navicella</i> _____ 10
11	2.1.7	<i>Sistema di controllo</i> _____ 10
12	2.2	LE CONDIZIONI AMBIENTALI DEL SITO _____ 12
13	2.2.1	<i>La batimetria</i> _____ 12
14	2.2.2	<i>Condizioni del vento</i> _____ 14
15	2.2.3	<i>Condizioni d'onda</i> _____ 16
16	2.2.4	<i>Condizioni delle correnti marine</i> _____ 17
17	2.2.5	<i>Distribuzione correlata di vento e onde</i> _____ 18
18	3	PANORAMICA DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO UTILIZZATE PER TURBINE
19		EOLICHE GALLEGGIANTI _____ 22
20	3.1	INTRODUZIONE _____ 22
21	3.2	CLASSIFICAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI E CARATTERISTICHE PRINCIPALI _____ 23
22	3.3	SELEZIONE PRELIMINARE DEL TIPO DI SOTTOSTRUTTURA PER LA TURBINA EOLICA
23		OFFSHORE GALLEGGIANTE _____ 27
24	3.3.1	<i>Principali criteri di scelta</i> _____ 27
25	3.3.2	<i>Configurazioni selezionate</i> _____ 28
26	3.4	CONCLUSIONI _____ 30
27	3.4.1	<i>Informazioni per la scelta della configurazione</i> _____ 30
28	3.4.2	<i>Panoramica delle strutture di supporto utilizzate per turbine eoliche</i>
29		<i>galleggianti</i> _____ 31
30	3.4.3	<i>Selezione preliminare del tipo di sottostruttura per la turbina eolica</i>
31		<i>offshore galleggiante</i> _____ 31
32	4	WIND FLOAT PRINCIPLE POWER _____ 32
33	5	SCELTA E DIMENSIONAMENTO DEGLI ANCORAGGI E DEGLI ORMEGGI _____ 34

34

1 PREMESSA

Con la presente relazione si intende illustrare lo studio realizzato in collaborazione con l'Università di Strathclyde e finalizzato a selezionare una tipologia di sottostruttura di fondazione flottante idoneo per lo sviluppo di un impianto eolico offshore composto da 35 aerogeneratori della potenza nominale di 15 MW posizionati nel canale d'Otranto di fronte ai territori comunali di Lecce e Vernole e ad una distanza dalla costa compresa tra 16,5 km e i 22 km ed una batimetria compresa tra 80 e 110m.

L'University of Strathclyde è una università britannica con sede a Glasgow in Scozia all'avanguardia negli studi sulle fonti rinnovabili marine, ha una vasta esperienza e competenza nell'eolico, nell'architettura navale, nella sicurezza marina e nell'ingegneria offshore ed è considerata la principale università del Regno Unito per ricerca e formazione nel settore dell'eolico offshore.

La progettazione dell'impianto eolico offshore è stata divisa in due fasi:

Fase 1: studio di fattibilità. Consiste nell'individuazione della tipologia e delle principali caratteristiche della sottostruttura galleggiante da utilizzare compatibilmente con le condizioni specifiche del sito scelto. Fase necessaria per sviluppare un progetto preliminare necessario per richiedere la Concessione demaniale dello specchio d'acqua interessato dalle opere.

Fase 2: progettazione. Progettazione delle sottostrutture di fondazione degli aerogeneratori. Fase necessaria per istruire la procedura per il rilascio del Provvedimento Unico in materia Ambientale dalle autorità competenti.

La collaborazione con l'Università di Strathclyde finalizzata alla scelta ed alla progettazione della piattaforma galleggiante è stata strutturata in tre Work Packages (WP):

- **WP1: definizione delle basi progettuali.** Consiste nella definizione di tutte le informazioni necessarie per procedere allo studio di valutazione di fattibilità. L'obiettivo del WP1 è definire le caratteristiche principali della turbina eolica, le condizioni meteo oceaniche del sito, le condizioni di carico di progetto da considerare e tutti gli elementi chiave di progetto. Viene quindi eseguita un'analisi comparata delle differenti tipologie di fondazioni galleggianti più rilevanti dal punto di vista industriale e ad alto TRL¹ (Technology Readiness Level) finora adottati dall'industria eolica offshore.
- **WP2: Indagine e valutazione dei modelli di sottostruttura galleggiante.** Viene eseguito un dimensionamento preliminare (**analisi di livello 1**) di alcuni modelli selezionati in base alle caratteristiche della turbina eolica e del sito scelti (preselezione). Si procederà quindi alla ulteriore selezione del modello di sottostruttura di fondazione più adatto sulla base di un'analisi della risposta nel dominio della frequenza adottando un modello lineare della dinamica aero-idraulica combinata.
- **WP3: Modello di sottostruttura flottante selezionato: analisi di livello 2.** Il modello ottimale identificato nel WP2 viene affinato, utilizzando un modello dinamico accoppiato aero-idro-servo-elastico non lineare nel dominio del tempo.

Con la presente relazione si andrà a descrivere la prima delle due fasi sopra descritte, corrispondente al WP1 ed alla fase preselettiva del WP2, mentre nell'elaborato descrittivo R.3.2.1 "Fondazioni e ormeggi" si affronterà la seconda fase di progettazione.

¹ TRL = Technology Readiness Level, confronta https://en.wikipedia.org/wiki/Technology_readiness_level

2 DEFINIZIONE DELLE BASI PROGETTUALI

2.1 SCELTA DELLA TURBINA EOLICA

2.1.1 Turbina eolica: IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine

Come da specifica, la potenza nominale scelta di ciascuna turbina eolica è di 15 MW. L'agenzia internazionale per l'energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore di riferimento, open access, come obiettivo del progetto "IEA Wind TCP Task 37: the IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine". Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il presente progetto, in quanto rappresenta un modello verosimile dal punto di vista industriale, e allo stesso tempo fornisce una serie di dettagli tecnici normalmente non forniti dai produttori di aerogeneratori, e consente quindi la realizzazione di un'analisi più avanzata e che porta a risultati più accurati.

2.1.2 Caratteristiche principali¹²



Figura 2.1: La turbina eolica offshore di riferimento "IEA Wind 15MW offshore reference wind turbine" (si prega di notare che, per il presente progetto, solo le caratteristiche del rotore, della navicella, e della torre sono state considerate, non considerando le caratteristiche della sottostruttura)

Si tratta di una turbina eolica di classe 1B, con tre pale a funzionamento sopravvento, un rotore di diametro pari a 240 m e un'altezza al mozzo pari a 150 m sul livello del mare, come illustrato nella Figura 1. Per regolare le prestazioni della turbina eolica sono previsti sistemi di controllo del pitch e il funzionamento a

¹² I PARAMETRI SONO PRESI DAL REPORT "ALLEN, C., VISCELLI, A., DAGHER, H., GOUPEE, A., GAERTNER, E., ABBAS, N., HALL, M. AND BARTER, G., 2020. DEFINITION OF THE UMAINE VOLTURNUS-S REFERENCE PLATFORM DEVELOPED FOR THE IEA WIND 15-MEGAWATT OFFSHORE REFERENCE WIND TURBINE (NO. NREL/TP-5000-76773). NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB.(NREL), GOLDEN, CO (UNITED STATES)".

velocità di rotazione variabili. Per velocità del vento al di sotto dei 10,6 m/s, il controllore di coppia del generatore è attivo per massimizzare la potenza estratta, mentre per velocità al di sopra del valore nominale, si interviene cambiando l'angolo di pitch delle pale per assicurare una coppia costante in ingresso al generatore. Alla velocità del vento nominale di 10,6 m/s si ottiene la potenza nominale di 15 MW e una forza di spinta che raggiunge il suo massimo attorno ai 2.75MN. I parametri chiave di questa turbina eolica sono forniti nella Tabella 2.1.

Parameter	Unites	IEA wind 15MW offshore wind turbine
Power rating	MW	15
Turbine class	-	IEC Class IB
Specific rating	W/m ²	332
Rotor orientation	-	Upwind
Number of blades	-	3
Control	-	Variable speed, Collective pitch
Cut-in wind speed	m/s	3
Rated wind speed	m/s	10.59
Cut-out wind speed	m/s	25
Rotor diameter	m	240
Airfoil series	-	FFA-W3
Hub height	m	150
Hub diameter	m	7.94
Hub Overhang	m	11.35
Drive train	-	Low Speed
	-	Direct drive
Design tip speed ratio	-	9
Minimum rotor speed	rpm	5
Rated rotor speed	rpm	7.55
Maximum tip speed	m/s	95
Shaft tilt angle	deg	6
Rotor pre-cone angle	deg	-4
Blade pre-bend	m	4

Blade mass	t	65
Rotor nacelle assembly (RNA) mass	t	991
Tower mass	t	1263
Tower base diameter	m	10

Tabella 2.1: parametri chiave della IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine [1]

2.1.3 Caratteristiche principali della torre

La torre è progettata come un tubo di acciaio isotrofico le cui principali proprietà, della torre e dell'acciaio, sono sintetizzate rispettivamente nelle tabelle 2.2 e 2.3. L'intervallo vincolante di progettazione dalla velocità di rotazione operativa del rotore (Ω_{const}) è compreso tra 3,97 e 8,86 giri al minuto (rpm).

Va precisato che l'altezza della torre sarà eventualmente ridimensionata in base al progetto della piattaforma di supporto per garantire che l'altezza del mozzo sia di 150 m sul livello del mare.

Parameter	Units	Value
Mass	t	1263
Length	m	129.495
Tower base height	m	15
Base Outer Diameter	m	10
Top Outer Diameter	m	6.5
1 st Fore-Aft Bending Mode	Hz	0.496
1 st Side-Side Bending Mode	Hz	0.483

Tabella 2.2: proprietà della torre [1]

Parameter	Symbol	Unites	Value
Young's Modulus	E	Pa	200e11
Shear Modulus	G	Pa	793e10
Density	ρ	Kg/m ³	785e3

Tabella 2.3: proprietà dell'acciaio utilizzato per la torre [1]

Height [m]	Outer Diameter [m]	Thickness [mm]
15.000	10.000	82.954
28.000	9.964	82.954
28.001	9.964	83.073
41.000	9.967	83.073
41.001	9.967	82.799
54.000	9.927	82.799
54.001	9.927	29.900
67.000	9.528	29.900
67.001	9.528	27.842
80.000	9.149	27.842
80.001	9.149	25.567
93.000	8.945	25.567
93.001	8.945	22.854
106.000	8.735	22.854
106.001	8.735	20.250
119.000	8.405	20.250
119.001	8.405	18.339
132.000	7.321	18.339
132.001	7.321	21.211
144.582	6.500	21.211

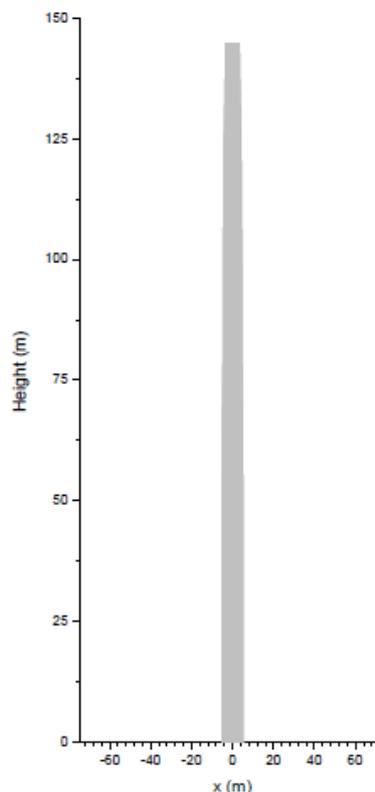


Tabella 2.4: Dimensioni della torre in funzione dell'altezza [1]

2.1.4 Proprietà principali del rotore e della navicella

Il gruppo costituito da rotore e navicella (rotor and nacelle assembly - RNA) è illustrato in figura 2.2 mentre in tabella 2.5 sono elencati i principali parametri costruttivi

La distanza verticale dalla sommità della torre all'albero del rotore (Twr2Shft nella Figura 2.2) è di 4,348 m, e la distanza verticale dalla sommità della torre alla base della navicella (altezza del cuscinetto di imbardata) è di 0,38 m. La distanza dall'asse di imbardata all'apice del rotore (OverHang) è di 10,99 m. L'inerzia della navicella non ruotante, calcolata da prua a poppa e da un fianco all'altro rispetto al Centro di Massa della navicella (Nacelle CM), è rispettivamente di 7,675E+06 Kg-m², 1,056E+07 Kg-m² (NacInerSS), 8,127E+06 Kg-m² (NacInerZ).

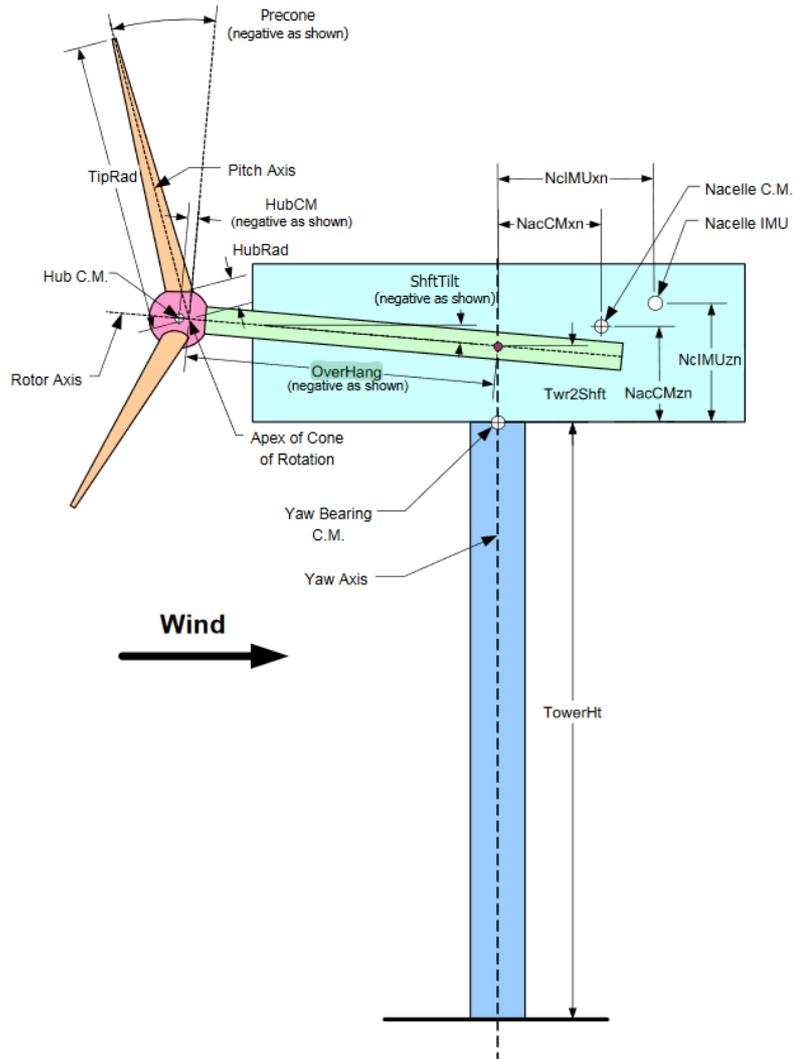


Figura 2.2: gruppo costituito da rotore e navicella (rotor and nacelle assembly - RNA)

Parameters	Unites	Value
Hub Mass	Kg	1.900E+05
Rotor Mass	Kg	1.958E+05
Hub inertia about rotor axis	Kg-m ²	1.373E+06
Generator inertia about HSS	Kg-m ²	3.223E+06
Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (NacCMxn)	m	4.688E+00
Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (NacCMyn)	m	0
Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (NacCMzn)	m	4.240E+00

Nacelle mass	Kg	6.309E+05
Nacelle inertia about yaw axis	Kg-m ²	1.889E+07
RNA CG relative to tower top (CMx_RNA)	m	6.589E+00
CMy_RNA	m	0.000E+00
CMz_RNA	m	4.276E+00
Mass moment of inertia of RNA about tower top Ixx_RNA	Kg-m ²	3.694E+08
Iyy_RNA	Kg-m ²	2.511E+08
Izz_RNA	Kg-m ²	1.947E+08
Ixy_RNA	Kg-m ²	2.979E+04
Ixz_RNA	Kg-m ²	3.519E+07
Iyz_RNA	Kg-m ²	9.672E+03
Downwind horizontal distance, yaw axis to GenCM	m	-5.935E+00
Drivetrain torsional spring	N-m/rad	1.409E+10

Tabella 2.5: principali parametri costruttivi del gruppo rotore navicella - RNA [1]

2.1.5 Le pale

Per le pale della turbina eolica offshore “IEA Wind 15 MW” viene utilizzata la serie di profili alari DTU FFA-W3, come mostrato nella Figura 2.3. La posizione lungo la campata della pala (spanwise position) di ciascun profilo alare sono mostrati nella Tabella 2.6. Le proprietà delle pale sono fornite nella Tabella 2.7.

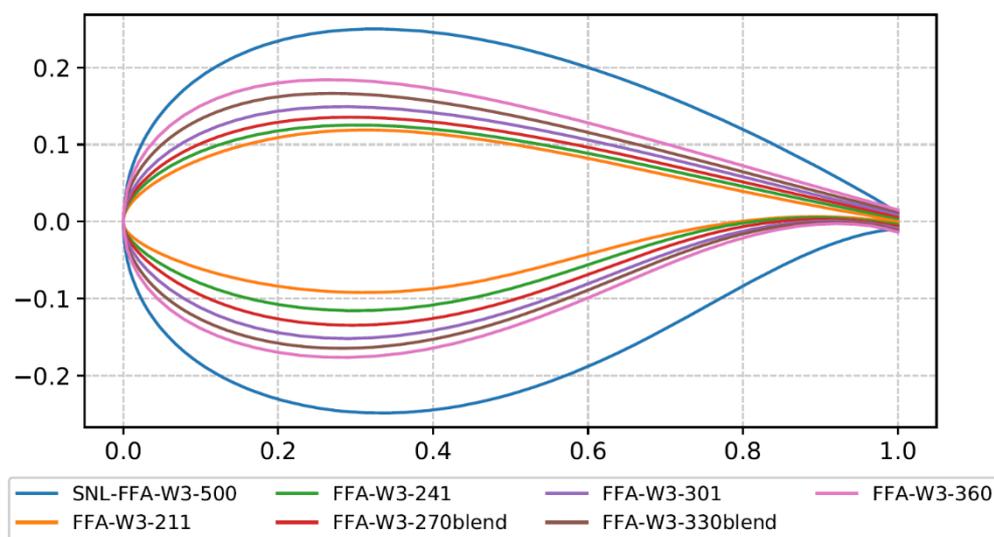


Figura 2.3: famiglia di profili alari DTU FFA-W3 utilizzata per la turbina eolica offshore IEA Wind 15MW [1]

Spanwise position [r/R]	Aerofoil name
0	circular
0.02	circular
0.15	SNL-FFA-W3-500
0.245170317	FFA-W3-360
0.328843951	FFA-W3-330blend
0.439179346	FFA-W3-301
0.537671407	FFA-W3-270blend
0.638207657	FFA-W3-241
0.771743852	FFA-W3-211
1	FFA-W3-211

Tabella 2.6: posizione lungo la campata della pala (spanwise position) di ciascun profilo alare [1]

Description	Units	Value
Blade length	m	117
Root diameter	m	5.20
Root cylinder length	m	2.34
Max chord	m	5.77
Max chord spanwise position	m	27.2
Tip prebend	m	4.00
Precone	deg	4.00
Blade mass	Kg	65,250
Blade center of mass	m	26.8
First edgewise natural frequency	Hz	0.642
First flapwise natural frequency	Hz	0.555
Design C_P , C_T	-	0.489, 0.799
Annual energy production	GWh	77.4

Tabella 2.7: proprietà delle pale [1]

2.1.6 La Navicella

Lo schema e il modello CAD del layout della navicella della turbina eolica “IEA Wind 15 MW” sono rappresentati nella Figura 2.4 mentre le masse dei componenti della navicella sono fornite nella Tabella 2.8.

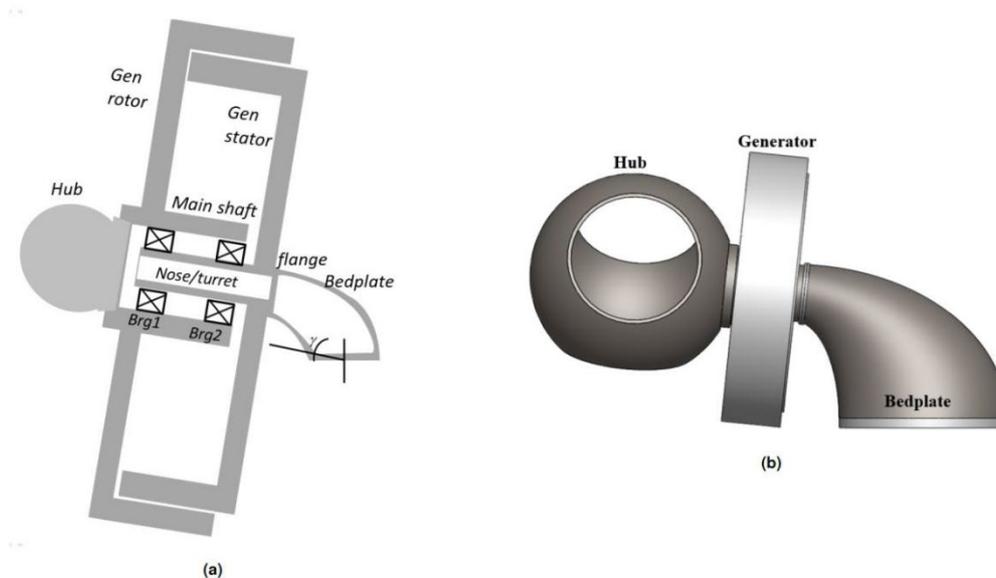


Figura 2.4: (a) Lo schema e (b) il modello CAD del layout della navicella dell'aerogeneratore “IEA Wind 15 MW”

Parameters	Unites	Value
Bedplate Mass	t	70.329
Nose Mass	t	11.394
Gen Stator Mass	t	226.629
Gen Rotor Mass	t	144.963
TDO Shaft Bearing Mass	t	2.23
SRB Shaft Bearing Mass	t	5.664
Flange Mass	t	3.946
Shaft Mass	t	15.734
Misc Equipment Mass	t	50.0
Yaw bearing mass	t	100.0
Nacelle total minus hub	t	630.88

Tabella 2.8: pesi dei componenti della navicella [1]

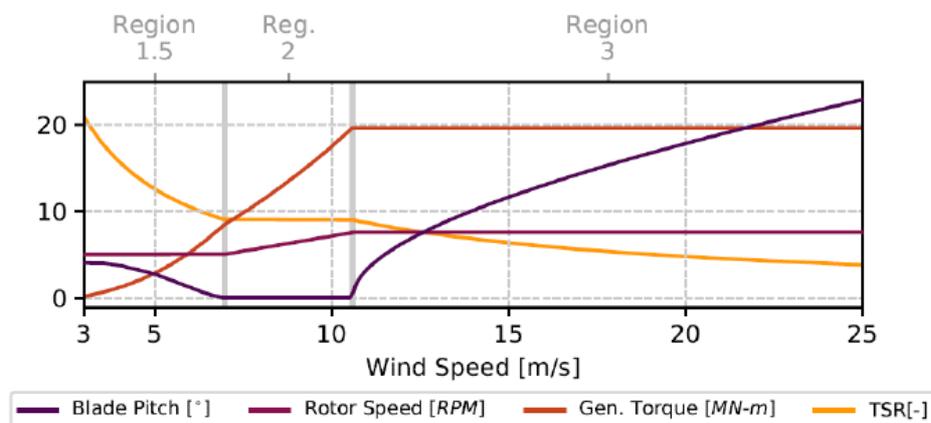
2.1.7 Sistema di controllo

Il sistema di controllo open source di riferimento NREL (Reference Open Source Controller - ROSCO) (NREL 2020b) viene utilizzato come strategia di controllo per la turbina eolica di riferimento offshore “IEA Wind 15 MW”. Il rotore funziona con una velocità di rotazione minima di 5 giri/min e una velocità di rotazione

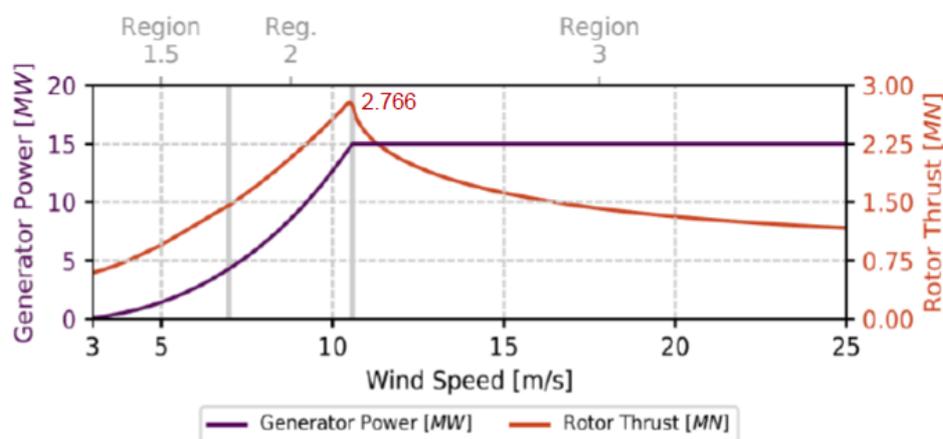
nominale di 7,55 giri/min a 10,59 m/s, che corrispondono alla velocità nominale massima del tip di 95 m/s. Il pitch control di un impianto eolico regola le prestazioni dell'impianto tramite la posizione delle pale rispetto al vento. Il rotore funziona con il pitch impostato a 0° in corrispondenza del rapporto di velocità del tip di progetto (tip-speed ratio – TSR- rapporto tra la velocità del vento e la velocità lineare sulla punta della pala), ma funziona con un passo (pitch) positivo a basse velocità del vento per assicurare la massima potenza mantenendo la velocità del rotore al minimo. Il rotore inizia a modificare il pitch alla velocità nominale del vento di 10,59 m/s. la soglia target del rapporto di smorzamento del controller e la frequenza naturale sono forniti nella Tabella 2.9. OpenFAST è un tool open source per la simulazione di turbine eoliche. I risultati dei momenti dell'elemento pala calcolati con OpenFAST e i parametri di funzionamento del rotore da 15 MW con il controller ROSCO sono forniti nella Figura 2.5.

Parameters	Unites	Value
Target Pitch controller damping ratio	rad/s	1
Target Pitch controller natural frequency	rad/s	0.2
Torque controller target damping ratio	rad/s	0.85
Torque controller target natural frequency	rad/s	0.12

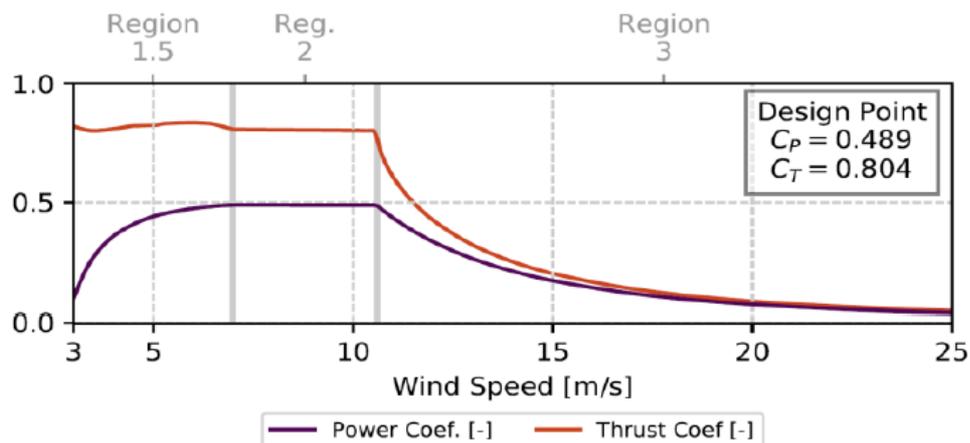
Tabella 2.9: soglia target del rapporto di smorzamento del controller e la frequenza naturale [1]



(a) Controller regulation trajectory [1]



(b) Power and thrust curve [1]



(c) Aerodynamic performance coefficients [1]

Figura 2.5: risultati dei momenti dell'elemento pala calcolati con OpenFAST e i parametri di funzionamento del rotore da 15 MW con il controller ROSCO

2.2 LE CONDIZIONI AMBIENTALI DEL SITO

Le condizioni ambientali, inclusa la batimetria, e le condizioni del vento, delle onde e della corrente, sono state esaminate per fornire le informazioni necessarie per la selezione preliminare della sottostruttura galleggiante per la turbina eolica offshore selezionata.

2.2.1 La batimetria

Il layout del parco eolico è riportato in Figura 2.6 con i punti rossi che rappresentano i 35 aerogeneratori e le linee gialle che rappresentano i relativi cavi di collegamento. La distanza tra ogni turbina eolica è di 1500 m. Impostando le coordinate della 'SSE' come (0,0) nel piano x-y (Est-Nord), ed il livello della superficie del mare come 0 in direzione z, viene stimato il profilo batimetrico nello specchio d'acqua del parco eolico (approssimativamente $[-8000 < x < 10000, -6000 < y < 7600]$), come mostrato nella Tabella 2.10. Si può osservare che la profondità del mare nello specchio d'acqua interessato del parco eolico varia da 94 m a 121 m, con un valore medio di 105,73 m. In Figura 2.7 è fornito il grafico 3D del profilo batimetrico dell'area.

In particolare, per gli aerogeneratori del gruppo 1 la profondità media del fondale è stimata in 104,5 m, mentre per il gruppo 2 e il gruppo 3 i valori corrispondenti sono rispettivamente di 95 m e 114 m.

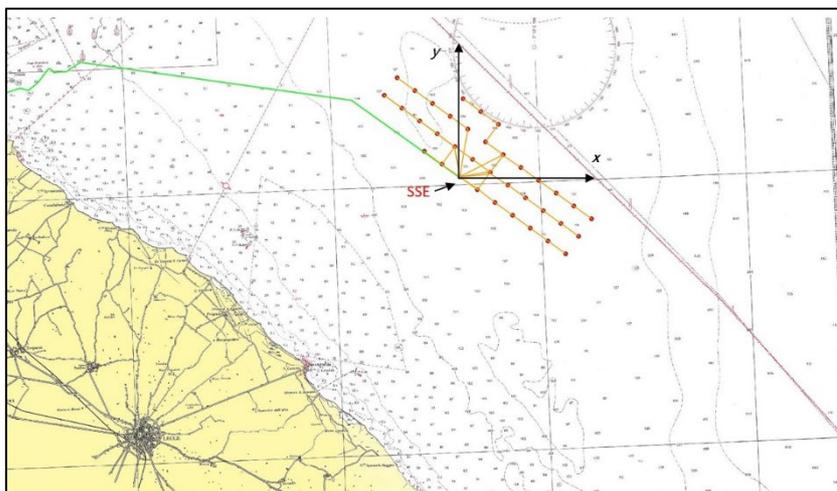


Figura 2.6: Layout e collocazione geografica del parco eolico offshore

X [m]	Y [m]	Z [m]
-4532	514	-103
-4408	7340	-107
-4270	3039	-105
-3720	4484	-100
-3568	7010	-100
-3059	4305	-94
-2935	3191	-100
-2481	-270	-104
-2467	-167	-104
-1738	5565	-100
-1669	1870	-100
-1366	-1970	-102
-238	7182	-100
327	-2383	-103
369	4140	-108
437	782	-102
451	659	-102
2378	-3594	-102
2392	769	-103
2502	3301	-108
3272	7622	-105
3864	2764	-109
4401	-1158	-109
4635	5682	-107
5570	-6030	-111
5598	-6016	-111
5832	-3965	-113
7607	2117	-115
7882	-1213	-121
8103	-3374	-119
10236	1182	-116
10373	-855	-115

Tabella 2.10: Profilo Batimetrico

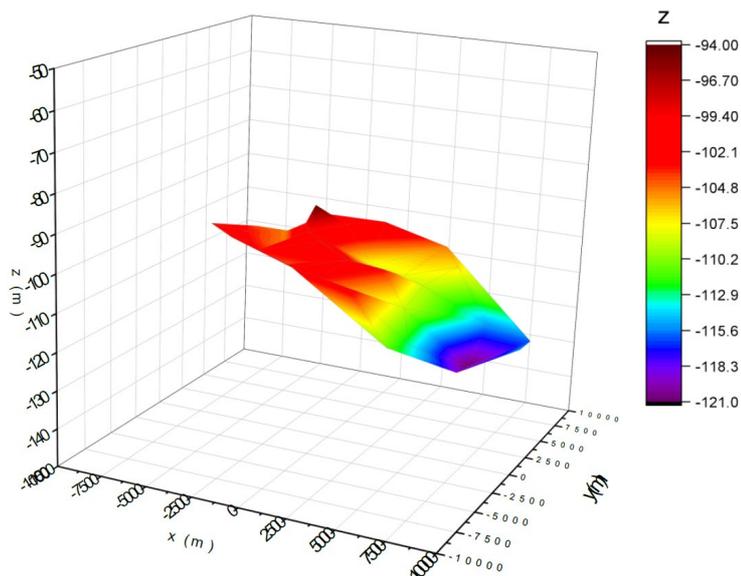


Figura 2.7: Grafico 3D del profilo batimetrico dell'area interessata dal parco eolico offshore



Figura 2.8: raggruppamenti di turbine suddivisi in base alle diverse profondità del fondale marino

2.2.2 Condizioni del vento

In Tabella 2.10 si fornisce la velocità del vento per il sito di ubicazione del parco eolico offshore (approssimato ad un quadrato i cui quattro vertici hanno coordinate 18°22'E 40°32.8'N, 18°30.3 'E 40°27.6'N,

18°32'E 40°29.5'N, 18°23.5'E 40°34.5) ricavata in base ai dati forniti dal progetto Powered IPA^{3,4} Per le successive fasi dello studio, pertanto, si considera la velocità del vento pari a $v_w = 7$ m/s.

D'altro canto, si fornisce con la Tabella 2.11 la distribuzione di frequenza della velocità del vento in base alle diverse direzioni indicate negli studi specialistici condotti per l'impianto eolico offshore proposto da TG Energie Rinnovabile srl per l'area di Brindisi⁵, prossima al sito di ubicazione dell'impianto eolico oggetto della presente relazione. Tali dati sono assunti come riferimento per determinare la direzione del vento. Si ha quindi, che la direzione del vento è definita pari a 30° in senso antiorario dal nord (direzione NNW-SSE)^{4,5}, come mostrato nel grafico della rosa dei venti in Figura 2.9.

Year	2008	2009	2010	2011	2012
Wind Speed (m/s)	6.5~7	7~7.5	7~7.5	6.5~7	7~7.5

Tabella 2.11: Stima della velocità del vento dal 2008 al 2012³ per l'area di impianto

dir (°N)	Velocity (m/s)						TOT
	0.51<v≤2.1	2.1<v≤3.6	3.6<v≤5.7	5.66<v≤8.8	8.8<v≤11.3	v>11.3	
0	0.74	1.61	1.88	1.96	0.87	0.49	7.55
30	1.01	1.84	1.42	1.15	0.55	0.27	6.24
60	0.64	1.19	0.74	0.43	0.15	0.07	3.22
90	0.45	1.05	0.77	0.31	0.09	0.04	2.71
120	0.42	1.01	1.01	0.66	0.24	0.08	3.42
150	0.79	1.92	1.76	1.62	0.65	0.27	7.01
180	1.16	2.68	2.67	2.46	0.95	0.31	10.23
210	0.98	1.99	1.62	1.15	0.3	0.09	6.13
240	1	1.46	0.79	0.38	0.11	0.04	3.78
270	1.02	1.66	1.01	0.63	0.2	0.08	4.6
300	1.1	2.62	3.2	3.02	0.83	0.22	10.99
330	1.25	3.02	4.31	4.84	2.07	0.71	16.2
TOT	10.56	22.05	21.18	18.61	7.01	2.67	82.08

Tabella 2.12: distribuzione di frequenza della velocità del vento in base alle diverse direzioni indicata nel progetto di impianto eolico offshore di Brindisi⁵

I dati forniti nella Tabella 2.12 sono inseriti in una distribuzione di Weibull, dove la funzione di densità di probabilità e la funzione di distribuzione cumulativa sono le seguenti:

$$f(v_w) = \frac{1.263}{4.66} \left(\frac{v_w}{4.66}\right)^{0.263} e^{-(v_w/4.66)^{1.263}} \quad (2.1)$$

$$F(v_w) = 1 - e^{-(v_w/4.66)^{1.263}} \quad (2.2)$$

³ Powered » Mappe del vento (powered-ipa.it)

⁴ www.powered-ipa.it/wp-content/uploads/2013/07/UNIVPM_Ra280613.pdf (powered-ipa.it)

⁵ Centrale eolica offshore Brindisi, studiometeomarine del paraggio di Cerano

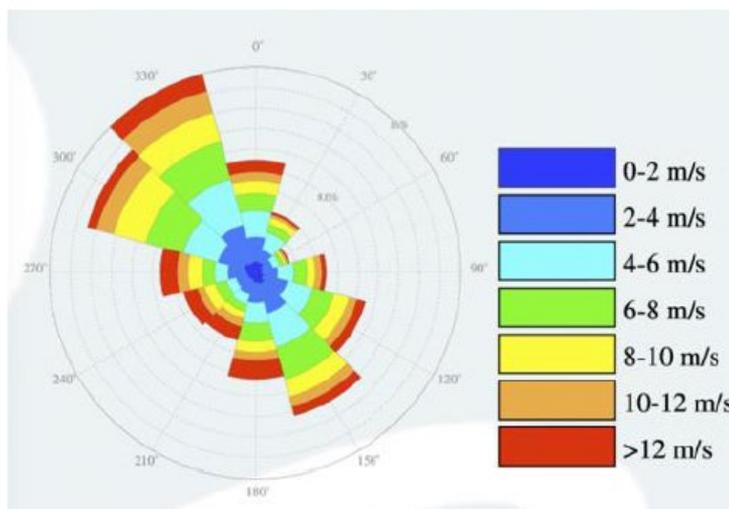
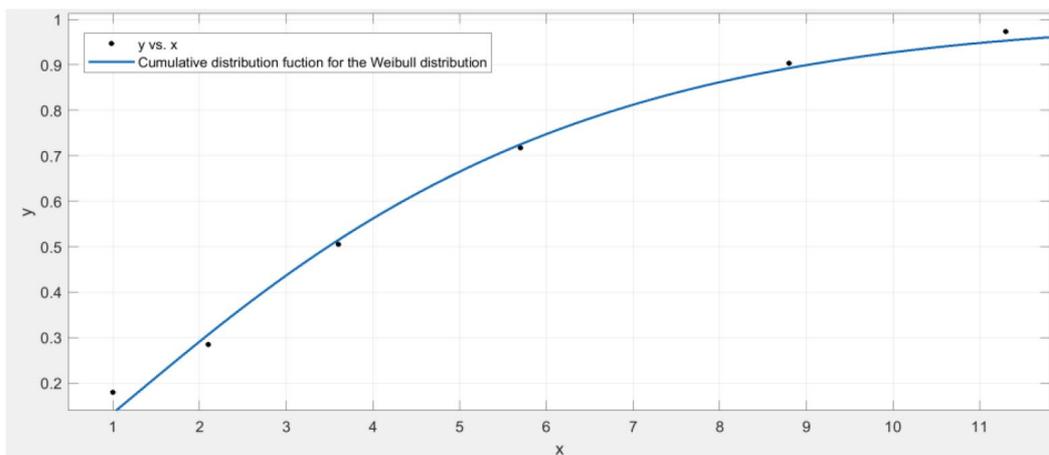


Figura 2.9: rosa dei venti nel bacino Adriatico meridionale nel 2018

In conclusione, si stabilisce che la condizione di vento più frequente è definita come:
Condizione di vento: 7 m/s proveniente dal settore NNO (330°N)

2.2.3 Condizioni d'onda

In Tabella 2.12 e 2.13 sono forniti rispettivamente i valori di frequenza delle onde ripartiti in base all'altezza ed al periodo d'onda note per una località vicina al sito.

Wave height H_s (m)	0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25
	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75
Frequency	47.87%	22.32%	7.99%	3.27%	1.35%	0.54%	0.22%	0.08%	0.02%	0.00%	0.00%

Tabella 2.13: Frequenza⁵ dell'altezza d'onda H_s

Wave period T_p (s)	<2.0	2.0-3.0	3.0-5.0	5.0-7.0	7.0-8.0	>8.0
Frequency	0.05	2.85	32.9	34.64	7.48	5.74

Tabella 2.14: Frequenza⁵ del periodo d'onda T_p

In base ai dati forniti in figura 2-1, la direzione d'onda principale è NNW che rappresenta il 26,18% del totale dividendo sia per altezza d'onda che per periodo d'onda. Pertanto, per le analisi che seguono si stabilisce che la direzione d'onda corrisponde a 330°N.

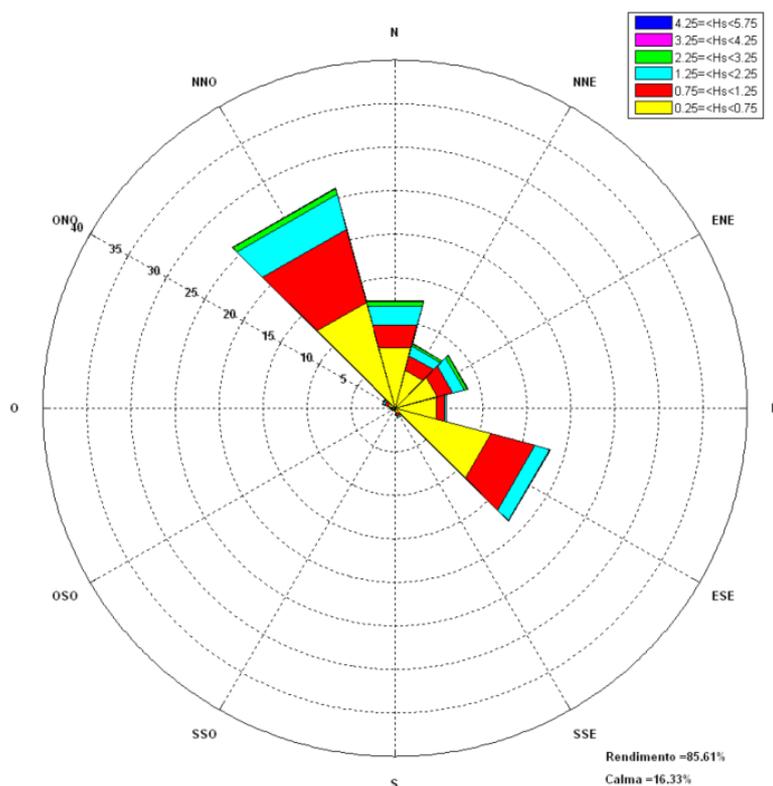


Figura 2.10: distribuzione annuale in frequenza dell'onda nelle diverse direzioni (boa di Monopoli⁶)

2.2.4 Condizioni delle correnti marine

La velocità della corrente marina nel Mare Adriatico varia da 0,1 m/s a 0,4 m/s⁶. In questo progetto, la velocità delle correnti è considerata pari a 0,2 m/s⁷. La direzione della corrente coincide con la direzione del vento come mostrato in Figura 2-6, e cioè con la sezione NNW (330°N)⁸

⁶ Orlic, M., M. Gacic, and P. E. Laviolette. "The currents and circulation of the Adriatic Sea." Oceanologica acta 15.2 (1992): 109-124.

⁷ <https://www.azu.hr/en/environment-protection/currents-in-the-adriatic-sea/>

⁸ Centrale eolica offshore Brindisi, studiometeomarine del paraggio di Cerano

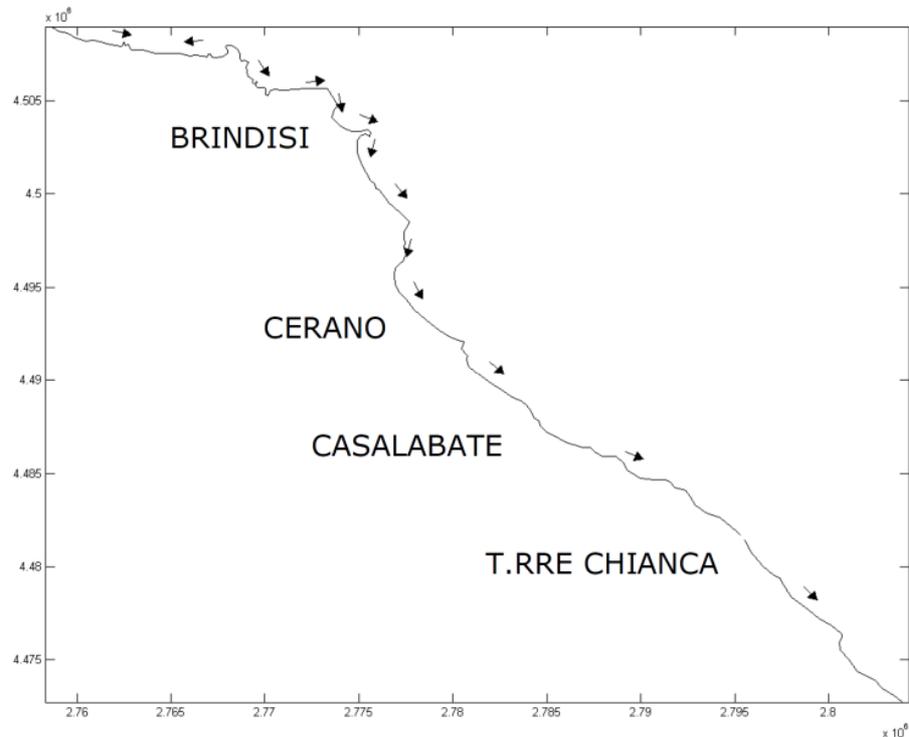


Figura 2.11: Correnti longitudinali provenienti da nord (0°)

In conclusione, le condizioni di corrente sono così definite:

Condizioni delle correnti marine: 0,2 m/s dal settore NNW (330°)

2.2.5 Distribuzione correlata di vento e onde

Per definire approssimativamente la relazione vento-onda per questo progetto sono stati selezionati i dati e gli studi riguardanti il Mare Adriatico meridionale⁹ dal 09/1992 al 01/2016. L'equazione di regressione della velocità del vento e dell'altezza delle onde per il settore nord è definito come:

$$H_s = 0,0127 * v_w^2 + 0.026 * v_w \quad (2.3)$$

Dove H_s rappresenta l'altezza significativa dell'onda e v_w la velocità del vento.

Si assume che l'altezza significativa dell'onda dipenda da una distribuzione di Weibull a tre parametri di questo tipo:

$$f_{H_s}(\hat{H}_s) = \frac{1.014}{0.588} \left(\frac{\hat{H}_s - 0.561}{0.588} \right)^{0.014} e^{-\left(\frac{\hat{H}_s - 0.561}{0.588} \right)^{0.014}} \quad (2.4)$$

Si assume, inoltre, che la distribuzione condizionata del periodo del picco d'onda T_p per una determinata altezza significativa dell'onda obbedisca a una distribuzione log-normale di questo tipo:

⁹ Katalinić, Marko, and Joško Parunov. "Wave statistics in the Adriatic Sea based on 24 years of satellite measurements." *Ocean engineering* 158 (2018): 378-388.

$$f_{T_p|\hat{H}_s}(T_p|\hat{H}_s) = \frac{1}{\sigma_{\ln T_p} T_p \sqrt{2\pi}} \exp \left\{ -\frac{(\ln T_p - \mu_{\ln T_p})^2}{2\sigma_{\ln T_p}^2} \right\} \quad (2.5)$$

dove $\mu_{\ln T_p}$, $\sigma_{\ln T_p}$ sono la media logaritmica e la deviazione standard logaritmica, dipendenti dalla media μ_{T_p} e dalla varianza $\sigma_{T_p}^2$. I parametri dell'equazione (2.5) sono definiti come segue:

$$\sigma_{\ln T_p} = \sqrt{\ln \left(1 + \frac{\sigma_{T_p}^2}{\mu_{T_p}^2} \right)} \quad (2.6a)$$

$$\mu_{\ln T_p} = \ln \frac{\mu_{T_p}^2}{\sqrt{\sigma_{T_p}^2 + \mu_{T_p}^2}} \quad (2.7b)$$

$$\mu_{T_p} = 1.7333 \ln H_s + 5.0756; \quad \sigma_{T_p} = -0.22757 \ln H_s + 0.90399 \quad (2.8c)$$

Le corrispondenti condizioni estreme sono presentate in tabella 2.15 dove R (anni) è il periodo di ritorno, H_s (m) è l'altezza d'onda significativa prevista per il periodo di ritorno prefissato. La condizione estrema dell'onda per un periodo di ritorno di 50 anni sarà utilizzata in seguito come parametro per determinare le quota del bordo libero e del pescaggio di progetto.

R (years)	H_s (m)	T_p (s)
100	6.75	8.34
50	6.36	8.24
20	5.85	8.1
10	5.46	7.96
5	5.07	7.84
1	4.17	7.48

Tabella 2.15: Condizioni Estreme d'Onda per tempi di ritorno compresi tra 1 anno e 100 anni

Le condizioni di carico di progetto (Design Loading Condition - DLC) (di seguito si considerano solo vento e onde) sono state individuate considerando le velocità del vento corrispondenti alle 4 condizioni principali di funzionamento dell'aerogeneratore:

- DLC1: velocità di cut-in: $v_w = 3 \text{ m/s}$
- DLC2: velocità di cut-of: $v_w = 25 \text{ m/s}$
- DLC3: velocità nominale: $v_w = 10,59 \text{ m/s}$
- DLC4: velocità più frequente nell'area dell'impianto eolico: $v_w = 7 \text{ m/s}$

Utilizzando l'equazione (2.3) sono stati calcolati i valori delle altezze d'onda H_s e i parametri ($\mu_{\ln T_p}$, $\sigma_{\ln T_p}$) corrispondenti per le quattro velocità del vento di cui sopra riportati in tabella 2.16.

DLC number	Wind speed NE (m/s)	Significant wave height (m)	$\mu_{\ln T_p}$	$\sigma_{\ln T_p}$
1	3	0.1923	0.652984	0.535877
2	7	0.8043	1.526977	0.20092
3	10.59	1.699621	1.782454	0.130105
4	25	8.5875	2.173954	0.047078

Tabella 2.16: calcolo dell'altezza d'onda e dei parametri usando l'equazione (2.3)

Utilizzando questi parametri, l'equazione (2.5) è stata quindi risolta per ciascuna delle quattro DLC selezionate. Si è così calcolata la distribuzione di probabilità del periodo del picco d'onda T_p in corrispondenza di ciascuna altezza dell'onda significativa come mostrato nella Figura 2.12. Vengono così individuati i periodi con probabilità più alta in corrispondenza di ciascuna altezza di picco d'onda, portando alla definizione completa della DLC presentata nella Tabella 2.17. Va notato che l'analisi dei dati proposta considerale onde provenienti da tutte le direzioni.

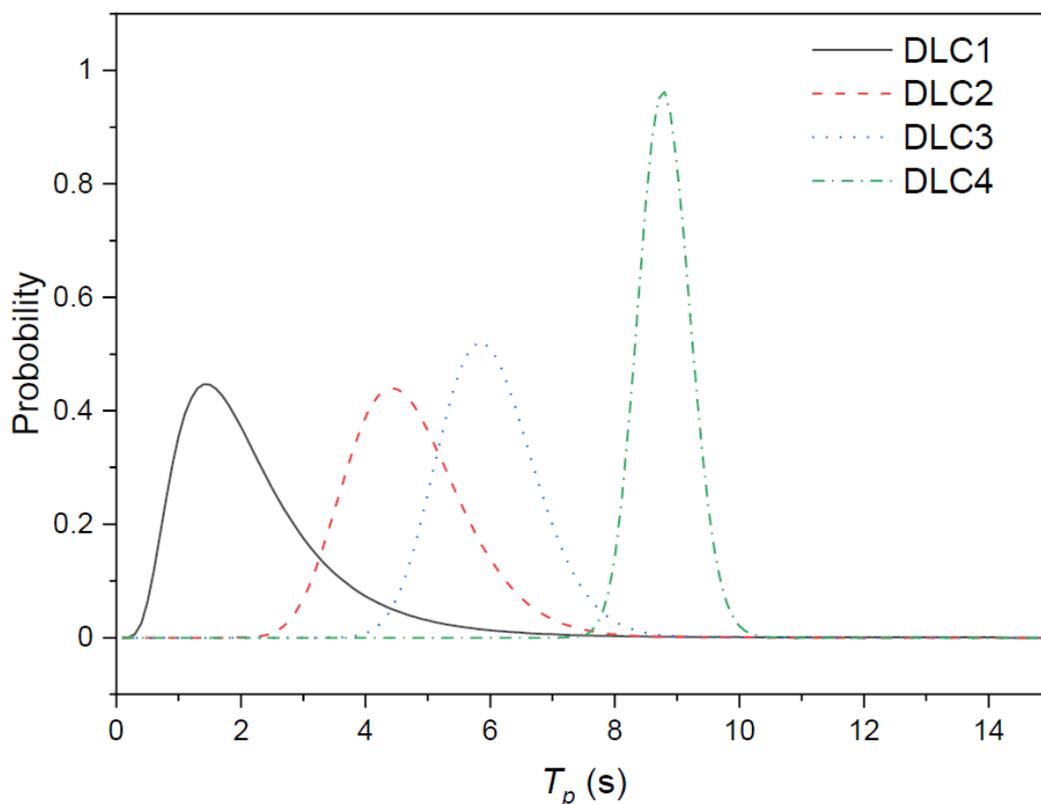


Figura 2.12: Distribuzione di probabilità del periodo del picco d'onda per le quattro DLC

DLC number	Wind speed (m/s), NE	Significant Wave height (m)	Peak Wave period (s)
1	3	0.1923	1.4
2	7	0.8043	4.4
3	10.59	1.699621	5.8

4	25	8.5875	8.8
---	----	--------	-----

Tabella 2.17: Definizione delle quattro DLC considerando le onde provenienti da tutte le direzioni

La seguente curva di regressione tra l'altezza significativa dell'onda e il periodo del picco d'onda⁸ può essere utilizzata per ottenere una stima specifica per le onde provenienti da uno determinato settore (tra 310°N e 10°N):

$$T_p = 5.649 * H_s^{0.271} \quad (2.9)$$

Di conseguenza, volendo considerare solo le onde provenienti dal settore tra 310°N e 10°N, si possono definire le condizioni di carico mostrate in tabella 2.18

DLC number	Wind speed NE (m/s)	Significant Wave height (m)	Peak Wave period (s)
1	3	0.1923	3.613516
2	7	0.8043	5.325248
3	10.59	1.699621	6.522243
4	25	8.5875	10.11695

Tabella 2.18: DLC definite considerando solo le onde provenienti dal settore tra 310°N e 10°N

In futuro, sarà così possibile definire delle condizioni di carico (DLC) più gravose per verificare le strutture in progetto rispettando a condizioni di sicurezza più conservative.

3 PANORAMICA DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO UTILIZZATE PER TURBINE EOLICHE GALLEGGIANTI

Nazione	Nome	MW (tot)	Azienda	Tipo di configurazione	Classificazione	Stato	Profondità (media) acqua	Num. di turbine	MW (singola)	Data operativa
Norvegia	Zefyros (fmr Hywind I)	2.3	Unittech	Hywind I	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	107	1	2.3	2009
Giappone	FRegno Unitoushima Ph1	2	Marubeni	Compact Semisub	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	Operativa	121	1	2	2013
Giappone	FRegno Unitoushima Ph2	5	Marubeni	Advanced Spar	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	121	1	5	2015
Giappone	Toda Sakiyama Demo	2	Toda Corporation	Toda Spar	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	97	1	2	2016
Regno Unito	Hywind Scotland	30	Equinor	Hywind II	Stabilizzata da zavorra (Spar)	Operativa	105	5	6	2017
Francia	Floatgen	2	Floatgen	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiatta con specchio d'acqua smorzante)	Operativa	33	1	2	2018
Giappone	Hibiki	3	NEDO, Marubeni	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiatta con specchio d'acqua smorzante)	Operativa	55	1	3	2018
Regno Unito	Kincardine Tranche 1	2	KOVL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	Operativa	70	1	2	2018
Portogallo	WindFloat Atlantic	25.2	Principle Power	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	Operativa	92	3	8.4	2019
Cina	Yangzi West Shapa	5.5	Cina Three Gorges	TBD		In costruzione	29	1	5.5	2021
Giappone	Nezzy Demonstrator	6	Marubeni	SCD Nezzy	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	60	1	6	2021
Regno Unito	Kincardine Tranche 2	47.5	KOVL	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	70	5	9.5	2021
Spagna	DemoSATH	2	RWE/Saited	Saitec SATH	Waterplane-stabilised (barge)	In costruzione	85	1	2	2021
Norvegia	TetraSpar Demo	3.6	Shell/RWE/Stiesdal	TetraSpar	Stabilizzata da zavorra ("pendolo")	In costruzione	200	1	3.6	2021
Francia	Eolink	5	Eolink	Eolink Demonstrator	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	30	1	5	2022
Francia	EolMed (Gruissan)	30	Total Quadran	Ideal Damping Pool	Stabilizzata da figura di galleggiamento (chiatta con specchio d'acqua smorzante)	In costruzione	62	3	10	2022
Francia	Groix & Belle-Ile	28.5	Shell / EOLFI	Naval Energies Star	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	62	3	9.5	2022
Francia	IFGL Leucate	30	Ocean Winds	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	72	3	10	2022
Spagna	Plocan Canary	4.6	WunderHexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	80	1	2.3	2022
Irlanda	AFLOWT Hexafloat	6	EMEC	Saipem Hexafloat	Stabilizzata da zavorra ("pendolo")	In costruzione	87	1	6	2022
Francia	Provence Grand Large	24	EDF, Enbrigde	SBM TLP	Stabilizzata da sistemi di ormeggio (TLP)	In costruzione	100	3	8	2022
Corea del Sud	Donghae TwinWind	200	Shell /Coens-Hexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	160	20	10	2025
Corea del Sud	Gray Whale	500	Total/GIG (Macquarie)	TBD		In costruzione	150	50	10	2026
Norvegia	SeaTwirl S2	1	SeaTwirl	SeaTwirl 2		In costruzione	100	1	1	2022
Norvegia	Flagship	10	Iberdrola/Olav Olsen	OO-Star Wind Floater	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	107	1	10	2022
Norvegia	Hywind Tampen	88	Equinor/SSC	Hywind III	Stabilizzata da zavorra (Spar)	In costruzione	280	11	8	2022
USA	New Engl. Aqua Ventus I	12	RWE/Diamond4/Umaine	VolturnUS	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	85	2	6	2023
Regno Unito	Dounreay Tri II	100	Hexicon	Hexicon	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	85	5	20	2024
Regno Unito	Dolphyn Hydrog. Demo	2	ERM	WindFloat	Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommergibile)	In costruzione	100	1	2	2024
USA	Cademo (VAB)	60	Cierco	TBD		In costruzione	130	4		2023

Tabella 3.1: Turbine eoliche/parchi eolici galleggianti operativi e in costruzione

3.1 INTRODUZIONE

Se si considerano solo i parchi eolici offshore galleggianti di larga scala (almeno 1 MW), al momento operativi o in costruzione (Tabella 3.1), secondo il database "Quest Floating Wind Energy (Quest-FWE)", ci sono:

- 30 parchi eolici che saranno potenzialmente sviluppati,
- 14 parchi eolici già pianificati,
- 21 parchi eolici attualmente in fase di costruzione,
- 9 parchi eolici operativi (cioè che producono energia).

Nella Tabella 3.1 sono riportati i parchi eolici galleggianti già operativi (9) o in fase di sviluppo (21). A questi va aggiunta la turbina eolica "WindFloat Atlantic Phase 1", installata e operativa dal 2011 al 2016, data nella quale è stata dismessa. Questa unità era costituita da una piattaforma semisommergibile con una turbina eolica da 2MW.

Definendo con "sottostruttura" la parte della turbina eolica galleggiante al di sotto della torre della turbina eolica, i tipi di configurazione delle sottostrutture utilizzate sono riportati nella stessa tabella (5a colonna da

sinistra), dimostrando l'esistenza di un numero elevato di tipi di piattaforme galleggianti proposte. Il criterio adottato per classificare queste piattaforme è spiegato nella prossima sezione.

3.2 CLASSIFICAZIONE DELLE CONFIGURAZIONI E CARATTERISTICHE PRINCIPALI

Solitamente, le turbine eoliche offshore galleggianti sono classificate in base al meccanismo di base utilizzato per generare il momento raddrizzante che contrasta il momento inclinante dovuto alla spinta aerodinamica che agisce sull'aerogeneratore.

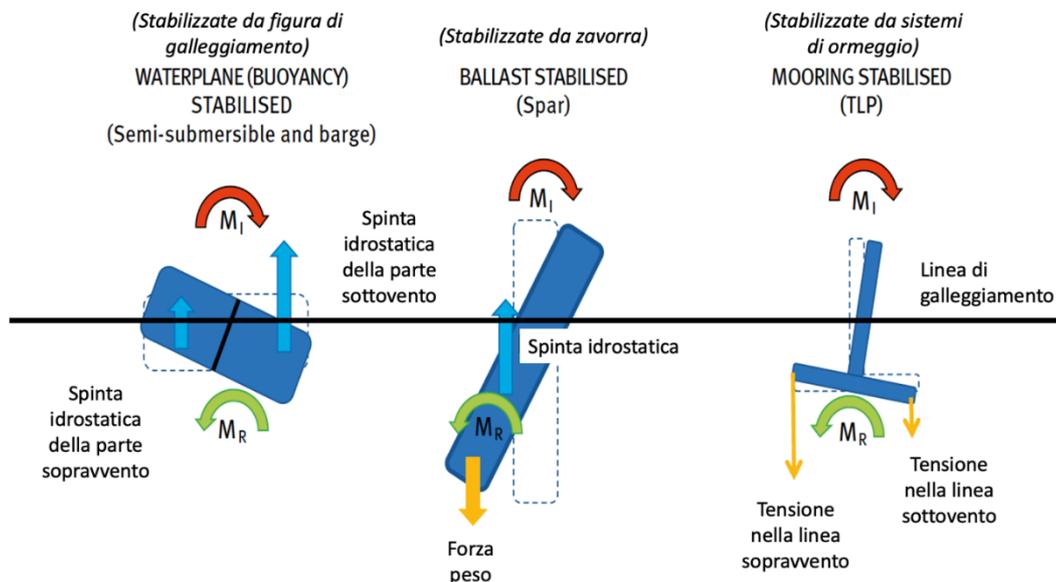


Figura 3.1: illustrazione dei tre principali meccanismi di stabilità idrostatica adottati dalle turbine eoliche galleggianti. M_R = Momento raddrizzante, M_I = Momento inclinante [Hannon, M., Topham, E., Dixon, J., McMillan, D. and Collu, M., 2019. *Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market.*]

Considerando questo criterio, si possono evidenziare tre tipi principali di turbine eoliche offshore galleggianti¹⁰. Facendo riferimento alla Figura 3.1:

- **piattaforme stabilizzate (principalmente) da figura di galleggiamento (*waterplane area stabilised*):** il momento raddrizzante è generato principalmente dal momento di inerzia della figura di galleggiamento. Quando la piattaforma è inclinata, la forza di galleggiamento della parte della piattaforma sottovento aumenta, mentre diminuisce per la parte sopravvento, creando il momento raddrizzante (M_R) che equilibria il momento inclinante (M_I).
- **piattaforme stabilizzate (principalmente) da zavorra (*ballast-stabilised*):** il momento raddrizzante viene generato principalmente attraverso l'abbassamento del baricentro dell'intera piattaforma, utilizzando materiale ad alta densità nella parte inferiore della piattaforma. Ciò garantisce che la forza del peso e la forza di galleggiamento creino il momento raddrizzante (M_R) necessario per contrastare

¹⁰ Le spiegazioni fornite nella Figura 4.2 e nei punti seguenti sono semplificate. Per una spiegazione più approfondita, accompagnate dal modello matematico, si rimanda il lettore a consultare il seguente articolo: Borg, M. e Collu, M., 2015. *Un confronto tra la dinamica delle turbine eoliche galleggianti offshore ad asse orizzontale e verticale. Transazioni filosofiche della Royal Society A: Scienze matematiche, fisiche e ingegneristiche*, 373 (2035), p. 20140076. Sezioni 1 e 2 (b).

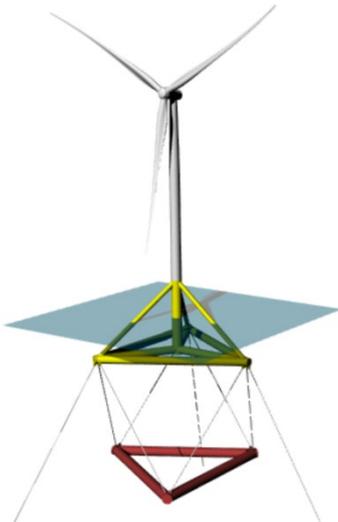
il momento inclinante (M_I), aumentando la distanza verticale tra il centro di massa e il centro di galleggiamento.

- **piattaforme stabilizzate (principalmente) da sistemi di ormeggio (Mooring-stabilised type):** la struttura è fissata al fondale tramite una serie di linee (spesso tubi) pretensionati dalla forza di galleggiamento superiore alla forza peso. Quando la piattaforma è inclinata, la/e linea/e sopravvento si estende/estendono, mentre la linea/e sottovento si contrae/contraggono, imponendo quindi alla piattaforma una tensione maggiore nella linea sopravvento che nella linea sottovento, creando il momento raddrizzante.

Le configurazioni elencate possono essere ulteriormente classificate come mostrato nella Tabella 3.2, definendo il requisito di profondità minima dell'acqua (in base alle dimensioni delle turbine eoliche installate finora), insieme ai principali vantaggi e svantaggi di ognuna.

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile)	<p>WindFloat by Principle Power</p>  <p>https://www.principlepowerinc.com/en/windfloat</p>	>40	<p>Una struttura composta da 3 o 4 colonne circolari (di elevato diametro), che forniscono il volume di spinta, collegate tra loro da tubi circolari (di diametro inferiore). L'aerogeneratore si trova su una delle colonne esterne (e.g. WindFloat) o su una colonna centrale dedicata.</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - La turbina può essere installata sulla sottostruttura in banchina, o in acque riparate, permettendo il trasporto della turbina nel sito designato con semplici rimorchiatori - Può essere installato in acque relativamente poco profonde <p>SVANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tende ad essere più costoso rispetto agli altri concetti (a causa della complessità strutturale) - Tendono ad avere una risposta più ampia ai carichi d'onda (maggiori accelerazioni per la turbina)

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
<p>Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta)</p>	<p>Saitech by SAITEC</p>  <p>https://saitec-offshore.com/sath/</p>	<p>> 30</p>	<p>Una struttura con un solo corpo/due corpi che provvedono il volume di spinta, con una figura di galleggiamento larga</p> <p>VANTAGGI: Simili a semisommersibile</p> <p>SVANTAGGI: Simili a semisommersibile, ma con una risposta ancor peggiore ai carichi d'onda, a causa della figura di galleggiamento solitamente ancora più ampia, che porta anche a costi più alti in termini strutturali</p>
<p>Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento)</p>	<p>Ideol damping pool by Ideol</p>  <p>https://www.ideol-offshore.com/en/technology</p>	<p>> 30</p>	<p>Una struttura con ampia figura di galleggiamento, ma dotata di uno specchio d'acqua interno con effetto smorzante sui moti della struttura</p> <p>VANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Simili a semisommersibile, ma con risposta a carichi d'onda più limitata, grazie allo specchio d'acqua smorzante - È stata realizzata sia in cemento che in acciaio <p>SVANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tende ad essere più larga che gli altri tipi - Pochi risultati pubblicati nel dominio pubblico riguardo all'efficacia dello specchio d'acqua di smorzamento

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
<p>Stabilizzata da zavorra (Spar)</p>	<p>Hywind by Equinor</p>  <p>https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind.html</p>	<p>>100</p>	<p>Tipicamente una struttura cilindrica di elevato diametro, con un pescaggio elevato e zavorra ad alta densità, posizionata alla base della struttura per abbassare il centro di gravità.</p> <p>VANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Struttura semplice, più facile da progettare e produrre - La risposta ai carichi d'onda è più limitata rispetto alle piattaforme stabilizzate da figura di galleggiamento, grazie alla figura di galleggiamento molto più limitata <p>SVANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Può essere installata solo in acque relativamente profonde - Richiede delle navi-gru di elevate prestazioni (generalmente molto costose e difficilmente reperibili) per installare la turbina sulla sottostruttura (dato che la turbina non può essere installata sulla sottostruttura in cantiere)
<p>Stabilizzata da zavorra (tipo "Pendolo")</p>	<p>Tetraspar by Stiesdal</p>  <p>https://www.stiesdal.com/offshore-windpower/</p>	<p>>80</p>	<p>Il baricentro è abbassato da una struttura dedicata (in rosso nella figura a sinistra), collegata alla struttura principale tramite cavi in tensione, anziché avere un'unica struttura con materiale di zavorra nella parte inferiore (come per lo Spar)</p> <p>VANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Simili allo Spar, ma con una struttura modulare più adatta alla produzione di massa, e che richiede meno materiale <p>SVANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Come per lo Spar, richiede generalmente una profondità dell'acqua maggiore rispetto alle configurazioni stabilizzate da figura di galleggiamento o da sistemi di ormeggio

Classificazione	Esempio	Profondità minima [in metri]	Breve descrizione della piattaforma, con principali vantaggi e svantaggi
Stabilizzata da sistemi di ormeggio (<i>Tension-leg platform</i> , i.e. piattaforma a gambe in tensione)	<p>SBM TLP by SBM</p>  <p>https://www.sbmoffshore.com/what-we-do/our-products/renewables/</p>	>45	<p>Struttura fissata al fondale tramite una serie di linee (dette anche “gambe”, spesso costituite in realtà da tubi in metallo) pretensionati dalla forza di galleggiamento superiore alla forza peso.</p> <p>VANTAGGI</p> <ul style="list-style-type: none"> - Non avendo bisogno del contributo della figura di galleggiamento per la stabilità, la figura di galleggiamento può essere molto ridotta, riducendo al minimo i moti dovuti ai carichi d’onda (in teoria i più piccoli tra tutti i tipi di configurazioni) <p>SVANTAGGI:</p> <ul style="list-style-type: none"> - È difficile il trasporto della struttura, dato che la stabilità è ottenuta solo quando ancorata. Questo può anche comportare che la turbina e la piattaforma vengano installate in due fasi separate, richiedendo dei mezzi specializzati più costosi dei comuni rimorchiatori - A causa delle alte tensioni nelle linee di ormeggio, di solito richiede dei sistemi di ancoraggio più costosi

Tabella 3.2: Principali configurazioni di turbine eoliche offshore galleggianti, con caratteristiche principali (la profondità minima dell’acqua richiesta è per le dimensioni delle turbine eoliche installate al momento - per le turbine eoliche più grandi (future), il limite minimo potrebbe aumentare)*

3.3 SELEZIONE PRELIMINARE DEL TIPO DI SOTTOSTRUTTURA PER LA TURBINA EOLICA OFFSHORE GALLEGGIANTE

3.3.1 Principali criteri di scelta

	Criterio	Descrizione
A	Livello di maturità tecnologica	Solo i tipi di sottostrutture per le quali è operativo / è stato operativo un prototipo con una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1 MW
B	Compatibilità con profondità dell’acqua nel sito scelto	Solo i tipi di sottostrutture con pescaggi compatibili con profondità dell’acqua tra i 90m and 125 m. (È importante considerare il fatto che la taglia di turbina scelta, 15 MW, ha una altezza della navicella maggiore e una spinta aerodinamica maggiore, 2.75MN rispetto alle turbine utilizzate dai parchi eolici galleggianti finora realizzati, e che quindi porterà a un momento inclinante maggiore.)

Tabella 3.3: Criteri di selezione della sottostruttura

In questa fase della progettazione, i principali criteri presi in considerazione per selezionare i tipi di sottostruttura sono il livello di maturità tecnologica, e la compatibilità con le profondità dell'acqua nel sito scelto.

Come visto nella Tabella 3.1, ci sono un numero sostanziale di tipi di sottostruttura che sono stati adottati e/o proposti. Nel presente lavoro si è scelto di considerare solo le configurazioni che hanno soddisfatto il seguente criterio: avere almeno un dimostratore installato e operativo, con una turbina eolica di almeno 1 MW di potenza nominale. Ciò garantisce che almeno un dimostratore su scala industriale abbia attraversato l'intero ciclo di vita (escluso lo smantellamento), raggiungendo un livello di maturità tecnologica (TRL) più elevato.

La profondità dell'acqua disponibile è fondamentale per la scelta della sottostruttura della turbina eolica, poiché ogni tipo di configurazione è caratterizzato da una profondità minima dell'acqua in cui può essere installato (terza colonna nella Tabella 3.1). L'intervallo di profondità dell'acqua nel sito scelto va da circa 94 a 125 m e pertanto sono stati considerati solo le configurazioni compatibili con queste profondità.

Il momento inclinante operativo massimo, legato al tipo e alla dimensione dell'aerogeneratore, può essere utilizzato come parametro da cui è possibile ricavare una dimensione approssimativa della piattaforma, poiché la piattaforma deve generare un momento raddrizzante tale da limitare l'angolo di inclinazione, solitamente limitato a max. 5 gradi. Il momento inclinante operativo massimo è linearmente proporzionale all'altezza della navicella dell'aerogeneratore (150 m per la turbina scelta), e alla forza di spinta aerodinamica massima (2,75 MN *alla rated wind speed*). Questa considerazione è importante perché finora sono state installate turbine con una potenza nominale massima di 8 MW, mentre la turbina qui considerata è di 15 MW, per cui le dimensioni delle sottostrutture cambiano, e in particolare per le strutture stabilizzate (principalmente) da zavorra, il pescaggio aumenterà.

3.3.2 Configurazioni selezionate

Nella Tabella 3.4 i tipi di configurazione illustrati nella Tabella 3.2 vengono valutati in base ai criteri di selezione definiti nella Tabella 3.3.

Le configurazioni stabilizzate da figura di galleggiamento non hanno un elevato pescaggio e pertanto sono compatibili con le profondità del sito scelto. Inoltre, per 2 (su 3) di queste configurazioni è stato installato e operato almeno un prototipo di turbina eolica galleggiante di 2MW.

La configurazione stabilizzata da zavorra è la più matura sul mercato dal punto di vista tecnologico. Considerando però che la turbina eolica scelta (15 MW) è molto più grande delle turbine eoliche finora installate con questa configurazione (6MW) e tenendo presenti le profondità effettive del mare nel sito scelto, si può concludere che questa configurazione non può essere considerata adatta al presente progetto: il pescaggio richiesto sarebbe troppo grande per questo sito.

Se si considerano le piattaforme stabilizzate dai sistemi di ormeggio, ed in particolare le *Tension Leg Platforms* (TLP), esse potrebbero essere compatibili con le profondità d'acqua del sito selezionato, anche considerando le maggiori dimensioni e la spinta aerodinamica più grande della turbina selezionata (15 MW). Tuttavia, al momento nessun dimostratore con questa configurazione è stato installato e provato.

Pertanto, per concludere, le tipologie di configurazione che verranno portate alla fase successiva di analisi sono:

- Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile
- Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatte con specchio d'acqua interno di smorzamento

Classificazione	Criteri di selezione	
	Maturità tecnologica	Profondità dell'acqua
Stabilizzata da figura di galleggiamento (semisommersibile) 	 Esempi di strutture operative sia a livello di dimostratore (2MW) che a livello di parco eolico galleggiante (3 turbine di 8.4MW)	 Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità principalmente aumentando il diametro, non il pescaggio
Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta) 	 Al momento non ci sono dimostratori con potenza nominale di almeno 1 MW	 Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità aumentando la larghezza/lunghezza della figura di galleggiamento, non il pescaggio
Stabilizzata da figura di galleggiamento (tipo chiatta con specchio d'acqua interno di smorzamento) 	 Un dimostratore di 2MW è stato installato ed è, al momento, operativo; alcuni parchi eolici sono in costruzione	 Anche considerando che la turbina scelta (15MW) ha una altezza di navicella maggiore, e una maggiore spinta aerodinamica sul rotore rispetto alle turbine adottate finora, questo tipo di piattaforma aumenta la sua stabilità aumentando la larghezza/lunghezza della figura di galleggiamento, non il pescaggio
Stabilizzata da zavorra (Spar) 	 È il concetto più maturo dal punto tecnologico, essendo stato il primo dimostratore (2MW) e la configurazione scelta per il primo parco eolico offshore galleggiante al mondo (30MW)	 Gli Spar adottati per le turbine eoliche da 6MW del parco eolico offshore galleggiante "Hywind Scotland Pilot Park" (Scozia) sono state installate in un sito con profondità d'acqua che vanno dai 95 ai 120 m, ma si sono incontrate delle serie difficoltà nel progettare i sistemi di ormeggio dato il pescaggio elevato di questa configurazione. Se si considera il fatto che, per il presente progetto, si adotta una turbina da 15MW, con quindi un maggior momento inclinante, il pescaggio richiesto sarà ancora maggiore, e quindi non compatibile con il sito scelto

<p>Stabilizzata da zavorra (tipo “Pendolo”)</p> 	<p style="text-align: center;">✗</p> <p>Un dimostratore con turbina di potenza nominale pari a 3.6MW è, al momento, in costruzione, ma non ancora installata</p>	<p style="text-align: center;">✗</p> <p>In maniera simile alle altre configurazioni stabilizzate da zavorra, con una turbina da 15MW è probabile che il pescaggio di questa configurazione non sia compatibile con le profondità dell’acqua nel sito scelto. Tuttavia, questo concetto è disponibile anche come semisommersibile, che potrebbe essere compatibile col sito.</p>
<p>Stabilizzata da sistemi di ormeggio (Tension-leg platform, i.e. piattaforma a gambe in tensione)</p> 	<p style="text-align: center;">✗</p> <p>Un parco eolico offshore, con 3 turbine da 8 MW, che adotterà questa configurazione, è al momento in fase di costruzione (data prevista di connessione alla rete 2022), ma non ci sono stati dimostratori</p>	<p style="text-align: center;">✓</p> <p>Sebbene non ci siano stati dei dimostratori, considerando le configurazioni TLP adottate nel mondo dell’industria petrolifera offshore, è probabile che una configurazione di questo genere sia compatibile con le profondità dell’acqua nel sito prescelto.</p>

Tabella 3.4: Configurazioni valutate secondo i criteri di selezione

3.4 CONCLUSIONI

3.4.1 Informazioni per la scelta della configurazione

Turbina eolica: le principali caratteristiche dell'aerogeneratore da considerare per il parco eolico offshore galleggiante sono state presentate. L'agenzia internazionale per l'energia (www.iea.org) ha definito un modello di turbina eolica offshore di riferimento, open access, come obiettivo del progetto “*IEA Wind TCP Task 37: the IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine*”. Questo modello è adottato come turbina eolica di riferimento per il dimensionamento delle fondazioni del presente progetto, in quanto rappresenta un modello verosimile dal punto di vista industriale, e allo stesso tempo fornisce una serie di dettagli tecnici normalmente non forniti dai produttori di aerogeneratori, e consente quindi un'analisi più avanzata, che porta a risultati più accurati.

Condizioni ambientali: batimetria. i dati batimetrici che sono stati utilizzati per la selezione del tipo di turbina eolica offshore galleggiante sono gli stessi forniti da Iron Solar. La profondità dell'acqua è uno dei principali criteri di selezione utilizzati nella selezione.

3.4.2 Panoramica delle strutture di supporto utilizzate per turbine eoliche galleggianti

Sono state presentate le configurazioni adottate dalle turbine eoliche offshore galleggianti che sono già installate e operative, o che sono in costruzione, illustrandone le principali caratteristiche.

Queste configurazioni sono poi classificate nelle tre classi principali (stabilizzato con figura di galleggiamento, stabilizzato con zavorra e stabilizzato in ormeggio), spiegando il criterio di classificazione e fornendo i principali vantaggi e svantaggi per ciascuna configurazione.

3.4.3 Selezione preliminare del tipo di sottostruttura per la turbina eolica offshore galleggiante

Sono stati adottati due principali criteri di selezione per scegliere le configurazioni più adatte al sito prescelto (in particolare, la batimetria) e l'aerogeneratore selezionato (aerogeneratore IEA 15MW).

La compatibilità con la batimetria del sito è considerata un parametro fondamentale nella scelta delle configurazioni. L'altro criterio chiave è il livello di maturità tecnologica della tecnologia, preferendo quelle configurazioni che sono state già dimostrate almeno con una turbina eolica di potenza nominale di almeno 1MW.

Sulla base di questi criteri di selezione, sono state selezionate due configurazioni per la fase successiva dell'analisi:

1. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile
2. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatto con specchio d'acqua interno di smorzamento

Entrambe le sottostrutture stabilizzate da figura di galleggiamento sono risultate valide, d'altra parte il WindFloat proposto da Principle Power è apparso richiedere minori quantitativi di acciaio per la sua realizzazione. Tale tecnologia è apparsa inoltre affidabile oltre che supportata da un numero maggiore di impianti dimostrativi, peraltro realizzati con aerogeneratori di potenza elevata (superiori a 8 MW).

Per la realizzazione del parco eolico offshore verrà pertanto adottata tale tipologia di sottostruttura galleggiante.

4 WIND FLOAT PRINCIPLE POWER



Figura 4.1: foto di un impianto dimostrativo del WindFloat

Come indicato in Tabella 3.2, il modello commerciale disponibile su mercato che corrisponde alla configurazione di sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento tipo semisommersibile, è il WindFloat di Principle Power.

Il WindFloat è una piattaforma galleggiante semisommersibile a tre colonne per turbine eoliche dotato di un sistema intelligente di gestione dell'assetto dello scafo che si adatta alle differenti condizioni meteo marine spostando la zavorra d'acqua contenuta al suo interno tra le colonne per mantenere la torre della turbina eolica in verticale, massimizzando la produzione e riducendo al minimo i carichi.

Il WindFloat raggiunge la stabilità di galleggiamento attraverso la combinazione di tre fattori dimensionali: la superficie complessiva di ingombro sul piano d'acqua (impronta), il pescaggio ed il diametro delle tre colonne. Il design a tre colonne è pertanto scalabile per ospitare le più grandi turbine eoliche offshore, gestendo in modo efficiente i carichi con un aumento minimo della massa strutturale.

Il WindFloat ha una struttura a pescaggio ridotto che consente l'installazione della turbina nella maggior parte dei porti eliminando la necessità di sollevamento di carichi pesanti in mare aperto ed è intrinsecamente stabile durante la movimentazione. La zavorra d'acqua permanente viene utilizzata per abbassare la piattaforma fino al suo pescaggio operativo e garantire maggiore stabilità. Il sistema intelligente di gestione dell'assetto dello scafo sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il suo funzionamento, aumentando le prestazioni e la resa energetica.

Le tre colonne conferiscono pertanto galleggiabilità e stabilità alla struttura. Le colonne sono opportunamente distanziate e disposte secondo una disposizione triangolare per contrastare il grande momento di ribaltamento indotto dal vento. Tali colonne sono elementi comunemente utilizzati nelle piattaforme offshore galleggianti e si basano su standard industriali collaudati per le unità stabilizzate su colonna. Gli involucri cilindrici esterni sono irrigiditi con travi ad anello distanziate regolarmente e traverse verticali a forma di L per fornire alla colonna una sufficiente rigidità all'instabilità locale e globale. Poiché gli involucri più profondi sono soggetti a carichi di pressione maggiori, lo scafo è diviso orizzontalmente in sezioni, dimensionate in base al loro massimo sovraccarico. Il dimensionamento individuale di ciascuna zona consente l'ottimizzazione delle sezioni e quindi la riduzione del fabbisogno di acciaio e del peso complessivo delle strutture.

Nella parte inferiore delle colonne, all'interno di compartimenti è installata la zavorra d'acqua permanente che viene utilizzata per abbassare la piattaforma fino al pescaggio operativo desiderato. Nella metà superiore

di ciascuna colonna sono invece allocati i compartimenti di zavorra attivi dimensionati per avere una capacità sufficiente a contrastare il momento ribaltante della massima spinta WTG. Un sistema di controllo dell'assetto dello scafo (zavorra attiva) sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il suo funzionamento. Questa zavorra mobile compensa i cambiamenti significativi di velocità media e direzione del vento in modo da mantenere la torre ad un angolo di beccheggio medio di 0° o per migliorare le prestazioni della turbina. L'acqua di zavorra può essere trasferita tra le colonne utilizzando due percorsi di flusso indipendenti con capacità di pompaggio ridondante. I compartimenti di zavorra attivi sono completamente chiusi e situati nella metà superiore di ciascuna colonna.

Di seguito è riportata in figura la tipica configurazione globale del Wind Float.

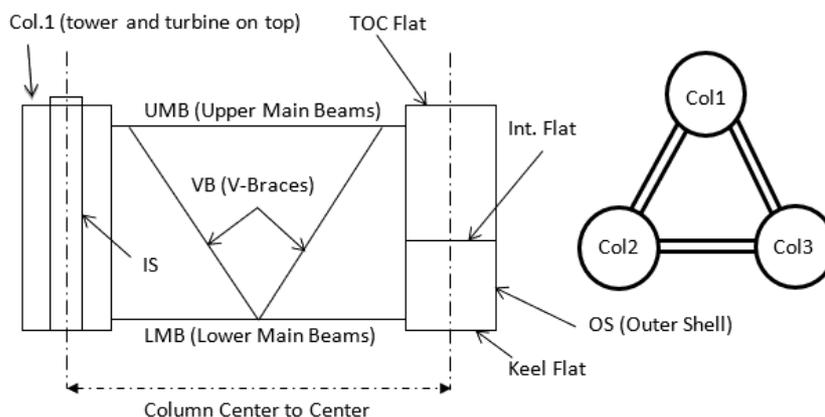


Figura 4.2: componenti principali del Wind Float

La Colonna 1 si differenzia dalle altre due poiché è la colonna che ospita il WTG. Tale colonna ha allocato al suo interno un vano tecnico cilindrico sulla cui sommità viene imbullonata la torre di sostegno del WTG mediante una flangia di accoppiamento. Il diametro interno del vano è conforme al diametro della torre. Tale componente fornisce continuità strutturale alla torre e funge da struttura portante principale. All'interno del vano interno si trovano i locali della sala macchine.

Per completare la piattaforma semisommersibile, le colonne sono interconnesse con una struttura reticolare composta da travi principali e controventi. Ogni WindFloat richiede tre sottoassiemi di travature con telaio tubolare composti da una trave principale inferiore (LMB - Lower Main Beams), una trave principale superiore (UMB - Upper Main Beams) e dai controventi di interconnessione (V-Braces).

Nella parte inferiore delle colonne sono presenti delle piastre di intrappolamento dell'acqua (WEP - Water Entrapment Plates) che forniscono ulteriore inerzia idrodinamica alla piattaforma aumentando il volume spostato e aggiungendo smorzamento viscoso al sistema nei movimenti di rollio, beccheggio e sollevamento. Questo allontana le frequenze naturali delle piattaforme dai picchi dello spettro delle onde, evitando la risonanza.

Di seguito si riportano le dimensioni tipiche di un Wind Float, per ulteriori dettagli si rinvia agli elaborati della sezione 3 "Strutture di fondazione aerogeneratori".

Descrizione	Unità	Valore
Potenza WTG	MW	15
N. di Colonne	#	3
Diametro Colonne	m	15
Distanza tra gli assi delle Colonne	m	80
Altezza Colonne	m	30
Peso	t	4800

5 SCELTA E DIMENSIONAMENTO DEGLI ANCORAGGI E DEGLI ORMEGGI

Le alternative e i criteri di scelta dei sistemi di ancoraggio e ormeggio sono descritti nelle relazioni della serie R.3.2, sulla scorta dei dati di bare descritti in questa relazione generale e analizzando le caratteristiche batimetriche, morfologiche e geomorfologiche dei fondali descritte nelle relazioni specifiche.

Per il dimensionamento degli ormeggi e la modellazione strutturale in proponente si è avvalso della consulenza della società Inter Moore Ltd in collaborazione con la University of Strathclyde.

La modellazione strutturale è giunta fino alla scelta di sistemi di ormeggio semi tesi ed al loro dimensionamento.