

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.3.2.1 Fondazione e ormeggi

REV.	DATA	DESCRIZIONE
01	05/23	int volon



1	INDICE	
2	1	PREMESSA _____ 2
3	2	ANALISI PRELIMINARE DELLE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE PER TURBINE
4		EOLICHE OFFSHORE SELEZIONATE _____ 3
5	2.1	METODOLOGIA _____ 3
6	2.1.1	Parametri di progetto _____ 3
7	2.1.2	Requisiti e vincoli della risposta statica _____ 3
8	2.1.3	Requisiti e vincoli della risposta dinamica _____ 4
9	2.1.4	Stima approssimativa del costo della distinta base _____ 5
10	2.1.5	Implementazione numerica _____ 6
11	2.2	SEMISOMMERSIBILE _____ 7
12	2.2.1	Elementi critici del progetto _____ 8
13	2.2.2	Stabilità allo stato integro _____ 9
14	2.2.3	Analisi della risposta dinamica globale _____ 11
15	3	ANALISI NEL DOMINIO DEL TEMPO _____ 12
16	3.1	METODOLOGIA _____ 12
17	3.2	PIATTAFORME SEMISOMMERSIBILE _____ 12
18	3.2.1	Progettazione preliminare del sistema di ormeggio per piattaforme
19		semisommersibili _____ 12
20	3.2.2	Analisi nel dominio del tempo per l'intero sistema interconnesso _____ 15
21	3.2.2.1	Analisi di decadimento _____ 16
22	3.2.2.2	Analisi dinamica considerando gli effetti di vento e onde _____ 17
23	4	CONCLUSIONI _____ 20
24	4.1	CONFIGURAZIONE TIPO SEMISOMMERSIBILE SELEZIONATA _____ 20
25	4.2	VALUTAZIONI FINALI E SCELTA DEGLI ORMEGGI SEMI TESI _____ 20
26	5	RIFERIMENTI _____ 22
27		

1 PREMESSA

Con la presente relazione si intende illustrare lo studio realizzato in collaborazione con l'Università di Strathclyde e finalizzato al dimensionamento ed alla verifica delle sottostrutture di fondazioni selezionate per l'impianto eolico offshore in progetto, considerando l'aerodinamica della turbina eolica, l'idrodinamica della sottostruttura galleggiante e la dinamica del sistema di ormeggio.

In esito ad una prima fase di studio svolta dall'Università di Strathclyde (vedi R.3.1 - Relazione generale) sono state selezionate due configurazioni di sottostrutture per turbine eoliche flottanti ritenute idonee in base alle caratteristiche dell'aerogeneratore e dello specchio d'acqua considerato:

1. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo semisommersibile
2. Sottostruttura stabilizzata da figura di galleggiamento, tipo chiatto con bacino 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.

Si procederà quindi all'analisi della risposta nel dominio della frequenza adottando un modello lineare della dinamica combinata aero-idraulica (**analisi di livello 1**).

Il modello andrà poi implementato con la progettazione ed il dimensionamento del **sistema di ormeggio** in modo da poter realizzare una analisi di dettaglio, utilizzando un modello dinamico combinato aero-idro-servo-elastico non lineare nel dominio del tempo (**analisi di livello 2**).

Si potrà così verificare il funzionamento dell'insieme costituito dalla sottostruttura selezionata assemblata con la turbina e connessa al sistema di ormeggio, nelle condizioni meteomarine più severe riferite al sito d'impiego individuato.

Si evidenzia che in questa modellazione il sistema di ormeggio calcolato non tiene conto delle caratteristiche del fondale, la modellazione svolta in questo studio ha il compito di definire preliminarmente i carichi e le forze presenti, si rimanda al successivo studio contenuto nella relazione R.3.2.3 per l'approfondimento dello studio sui sistemi di ormeggio e ancoraggio della fondazione semisommersibile.

2 ANALISI PRELIMINARE DELLE SOTTOSTRUTTURE DI FONDAZIONE PER TURBINE EOLICHE OFFSHORE SELEZIONATE

Nei successivi paragrafi viene eseguito un dimensionamento preliminare (analisi di livello 1) della sottostruttura selezionata (vedi R.3.1 - Relazione generale), considerando il modello di turbina eolica specifico presentato nel capitolo 2.1 della citata relazione generale R.3.1 e il sito presentato nel capitolo 2.2. La progettazione sarà realizzata utilizzando un approccio lineare nel dominio della frequenza che tenga conto dell'aerodinamica della turbina eolica, dell'idrodinamica della sottostruttura galleggiante e della dinamica del sistema di ormeggio. L'obiettivo è quello di ottenere una stima preliminare delle principali dimensioni delle due configurazioni scelte di struttura di sostegno per aerogeneratori flottanti (Floating Offshore Wind Turbine – FOWT).

2.1 METODOLOGIA

In questa fase, la configurazione di supporto galleggiante selezionata, il semisommersibile Principle Power viene pre-dimensionato considerando una serie di requisiti e vincoli.

Il procedimento di progettazione è suddiviso nelle seguenti fasi, sulla base di Collu et al.¹:

- Definizione dei parametri di progetto
- Requisiti e vincoli di risposta statica
- Requisiti e vincoli di risposta dinamica
- Stima approssimativa del costo della distinta base

2.1.1 Parametri di progetto

Per definire i parametri di progetto si individuano le principali dimensioni geometriche che descrivono la configurazione considerata: queste sono illustrate graficamente in Figura 2.4 (semisommersibile)-

Tali parametri vengono fatti variare in un intervallo di valori significativi e viene, così, individuata la configurazione ottimale, quella, cioè, in grado di soddisfare tutti i requisiti e vincoli minimizzando il costo capitale stimato.

2.1.2 Requisiti e vincoli della risposta statica

Sono stati imposti i seguenti requisiti e vincoli di risposta statica (a meno che non sia specificato un criterio diverso):

- Galleggiabilità. La somma del peso totale della piattaforma (compresi RNA, torre, massa strutturale della sottostruttura e massa di zavorra) più la componente verticale della forza di ormeggio totale deve essere uguale alla forza di galleggiamento totale. In termini pratici, significa che la massa di zavorra deve essere positiva con un certo margine.
- Stabilità allo stato integro. In questa fase preliminare, sono stati rispettati i requisiti di stabilità allo stato integro come delineati nella norma DNV-ST-0119 "Floating wind turbine structure" [2]. Come indicato nella stessa norma, trattandosi di un sistema non presidiato, non è obbligatorio considerare la stabilità in condizioni di avaria, che quindi non viene considerata. Il momento di sbandamento è stato calcolato

¹ Collu, M., Brennan, F.P. and Patel, M.H., 2014. Conceptual design of a floating support structure for an offshore vertical axis wind turbine: the lessons learnt. Ships and Offshore Structures, 9(1), pp.3-21.

- alla velocità del vento nominale, includendo sia il contributo della forza di spinta aerodinamica che agisce sul rotore sia la resistenza aerodinamica anteriore che agisce sulla torre.
- Valore massimo dell'angolo di inclinazione medio alla velocità nominale del vento². Non esiste una regola precisa sul valore massimi dell'angolo di inclinazione medio (dovuto principalmente alla forza di spinta che agisce sul rotore), poiché questo è solitamente un requisito imposto dall'OEM dell'aerogeneratore e può variare da produttore a produttore. Ad ogni modo, sulla base della letteratura pubblica², è stato considerato un valore statico (cioè medio) del massimo angolo di inclinazione $\theta_{S,max}$, pari a 5 gradi, e un angolo di inclinazione massimo totale θ di 10 gradi, pari alla somma del valore statico più l'ampiezza dell'angolo di oscillazione dinamica (θ_D) in rollio, a causa dei carichi d'onda.
 - Bordo libero minimo e pescaggio minimo. Vengono imposti due parametri dimensionali minimi in base alle condizioni d'onda locali, uno per il bordo libero, distanza verticale tra la quota della linea di galleggiamento e il piano del ponte, necessaria per evitare il fenomeno dell'"greenwater" (ovvero l'immersione della prua in acqua), ed una per il un pescaggio, necessaria per evitare lo slamming (ovvero il livello dell'onda sotto la parte più bassa della piattaforma). Considerando pertanto l'altezza significativa dell'onda per un periodo di ritorno di 50 anni pari a 6,36 m, la soglia minima di bordo libero minimo e la soglia minima di pescaggio sono state imposte entrambe pari a 10 m, lasciando pertanto un adeguato margine di sicurezza. Altri requisiti possono richiedere un pescaggio maggiore.

2.1.3 Requisiti e vincoli della risposta dinamica

Dal punto di vista della risposta dinamica, è stato adottato il seguente criterio:

- I periodi naturali dell'intero sistema di corpo rigido devono trovarsi all'esterno degli intervalli dei periodi delle forze di eccitazione oscillatoria. In questa fase iniziale di studio, i periodi naturali del corpo rigido vengono stimati con un approccio basato sull'analisi di frequenza. Le forze di eccitazione considerate sono: forze aerodinamiche 1P e 3P e carichi d'onda del 1° ordine. L'intervallo di frequenze delle forze aerodinamiche 1P e 3P si basa sulla velocità di rotazione del rotore, mentre l'intervallo di frequenze dei carichi d'onda del 1° ordine è stimato utilizzando uno spettro d'onda JONSWAP, basato sulle condizioni descritte nella relazione R.3.1 "Relazione generale" al capitolo 2.2.5 "Distribuzione correlata di vento e onde" Gli spettri delle onde per le condizioni operative ed estreme fornite nella Tabella 2.17 della già citata relazione descrittiva R.3.1 sono riportati nella Figura 2.1 e nella Figura 2.2. L'intervallo di frequenze da evitare è definito come l'intervallo tra le frequenze in cui l'intensità dello spettro dell'onda è il 5% dell'intensità massima dello spettro dell'onda. Pertanto, si ha che l'intervallo di frequenze da evitare è $0.41 \text{ rad/s} < \omega < 3.87 \text{ rad/s}$ che corrisponde ad un l'intervallo di periodi da evitare pari a $1.6 \text{ s} < T < 15.3 \text{ s}$.

² COLLU, M., AND M. BORG. "DESIGN OF FLOATING OFFSHORE WIND TURBINES." OFFSHORE WIND FARMS. WOODHEAD PUBLISHING, 2016. 359-385.

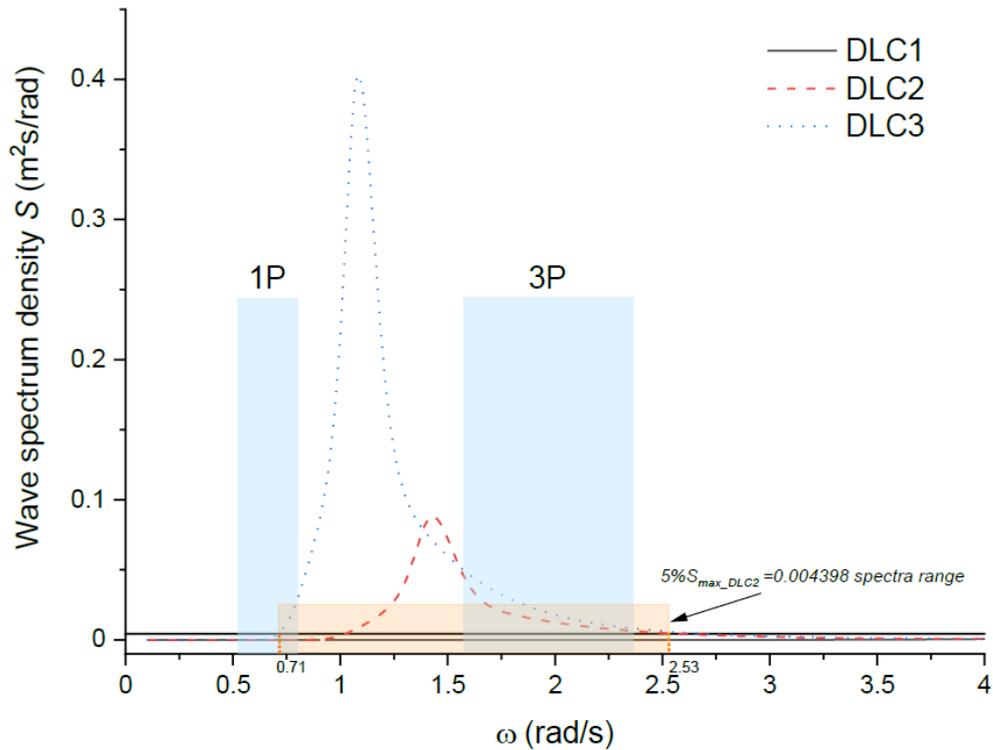


Figura 2.1: Spettro d'onda per DLC1-DLC3 negli intervalli di frequenza 1P-3P

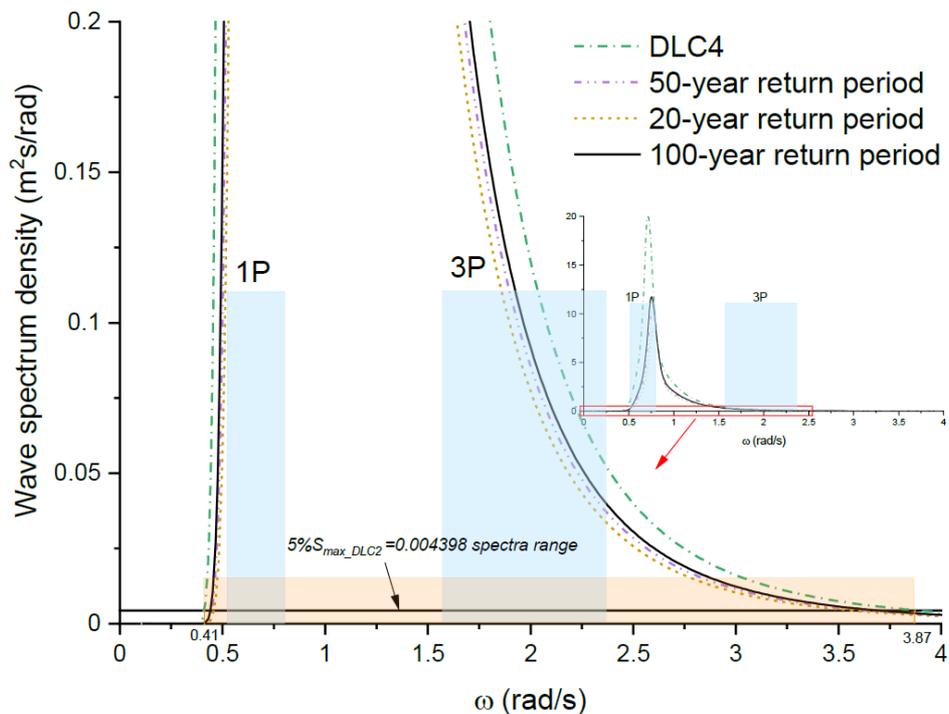


Figura 2.2: spettro d'onda per il DLC4 e per le condizioni estreme

2.1.4 Stima approssimativa del costo della distinta base

In via preliminare e per poter selezionare la tipologia di piattaforma galleggiante da adottare, risulta più importante stimare la differenza nei costi capitale (approssimativi) delle configurazioni di sottostrutture

esaminate piuttosto che il loro costo assoluto. Inoltre, in questa fase di progettazione, i dettagli disponibili non sono sufficienti per stimare con precisione la spesa in conto capitale (CAPEX) e pertanto le stime dei costi vengono effettuate secondo l'approccio della distinta base, ovvero valutando le tonnellate di materiale strutturale necessarie per la costruzione della sottostruttura galleggiante (escluse la torre, la navicella, e il rotore, i cui costi sono considerati uguali per tutte le configurazioni analizzate).

2.1.5 Implementazione numerica

Per il dimensionamento preliminare sono stati adottati due metodi distinti, per poter verificare in maniera incrociata i risultati.

Il primo approccio si basa su metodi basati sui principi primi, implementando in un foglio di calcolo i pertinenti criteri di dimensionamento dell'architettura navale e dell'ingegneria oceanica insieme con i vincoli specificati nelle sezioni 2.1.1, 2.1.2 e 2.1.3, e stimando così la massa strutturale totale della sottostruttura in 8.1.4.

Il secondo approccio si basa sulla raccolta di informazioni sulle turbine eoliche galleggianti progettate da Principle Power per la configurazione semisommersibile e da Ideol per la chiatta con bacino di smorzamento. Questi progetti noti sono dimensionati per potenze nominali di turbine eoliche inferiori a 15 MW e pertanto sono stati opportunamente scalati e messi a confronto con i risultati ottenuti con il primo approccio di dimensionamento preliminare.

Per la verifica dei vincoli di stabilità allo stato integro e dell'angolo di inclinazione massimo, è stato utilizzato un software di analisi idrodinamica specializzato per calcolare il momento di raddrizzamento.

Per i requisiti e i vincoli della risposta dinamica, è stato utilizzato un software di analisi idrodinamica specializzato per condurre un'analisi di frequenza idrodinamica, applicando la teoria del flusso potenziale alle parti di grande volume di ciascuna struttura.

2.2 SEMISOMMERSIBILE



Figura 2.3: Configurazione semisommersibile tipo Windfloat da 2MW [3] La configurazione semisommersibile da 15MW proposta in questa relazione si basa su questa e su configurazioni similari di maggiori dimensioni (confronta il paragrafo 2.2.1)

Nella figura 2.3 viene rappresentato il modello parametrico utilizzato per la piattaforma semisommersibile. Si considera un'unità semisommersibile a tre colonne uniformemente distanziate secondo un angolo di 120° . La turbina eolica si trova su una colonna. I serbatoi dell'acqua di zavorra sono posizionati all'interno di tutte le colonne sebbene nella colonna su cui sarà installata la turbina eolica viene collocata meno zavorra. Alla base delle tre colonne è presente una "piastra di intrappolamento dell'acqua" esagonale, che ha il duplice vantaggio di aumentare la massa aggiunta e quindi abbassare le frequenze naturali (cioè aumentare il periodo naturale) della piattaforma in sussulto e in beccheggio, e di aumentare, inoltre, la resistenza viscosa, il che contribuisce a diminuire la risposta globale della piattaforma.

Applicando la metodologia indicata nella sezione 2.1, è stata condotta un'analisi parametrica ottenendo così un dimensionamento preliminare che minimizza la massa dell'acciaio strutturale pur soddisfacendo i requisiti preliminari e i vincoli considerati. Le principali caratteristiche della piattaforma sono riportate nella Tabella 2.1.

2.2.1 Elementi critici del progetto

Così come descritto nella sezione 2.1.5, il dimensionamento preliminare, ottenuto implementando i principi primi su un foglio di calcolo e con codici MATLAB, è stato confrontato con le risultanze dell'attività di scaling up. Le configurazioni prese in considerazione per l'esercizio di scaling up sono le configurazioni da 2 MW e 6 MW della sottostruttura denominata Windfloat di Principle Power presentate in "WindFloat Pacific OSW Project BOEM Workshop Sacramento, CA July 29, 2014"³ e la configurazione da 8 MW di Principle Power presentata in "Banister, K., 2017. *WindFloat Pacific Project, Final Scientific and Technical Report (No. DE-EE0005987). Principle Power, Inc., Emeryville, CA (United States)*"⁴.

Come chiarito nel "Technical Report"⁴ "il sistema di assetto dello scafo brevettato del WindFloat (noto anche come zavorra attiva) distribuisce la zavorra d'acqua tra le tre colonne del WindFloat per compensare la spinta variabile della turbina dovuta ai cambiamenti a bassa frequenza della velocità e della direzione del vento".

Pertanto, anche se non viene rispettato il vincolo rappresentato dal "massimo angolo statico di inclinazione alla velocità del vento nominale", tale angolo può essere diminuito (teoricamente anche fino a zero) utilizzando il sistema sopra citato. Ciò ha consentito di ridurre la distanza tra i centri delle colonne calcolata con il metodo dei principi primi ad un valore simile a quello ottenuto scalando la piattaforma dalle configurazioni 2MW, 6MW e 8MW.

Sempre nel medesimo "Technical Report"⁴ si cita un valore di 400 t/MW (ad esempio "400 tonnellate di acciaio strutturale utilizzato per la sottostruttura per ogni MW dell'aerogeneratore), di poco superiore al valore qui ottenuto. Tuttavia, il valore qui ottenuto può essere considerato ragionevole perché non tiene conto dell'acciaio per i sistemi ausiliari (es. l'eliporto o i camminamenti in cima alle travi orizzontali superiori), ed anche perché si prevede che questo valore possa diminuire all'aumentare della potenza nominale dell'aerogeneratore.

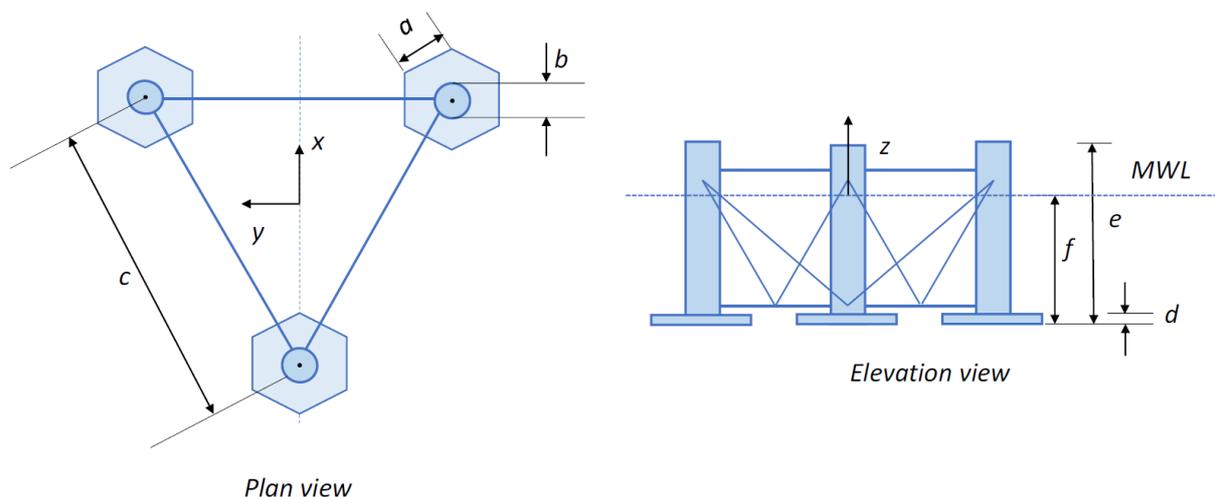


Figura 2.4: rappresentazione delle dimensioni generali del "semisommergibile"

³ https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjtpvjSttXwAhUOiFwKHcOLA2UQFjAAegQIBRAD&url=https%3A%2F%2Fwww.boem.gov%2FNREL-WindFloat-Pacific-OSW-Project%2F&usg=AOvVaw3LDz5KATwpxqxEY6cyU_9u, ritrovata il 12/05/2021

⁴ <https://www.osti.gov/biblio/1339449-windfloat-pacific-project-final-scientific-technical-report>, ritrovata il 05/05/2021

Parameters	Unit	Value	Notes
Mass of steel	t	~4800	Around 320 t/MW
Static angle of inclination at rated wind speed	deg	10.9	KO: larger than $\theta_{s,max}$, see section 2.2.1
Heave natural period	s	20.5	OK: outside oscillating excitation force range
Pitch natural period	s	31.6	OK: outside oscillating excitation force range
Roll natural period	s	31.6	OK: outside oscillating excitation force range
a, water entrapment side length	m	19.5	
b, column diameter	m	15.0	
c, centre-to-centre column distance	m	80	
d, water entrapment plate thickness	m	1.0	
e, total column height	m	30.0	OK: freeboard (e-f) larger than min required
f, draft	m	20.0	OK: larger than min draft
Total displacement (volumetric)	m ³	~14 400	
Total displacement (mass)	t	~14 756	

Tabella 2.1: principali caratteristiche del "semisommersibile"

2.2.2 Stabilità allo stato integro

È stato sviluppato il "panel model" del "semisommersibile" illustrato in Figura 2.5, completato con elementi di Morison per rappresentare i componenti di volume minore della piattaforma (elementi di connessione e controventature). Questo modello, insieme al baricentro, alla massa e ai momenti di inerzia ottenuti dall'analisi del dimensionamento preliminare, è stato utilizzato per condurre l'analisi di stabilità allo stato integro, calcolando il momento di raddrizzamento e confrontandolo con la curva del momento di sbandamento del vento calcolata, vedi grafico in Figura 2.6.

Il rapporto tra l'area sotto la curva del momento di raddrizzamento (da 0 gradi alla seconda intercetta) e l'area corrispondente sotto il momento di sbandamento del vento è 1,497, tale valore è maggiore di 1,3, limite di stabilità allo stato integro prescritto in [2] per i "semisommersibili".

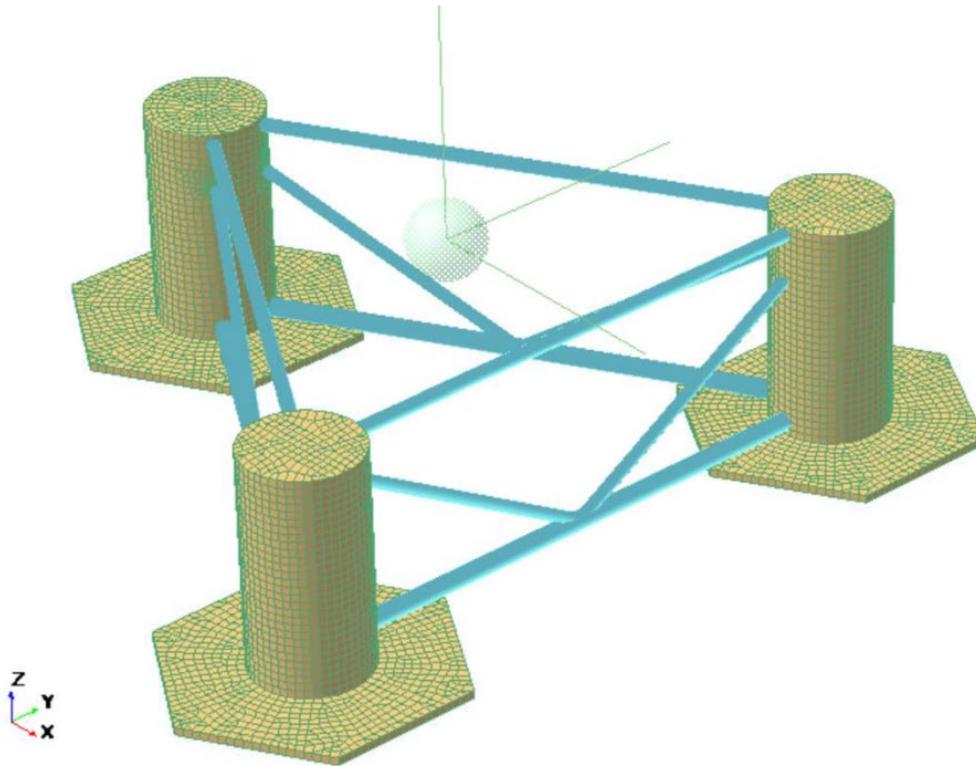


Figura 2.5: “panel model” del “semisommersibile” completato con elementi di Morison per gli elementi di connessione tra le colonne

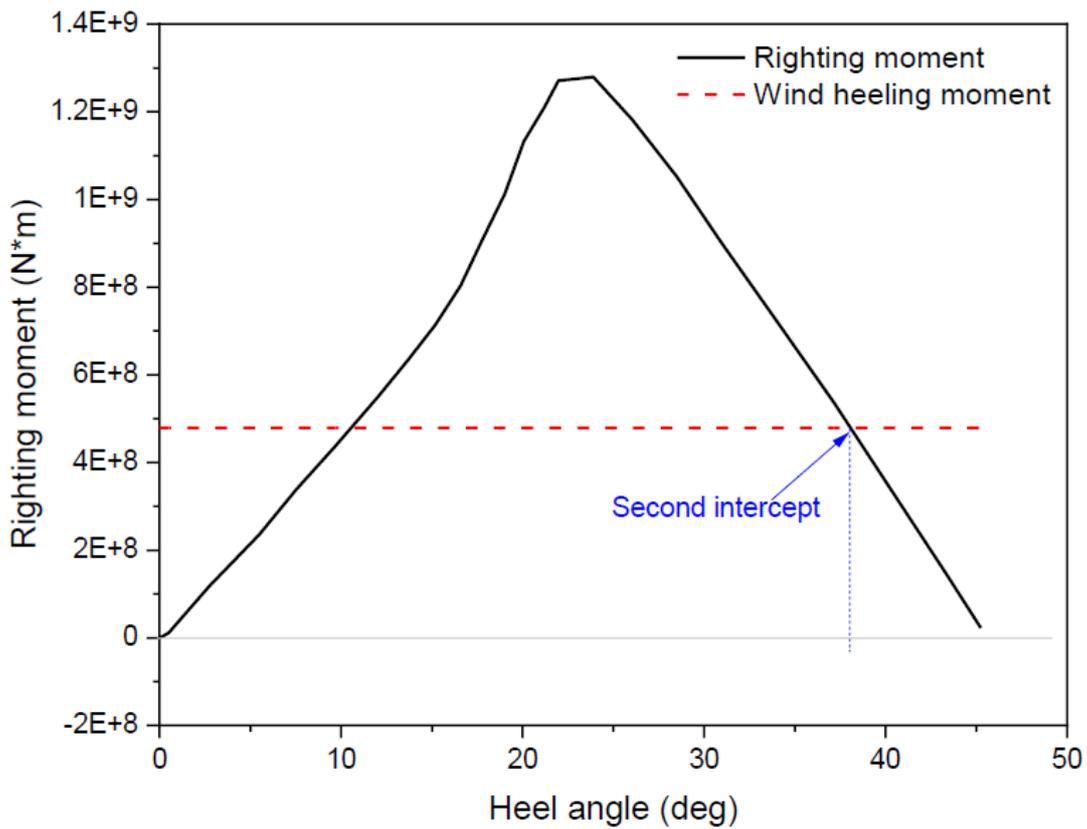


Figura 2.6: momento di raddrizzamento vs momento di sbandamento, analisi di stabilità allo stato integro per i semisommersibili.

2.2.3 Analisi della risposta dinamica globale

Il “*panel model*” realizzato per l'analisi di stabilità allo stato integro è stato utilizzato anche per condurre l'analisi idrodinamica basata sul flusso potenziale, nel dominio della frequenza, al fine di avere una stima preliminare dei periodi naturali del movimento globale del corpo rigido della piattaforma.

Nella Tabella 2.2 sono riportati i periodi naturali di sussulto (Heave), rollio (Roll) e beccheggio (Pitch) del corpo rigido stimati con l'analisi in frequenza. Si evidenzia che il periodo naturale di sussulto indicato nella Tabella 2.1 è il valore approssimato stimato con un metodo disaccoppiato e utilizzando i codici di calcolo della “strip-theory”, mentre il valore riportato in Tabella 2.2 è stato calcolato utilizzando il software specialistico che adotta un approccio accoppiato.

Degree of freedom	Natural period [s]	Note
Heave	20.5	OK: outside oscillating excitation force range
Roll	31.6	OK: inside oscillating excitation force range
Pitch	31.6	OK: inside oscillating excitation force range

Tabella 2.2: periodi naturali di sussulto, rollio e beccheggio del corpo rigido (calcolati con l'analisi di frequenza)

3 ANALISI NEL DOMINIO DEL TEMPO

3.1 METODOLOGIA

L'obiettivo principale dell'analisi nel dominio del tempo di seguito descritta è di valutare la risposta di ciascuna piattaforma ai carichi del vento e delle onde, considerando anche le forze non lineari che non possono essere trattate con il metodo dell'analisi nel dominio della frequenza, nelle condizioni di carico individuate nella relazione R.3.1 "Relazione generale".

Il sistema di ormeggio a catenaria scelto impone forze non lineari sulla piattaforma e, pertanto, prima di realizzare l'analisi nel dominio del tempo verrà elaborato il progetto preliminare del sistema di ormeggio. Nel dimensionamento del sistema di ormeggio si applicano i seguenti criteri:

- Lo spostamento massimo di deriva e/o abbrivio deve risultare inferiore al 15% della profondità del mare (per evitare danni al cavo elettrico)
- la forza di tensione sui cavi di ormeggio non può superare il valore massimo consentito (per evitare danni alla cima di ormeggio)

Successivamente, il sistema di ormeggio qui sviluppato ed i modelli idrodinamici della sottostruttura sviluppati nel capitolo 2 vengono implementati numericamente all'interno del modello OpenFAST, un modello dinamico accoppiato aero-idro-servo-elastico, per poter calcolare la risposta dinamica dell'intera piattaforma considerando l'aerodinamica, l'idrodinamica, la strategia di controllo e gli aspetti di dinamica strutturale.

In particolare, vengono stimati sia il moto della piattaforma che le forze di tensione sui cavi di ormeggio per valutare se il moto è entro il limite sopra indicato

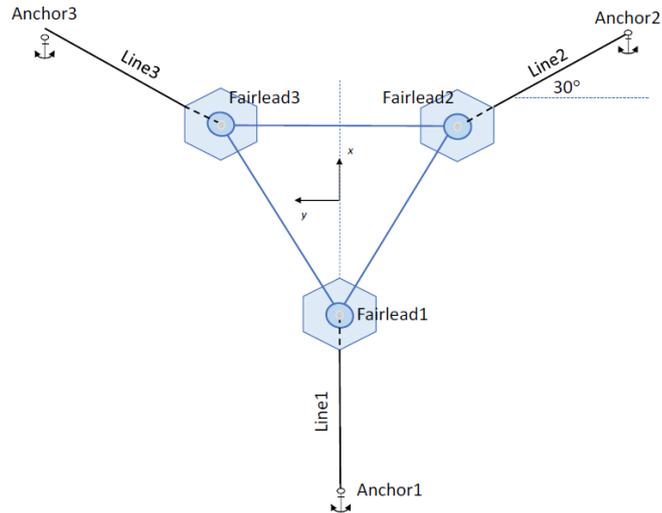
3.2 PIATTAFORME SEMISOMMERSIBILE

3.2.1 Progettazione preliminare del sistema di ormeggio per piattaforme semisommersibili

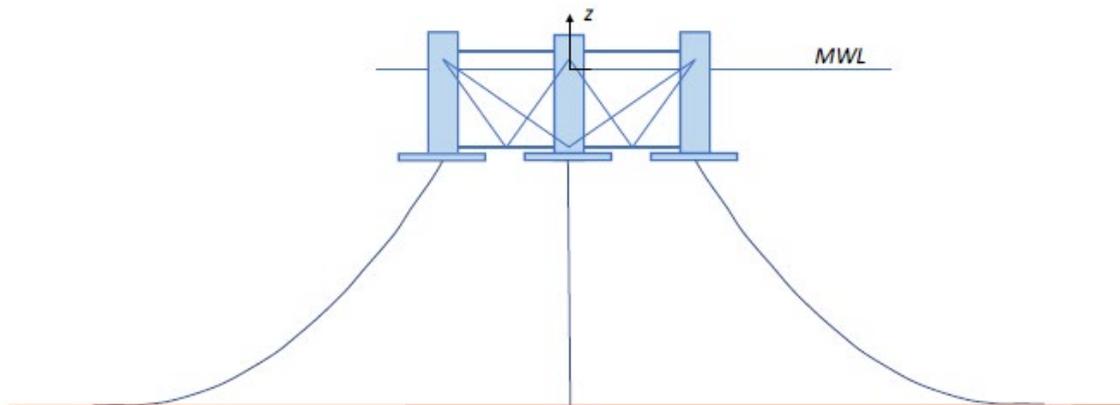
Il layout del sistema di ormeggio proposto per la piattaforma semisommersibile è illustrato nella figura 3.1. Il sistema di riferimento considerato corrisponde a quello già utilizzato per la progettazione della piattaforma.

Ci sono tre linee di ormeggio e ognuna è collegata ad una colonna. Un sistema di ormeggio così configurato va considerato alla stregua di un progetto preliminare in cui ogni linea di ormeggio può anche rappresentare (in una fase di progettazione successiva) l'effetto di più di una catenaria o di una linea di ormeggio semi tesa.

Le proprietà dei materiali delle linee di ormeggio sono tratte dallo studio di Collu et al.^[1] e i dettagli sono presentati nella tabella 3.1 e nella tabella 3.2. Si è utilizzato uno script MATLAB per stimare le caratteristiche geometriche principali della linea di ormeggio (punto di contatto sul fondo del mare della linea e coordinate di ancoraggio proposte) presentate in tabella 3.3, considerando lo stesso sistema di coordinate utilizzato per il dimensionamento della piattaforma, vengono così individuate la posizione dei punti di contatto (passacavi - Fairlead) della linea di ormeggio alla piattaforma, i (primi) punti in cui le linee di ormeggio toccano il fondo marino (in equilibrio, condizione indisturbata) (touchdown) e i punti di ancoraggio (Anchor).



(a) Top view of the mooring system



(b) Side view of the mooring system

Figura 3.1: rappresentazione del sistema di ormeggio progettato per piattaforme semisommersibili

Parameter	Unit	Value
Mooring system type	-	Chain Catenary
Line Type	-	R3 Studless Mooring Chain
Line Breaking Strength	kN	22,286
Number of Lines	-	3
Anchor Depth	m	150
Fairlead Depth	m	20
Dry Line Linear Density	Kg/m	685
Diameter	m	0.333
Line length	m	600
Horizontal Restoring Stiffness (static analysis)	kN/m	6000
Pre-tension force	kN	2280

Tabella 3.1: proprietà del sistema di ormeggio per piattaforme semisommersibili

In tabella 3.2 si riportano i coefficienti idrodinamici utilizzati per calcolare i coefficienti di trascinamento della linea di ormeggio e di massa aggiunta

Mooring Line Coefficients	Relative to Chain Nominal Diameter	Relative to Volume-Equivalent Diameter
Normal Added Mass	1	0.82
Tangential Added Mass	1	0.27
Normal Drag	2	1.11
Tangential Drag	1.15	0.20

Tabella 3.2: coefficienti di trascinamento e di massa aggiunta della linea di ormeggio

Nella tabella 3.3, si individuano, considerando lo stesso sistema di coordinate utilizzato per la piattaforma, la posizione dei punti di attacco della linea di ormeggio alla piattaforma (“fairlead”), i (primi) punti in cui le linee di ormeggio toccano il fondo marino (in equilibrio, in condizioni indisturbate) (“touchdown”) e i punti di ancoraggio (“Anchor”).

Nella figura 3.2 è riportato il grafico di una linea di ormeggio in equilibrio statico (condizioni non perturbate), nell’immagine il rettangolo grigio rappresenta una delle colonne.

	X (m)	Y (m)	Z (m)
Fairlead1	-46.2	0	-20
Fairlead2	23.1	-40	-20
Fairlead3	23.1	40	-20
Touchdown1	-276.2	0	-150
Touchdown2	222.3	-155.0	-150
Touchdown3	222.3	155.0	-150
Anchor1	-606.1	0	-150
Anchor2	303.0	-524.9	-150
Anchor3	303.0	524.9	-150

Tabella 3.3: Posizione dei passacavi (Fairleads), dei punti di contatto sul fondale (touchdown), e delle ancore (Anchors) per il sistema di ormeggio di un semisommersibile

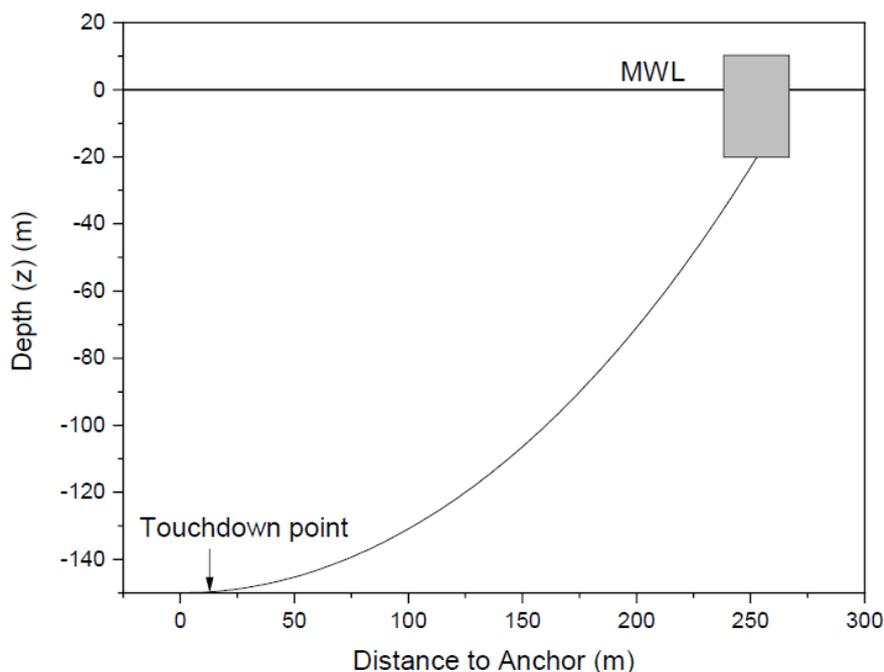


Figura 3.2: Configurazione statica di una linea di ormeggio per piattaforme semisommersibili. MLV -= Mean Waterline Level (livello medio di mare)

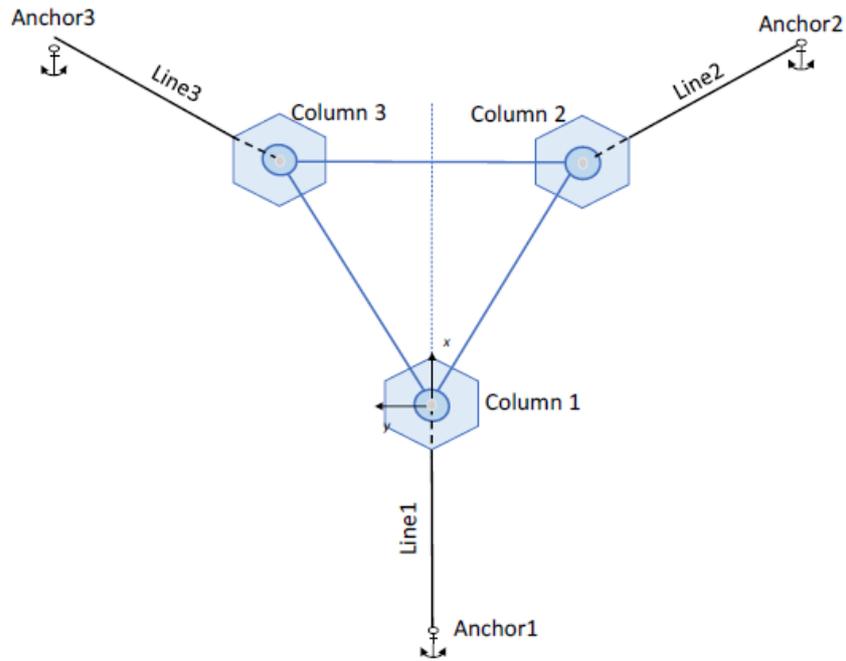
3.2.2 Analisi nel dominio del tempo per l'intero sistema interconnesso

Come indicato nella sezione 3.1, le analisi nel dominio del tempo vengono eseguite considerando l'intero sistema, cioè la piattaforma semi-sommersibile, il sistema di ormeggio sviluppato nella sezione 3.2.1 e la turbina eolica IEA 15 MW.

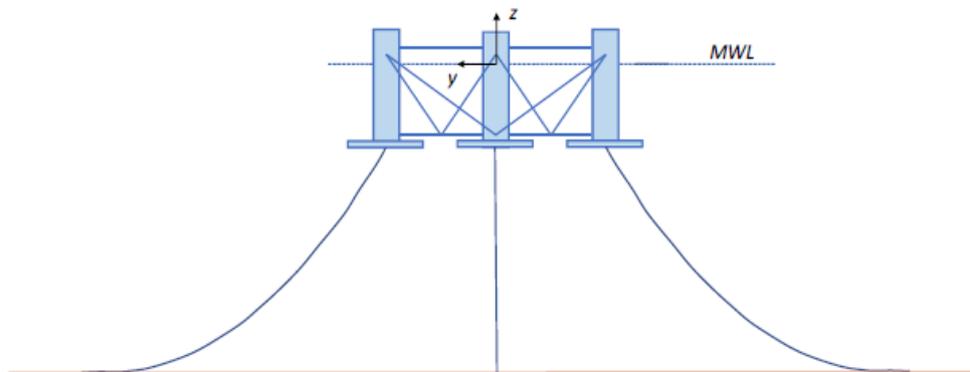
La prima analisi condotta è la cosiddetta "analisi di decadimento", dove non vengono considerati né il vento, né l'onda e nemmeno la corrente, ma bensì la piattaforma viene inizialmente spostata di una certa quantità per ciascun grado di libertà (uno per volta ottenendo 6 simulazioni) e la risposta del sistema viene utilizzata per valutare i periodi naturali della piattaforma.

La seconda analisi considera invece le condizioni del vento e delle onde. Per realizzare la certificazione della struttura sono da considerare un gran numero di casi di carico, ma, in questa fase preliminare, è stato considerato solo il caso di carico peggiore, con onde del periodo di ritorno di 50 anni (massimi carichi d'onda) e velocità del vento nominale (massimi carichi aerodinamici), provenienti dalla stessa direzione (allineati con l'asse x).

La definizione del sistema di coordinate per questa analisi nel dominio temporale è illustrata nella figura 28 (si noti che è diverso dal sistema di coordinate globale utilizzato in precedenza). Il punto di origine è la proiezione del punto centrale della base della torre sul livello medio della linea di galleggiamento.



(a) Origin of the coordinate system in x-y plane



(b) Origin of the coordinate system in vertical plane

Figura 3.3: Definizione del sistema di riferimento utilizzata per le analisi OpenFAST della piattaforma semisommersibile

3.2.2.1 Analisi di decadimento

Prima di poter realizzare l'analisi dinamica, vanno eseguite le analisi di decadimento libero per calcolare il periodo naturale dell'intero sistema. I risultati corrispondenti sono riportati nella tabella 3.4. Come si può vedere, questi valori sono prossimi ai valori stimati con l'analisi precedente (Tabella 2.2), che risultano, pertanto, verificati e affinati.

Degree of freedom	Natural period [s]
Surge	86.4
Sway	86.2
Heave	20.5
Roll	33.7
Pitch	30.3
Yaw	105.4

Tabella 3.4: periodi naturali dell'intero sistema con piattaforma semisommersibile

3.2.2.2 Analisi dinamica considerando gli effetti di vento e onde

Come accennato in precedenza, si considera la condizione di carico nello scenario peggiore, che corrisponde alle condizioni di onda stimate con tempo di ritorno pari a 50 anni e una velocità del vento corrispondente alla velocità del vento nominale della turbina eolica, si ha quindi, $H_s = 6,36$ m e $T_p = 8.24$ s per le onde e per il vento una velocità pari a $V_w = 10.59$ m/s. Sia il vento che le onde sono considerate in direzione x positiva. La corrente non è considerata in questa analisi.

I movimenti della piattaforma, rappresentati dallo spostamento del punto di origine nelle tre direzioni, abbrivio (surge), beccheggio (pitch) e sussulto (heave), sono stati rappresentati nei grafici contenuti nelle figure che seguono considerando un tempo di simulazione $t = 3000$ s, nella tabella sono inoltre riportati, per ciascun parametro di spostamento, i valori minimi, massimi e della deviazione standard (calcolati escludendo il periodo transitorio iniziale di circa 500 secondi).

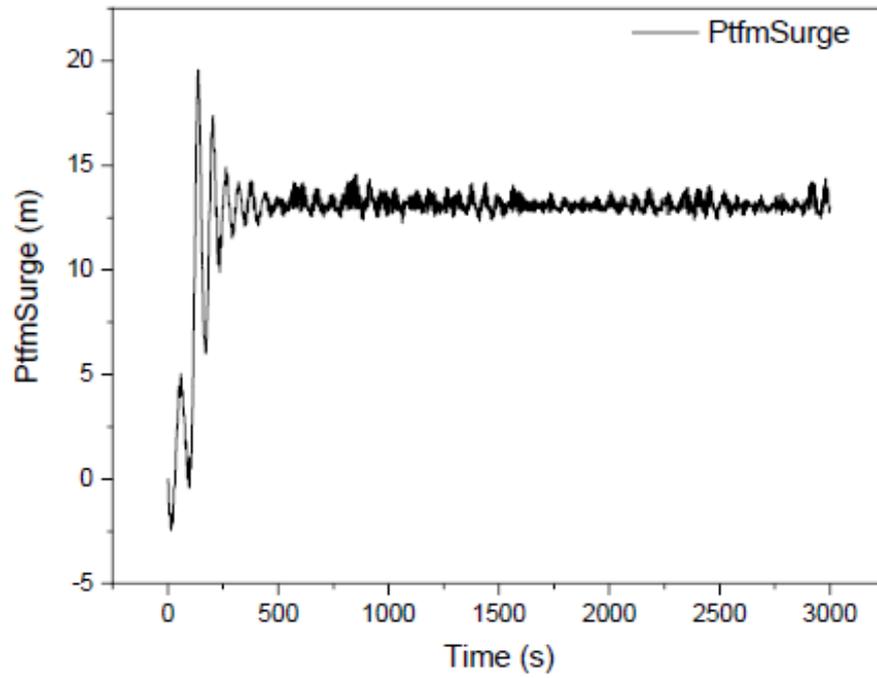
DOF Motions	Surge	Pitch	Heave
Maximum value	14.56	5.17	4.06
Mean value	13.15	4.69	3.65
Minimum value	12.26	4.141	3.33
Standard deviation	0.336	0.172	0.110

Tabella 3.5: Valori massimi, medi, minimi e della deviazione standard dei moti di abbrivio (surge), beccheggio (pitch) e sussulto (heave)

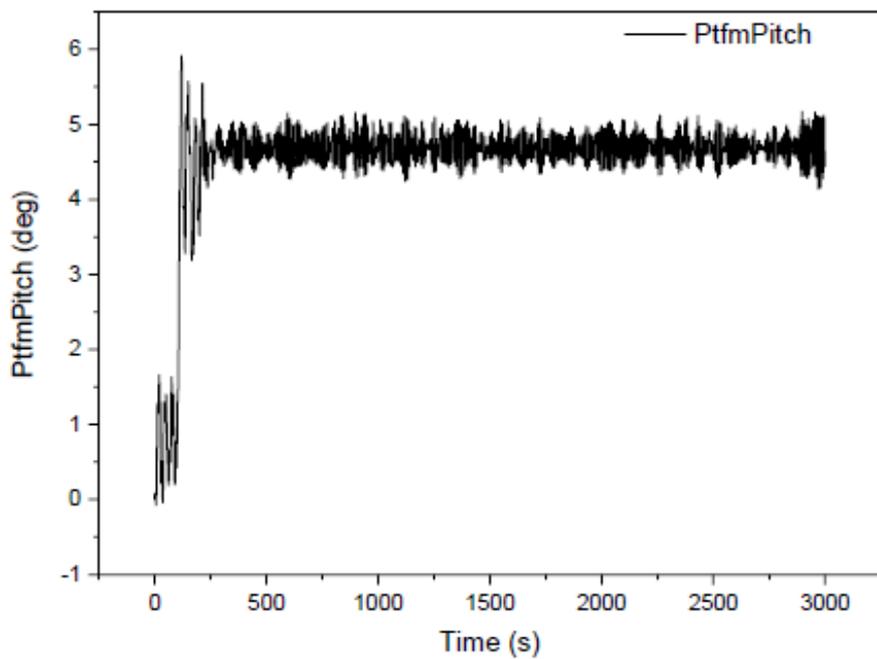
Lo spostamento massimo in abbrivio è di circa 14,6 m (si sottolinea che il periodo transitorio iniziale, da 0 a 500 s, non è stato considerato), risulta inferiore al 15% della profondità dell'acqua e soddisfa pertanto il criterio considerato nella sezione 3.1.

Per quanto concerne il beccheggio della piattaforma, come segnalato in precedenza, c'è un angolo medio di 4,8 gradi a causa dei carichi di vento, e un'oscillazione intorno a questo valore a causa dei carichi d'onda. Questi valori sono, comunque, molto bassi, ed è, inoltre, possibile diminuire l'angolo medio utilizzando il sistema di zavorra attiva di questa configurazione semisommersibile.

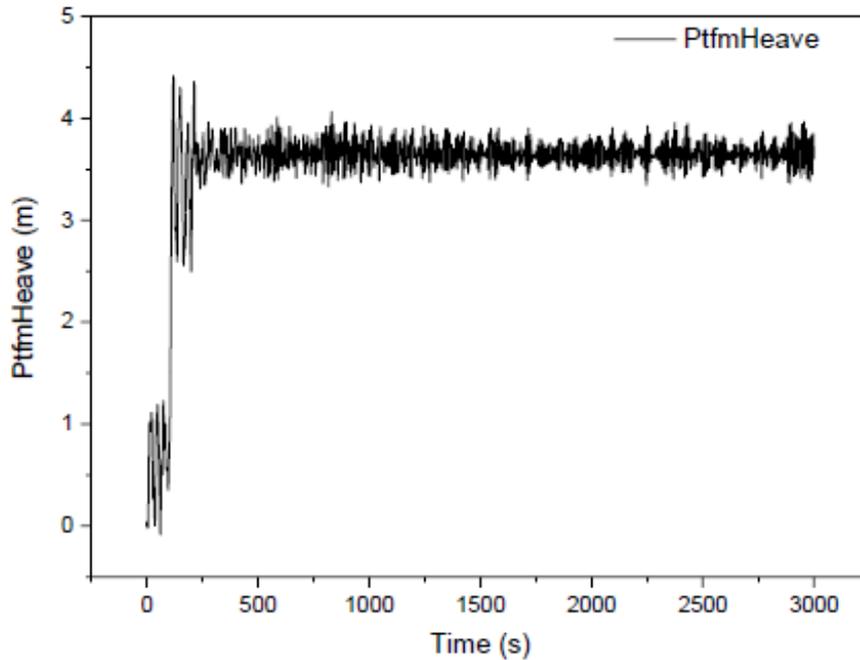
Per quanto riguarda il sussulto, ancora una volta, si noti che questo è il valore dello spostamento di sussulto al di sotto della torre su cui è installato l'aerogeneratore, a causa dell'inclinazione dovuta al beccheggio. Anche in questo caso, se si utilizza il sistema di zavorra attivo, questo valore può essere notevolmente ridotto.



(a) Surge motion for semi-submersible platform



(b) Pitch motion for semi-submersible platform



(c) Heave motion for semi-submersible platform

Figura 3.4: movimenti di abbrivio (a). (surge), beccheggio (b) (pitch) e sussulto (c) (heave) della piattaforma semisommersibile

In figura 3.5 si mostra l'andamento temporale della forza di tensione in corrispondenza del passacavo della linea di ormeggio. Dalla figura si può osservare che la forza di tensione massima non supera il valore limite consentito. Pertanto, il sistema di ormeggio progettato può essere utilizzato con la piattaforma proposta.

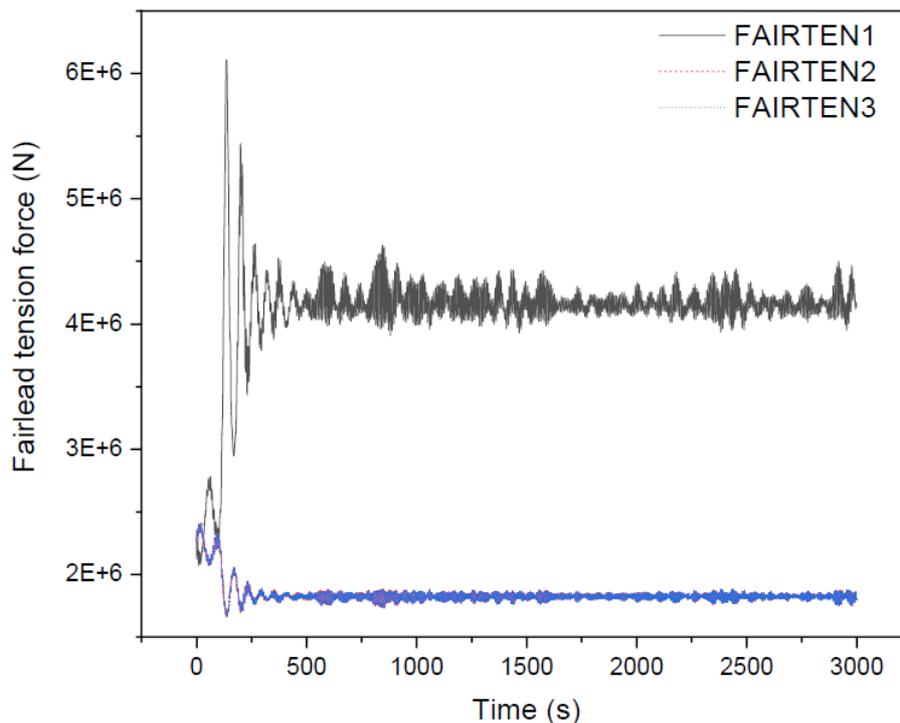


Figura 3.5: forze di tensione in corrispondenza dei passacavi delle linee di ormeggio. La linea 1 è allineata lungo l'asse x

4 CONCLUSIONI

In conclusione, è stato eseguito il progetto preliminare per la sottostruttura galleggianti di supporto dell'aerogeneratore IEA da 15 MW, e tenendo conto delle condizioni meteo oceaniche della località prescelta:

- Un semisommersibile, graficamente simile a quello di Figura 2.3, le cui dimensioni principali sono riportate in Tabella 2.1

La progettazione è avvenuta adottando un approccio multi-fidelity, partendo dall'analisi quasi-statica nel dominio della frequenza, per esplorare rapidamente lo spazio progettuale ed eseguire le necessarie analisi parametriche, verificando poi questi progetti secondo un modello aero-idro-servo-elastico accoppiato di analisi dinamiche, non lineari.

4.1 CONFIGURAZIONE TIPO SEMISOMMERSIBILE SELEZIONATA

È stata progettata la sottostruttura di fondazione galleggiante ottenendo una configurazione in grado di soddisfare i criteri selezionati. Solo il criterio dell'angolo massimo di inclinazione inferiore a 5 gradi non risulta soddisfatto, ma, come indicato nel paragrafo "Elementi critici del progetto" il "Windfloat" è equipaggiato con un sistema dinamico di zavorra brevettato che risolve questo punto critico.

Si è inoltre stimata la massa complessiva di acciaio necessaria per costruire la struttura del Windfloat in circa 4800 t, paria circa 320 t/MW. Tale stima non considera le strutture secondarie e pertanto si ritiene che la massa strutturale finale possa essere superiore.

Si è poi realizzato il progetto preliminare del sistema di ormeggio e svolto lo studio dinamico nel dominio del tempo della sottostruttura completa di aerogeneratore ed ormeggi. Si è così potuto verificare il comportamento della struttura complessiva accertando il rispetto di tutti i criteri indicati per il progetto dell'ormeggio considerando lo scenario peggiore rappresentato dal vento in condizioni nominali e condizioni d'onda corrispondenti al vento indicato per un periodo di ritorno di 50 anni. Si evidenzia che i risultati ottenuti nello studio non tengono conto degli effetti positivi del sistema di controllo attivo della zavorra che garantiscono un ulteriore miglioramento delle prestazioni complessive di tale configurazione.

4.2 VALUTAZIONI FINALI E SCELTA DEGLI ORMEGGI SEMI TESI

La tipologia di piattaforma prescelta risulta verificata, alcune criticità risultino superabili solo considerando il contributo determinante dato da specifici accorgimenti tecnici adottati dai progettisti che peraltro sono soggetti a brevetto. Per il Windfloat si tratta del sistema di controllo attivo della zavorra: un sistema di controllo dell'assetto dello scafo che sposta l'acqua da una colonna all'altra per compensare i carichi medi di spinta della turbina durante il suo funzionamento. In merito si segnala che trattasi di una tecnologia utilizzata in campo nautico, che, nel caso specifico, è stata progettata per sostenere e stabilizzare la turbina eolica e rispondere alle specifiche e rilevanti sollecitazioni che ne derivano.

La tecnologia Windfloat risulta supportata da un numero confortante di installazioni dimostrative, 8 piattaforme installate con aerogeneratori di potenza superiori agli 8 MW e tuttora funzionanti, caratterizzate da potenze confrontabili a quelle proposte nel presente progetto che si sommano ai progetti pilota di minore potenza realizzati e poi dismessi, mentre la chiatta con bacino di smorzamento della Ideol risulta essere installata su due impianti dimostrativi da 1 MW.

In questo studio preliminare ci si riferisce ad un ormeggio a catenaria. L'approfondimento del progetto svolto a seguito delle indagini biocenotiche sui fondali ha suggerito l'utilizzo di un sistema di ancoraggi semi tesi, privo di elementi a catenaria in appoggio sul fondo, come descritto nel successivo dimensionamento preliminare degli ormeggi e ancoraggi.

Per il dimensionamento delle linee di ormeggio ed il loro numero si rimanda alla successiva relazione *R.3.2.3_ dimensionamento preliminare degli ormeggi e degli ancoraggi*, nella quale per ridurre le sezioni dei singoli elementi si è preferito passare ad un sistema costituito da 6 linee accoppiate.

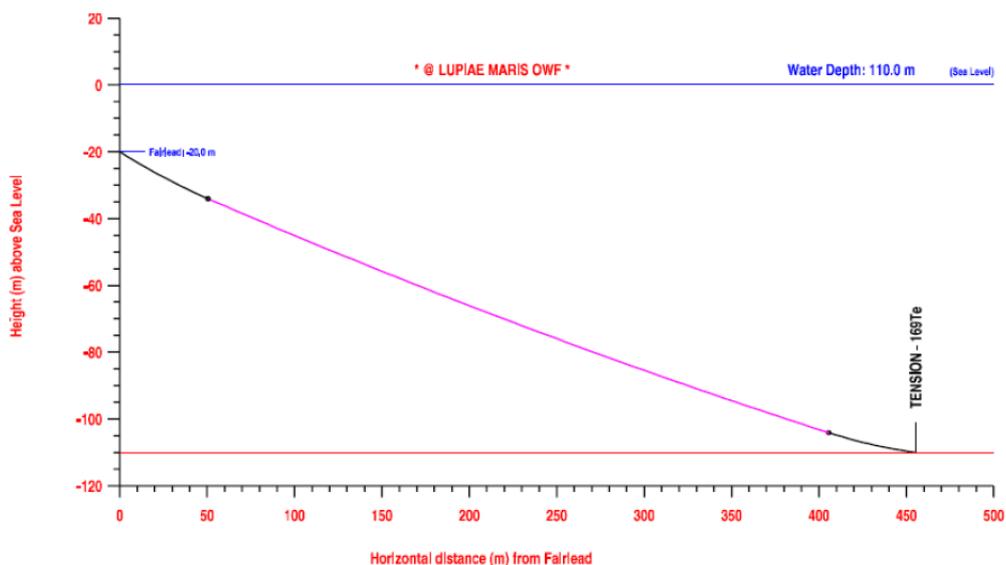
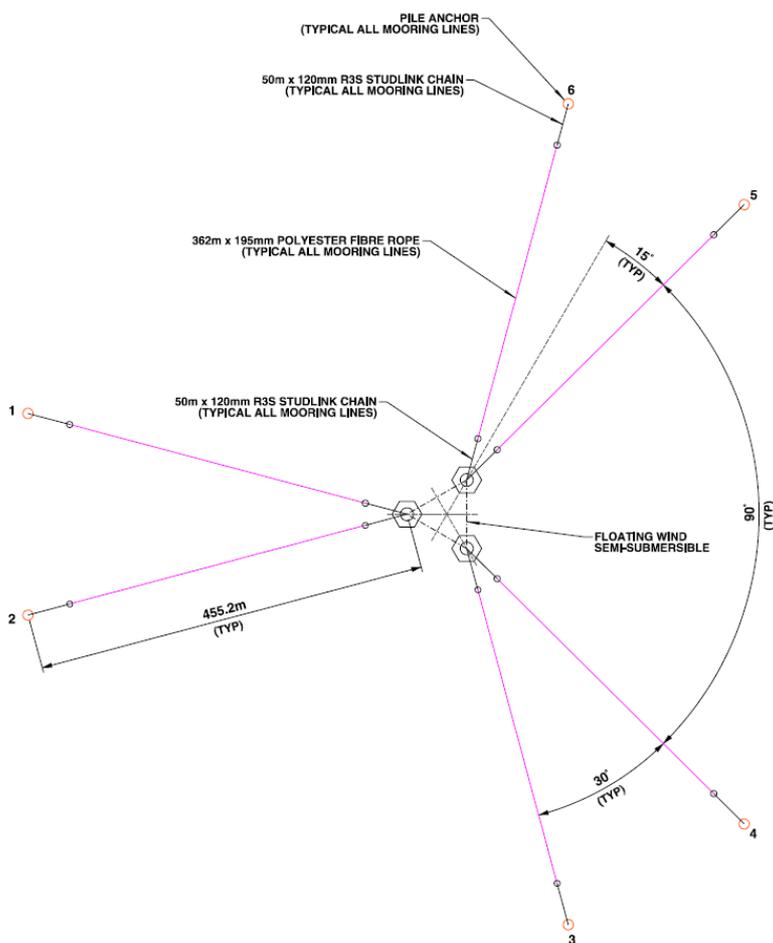


Figure 1: Mooring line catenary



Sistema di ormeggio con elementi semi tesi

5 RIFERIMENTI

- [1] C. Allen et al., “Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine,” Golden, CO (United States), Jul. 2020.
- [2] DNV-GL, “DNVGL-ST-0119 Floating wind turbine structures,” no. July, p. 162, 2018.
- [3] D. Roddier, C. Cermelli, and A. Weinstein, “WINDFLOAT: A FLOATING FOUNDATION FOR OFFSHORE WIND TURBINES PART I: DESIGN BASIS AND QUALIFICATION PROCESS,” Engineering, pp. 1–9, 2009.
- [4] F. Beyer, T. Choynet, M. Kretschmer, and P. W. Cheng, “Coupled MBS-CFD simulation of the IDEOL floating offshore wind turbine foundation compared to wave tank model test data,” Proc. Int. Offshore Polar Eng. Conf., vol. 2015-January, pp. 367–374, 2015.
- [5] Matthew Hannon, Eva Topham, James Dixon, David Mcmillan, and Maurizio Collu, “Offshore wind, ready to float? Global and UK trends in the floating offshore wind market.”