

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale
Corso di Laurea in
Ingegneria Aeronautica



**Studio sulla co-simulazione idrodinamica per
la sperimentazione in galleria del vento di
aerogeneratori in ambiente marino**

Tesi di Laurea di:
Davide BORONI
Matricola 734964

Relatore:
Prof. Carlo L. BOTTASSO
Correlatore:
Ing. Filippo CAMPAGNOLO

Anno Accademico 2010-2011

Alla mia famiglia, a Caterina.

Indice

1	Introduzione	3
1.1	Approccio al problema e obiettivi della tesi	5
1.2	Il progetto <i>(WT)² the Wind Turbine in a Wind Tunnel</i>	6
1.2.1	Scalatura aero-elastica del modello <i>V2</i>	6
2	Analisi strutture di sostegno per generatori eolici offshore	9
2.1	Strutture di sostegno con fondamenta	9
2.2	Strutture di sostegno galleggianti	10
2.2.1	Barge	12
2.2.2	Spar-buoy	13
2.2.3	TLP: Tension Leg Platform	14
2.3	Analisi spostamenti e dinamiche al livello del mare	16
2.3.1	Fonti bibliografiche	16
2.3.2	Strutture di supporto tipo monopile	17
2.3.3	Strutture di supporto galleggianti	17
2.4	Quadro riassuntivo spostamenti-dinamiche strutture di supporto	23
2.5	Considerazioni sull'importanza della simulazione dei 6 gradi di libertà delle strutture di sostegno	24
2.6	Specifiche base mobile per galleria del vento	26
3	Sviluppo modello numerico per la co-simulazione	29
3.1	<i>Cp-Lambda</i>	29
3.1.1	Studio e verifica dell'implementazione del calcolo idrodi- namico	31
3.1.2	Modello numerico	33
3.2	La Co-Simulazione	36
3.2.1	Strategie di co-simulazione	39
3.2.2	Modalità di implementazione	40
3.3	Problematiche di natura numerica e relativa soluzione	42
3.3.1	Filtraggio del segnale	42
3.3.2	Progetto del filtro	43

4	Risultati delle co-simulazioni effettuate	49
4.1	Co-simulazione a <i>6gdl</i> , onda tipo <i>side-side</i> : vento $7m/s$	50
4.2	Confronto differenze tra macchina a terra ed in mare, vento $7m/s$	56
4.3	Co-simulazione a <i>6gdl</i> , onda tipo <i>fore-aft</i> : vento $7m/s$	59
5	Caso test: stabilità a beccheggio degli aerogeneratori	67
5.1	Modello numerico e condizioni di simulazione	70
5.2	Risultati	71
5.2.1	Confronto in regione 2 tra simulazione classica e co-simulazione	71
5.2.2	Confronto co-simulazione in regione 2 ed in regione 3 . .	74
6	Conclusioni e sviluppi futuri	77

Elenco delle tabelle

1.1	Fattori di scala.	7
2.1	Spostamenti basi galleggianti in condizioni estreme.	20
2.2	Accelerazioni basi galleggianti in condizioni estreme.	21
2.3	Frequenze e velocità spostamenti basi galleggianti in condizioni estreme, moto considerato armonico.	21
2.4	Ampiezza degli spostamenti per basi galleggianti di vario tipo in condizioni gravose.	23
2.5	Spostamenti-dinamica di interesse per strutture di sostegno basi eoliche offshore (tra parentesi i valori necessari per simulare il caso monopile, se superiori a quelli per base galleggiante).	24
2.6	Specifiche base mobile a 6 gradi di libertà (tra parentesi i valori necessari per simulare il caso monopile, se superiori a quelli per base galleggiante).	26
4.1	Errori co-simulazione rispetto simulazione classica, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$	50
4.2	Differenze tra macchina fissata a terra e posta in mare vento $7m/s$	56
4.3	Errori co-simulazione rispetto simulazione classica, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$	59

Elenco delle figure

1.1	Modello WindFloat in tempesta 100 anni[7].	4
1.2	Modello HyWind[4].	5
2.1	Tipologie di strutture di supporto di piattaforme petrolifere offshore (fonte: <i>naturalgas.org</i>).	10
2.2	Turbina eolica con struttura di sostegno monopile.	11
2.3	Tipologie di strutture di supporto di turbine eoliche offshore (fonte: <i>isa.org</i>).	12
2.4	Principi di stabilizzazione turbine eoliche offshore galleggianti [3].	13
2.5	Modello ADAMS della piattaforma ITI Energy [2].	14
2.6	Impianto eolico floating Hywind (Norvegia) <i>statoil.com</i>	15
2.7	Modello di Tension Leg Platform [3].	15
2.8	WindFloat [7].	18
2.9	Sistema di riferimento utilizzato [2].	19
2.10	Nei due grafici a sinistra: moti lenti di surge e pitch per base tipo spar-buoy in acque profonde 10000 [ft] (circa 3050 [m]) [11]. Nei due grafici di destra: moti lenti di surge e heave per base tipo tension leg platform in acque profonde 6000 [ft] (circa 1830 [m]) [11].	22
2.11	Moti di surge e di pitch[19].	22
2.12	Moto di heave[19].	23
3.1	Andamento temporale dei carichi all’incastro della trave discretizzata con 10 stazioni idrodinamiche.	33
3.2	Andamento temporale dei carichi all’incastro della trave discretizzata con 15 stazioni idrodinamiche.	34
3.3	Andamento temporale dei carichi all’incastro della trave discretizzata con 20 stazioni idrodinamiche.	34
3.4	Andamento errore percentuale sui carichi all’incastro della trave in funzione del numero di stazioni idrodinamiche.	35

3.5	Schema dello scambio di informazioni tra i due sotto-sistemi che costituiscono il modello di co-simulazione. Freccia uscente indica informazione in uscita, freccia entrante informazione in entrata.	38
3.6	Co-simulazione classica[35]	39
3.7	a) Schema di co-simulazione di Gauss-Seidel. b) Schema di co-simulazione di Jacobi[35].	41
3.8	Schema di co-simulazione iterativo Waveform[35].	41
3.9	Diagrammi di Bode dei filtri studiati per il trattamento del segnale di interfaccia della co-simulazione.	45
3.10	Diagrammi di Bode del filtro progettato per il trattamento del segnale di interfaccia della co-simulazione.	47
4.1	Spostamenti a livello del mare, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	51
4.2	Accelerazioni a livello del mare, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	51
4.3	Rotazioni a livello del mare, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	52
4.4	Accelerazioni angolari a livello del mare, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	52
4.5	Carichi a radice pala 1, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	53
4.6	Momenti a radice pala 1, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	53
4.7	Spostamenti estremità pala 1, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	54
4.8	Rotazioni estremità pala 1, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	54
4.9	Forze alla sommità della torre, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	55
4.10	Momenti alla sommità della torre, co-simulazione side-side a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	55
4.11	Carichi a radice pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento <i>7m/s</i>	57
4.12	Momenti a radice pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento <i>7m/s</i>	57
4.13	Spostamenti estremità pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento <i>7m/s</i>	58
4.14	Rotazioni estremità pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento <i>7m/s</i>	58

4.15	Spostamenti a livello del mare, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	60
4.16	Accelerazioni a livello del mare, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	60
4.17	Rotazioni a livello del mare, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	61
4.18	Accelerazioni angolari a livello del mare, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	61
4.19	Carichi a radice pala 1, co-simulazione a fore-aft <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	62
4.20	Momenti a radice pala 1, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	62
4.21	Spostamenti estremità pala 1, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	63
4.22	Rotazioni estremità pala 1, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	63
4.23	Forze alla sommità della torre, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	64
4.24	Momenti alla sommità della torre, co-simulazione fore-aft a <i>6gdl</i> , vento <i>7m/s</i>	64
5.1	Curva spinta-velocità del vento del modello V2.	67
5.2	Curva potenza-velocità del vento del modello V2.	68
5.3	Curve caratteristiche modello V2.	68
5.4	Rotazioni a livello del mare, co-simulazione (linea tratteggiata) e simulazione classica caso test, vento <i>6m/s</i>	72
5.5	Velocità rotazione aerogeneratore, co-simulazione (linea tratteg- giata) e simulazione classica caso test, vento <i>6m/s</i>	72
5.6	Passo pale, co-simulazione (linea tratteggiata) e simulazione classica caso test, vento <i>6m/s</i>	73
5.7	Rotazioni a livello del mare, co-simulazione caso test, vento <i>6m/s</i> linea continua, <i>7m/s</i> linea tratteggiata.	74
5.8	Velocità rotazione aerogeneratore, co-simulazione caso test, ven- to <i>6m/s</i> linea continua, <i>7m/s</i> linea tratteggiata.	75
5.9	Passo pale, co-simulazione caso test, vento <i>6m/s</i> linea continua, <i>7m/s</i> linea tratteggiata.	75

Sommario

In questo elaborato di tesi si presenta lo studio preliminare di un sistema in grado di simulare in galleria del vento, su modello di aerogeneratore scalato, le condizioni operative presenti nel caso di applicazioni offshore.

Il lavoro presenta, nella parte iniziale, una esposizione riguardante la tecnologia adottata per le strutture di sostegno per generatori eolici offshore. Viene evidenziata la necessità di migliorare la risposta degli aerogeneratori, e dei relativi sistemi di controllo, in relazione alle diverse combinazioni struttura di supporto-condizioni del mare. Dalla ricerca effettuata, si deduce la presenza di sollecitazioni dinamiche notevoli alla base della torre di sostegno delle turbine eoliche offshore rispetto ai casi su terraferma.

Nel seguito del testo, viene evidenziata una modalità per consentire lo studio degli aerogeneratori in ambiente marino grazie ad una galleria del vento ed all'interazione con un software. Si prospetta la possibilità di eseguire delle co-simulazioni hardware-software. Con ciò si intende che in galleria del vento si installi l'aerogeneratore in scala posto su un sistema di movimentazione comandato da un software, e che tale software calcoli numericamente il comportamento della parte di struttura sottoposta all'azione del moto ondoso (fisicamente non presente in galleria).

L'interazione tra i due modelli, reale in galleria del vento e numerico, è oggetto di studio nel seguito del documento. Viene presentata un'applicazione dello stesso concetto, ma tramite una co-simulazione di tipo software-software, nella quale cioè anche l'aerogeneratore è rappresentato solo numericamente. Si presentano quindi le problematiche di convergenza della strategia di calcolo e le possibili soluzioni.

Alla fine dell'elaborato vengono presentati i risultati ottenuti, riportando i margini di miglioramento. Inoltre vengono prospettate le tappe successive per il raggiungimento dell'obiettivo finale del progetto: lo studio del comportamento in ambiente offshore degli aerogeneratori tramite co-simulazione hardware-software in galleria del vento.

Parole chiave: co-simulazione, aerogeneratore, offshore, modello scalato, galleria del vento.

Abstract

This report presents a preliminary study of a system able to simulate in a wind tunnel, on a scaled wind turbine, the operating conditions in the case of offshore applications.

The paper presents, in its initial part, a show of the technology used for support structures for offshore wind turbines. It is therefore highlighted the need to improve the response of wind turbines, and related control systems, with respect to the combination supporting structure-sea conditions. In fact, it can be deduced from the research carried out, the presence of more significant dynamic stresses at the base of the tower supporting the offshore wind turbines than on land cases.

Below in the text, a way to allow the study of wind turbines in the marine environment through a wind tunnel and interaction with a software is highlighted. This can be carried out performing hardware-software co-simulations. It means that in the wind tunnel there is the scaled wind turbine placed on an handling system controlled by software, and that such software calculates the behaviour of the structure under wave action (physically not present in the gallery).

The interaction between the two models, real in the wind tunnel and numerical, is subject to study later in the document. An application of the same concept is presented, but through a software-software co-simulation, that is where also the turbine is represented only numerically. Thus the problems of convergence of this computing strategy and possible solutions are presented.

At the end of the paper the results obtained and the room for improvement are presented. Also the next steps to achieve the final objective of the study of the behaviour of wind turbines in the offshore environment, are proposed.

Keywords: co-simulation, wind turbine, offshore, scaled model, wind tunnel.

Capitolo 1

Introduzione

La produzione di energia da fonte rinnovabile ha vissuto negli ultimi vent'anni un notevole sviluppo. Nell'insieme delle fonti di questo tipo, l'energia eolica aspira ad un ruolo sempre più importante. Nell'ultimo decennio l'interesse riguardante gli aerogeneratori, pur rimanendo notevole in applicazioni sulla terraferma, si è spostato e si sta spostando verso installazioni offshore. La storia recente mostra svariate wind farm situate in acque di modesta profondità e relativamente vicine alla terraferma. L'interesse della ricerca di settore si è però recentemente spostato verso applicazioni ad una maggiore distanza dalle coste e con profondità dell'acqua superiore (anche oltre $50m$). Tali siti sono caratterizzati da ampi spazi e da vento di maggiore intensità e regolarità rispetto alla terraferma; gli impianti di terra risentono infatti dell'orografia e dell'urbanizzazione delle zone vicine. Ulteriori vantaggi per le applicazioni offshore distanti dalla costa sono di tipo paesaggistico e ambientale. Infatti in tal modo le turbine sono portate lontane dalla vista dalle località costiere ed inoltre i possibili problemi di natura aeroacustica vengono ridotti se non addirittura eliminati.

Questo genere di considerazioni porta alla necessità dello studio e della progettazione di piloni sempre più lunghi per il sostegno dei generatori eolici. Nei casi con profondità dell'acqua particolarmente elevata si rendono inoltre necessarie basi galleggianti. Conseguenza diretta di questo fatto (piloni particolarmente lunghi - basi galleggianti) è che gli spostamenti e le dinamiche che le turbine eoliche devono sopportare sono incrementati rispetto alla terraferma. Questo comporta maggiori carichi e la necessità di rivisitare i sistemi di controllo, in maniera tale da renderli in grado di minimizzare gli effetti dell'ambientazione marina degli impianti e del tipo di fondamenta.

Un altro dato di tendenza del settore eolico è la crescita della taglia di potenza degli aerogeneratori prodotti nel corso dell'ultimo decennio, che è passata da modelli con potenze al di sotto di $1MW$ a modelli attuali da $5 - 7MW$, con tendenza ad arrivare ai $10MW$.

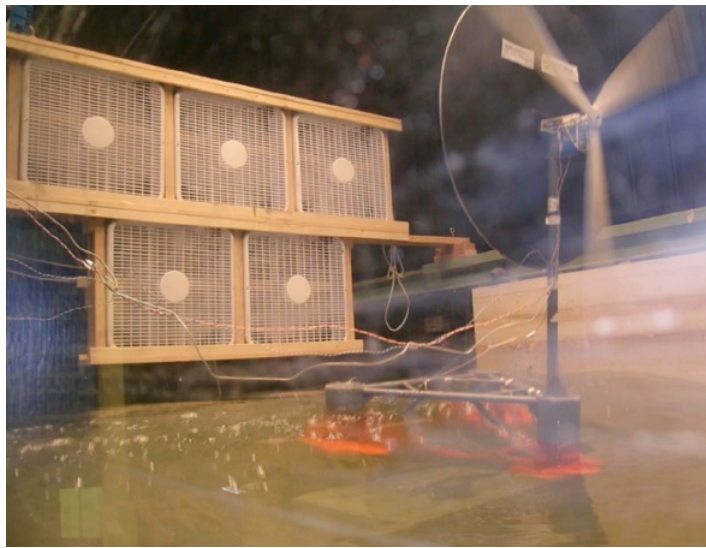


Figura 1.1: Modello WindFloat in tempesta 100 anni[7].

In conclusione si può osservare come la tendenza globale sia di costruire parchi eolici formati da macchine multi-MegaWatt in aree marine.

Parchi eolici di questo tipo, con fondamenta di tipo *monopile*, sono presenti e funzionanti soprattutto lungo le coste del nord Europa, nel Mare del Nord. Per quanto riguarda invece le applicazioni su base galleggiante per profondità elevate, al momento vi sono numerosi studi a riguardo e solo alcuni prototipi funzionanti.

Un esempio notevole è quello di *Blue H*, azienda che ha installato nel corso del 2007 un prototipo in larga scala nelle acque pugliesi di Tricase ed ha in programma di estendere il campo eolico ad altre 25 turbine galleggianti a formare un campo da 92 MW.

Un altro progetto molto avanzato è quello di *StatoilHydro: Hywind*, partito con una turbina galleggiante da 2,3 MW messa in funzione alla fine del 2009 in acque norvegesi a 10km dalla costa ed ora in procinto di essere esteso ad una wind-farm di tre-cinque turbine.

Dall'altro lato ancora maggiori sono gli studi di tipo numerico riguardanti l'accoppiamento aero-idro-servo-elastico che caratterizza questa tipologia di generatori eolici, portati avanti da numerosi istituti di ricerca in collaborazione anche con aziende di settore.

In questo quadro alcuni enti di ricerca, universitari e non, stanno sviluppando il know-how necessario per simulare in scala il comportamento delle turbine eoliche offshore installate su basi galleggianti. Si può citare ad esempio il lavoro relativo al progetto *WindFloat*, con simulazione in scala in bacino artificiale con l'aggiunta di un apposito sistema di ventilazione per la generazione del vento (fig. 1.1, [7]). Altro esempio notevole è quello di HyWind che analo-

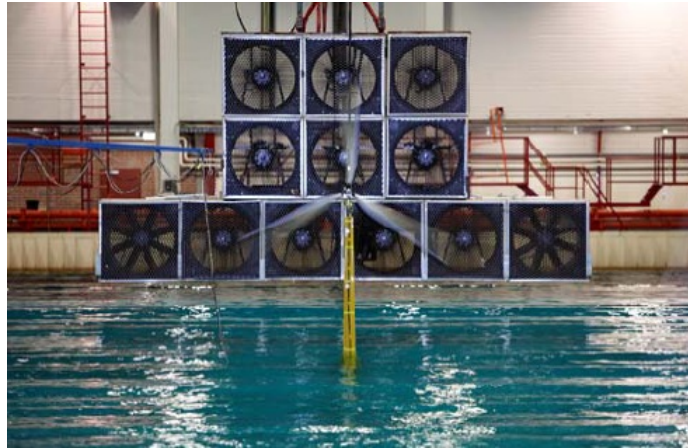


Figura 1.2: Modello HyWind[4].

gamente simula in bacino oceanico la parte idrodinamica, affidando ad una batteria di ventole la simulazione della parte aerodinamica(fig. 1.2, [4]).

1.1 Approccio al problema e obiettivi della tesi

L'approccio scelto al Politecnico di Milano è diverso e predilige la precisione nello studio della parte aerodinamica, con l'utilizzo di un modello di aerogeneratore in scala analogo al modello utilizzato per la simulazione degli impianti onshore. Tale modello, nel progetto di ricerca, si prevede che verrà montato su una base mobile, che avrà lo scopo di replicare in scala il comportamento dinamico al livello del mare della tipologia di fondamenta in studio di volta in volta. Questo approccio, per certi versi in antitesi con quello sviluppato da HyWind e WindFloat, punta su una migliore simulazione aerodinamica e su una maggiore versatilità. Infatti la base mobile potrà simulare qualsiasi tipo di piattaforma galleggiante si voglia studiare, senza la necessità di dover costruire appositi prototipi. Questo ovviamente potrà avvenire nei limiti delle prestazioni della base mobile stessa, ma con un notevole risparmio economico e di tempo in caso di studio di diversi tipi di fondamenta-basi galleggianti. Obiettivo della tesi è dunque lo studio preliminare della modalità con cui riuscire a replicare in galleria del vento i movimenti al livello del mare a cui è soggetta una turbina eolica offshore.

1.2 Il progetto $(WT)^2$ *the Wind Turbine in a Wind Tunnel*

Questa tesi si inserisce nel filone di ricerca del gruppo *POLI-Wind* del Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale del Politecnico di Milano relativo ai generatori eolici. Tale struttura, grazie al supporto di Vestas Wind Systems A/S, nel corso degli ultimi anni, ha progettato e realizzato un modello di aerogeneratore in scala rappresentativo dal punto di vista aero-servo-elastico. Il modello rappresenta l'aerogeneratore *Vestas V 90* di taglia $3MW$ in scala $1 : 45$, per cui è stato denominato *V2*.

Il progetto $(WT)^2$ è nato per effettuare prove sperimentali su aerogeneratori in un ambiente controllato quale quello della galleria del vento. Gli obiettivi sono quelli di studiare il comportamento della macchina in condizioni operative estreme, quali quelle di spegnimento (shut down) in caso di vento molto intenso, elevati angoli d'attacco, risposta al guasto di sottosistemi di bordo, etc. Applicazioni ulteriori riguardano lo studio di leggi di controllo innovative fino ad ora testate solo numericamente, lo studio delle mutue interferenze tra diversi aerogeneratori, o del comportamento della macchina in ambientazione offshore. I risultati di questo lavoro sono dati utili in aggiunta a quelli rilevati su macchine funzionanti sul campo e a quelli provenienti da analisi di fluidodinamica computazionale.

I principi cardine su cui è imperniato il progetto sono i seguenti:

- rappresentazione delle caratteristiche aerodinamiche il più possibile realistica, nonostante l'inevitabile differenza di numero di Reynolds;
- scalatura aero-elastica corretta: corretto posizionamento delle frequenze strutturali (di rotore e pilone) e della loro posizione relativa rispetto all'eccitazione armonica dovuta alla rotazione del rotore;
- controllo individuale del passo delle pale e della rotazione del rotore (real-time);
- riproduzione realistica delle leggi di controllo (con ingressi uguali a quelli degli aerogeneratori reali);

1.2.1 Scalatura aero-elastica del modello *V2*

I parametri adimensionali che governano la dinamica delle turbine eoliche sono stati ricavati tramite il Teorema II di Buckingham e sono: *TSR* (Tip Speed Ratio, $\lambda = \Omega R/V$, dove Ω = velocità di rotazione, R = raggio pale aerogeneratore e V = velocità del vento), numeri di Reynolds, Froude, Mach e Lock, le frequenze naturali ed il tempo adimensionalizzati.

Le leggi di scalatura sono state ottenute con i seguenti criteri:

Grandezza	Fattore di scala
Lunghezza	1/45
Tempo	1/22,84
Velocità	1/1,97
Accelerazione	1/0,086
Potenza	1/15477
Velocità angolare	22,84
Coppia	1/353574
Reynolds	1/88,64
Froude	1/11,6
Mach	1/1,97

Tabella 1.1: Fattori di scala.

- il rispetto esatto tra modello scalato e reale del TSR, delle frequenze naturali adimensionalizzate e del numero di Lock;
- un compromesso tra la differenza del numero di Reynolds (che influenza la qualità della rappresentazione dell'aerodinamica) e il limitare la scalatura sui tempi che porterebbe ad un aumento eccessivo della banda di controllo necessaria.

I fattori di scalatura ottenuti sono quelli riportati in tabella 1.1.

La potenza nominale risultante per il modello $V2$ è pari a $193.8W$, a 367 giri al minuto del rotore. Il numero di Reynolds medio, che sulla $V90$ è nel range $4 \div 5 \cdot 10^6$, nel modello scalato è nel range $5 \div 6 \cdot 10^4$. Per porre rimedio a queste grandi differenze le pale sono state progettate utilizzando profili per bassi numeri di Reynolds e opportune strisce di transizione.

Per ulteriori dettagli riguardanti il modello $V2$ si rimanda a [5].

Capitolo 2

Analisi strutture di sostegno per generatori eolici offshore

In questo capitolo vengono brevemente presentate le principali tipologie di fondamenta che vengono utilizzate o che sono allo studio per applicazioni su generatori eolici offshore. La tecnologia utilizzata è spesso mutuata dall'esperienza riguardante le piattaforme di estrazione del petrolio dai fondali marini (fig. 2.1).

2.1 Strutture di sostegno con fondamenta

Le sempre più numerose wind farm offshore funzionanti sono in gran parte basate sul monopile. Tale tecnologia prevede che la struttura di sostegno della turbina eolica sia un'unica torre le cui fondamenta sono poste nel fondale marino (profondità fino ad un massimo di 45m per il *Beatrice Wind Farm Demonstrator Project*, [1]).

Il posizionamento di una turbina eolica alla sommità di una trave molto lunga la quale, per un tratto di lunghezza non trascurabile (spesso circa un terzo, fig. 2.2), è sottoposta all'azione delle forze idrodinamiche dovute al moto dell'acqua, comporta la nascita di sollecitazioni nuove rispetto ai tradizionali casi di turbine onshore. Risulta quindi fondamentale lo studio dell'effetto di queste sollecitazioni aggiuntive sulle prestazioni degli aerogeneratori in modo tale da poterne evolvere gli algoritmi di controllo minimizzando così gli effetti negativi dell'ambiente marino. Lo sviluppo di insiemi hardware-software in grado di riprodurre tali effetti su modelli in scala in galleria del vento è quindi molto importante.

Discorsi analoghi si possono fare anche per altri tipi di fondamenta, come i *tripod*, i *quattropod* e similari.

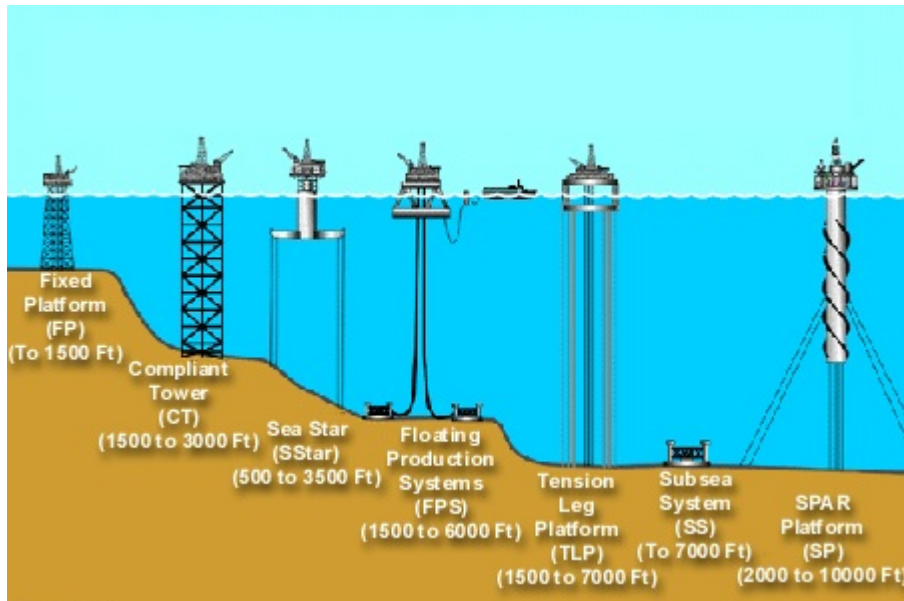


Figura 2.1: Tipologie di strutture di supporto di piattaforme petrolifere offshore (fonte: *naturalgas.org*).

2.2 Strutture di sostegno galleggianti

Negli ultimi anni è molto cresciuto l'interesse nei confronti di applicazioni eoliche offshore in località lontane dalla costa e con profondità dell'acqua superiori ai 50m, che possono arrivare sino alle centinaia di metri. La tecnologia utilizzata in applicazioni poste in questo genere di ambiente proviene direttamente da quella sviluppata per il supporto delle piattaforme petrolifere (fig. 2.1). Si è quindi avuto un travaso tecnologico tra questo campo ed il settore eolico offshore (fig. 2.3).

Ciò ha portato allo sviluppo di numerose tipologie di piattaforme galleggianti, che differiscono tra loro soprattutto per il principio attraverso il quale ottengono la stabilità. Da questo punto di vista se ne possono indicare tre principali categorie:

1. vere e proprie piattaforme galleggianti (*barge*);
2. piattaforme caratterizzate da galleggianti alti e snelli con una grande massa (*spar-buoy*);
3. piattaforme stabilizzate con ormeggi verticali in tensione (*TLP* ovvero *Tension Leg Platform*).

In figura 2.4 si evidenziano le tre tipologie di strutture di supporto e la loro caratterizzazione in base al principio di stabilizzazione principale (galleggia-

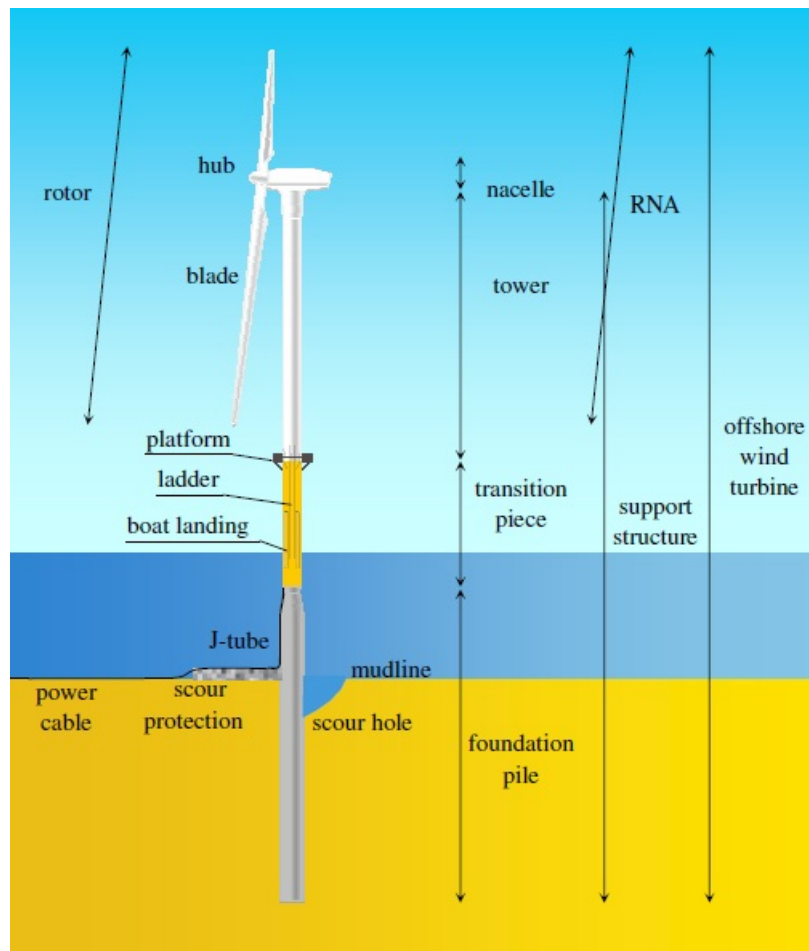


Figura 2.2: Turbina eolica con struttura di sostegno monopile.

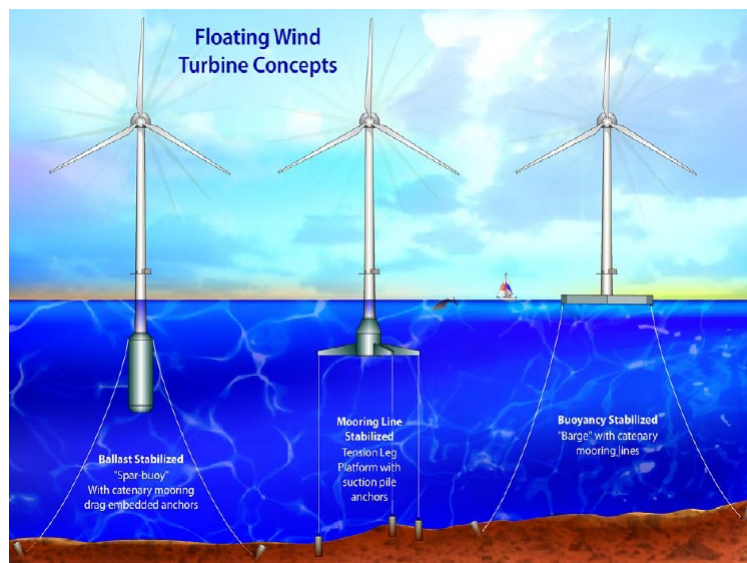


Figura 2.3: Tipologie di strutture di supporto di turbine eoliche offshore (fonte: *isa.org*).

mento, zavorra, od ormeggio).

Nel seguito della sezione si descriveranno le tipologie di piattaforme elencate.

2.2.1 Barge

La prima tipologia di piattaforma presa in considerazione ottiene la sua stabilità attraverso una grande superficie a contatto con l'acqua che le dà il galleggiamento, ma che inoltre dà elevate forze/momenti resistenti quando si hanno degli spostamenti/rotazioni in heave, pitch e roll (si veda la figura 2.9). La caratteristica di questa piattaforma di avere un pescaggio limitato ed una forma squadrata fanno sì che l'assemblaggio della piattaforma possa avvenire sulla terraferma senza notevoli complicazioni, garantendo costi contenuti.

La struttura, portata a destinazione, viene poi zavorrata con acqua di mare allo scopo di incrementarne il pescaggio e limitarne così le oscillazioni dovute al moto ondoso. Infine la piattaforma viene ancorata con una serie di catenarie non in tensione dal costo ridotto (8 per la ITI Energy Barge di fig. 2.5).

L'unione della facilità di costruzione ed installazione della piattaforma ad un sistema di ancoraggio economico fa sì che questo tipo di struttura sia fra quelle dal minor costo.

Analisi di stabilità condotte dai *NREL* [2] mostrano inoltre minori instabilità nel confronto delle altre due tipologie di piattaforme in analisi.

Dall'altro lato il comportamento dinamico della piattaforma, come verrà evidenziato nei paragrafi successivi, è caratterizzato da spostamenti molto elevati

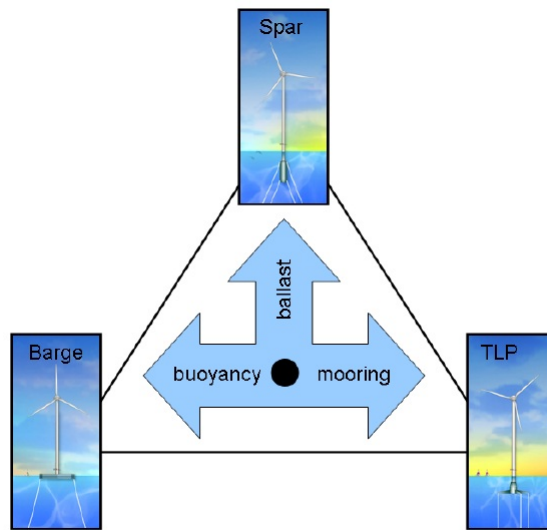


Figura 2.4: Principi di stabilizzazione turbine eoliche offshore galleggianti [3].

e da accelerazioni notevoli in condizioni di mare agitato. Ciò fa sì che i carichi ultimi siano tra i più elevati tra le tipologie di base in analisi, con conseguente vita a fatica ridotta. Tale comportamento è così negativo che *Roddier et al.* [7] la escludono dall'analisi delle possibili soluzioni per turbine eoliche offshore a priori. Tuttavia *Nakim* [10] mostra che con opportune strategie di controllo del beccheggio individuale di ogni pala è possibile ridurre i problemi di beccheggio globali della piattaforma. Quindi le osservazioni fatte non precludono all'utilizzo di una tale struttura, ma evidenziano la necessità di studi più approfonditi sul controllo e/o la necessità di utilizzarla in località con moto ondoso non eccessivo.

2.2.2 Spar-buoy

Questa tipologia di struttura viene stabilizzata principalmente da una notevole quantità di zavorra. Questa viene posizionata molto al di sotto del livello nominale del mare, in un insieme particolarmente snello. Tutto ciò è ancorato al fondale tramite catenarie (3 disposte a 120° tra loro per l'Hywind di figura 2.6). Il pescaggio di questo tipo di piattaforme può superare i $100m$ ($120m$ per l'Hywind), quindi non sono adatte a fondali bassi; inoltre questo comporta problemi relativi all'assemblaggio, con la necessità di cantieri navali molto profondi.

Un altro problema di questa categoria è dato dai costi della notevole quantità di zavorra richiesta. D'altro canto il sistema di ancoraggio con catenarie è tra i più economici e questo tipo di struttura galleggiante è adatto a profondità

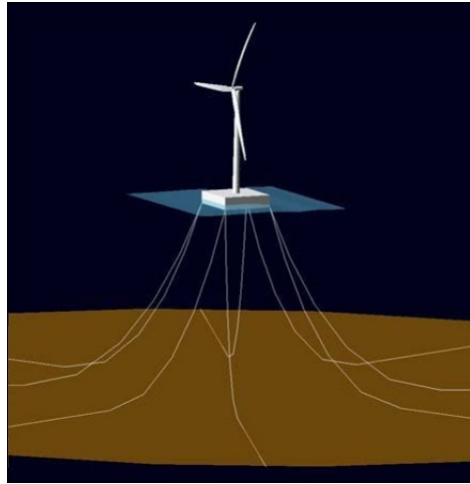


Figura 2.5: Modello ADAMS della piattaforma ITI Energy [2].

del mare particolarmente elevate (fino a circa $700m$).

Questa piattaforma si colloca tra le altre due in esame, con carichi però nettamente superiori alla TLP, anche se inferiori alla Barge. Il vantaggio principale rispetto alla TLP è il sistema di ancoraggio semplice e meno costoso e la sezione al livello del mare ridotta. Inoltre le frequenze naturali della struttura sono poste al di fuori della parte più energetica dello spettro del moto ondoso.

2.2.3 TLP: Tension Leg Platform

L'altra tipologia di piattaforma in fase di studio per quanto riguarda i generatori eolici offshore è la Tension Leg Platform. Essa è caratterizzata dall'importanza del sistema di ancoraggio al fondale. Questa struttura affida la sua stabilità in gran parte all'ancoraggio, combinato al galleggiamento sovradimensionato che tiene sempre in tensione le catenarie, e per una parte modesta alla zavorra. Ciò fa sì che la struttura risulti particolarmente costosa per la necessità di soluzioni avanzate per il collegamento al fondale marino (si possono citare ad esempio le *suction anchors*). Inoltre le TLP hanno bisogno di costosa zavorra e sono caratterizzate da una sezione trasversale elevata al livello del mare che causa grande resistenza alle onde incidenti. Anche l'installazione è complicata dal pescaggio elevato e dalla difficoltà di fissare le ancore.

La contropartita di questi costi sono carichi sull'impianto simili a quelli degli impianti onshore, con evidenti benefici per la vita a fatica. Tutto ciò nasce da spostamenti ridotti e con dinamiche più lente rispetto alle altre strutture.

Per questa tipologia di piattaforma gli studi si dovrebbero concentrare su sistemi di ancoraggio meno onerosi, anche dal punto di vista dell'installazione.



Figura 2.6: Impianto eolico floating Hywind (Norvegia) *statoil.com*.

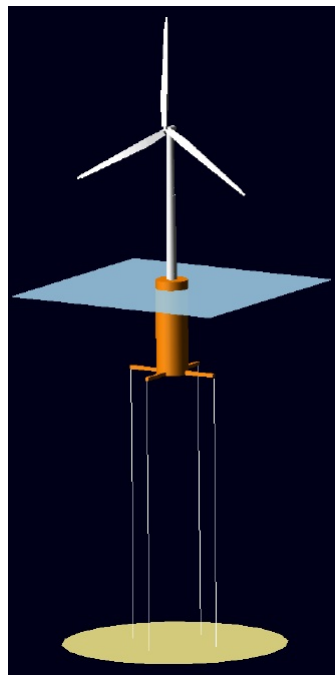


Figura 2.7: Modello di Tension Leg Platform [3].

Oltre queste tre tipologie principali di strutture per turbine eoliche offshore vi sono altri sistemi meno convenzionali, che non rientrano però nella presente analisi a causa della scarsità di informazioni a loro riguardo.

2.3 Analisi spostamenti e dinamiche al livello del mare

In questa sezione si presentano dati relativi agli spostamenti al livello nominale del mare, che presentano le varie tipologie di strutture di supporto per turbine eoliche offshore. Sono stati cercati in bibliografia anche dati riguardanti le dinamiche di questi spostamenti e le forze in gioco.

Sono stati presi in considerazione valori relativi a casi di tempesta o similari, al fine di ottenere dati di riferimento, sui quali basarsi per valutare le prestazioni che dovrebbe garantire una base mobile in grado di replicare in galleria del vento le condizioni peggiori possibili. Tali valori sono stati un utile inquadramento del problema oltre che un primo step per i futuri lavori sull'implementazione hardware.

I dati estratti dalla ricerca sono stati poi moltiplicati, al termine di questo capitolo, per i relativi fattori di scala per riferirli correttamente al modello scalato del progetto $(WT)^2$.

2.3.1 Fonti bibliografiche

Per reperire i dati necessari è stata svolta un'approfondita ricerca bibliografica, mirata alla determinazione di queste grandezze, non per una specifica tipologia di struttura, ma allo scopo di trovare un range di movimenti in grado di simulare il maggior numero possibile di strutture di sostegno per impianti offshore.

Per quanto riguarda le strutture di tipo monopile i dati sono stati reperiti in [16] e [21].

Data la relativa novità delle strutture di sostegno galleggianti (perlomeno nel settore eolico), per questa tipologia non è stato possibile trovare dati relativi a strutture esistenti, sono invece stati trovati valori relativi a simulazioni numeriche e ad alcuni test con modelli in scala. Dal punto di vista delle simulazioni numeriche un lavoro notevole è stato svolto ed in parte è ancora in corso presso i *NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA)*, in particolare molto interessanti [2] e [3]. Alcuni dati sono stati reperiti anche da lavori relativi al progetto Hywind di StatoilHydro (Norvegia), in particolare in [4] si trovano sia dati relativi a simulazioni numeriche che ad un modello in scala provato in un laboratorio con simulazione sia della parte sommersa che della turbina

eolica vera e propria. Un progetto avanzato è quello relativo a WindFloat [7], [8], [22], struttura galleggiante a tre piloni, caratterizzata dalla possibilità di spostare la zavorra (costituita da acqua di mare) da un pilone all'altro in modo da ottenere l'assetto per la più efficiente produzione energetica possibile anche in condizioni non ottimali (fig. 2.8). Altre fonti utilizzate sono: un lavoro di tesi del MIT [6] ed uno studio di fattibilità olandese relativo ad una struttura di supporto tri-floater [9].

Si noti che tutte le strutture prese in considerazione sono state create per il supporto di una singola turbina eolica di taglia 5MW o superiore.

Sistema di riferimento. Come indicato in fig. 2.9 il sistema di riferimento che si adotta nel seguito del capitolo è di tipo cartesiano, destrorso e fissato alla posizione media (nominale) della turbina al livello del mare. L'asse z è diretto come la verticale locale, con verso positivo in alto e passante per il baricentro della struttura in posizione nominale. Il piano formato dagli assi x e y corrisponde al piano del mare indisturbato, con l'asse x allineato con il vento.

2.3.2 Strutture di supporto tipo monopile

Le turbine eoliche sorrette da monopile sono caratterizzate da spostamenti contenuti (massimi di circa 50 [cm] in [16] e rotazioni al di sotto del grado [21]), ma da frequenze elevate. Quindi volendo simulare tali impianti, la prestazione critica è quella relativa alla banda di frequenze degli attuatori che deve essere elevata.

In [23] si possono trovare dati per quanto riguarda la banda di frequenze di risposta della struttura, che risulta contenuta al di sotto degli 0,4[Hz].

La specifica sulle frequenze per quanto riguarda i monopiles risulta essere di circa 0,4 [Hz], la notevole difficoltà che sorge è legata ai valori di accelerazione necessari, infatti considerando spostamenti lineari di 50[cm], con frequenze di 0,4[Hz], nell'ipotesi di moto armonico si calcolano valori di accelerazione massima pari a 3,2 [m/s^2]. Come si vedrà al termine del capitolo, il rapporto di scalatura per riportarsi in similitudine rispetto ai valori di galleria del vento è sfavorevole nel caso delle accelerazioni, comportando valori incrementati notevolmente rispetto alla scala reale (incremento di circa 11,6 volte) e quindi prestazioni molto elevate richieste alla base mobile.

2.3.3 Strutture di supporto galleggianti

Spostamenti

In questa sotto sezione si riportano dati di origine NREL [2] e [3]. Tali valori si riferiscono a condizioni del mare estreme, che considerano la situazione



Figura 2.8: WindFloat [7].

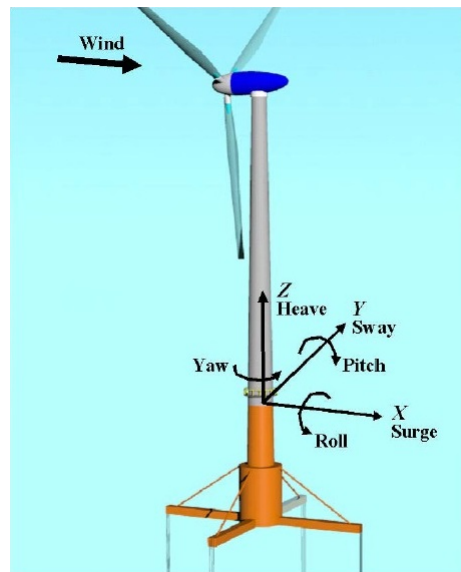


Figura 2.9: Sistema di riferimento utilizzato [2].

peggiore verificatasi negli ultimi 50 anni nel tratto di mare considerato. La località in esame è la stazione meteorologica Stevenson posta a $61^{\circ}20'N$ di latitudine e $0^{\circ}0'E$ di longitudine, a nord-est delle Isole Shetland, posizionate a nord-est della Scozia. Tale luogo è stato scelto come riferimento per le condizioni di vento e del mare estreme.

Come si può vedere dalla tabella 2.1 gli spostamenti della piattaforma di tipo barge sono particolarmente elevati, fatto che rende questa tipologia di struttura particolarmente critica per un suo utilizzo come supporto per turbine eoliche. Inoltre questo comportamento causa notevoli problemi nella riproduzione di questi stessi spostamenti in galleria del vento. Rilevanti sono anche gli spostamenti della piattaforma di tipo spar-buoy; da notare che lo spostamento più critico in tutti i casi è quello sull'asse x di surge, che è l'asse cui è allineato il vento. Un altro dato da osservare nell'analisi di queste due tabelle è la rilevanza per la tipologia barge degli angoli di beccheggio che superano i 20° . Più in dettaglio si possono fare le seguenti osservazioni.

Barge. E' la piattaforma più critica di quelle esaminate, in particolare lo spostamento di surge arriva ad una escursione tra minimo e massimo di quasi $59m$. Lo spostamento di sway per quanto significativo resta al di sotto dei $15m$ di escursione, mentre il movimento di heave è al di sotto dei $10m$. Questo tipo di piattaforma è quello che presenta i maggiori spostamenti. Anche le rotazioni di beccheggio ed imbardata sono notevoli. Particolarmente problematica per il funzionamento della turbina è quella di beccheggio.

		Barge	TLP	Spar-buoy
Surge [<i>m</i>]	min	-11,50	-0,31	-4,51
	max	47,10	11,20	35,40
Sway [<i>m</i>]	min	-8,06	-1,34	-3,33
	max	6,68	0,98	3,15
Heave [<i>m</i>]	min	-4,80	-0,46	-1,07
	max	4,28	0,09	1,70
Roll [<i>deg</i>]	min	-4,98	-0,22	-1,39
	max	5,01	0,21	1,73
Pitch [<i>deg</i>]	min	-20,50	-0,45	-1,00
	max	21,90	0,68	7,72
Yaw [<i>deg</i>]	min	-19,30	-6,49	-5,42
	max	21,40	6,04	4,38

Tabella 2.1: Spostamenti basi galleggianti in condizioni estreme.

TLP. La situazione degli spostamenti per la Tension Leg Platform è decisamente migliore, con movimento di surge con escursione massima di $11,5m$, e gli altri due spostamenti lineari molto contenuti. Le rotazioni sono particolarmente ridotte se si fa eccezione per l'imbardata, comunque non eccessiva.

Spar-buoy. Anche questo tipo di piattaforma nei calcoli NREL arriva a spostamenti consistenti in surge con escursioni di quasi $40m$, mentre gli altri due spostamenti lineari sono abbastanza contenuti. Per quanto riguarda le rotazioni sono limitate su tutti gli assi, con la tendenza, come per le altre due strutture, ad avere valori maggiori per beccheggio ed imbardata. Questa tendenza è connaturata alla struttura delle turbine eoliche con un grande braccio che favorisce il beccheggio.

Accelerazioni

Risulta di fondamentale importanza comprendere la dinamica dei movimenti appena commentati. Solo se questa risulta rapida l'influenza sul comportamento della turbina sarà sensibile. Altrimenti se essa risultasse lenta, gli effetti si potrebbero considerare di ordine superiore e quindi trascurabili.

Dalla tabella 2.2 si deduce una maggiore criticità della piattaforma di tipo barge, soprattutto per il movimento di heave. Si nota come l'accelerazione di surge non sia trascurabile rispetto alle altre, ciò non consente di superare la criticità dei grandi spostamenti trascurandola.

		Barge	TLP	Spar-buoy
Surge [m/s^2]	min	-1,25	-1,16	-0,99
	max	1,23	1,31	1,02
Sway [m/s^2]	min	-0,35	-0,40	-0,35
	max	0,24	0,40	0,37
Heave [m/s^2]	min	-1,90	-0,40	-0,18
	max	1,99	0,41	0,15

Tabella 2.2: Accelerazioni basi galleggianti in condizioni estreme.

	Frequenze [Hz]			Velocità [m/s]		
	Barge	TLP	Spar-buoy	Barge	TLP	Spar-buoy
Surge	0,033	0,071	0,035	6,1	2,6	4,4
Sway	0,034	0,094	0,052	1,6	0,7	1,1
Heave	0,103	0,193	0,058	2,9	0,3	0,5

Tabella 2.3: Frequenze e velocità spostamenti basi galleggianti in condizioni estreme, moto considerato armonico.

Frequenze del movimento e velocità massime

Introducendo l'ipotesi di moto armonico sui tre assi, centrato tra i valori massimi e minimi di spostamento visti in precedenza, si possono ottenere le relative frequenze e le velocità massime, in prima approssimazione. Queste sono riportate nella tabella 2.3.

Considerazioni sull'andamento temporale degli spostamenti

Fino ad ora sono stati valutati i massimi ed i minimi degli spostamenti e delle accelerazioni (oltre a frequenze e velocità), però dall'analisi di varie fonti bibliografiche risulta importante valutare l'andamento temporale degli spostamenti. In particolare, come si può notare in figura 2.10, tratta da [11], i moti sono caratterizzati da uno spostamento lento iniziale molto grande e poi da una dinamica attorno ad una nuova origine. Essendo fondamentale la riproduzione della dinamica, si potrà trascurare il movimento iniziale e riprodurre solo la dinamica successiva. Quindi le ampiezze degli spostamenti da riprodurre in galleria del vento saranno minori rispetto a quelli delle tabelle precedenti. Ad esempio dalla figura 2.10 si può notare che lo spostamento massimo arriva a quasi $150m$ per il surge della TLP, però la dinamica si svolge in un intervallo di circa $25m$ e di circa $10m$ per la piattaforma di tipo spar-buoy (condizione *Hurricane Dominant*).

Risulta interessante il lavoro [19], che considera, tra le altre, una condizione con vento a $18,59m/s$ (quota hub) e onde di altezza $5m$ con periodo di $8,7s$,

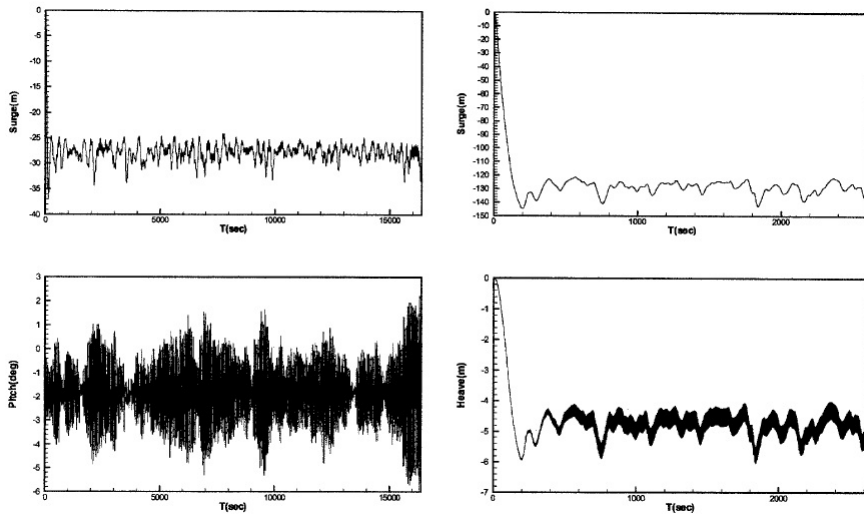


Figura 2.10: Nei due grafici a sinistra: moti lenti di surge e pitch per base tipo spar-buoy in acque profonde 10000 [ft] (circa 3050 [m]) [11]. Nei due grafici di destra: moti lenti di surge e heave per base tipo tension leg platform in acque profonde 6000 [ft] (circa 1830 [m]) [11].

per una piattaforma galleggiante di tipo ibrido tra TLP e spar buoy. I risultati sono quelli riportati in fig. 2.11 e 2.12. Si può osservare che il moto di surge è limitato entro i 18m con frequenze basse; l’heave totale è inferiore ai 30cm con frequenze sempre limitate; infine il moto di pitch è addirittura contenuto in 0,5°. (La notazione in legenda “1 line”, “3 lines” si riferisce alle linee di ancoraggio per ciascuna “leg”). In condizioni analoghe in [22], si trovano, per il modello tri-floater WindFloat, spostamenti massimi di 8,3m per il moto di surge, di 2,3m per l’heave e di 5,1° per quel che riguarda il beccheggio.

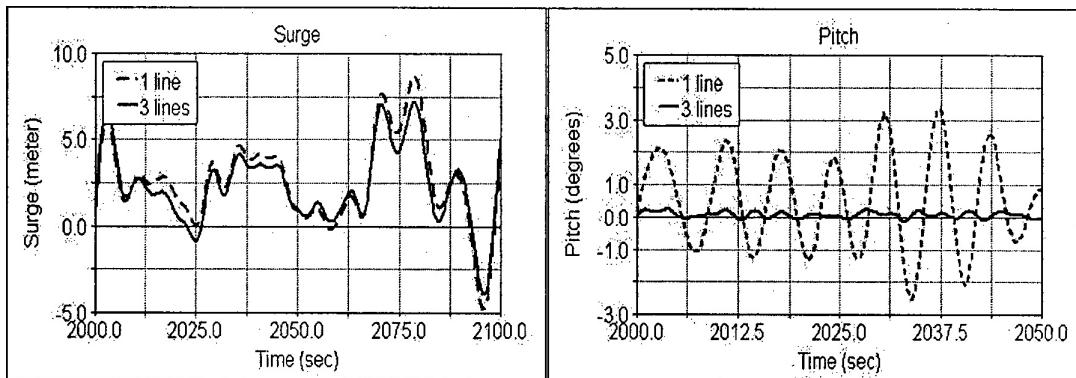


Figura 2.11: Moti di surge e di pitch[19].

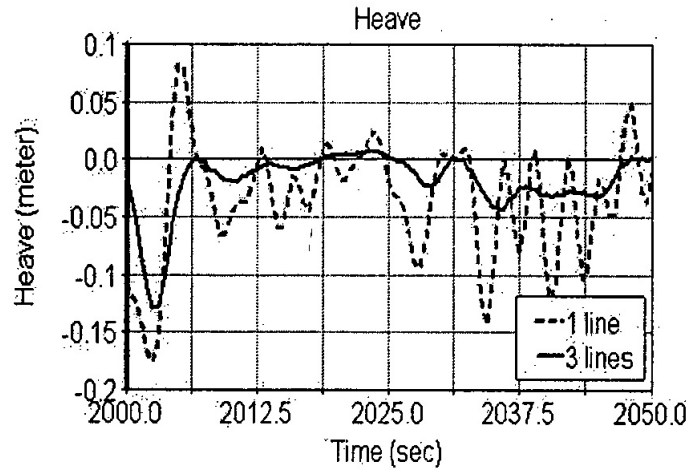


Figura 2.12: Moto di heave[19].

	Classic Spar (3050m)	TLP (1830m)	Ibrido TLP-Spar	WindFloat	TLP MIT	Massimi
Surge [m]	12,00	25,00	18,00	8,30	4,20	25,00
Sway [m]	-	-	-	-	0,04	0,04
Heave [m]	-	2,00	0,30	2,30	2,50	2,50
Roll [deg]	-	-	-	-	0,10	0,10
Pitch [deg]	7,00	-	0,50	5,10	0,90	7,00
Yaw [deg]	-	-	-	-	0,20	0,20

Tabella 2.4: Ampiezza degli spostamenti per basi galleggianti di vario tipo in condizioni gravose.

Infine interessante il lavoro[20] nel quale si analizzano varie strutture del tipo TLP per turbina da 5MW.

Dall'analisi di questi ultimi documenti (si veda la tabella 2.4) pare ragionevole limitare le specifiche sugli spostamenti massimi richiesti. Questo anche in virtù del fatto che la base mobile che si vuole creare sarà soprattutto utile per la messa a punto del generatore eolico nella maggior parte del suo tempo di funzionamento, quindi non esclusivamente in condizioni estreme.

2.4 Quadro riassuntivo spostamenti-dinamiche strutture di supporto

In conclusione si può affermare che gli spostamenti di interesse sono quelli riassunti assieme alle caratteristiche dinamiche in tabella 2.5. Tale tabella

	Spostamento	Corsa	Velocità max	Accelerazione max
	$[m] - [deg]$	$[m] - [deg]$	$[m/s] - [deg/s]$	$[m/s^2] - [deg/s^2]$
Surge	$\pm 15,0$	40,0	6,1	1,3 (3,2)
Sway	$\pm 9,0$	18,0	1,6	0,4 (3,2)
Heave	$\pm 7,5$	15,0	2,9	1,9
Roll	$\pm 5,0$	10,0	-	-
Pitch	$\pm 15,0$	30,0	2,8	2,7 (5,1)
Yaw	$\pm 15,0$	30,0	1,9	1,2

Tabella 2.5: Spostamenti-dinamica di interesse per strutture di sostegno basi eoliche offshore (tra parentesi i valori necessari per simulare il caso monopile, se superiori a quelli per base galleggiante).

riassume quanto dedotto dall'analisi delle varie fonti citate in precedenza, lo fa però in modo critico. Non considera quindi i casi peggiori (tempesta 50 anni) presentati in [2] e in [3], o meglio li considera ma mitigati per portarsi in condizioni più vicine all'utilizzo normale della turbina. Infatti in condizioni estreme la turbina sarà in posizione di parcheggio, mentre il normale funzionamento avverrà anche in condizioni agitate ma non estreme. Inoltre, è in questa situazione che vi è il maggiore interesse allo studio degli effetti dei moti della base galleggiante, ai fini di migliorare produttività e resistenza dell'impianto. Tale riduzione delle specifiche è stata attuata in ampiezza per quanto riguarda i moti di surge, che sono quelli di maggiore entità. Si è anche considerato che, come si vede in fig. 2.10, al di là di un offset iniziale elevato, la dinamica poi si svolge su ampiezze compatibili con quelle considerate come specifiche finali. Anzi, secondo i grafici di fig.2.10 si potrebbe ridurre l'ampiezza totale del moto di surge a 25 [m].

Per quanto riguarda le ampiezze dei moti di heave e di sway, sono state aumentate rispetto alle specifiche risultanti da [2] e [3] per tenere in considerazione [8] e [9].

2.5 Considerazioni sull'importanza della simulazione dei 6 gradi di libertà delle strutture di sostegno

In questa sezione si pone l'attenzione sull'importanza, ai fini del comportamento dinamico dell'aerogeneratore, della simulazione di ognuno dei 6 gradi di libertà rigidi di cui può essere dotata una base galleggiante per turbina eolica offshore. Si vuole esaminare il problema in maniera tale da capire se trascurando la possibilità di riprodurre uno o più gradi di libertà si riuscirebbero a

simulare le dinamiche fondamentali dell'impianto. Se una tale eventualità fosse possibile si otterrebbe uno strumento molto potente per lo studio del comportamento offshore delle turbine eoliche con una complessità, e di conseguenza con un costo, inferiori.

Moti fore-aft e di beccheggio.

- I moti di tipo fore-aft influenzano significativamente i carichi agenti sulle turbine eoliche offshore, sia con struttura monopile che galleggiante. Dato ciò vi sono vari studi di controllo attivo e passivo con lo scopo di incrementare le prestazioni (e la qualità della potenza erogata) e di limitare i carichi sugli impianti eolici (per esempio [25], [26]).
- Il moto di beccheggio della piattaforma è un problema particolarmente significativo per i generatori eolici offshore [27], [28], [30]. Risulta quindi interessante uno strumento in grado di simularlo.

Moti side-side e di rollio.

- I moti di tipo side-side sono molto importanti nei casi di strutture di tipo monopile, specialmente nei casi di disallineamento tra vento e onde, perchè possono causare notevoli danni a fatica [24]. Infatti tali dinamiche sono molto meno smorzate rispetto a quelle di tipo fore-aft, dal momento che lo smorzamento aerodinamico in questa direzione è quasi nullo ed è generalmente basso anche quello idrodinamico.
- I moti di tipo side-side, incluso il rollio, sono ora in fase di studio sia per quanto riguarda il controllo attivo che quello passivo[25], [30].
- Le strategie di controllo atte a migliorare la risposta della struttura a beccheggio possono eccitare i moti di rollio ([29], [30]), quindi possono essere necessarie leggi di controllo che considerino contemporaneamente beccheggio e rollio. Ciò rende importante il possesso di uno strumento che consenta la simulazione di ambo questi due movimenti.

Moti di heave. I moti di heave influiscono sugli sforzi agenti sulla turbina [31], quindi può essere utile il loro studio al fine di ricercare strategie di riduzione dei carichi. Inoltre, da quanto rilevato, le accelerazioni di heave sono significative quindi importanti per i carichi inerziali derivanti.

Moti di yaw. In letteratura paiono non essere particolarmente presi in considerazione i moti di imbardata delle piattaforme galleggianti. D'altro canto è però fondamentale l'allineamento dell'asse del rotore con il vento, ed in un'applicazione floating questo dipende anche dal moto di yaw della base. Quindi è

	Spostamento	Corsa	Velocità max	Accelerazione max
	$[cm] - [deg]$	$[cm] - [deg]$	$[m/s] - [deg/s]$	$[m/s^2] - [deg/s^2]$
Surge	$\pm 35,0$	70,0	3,1	15,1 (36,6)
Sway	$\pm 20,0$	40,0	0,8	4,6 (36,6)
Heave	$\pm 17,0$	34,0	1,5	22,0
Roll	$\pm 5,0$	10,0	-	-
Pitch	$\pm 15,0$	30,0	64,6	1390,1 (2636,1)
Yaw	$\pm 15,0$	30,0	43,1	617,8

Tabella 2.6: Specifiche base mobile a 6 gradi di libertà (tra parentesi i valori necessari per simulare il caso monopile, se superiori a quelli per base galleggiante).

importante simulare tale moto al fine di sviluppare correttamente le strategie di controllo.

Si può quindi concludere che al fine di ottenere uno strumento completo è necessario disporre della possibilità di movimentare il modello di generatore eolico su tutti i 6 gradi di libertà. Questa considerazione non esclude la possibilità che per lo studio di particolari problemi possa essere sufficiente una base mobile con un numero inferiore di gradi di libertà (ad esempio 1 o 2).

2.6 Specifiche base mobile per galleria del vento

Dai dati di tabella 2.5, con gli opportuni fattori di scala di tabella 1.1, si ottengono le specifiche necessarie per la base mobile (riportate in tabella 2.6).

Osservando i dati riportati in tabella 2.6, si nota che le specifiche richieste per la simulazione in galleria del vento del comportamento offshore di un generatore eolico sono particolarmente selettive. In particolare sono due gli aspetti significativi:

1. Spostamenti lineari di surge molto elevati: questa è una specifica discutibile in quanto la dinamica di questi moti è in realtà concentrata in un intervallo di spostamenti che pare essere minore (si veda ad esempio fig. 2.10). Inoltre i moti di surge sono, per costruzione del sistema turbina eolica (ad asse orizzontale), quelli a più alto smorzamento aerodinamico.
2. Prestazioni dinamiche richieste molto elevate, in particolare le accelerazioni per il caso monopile. In questo caso si può prevedere sin da ora che non sarà probabilmente soddisfatta completa similarità per il caso monopile. Per quanto riguarda le basi galleggianti, si potrà avere una

copertura maggiore delle accelerazioni necessarie. Solo in alcuni casi estremi ci si dovrà accontentare di simulare condizioni meno gravose di quelle reali.

Avendo a disposizione una base mobile rispettosa delle specifiche presentate, si potranno ricreare in galleria del vento le condizioni di spostamento-velocità-accelerazione che si hanno al livello del mare sulle turbine eoliche. Per rendere possibile questo, oltre alla base mobile è però necessario sviluppare un software, che consenta il calcolo degli spostamenti da imporre, istante per istante, alla base del modello in scala di turbina eolica. Questo argomento viene sviluppato nei capitoli seguenti.

Capitolo 3

Sviluppo modello numerico per la co-simulazione

Come spiegato nell'introduzione lo scopo della presente tesi è lo studio di come replicare in galleria del vento le condizioni cui è sottoposto un aerogeneratore offshore. In particolare quello che si vuole studiare è la dinamica dei movimenti che l'interazione tra la struttura di sostegno (inizialmente di tipo monopile) e i moti marini determinano.

Lo strumento principale del lavoro è il software *Cp-Lambda* del Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale del Politecnico di Milano (DIA-PoliMI), utilizzato però in maniera tale da implementare una co-simulazione numerica. Con la tecnica della co-simulazione software è possibile effettuare delle simulazioni con modalità molto vicine a quelle da sviluppare in futuro in galleria del vento. Queste dovranno avvenire in modalità hardware-software, cioè con l'aerogeneratore in scala posto su un sistema di movimentazione comandato attraverso un software, il quale calcolerà il comportamento della parte di struttura sottoposta all'azione del moto ondoso.

3.1 *Cp-Lambda*

Cp-Lambda, *Code for Performance, Loads, Aeroelasticity by Multi-Body Dynamics Analysis* è un software aero-servo-elastico non lineare basato su un solutore multi-corpo ad elementi finiti. Il codice, che viene qui presentato in breve, è più approfonditamente descritto in [32] e relativa bibliografia.

Il software, ispirato ed in parte basato su uno strumento che è stato sviluppato inizialmente per applicazioni relative ad elicotteri, include caratteristiche utili per la modellazione di turbine eoliche. Tale codice è stato estesamente validato con altri software per la simulazione di turbine eoliche e con dati sperimentali ed attualmente è in uso nell'industria.

Una delle peculiarità principali del codice è la sua generalità, non viene fatta

alcuna assunzione a priori sulla topologia del modello. L'utente può assemblare lo stesso unendo elementi presenti in una libreria che include: travi ed elementi rigidi, giunti meccanici (inclusi giunti flessibili), attuatori (inclusi spostamenti imposti e rotazioni imposte ai giunti, attuatori del primo e secondo ordine, modelli di generatori, etc.). Dal momento che ogni elemento della libreria può essere collegato agli altri, anche formando anelli chiusi, possono essere modellati generatori eolici di topologia arbitraria.

La modellazione multi-body è basata sul metodo degli elementi finiti, non viene applicata riduzione modale sui componenti deformabili della struttura. Per la descrizione di tutte le entità vengono utilizzate coordinate cartesiane e tutti i gradi di libertà sono riferiti ad un sistema di riferimento inerziale unico; in tal modo si evita l'introduzione di sistemi di riferimento multipli e questo consente una formulazione geometricamente esatta (che quindi può gestire correttamente rotazioni tridimensionali arbitrariamente grandi). Le pale della turbina e la torre vengono modellate come elementi di trave, che possono avere geometria arbitraria (inclusi assi curvi) e che considerano rigidità assiali, a taglio, flessionali e torsionali. I giunti possono essere modellati come olonomi od anolonomi e possono essere dotati di modelli di attrito, di gioco, di molle e di smorzatori interni.

Agli elementi di trave possono essere associate linee portanti, descritte come curve tridimensionali dotate di twist e che non devono necessariamente coincidere con gli assi di riferimento della trave. Le linee portanti sono basate su un metodo classico bidimensionale ed utilizzano le caratteristiche dei profili aerodinamici locali con correzioni istazionarie. Linee portanti vengono usate per le pale, ma anche la torre e la nacelle. L'effetto sul flusso dato dalla rotazione del rotore viene considerato con un modello di influsso.

Il vento viene modellato come somma di una parte stazionaria ed una di perturbazione, tenendo in considerazione turbolenza e/o raffiche. Secondo le norme IEC 61400-1, la parte deterministica tiene conto di modelli di shear e della presenza della torre.

La formulazione multi-body utilizzata porta ad una serie di equazioni differenziali alle derivate parziali non lineari. La discretizzazione spaziale dei componenti flessibili con il metodo degli elementi finiti porta ad un sistema di equazioni differenziali nel tempo. Queste vengono risolte con una procedura di integrazione implicita, non lineare, incondizionatamente stabile. In tal modo, l'utilizzo di uno schema implicito consente l'utilizzo di passi temporali sufficientemente ampi. Ad ogni passo temporale, il sistema non lineare risultante viene risolto con uno schema quasi-Newton. La lunghezza del passo d'integrazione viene corretta in base ad un indicatore dell'errore.

L'utente può specificare un certo numero di sensori in maniera tale da raccogliere informazioni dalle simulazioni. Inoltre, queste informazioni possono essere utilizzate come input per i sistemi di controllo che gestiscono gli at-

tuatori. Tali sistemi di controllo vengono implementati come routines definite dall'utente, che vengono collegate al resto del codice.

Per ulteriori informazioni si rimanda a [33], [34].

3.1.1 Studio e verifica dell'implementazione del calcolo idrodinamico

Lo studio integrato dell'aerogeneratore e dell'interazione della sua struttura di sostegno con l'ambiente marino, ha determinato la necessità di verificare il corretto funzionamento della parte del codice Cp-Lambda che implementa il modello idrodinamico. Con questo scopo si è quindi predisposto un modello apposito, semplificato, costituito da un'unica trave immersa in acqua e sono state fatte varie simulazioni con diverse condizioni marine. I risultati di queste sono stati poi confrontati con quelli di un opportuno programma sviluppato in ambiente *Matlab* che implementa lo stesso modello idrodinamico presente in Cp-Lambda, cioè l'*equazione di Morrison*.

L'equazione di Morrison. Questa equazione consente di calcolare le forze idrodinamiche agenti su una trave cilindrica, suddividendo la stessa in n sub-elementi di uguale altezza e calcolando la forza su ciascuno di essi nella maniera seguente:

$$\underline{F} = (C_m - 1)\rho\frac{\pi D^2}{4}L\dot{\underline{u}}_t + \rho\frac{\pi D^2}{4}L\dot{\underline{u}}_w + \frac{1}{2}C_d\rho DL\underline{u}_t|u_t|$$

Dove:

- $\underline{u}_t = \underline{u}_w + \underline{u}_c - \underline{u}_s$
- $\dot{\underline{u}}_t = \dot{\underline{u}}_w - \dot{\underline{u}}_s$
- \underline{u}_w = velocità delle particelle d'acqua data dal moto ondoso in una particolare stazione (x, y, z) ad un certo tempo t ;
- \underline{u}_c = velocità delle particelle d'acqua data dalle correnti in una particolare stazione (x, y, z) ;
- \underline{u}_s = velocità della struttura della torre in una particolare stazione (x, y, z) ad un certo tempo t ;
- \underline{F} = forza normale agente su un segmento cilindrico di lunghezza L e diametro D ;
- ρ = densità dell'acqua (è stata considerata una densità media dell'acqua marina di $1025\text{kg}/\text{m}^3$);

- C_m = coefficiente inerziale (*Agerschou ed Edens (1965)* $C_m = 2$);
- C_d = coefficiente di resistenza (*Agerschou ed Edens (1965)* $C_d = 1$).

Con il punto al di sopra del nome delle variabili ($\dot{\quad}$) si indica la derivazione nel tempo, in questo caso si intendono quindi valori di accelerazione.

L'equazione sopra riportata consente quindi il calcolo delle forze risultanti sulla trave che costituisce la parte sommersa della struttura, come somma di forze di natura inerziale e di resistenza idrodinamica, se si dispone del modello di onda-corrente che investe la torre.

Sistema di riferimento. Il sistema di riferimento che si adotta nel seguito della trattazione (se non diversamente specificato) è di tipo cartesiano, destrorso e fissato alla posizione media (nominale) della turbina al livello del mare. L'asse x è diretto come la verticale locale, con verso positivo in alto e passante per il baricentro della struttura in posizione nominale. Il piano formato dagli assi y e z corrisponde al piano del mare indisturbato, con l'asse y allineato con il vento. Tale sistema di riferimento verrà nel seguito richiamato col nome di *sistema di riferimento inerziale*.

Verifica del calcolo idrodinamico. Nel seguito, si riportano i grafici ottenuti dal confronto tra i risultati dell'implementazione dell'equazione di Morrison, su trave verticale singola, in Matlab (linea tratteggiata) e in ambiente Cp-Lambda (linea continua). La condizione del mare presentata è un'onda di tipo sinusoidale con periodo di $7s$ al vero, quindi di circa $0,31s$ nel modello scalato su cui sono state fatte le simulazioni. L'onda ha componenti nelle tre direzioni, con prevalenza lungo l'asse z (side-side) ed è caratterizzata da intensità decrescente dal livello del mare al fondale marino. Al fine di concentrare l'attenzione sul calcolo idrodinamico, in queste simulazioni non è stato considerato l'effetto della forza di gravità.

Gli indicatori considerati per la verifica dei risultati sono stati sia i valori delle forze di taglio e della forza assiale alla base della torre (incastro), quindi valori integrali, sia quelli locali alle varie stazioni di trave. Per esigenze di sinteticità vengono qui presentati solo gli indicatori integrali. Quanto si presenta nelle figure è riferito al sistema inerziale definito sopra.

La verifica effettuata è stata anche sviluppata come analisi di sensibilità dei risultati rispetto al numero dei sub-elementi che costituiscono la torre idrodinamica. Il calcolo Matlab considerato come riferimento è stato svolto suddividendo la trave in 40 partizioni, mentre il calcolo Cp-Lambda è stato eseguito variando il numero di queste suddivisioni.

Dalle figure 3.1, 3.2, 3.3, si nota come le curve "Matlab" e "Cp-Lambda" siano difficilmente distinguibili con 15 stazioni di calcolo idrodinamico e non distinguibili con 20 stazioni. Questo comportamento è evidenziato maggiormente

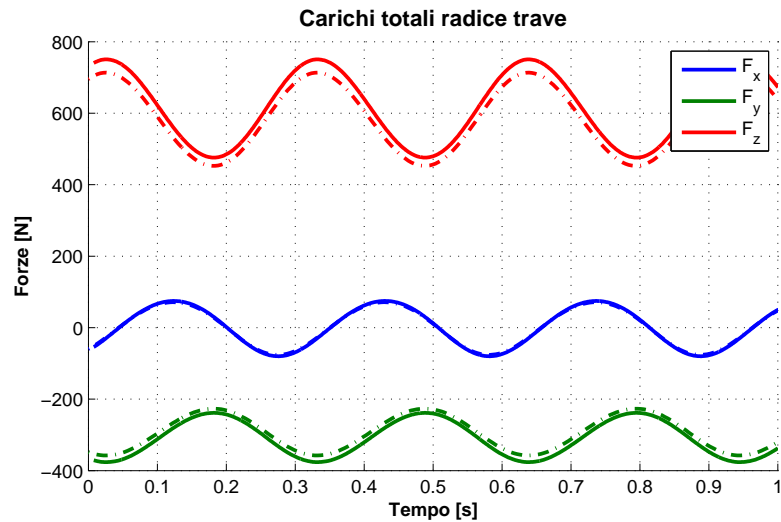


Figura 3.1: Andamento temporale dei carichi all'incastro della trave discretizzata con 10 stazioni idrodinamiche.

nella figura 3.4 in cui è riportato l'errore percentuale tra i due tipi di calcolo all'aumentare delle stazioni di calcolo Cp-Lambda (le curve e_y ed e_z sono sovrapposte). L'andamento riportato giustifica la scelta per il proseguo del lavoro dell'utilizzo di 20 suddivisioni della trave idrodinamica (tuttavia si evidenzia il fatto che anche con sole 10 stazioni idrodinamiche il risultato ha un errore limitato al 5%).

3.1.2 Modello numerico

Il modello utilizzato nel corso dello studio in oggetto è stato quello che riproduce numericamente l'aerogeneratore V2, rappresentativo, in scala, di un modello commerciale di taglia 3MW, come specificato in 1.2. Il modello base è stato arricchito di una trave allo scopo di rappresentare la parte di struttura immersa nell'acqua (di tipo monopile) che è stata vincolata al fondale marino (si è considerata una collocazione in acque di profondità 24m, che con l'opportuno rapporto di scalatura diventano 0,5333m).

Nell'ultima parte della tesi si presenterà anche un modello di struttura di sostegno di tipo galleggiante stabilizzato con zavorra (si veda il capitolo 5).

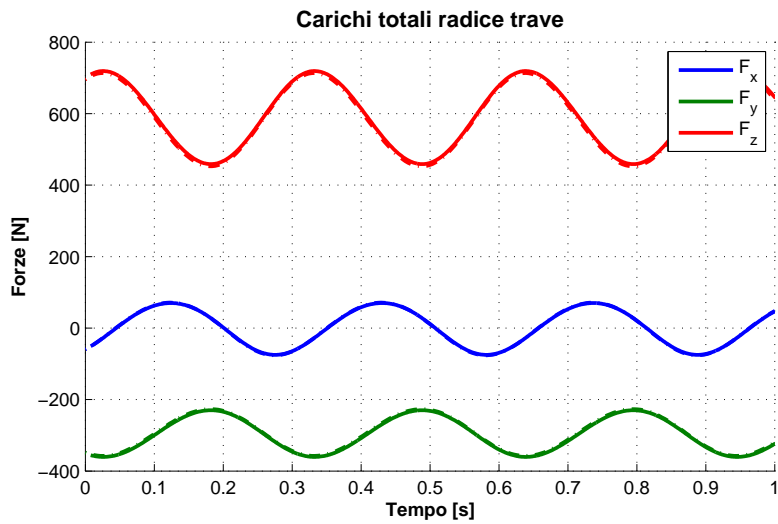


Figura 3.2: Andamento temporale dei carichi all'incastro della trave discretizzata con 15 stazioni idrodinamiche.

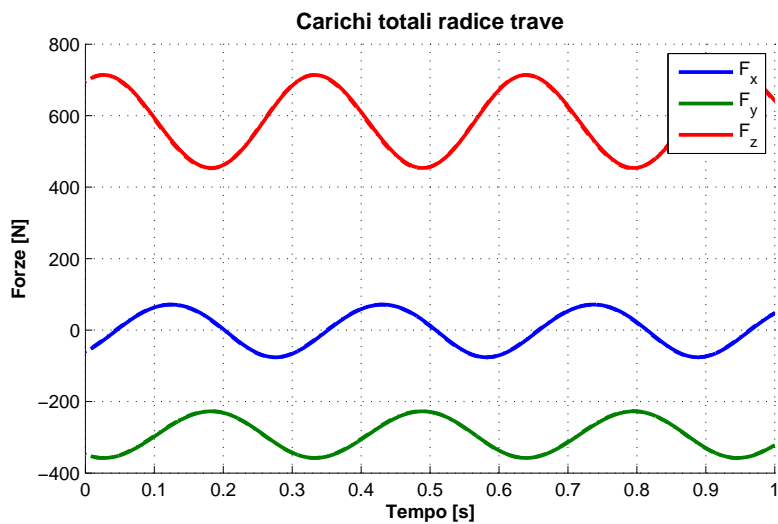


Figura 3.3: Andamento temporale dei carichi all'incastro della trave discretizzata con 20 stazioni idrodinamiche.

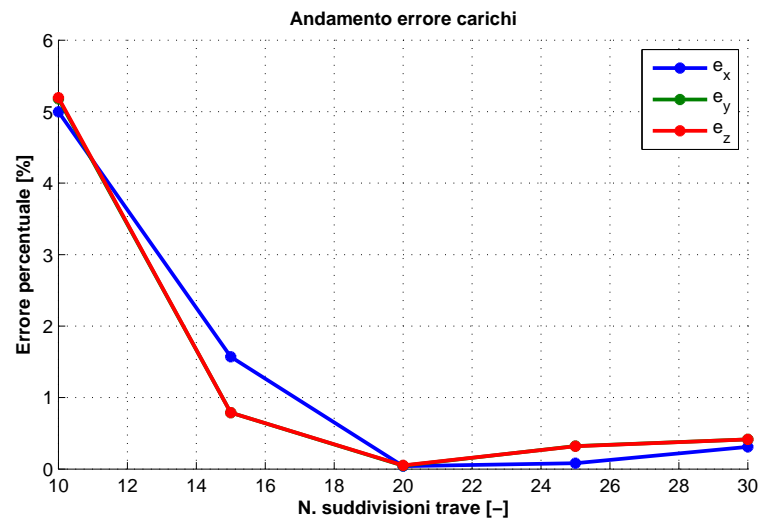


Figura 3.4: Andamento errore percentuale sui carichi all'incastro della trave in funzione del numero di stazioni idrodinamiche.

3.2 La Co-Simulazione

Dato lo scopo di studiare la possibilità di simulare in galleria del vento gli effetti dell'azione del moto ondoso su un impianto eolico offshore, il modello numerico deve rappresentare con la maggiore verosimiglianza possibile questa situazione. Conseguenza della prova in galleria del vento, quindi senza acqua a disposizione, è che il modello in scala sarà relativo alla sola parte “aerodinamica” dell'aerogeneratore. Per la simulazione dell'effetto del moto ondoso si prevede (nel continuo del progetto oltre questa tesi) di installare il modello in scala su un sistema di movimentazione che dovrà riprodurre gli spostamenti della struttura di sostegno alla base della torre. In un primo momento si riprodurranno movimenti relativi a 2 soli gradi di libertà e come sviluppo si passerà ai 6 gradi di libertà.

Come conseguenza di queste considerazioni, anche la simulazione numerica implementata prevede la separazione del modello in due sub-sistemi:

1. l'aerogeneratore classico, cioè la parte del sistema che abitualmente è posta all'aria;
2. la struttura a trave che costituisce la fondazione del sistema nel caso offshore e che quindi è immersa nell'acqua ed è vincolata al fondale marino.

Tali sotto-sistemi necessitano di una interfaccia che renda disponibili ad uno le informazioni relative all'altro. In particolare l'interfaccia è costituita da sensori ed attuatori così distribuiti:

1. Sensori di spostamento-rotazione sui gradi di libertà di interesse posti alla sommità della trave “idrodinamica” ($SS1, SS2, SS3, SR1, SR2, SR3$ in figura 3.5);
2. Attuatori di spostamento-rotazione sui gradi di libertà di interesse posti alla radice della trave “aerodinamica” di sostegno del rotore ($AS1, AS2, AS3, AR1, AR2, AR3$ in figura 3.5);
3. Sensori di forza-coppia sui gradi di libertà di interesse posti alla radice della trave “aerodinamica” di sostegno del rotore ($SF1, SF2, SF3, SM1, SM2, SM3$ in figura 3.5);
4. Attuatori di forza-coppia sui gradi di libertà di interesse posti alla sommità della trave “idrodinamica” ($AF1, AF2, AF3, AM1, AM2, AM3$ in figura 3.5);

Gli attuatori al punto 2 applicano all'aerogeneratore gli spostamenti e le rotazioni che l'effetto del moto ondoso e della accelerazione di gravità determinano

alla sommità della trave sommersa (dati dei sensori del punto 1). D'altra parte gli attuatori al punto 4 applicano alla trave sommersa le forze e le coppie che i sensori del punto 3 leggono alla base dell'aerogeneratore come somma degli effetti aerodinamici, dinamici e gravitazionali. Questo scambio di informazioni che costituisce l'interfaccia attraverso cui i due sotto-sistemi comunicano tra loro, è schematizzato in figura 3.5.

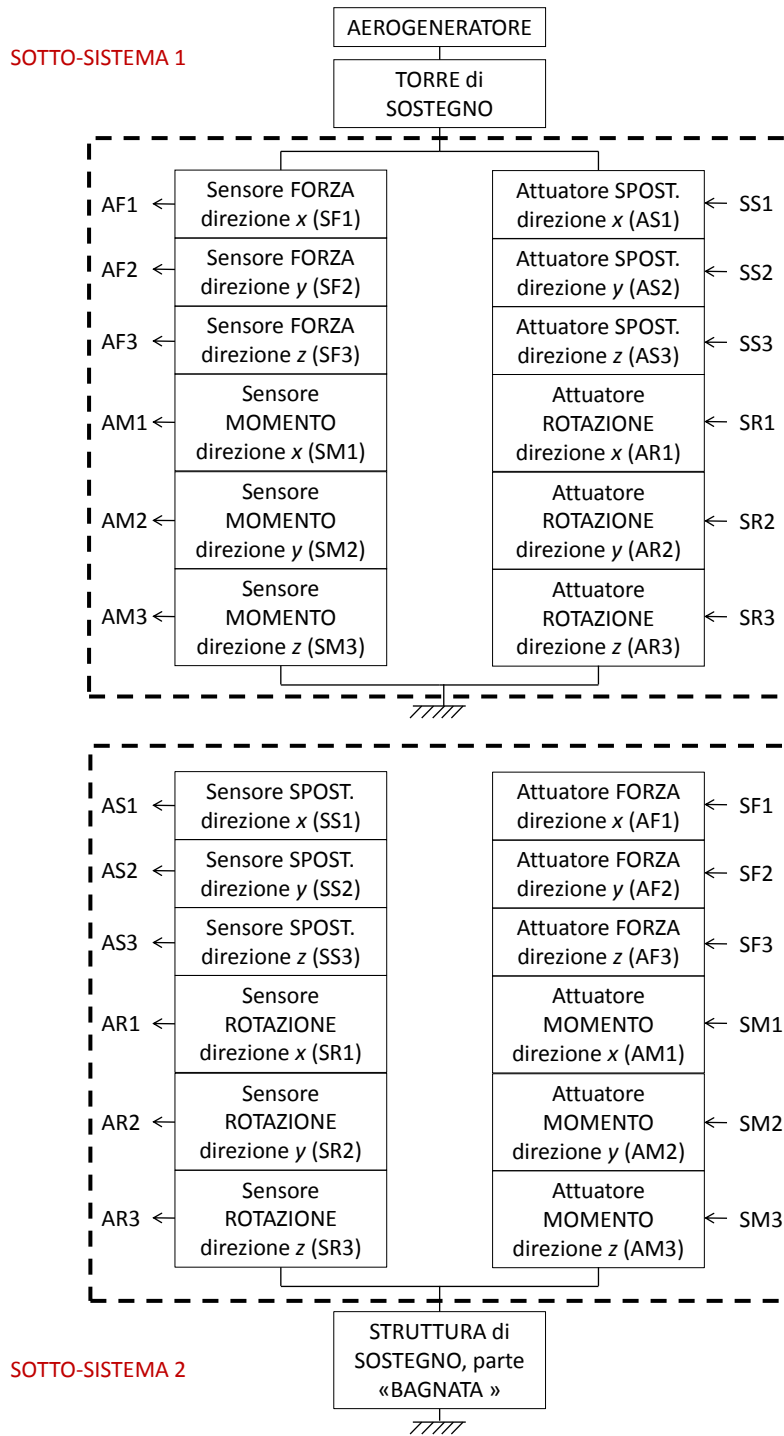


Figura 3.5: Schema dello scambio di informazioni tra i due sotto-sistemi che costituiscono il modello di co-simulazione. Freccia uscente indica informazione in uscita, freccia entrante informazione in entrata.

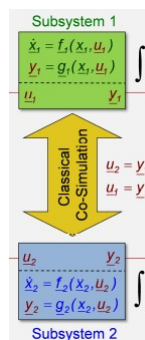


Figura 3.6: Co-simulazione classica[35]

3.2.1 Strategie di co-simulazione

La strategia di cosimulazione adottata per il lavoro in oggetto prevede un accoppiamento di tipo *weak coupling*, cioè mantiene separati i due sottosistemi in cui viene suddiviso il sistema globale (al contrario lo *strong coupling*). Tale configurazione è necessaria dal momento che lo scopo futuro è quello di implementare questa stessa co-simulazione come hardware-software, cioè con una parte simulata in galleria del vento (hardware) e una parte solo numerica (software). Risulta necessaria una co-simulazione “classica” (figura 3.6), nella quale i due sottosistemi vengono integrati autonomamente fra un macro time step ed il successivo. Ciò significa che i due sottosistemi possono utilizzare differenti tempi di integrazione, l’importante è che ci sia corrispondenza dei tempi ad ogni macro time step. Questi sono intervalli di tempo dati da un certo numero di time step per ciascun sottosistema. I valori delle variabili che accoppiano il problema globale, in questo tipo di simulazione, vengono scambiati solo in corrispondenza dei macro time steps e vengono in seguito estrapolati (ed in alcuni casi interpolati), se necessario, al fine di ottenere i dati utili per l’avanzamento delle due integrazioni separate. Al fine di implementare una co-simulazione classica è quindi necessario definire una griglia temporale macroscopica in corrispondenza della quale sarà possibile lo scambio di informazioni.

L’extrapolazione-interpolazione non è necessaria nel caso in cui i time step di integrazione dei due sottosistemi siano coincidenti (in questo caso infatti ogni avanzamento temporale può essere fatto coincidere con un macro time step). Questo non succede nelle applicazioni in cui la co-simulazione viene utilizzata per integrare, con minori costi computazionali, sistemi complessi con parti con dinamiche notevolmente diverse. Nel caso in esame, invece, essendo lo scopo diverso, questo accade.

Nelle figure seguenti ([35]) si fa riferimento al time step $T_N \rightarrow T_{N+1}$.

In figura 3.7, si presentano due tipologie di cosimulazione *multirate* (possibili time step di integrazione diversi nei due sottosistemi), non iterative.

Schema di Jacobi. In questo caso in entrambi i sotto-sistemi si utilizza un'estrapolazione dei dati scambiati in corrispondenza dei macro time steps. In questo modo il calcolo è parallelizzabile consentendo di ridurre i costi computazionali rispetto ad una simulazione del sistema completo con un unico integratore. L'aspetto negativo è la possibile instabilità del metodo anche per time steps di ampiezza infinitesima, e il livello di precisione inferiore rispetto ai metodi seguenti.

Schema di Gauss-Seidel. In questo caso per un sotto-sistema si utilizza un'estrapolazione dei dati scambiati in corrispondenza dei macro time steps, e per l'altro un'interpolazione (oppure un'approssimazione ai minimi quadrati [37]). Questo comporta precisione di calcolo maggiore rispetto allo schema di Jacobi e migliori caratteristiche di stabilità. La contropartita è la necessità di integrare i due sotto-sistemi in serie per avere disponibili i dati necessari all'interpolazione utilizzata per il secondo sottosistema. Questo comporta l'incremento dei tempi di calcolo (non è possibile la parallelizzazione).

Riassumendo si può affermare che la co-simulazione adatta per il problema in esame, è caratterizzata da accoppiamento debole, con algoritmo non iterativo, con tempi di integrazione coincidenti per i due sottosistemi e pari all'intervallo di tempo in cui si ha lo scambio delle informazioni di interfaccia (macro time step). Il problema principale della co-simulazione che non utilizzi algoritmi iterativi è la sua stabilità particolarmente critica, si rende necessario quindi utilizzare tempi di integrazione e macro time steps particolarmente ridotti. Ciò viene amplificato dal fatto che la co-simulazione da implementare è di tipo *spostamenti/forze* (all'interfaccia si scambiano dati di spostamenti da un lato e di forze dall'altro), che presenta regioni di stabilità meno ampie rispetto al caso *spostamenti/spostamenti* [35].

In figura 3.8 si riporta per completezza uno schema di calcolo iterativo implicito, quindi stabilizzato, ma inutilizzabile ai fini dello scopo finale del lavoro (co-simulazione hardware-software).

3.2.2 Modalità di implementazione

La co-simulazione è stata implementata in Cp-Lambda attraverso una modifica della libreria *DLL*, che contiene l'algoritmo di controllo dell'aerogeneratore utilizzato per le simulazioni numeriche. Per fare ciò è stato quindi necessario modificare il codice *C++* sorgente della libreria stessa.

Per comprendere come è stata effettuata questa modifica è necessaria una breve spiegazione di come Cp-Lambda si interfaccia con la libreria che contiene le routines di controllo. Il codice di calcolo, ad ogni passo, fornisce al sistema di controllo un vettore contenente in determinate posizioni i dati necessari per

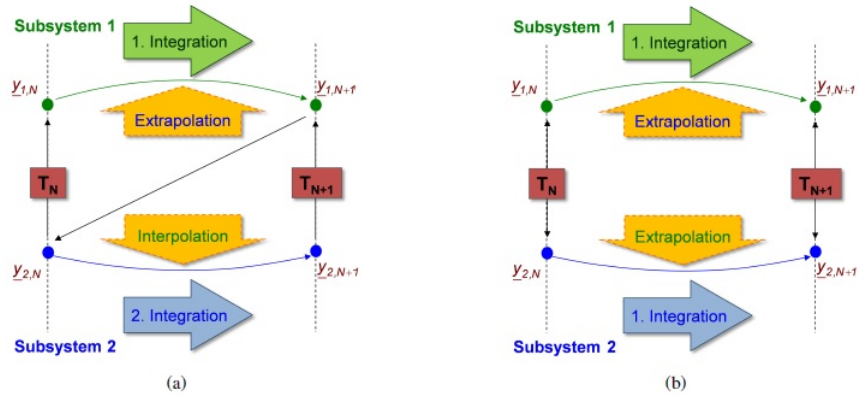


Figura 3.7: a) Schema di co-simulazione di Gauss-Seidel. b) Schema di co-simulazione di Jacobi[35].

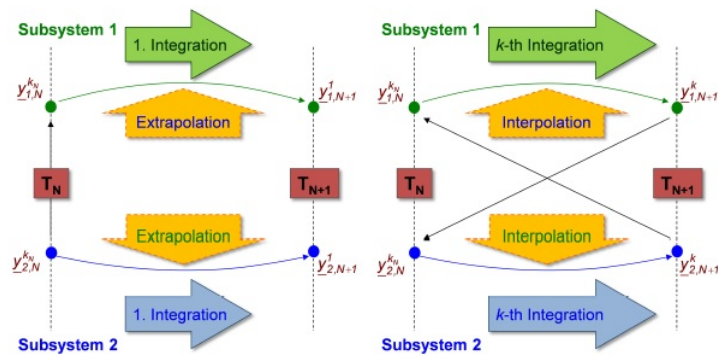


Figura 3.8: Schema di co-simulazione iterativo Waveform[35].

il calcolo dello stesso. Una volta terminato questo, il sistema di controllo restituisce lo stesso vettore con i valori aggiornati per il prosieguo dello step di integrazione.

La modifica del codice sorgente del sistema di controllo è consistita nell'introduzione di una sezione, nella quale l'algoritmo legge i dati in determinate posizioni del vettore citato sopra (ove risiedono i valori letti dai sensori della co-simulazione), e li sposta nelle posizioni relative agli ingressi degli attuatori. In tal modo terminata l'esecuzione del controllo, ad ogni passo temporale, il vettore di uscita conterrà anche i valori aggiornati dei segnali di ingresso agli attuatori della co-simulazione.

Oltre all'esecuzione di quest'operazione, nella parte di algoritmo relativa alla co-simulazione, sono stati introdotti alcuni sistemi per favorire l'avvio graduale della co-simulazione e quindi la convergenza del calcolo nei primi passi temporali di integrazione.

3.3 Problematiche di natura numerica e relativa soluzione

La criticità principale della co-simulazione studiata è data dall'impossibilità di utilizzare un metodo di tipo iterativo. Questo comporta una notevole sensibilità della stabilità della soluzione al passo di integrazione adottato nei due sotto-sistemi. Inoltre secondo *Busch e Schweitzer* [35], data una co-simulazione con due sottosistemi, se entrambi i vettori di uscita dipendono dai relativi ingressi, la zero stabilità (stabilità per ampiezza dei macro time steps che tende a zero) non può essere garantita.

Ciò è stato messo in evidenza anche nel corso delle simulazioni effettuate. Infatti nel corso delle stesse sono stati evidenziati fenomeni di instabilità legati alle componenti ad alta frequenza dei segnali scambiati all'interfaccia del sistema. Tali componenti non vengono integrate correttamente a meno di non utilizzare passi temporali estremamente ridotti che introducono a loro volta nel calcolo ulteriori frequenze più elevate. Al fine di limitare il minimo passo di integrazione necessario e di evitare fenomeni di instabilità, è stato introdotto un filtraggio del segnale misurato dai sensori della co-simulazione.

3.3.1 Filtraggio del segnale

Tale filtraggio è stato introdotto, ancora una volta, nel codice *C++* relativo al sistema di controllo dell'aerogeneratore. Per fare ciò è stata introdotta una memoria relativa ai valori dei sensori della co-simulazione; nella routine vengono quindi salvati i valori dei sensori in oggetto relativi ad alcuni passi precedenti l'istante temporale attuale di calcolo (il numero di tali istanti pre-

cedenti dipende dal grado del filtro adottato). La routine, a partire dal tempo desiderato per l'avvio della co-simulazione, prevede che il segnale da salvare nelle posizioni del vettore di uscita relative agli attuatori sia l'output di un opportuno filtro.

3.3.2 Progetto del filtro

Allo scopo di limitare il contributo di componenti del segnale di interfaccia a frequenze troppo elevate, dato da rumore numerico, si è reso necessario il filtraggio. Questo deve però essere tale da garantire una rappresentazione il più possibile realistica delle componenti del segnale a bassa frequenza. Si è considerato come limite di banda una frequenza che contenga le prime due flessionali della torre e tre volte la frequenza di rotazione dell'aerogeneratore a regime, in modo tale da rappresentare tutte le frequenze importanti per la dinamica dello stesso. In seguito a queste considerazioni si è ottenuto un valore soglia pari a $20Hz$.

IIR Filters versus FIR Filters. Il progetto del filtro a tempo discreto (digitale) passa-basso si è misurato con una scelta iniziale tra due principali categorie di filtri: *FIR*, *Finite Impulse Response*, caratterizzati da soli *zeri*, ed *IIR*, *Infinite Impulse Response*, caratterizzati da *poli* e *zeri*. Questo determina, per la seconda categoria, la presenza di un *feedback* dato dal segnale filtrato agli istanti temporali precedenti. Entrambe le tipologie sono caratterizzate da vantaggi e svantaggi, che sono elencati di seguito[41]:

- i transitori d'avvio dei filtri FIR hanno durata finita, ciò non vale per gli IIR;
- i filtri di tipo FIR hanno fase lineare, ciò non vale in generale per gli IIR;
- i filtri di tipo FIR sono sempre stabili (poli tutti nell'origine del piano complesso), ciò non vale in generale per gli IIR;
- i filtri di tipo IIR soddisfano un determinato set di specifiche di progetto con un ordine del filtro sensibilmente più basso di quello di un corrispondente filtro FIR, determinando tempi di calcolo più rapidi per gli IIR;
- i filtri di tipo IIR sono caratterizzati da ritardo inferiore rispetto a filtri FIR di prestazioni equivalenti (diretta conseguenza del punto precedente).

Si può osservare inoltre che esistono algoritmi in grado di annullare lo sfasamento sia per i filtri FIR che IIR. Questi agiscono processando i dati sia in

direzione *forward* che *reverse*. Ciò può essere fatto (a prezzo di raddoppiare l'ordine del filtro) solo nel caso di filtraggio "*offline*" del segnale, cioè è necessario disporre del segnale completo. Nel caso presente non è possibile farlo dal momento che il filtraggio deve avvenire di volta in volta ad ogni passo temporale.

In questa applicazione di un filtro ad un segnale di interfaccia per una co-simulazione, si è ritenuto importante limitare l'ulteriore ritardo introdotto, specifica che fa propendere a favore dei filtri IIR. Un'altra considerazione a vantaggio di tale categoria, è la necessità di ottenere un filtro computazionalmente efficiente in prospettiva di un'applicazione *real-time*, per la co-simulazione hardware-software in galleria del vento. In definitiva si è quindi deciso di adottare un filtro a risposta impulsiva infinita (IIR) con poli e zeri.

Tipologie di filtri IIR digitali classici

Nella categoria dei filtri IIR digitali classici vi sono i seguenti: Butterworth, Chebychev di I e II tipo ed ellittici.

I filtri di Chebychev di I tipo utilizzano una strategia matematica che prevede l'ottenimento di un taglio rapido del segnale alla frequenza richiesta, consentendo d'altra parte di avere *ripple* nella banda passante. Tali filtri utilizzano i polinomi sviluppati dal matematico russo Chebychev. Questa tipologia è quindi basata su un compromesso tra il ripple nella risposta in frequenza e la pendenza del taglio nel diagramma di Bode del modulo (un ripple del 0.5% è spesso utilizzato in varie applicazioni). Quando il ripple viene posto pari a zero, si ottiene un filtro di Butterworth.

La differenza tra i filtri di Chebichev di I e II tipo è che quelli di I tipo sono caratterizzati da ripple solo nella banda passante (come appena descritto), mentre quelli di tipo II presentano ripple solo nella banda in cui il segnale viene attenuato. Il terzo caso, quello di ripple sia nella banda passante che in quella attenuata è quello dei filtri ellittici, questi garantiscono, a parità di numero di poli, la maggior pendenza del taglio nel diagramma di Bode[42].

In figura 3.9 si riportano i diagrammi di Bode dei filtri sopra esposti relativi ad una frequenza di taglio (frequenza in cui il diagramma di Bode del modulo scende al di sotto dei $-3dB$) imposta pari a circa $20Hz$, per le motivazioni espresse, e ordine dei filtri 3. Il progetto di queste tipologie di filtri non dipende solamente dalla frequenza di taglio desiderata, ma anche dal valore del massimo ripple ammesso in banda passante (ove presente) o in banda attenuata. Per esigenze di sintesi non si riportano tutte le combinazioni dei vari parametri studiate, ma solo alcune a titolo di esempio e la scelta finale.

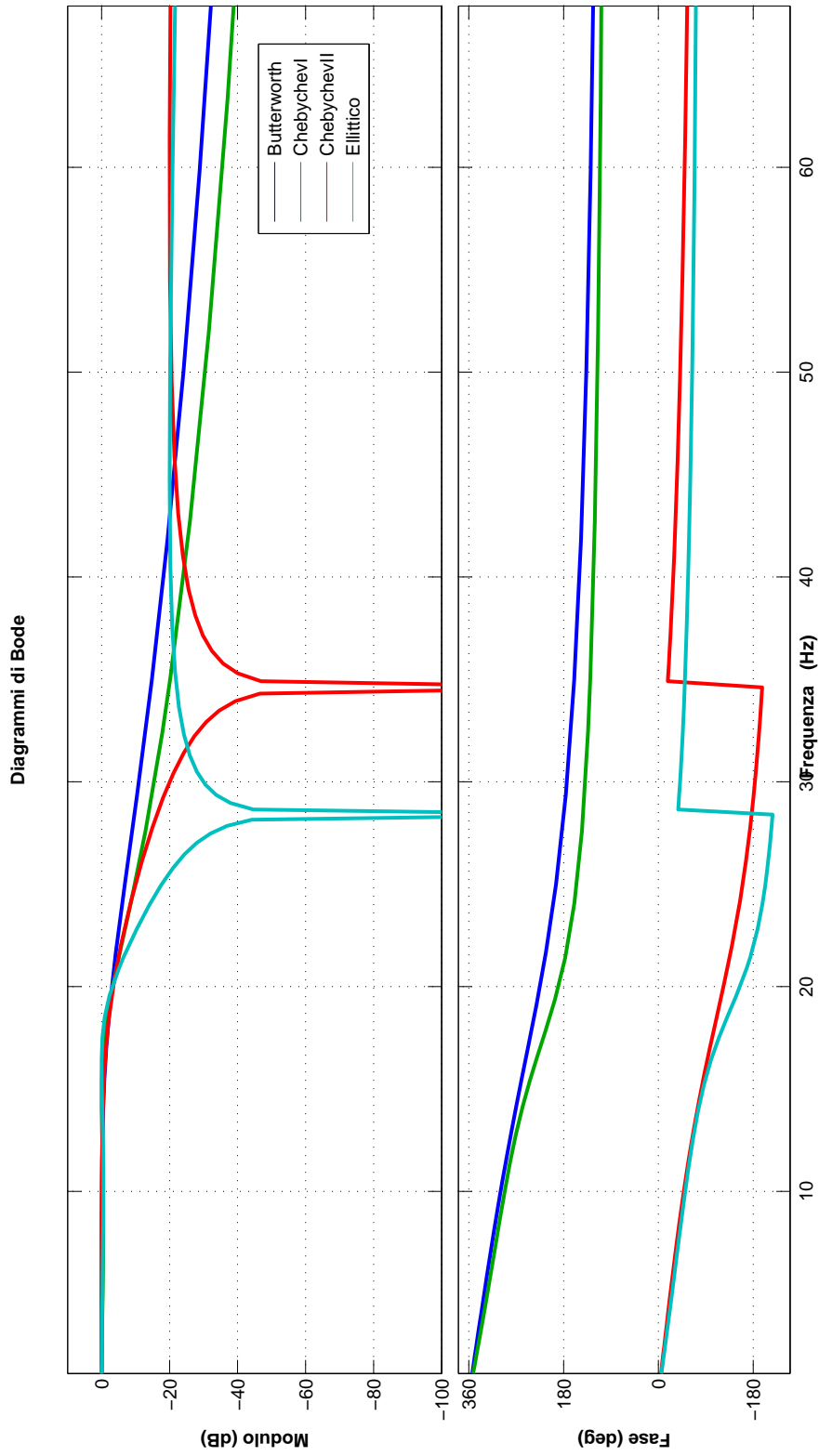


Figura 3.9: Diagrammi di Bode dei filtri studiati per il trattamento del segnale di interfaccia della co-simulazione.

In figura 3.9 si può notare come il filtro ellittico abbia la massima pendenza nella zona di taglio, prestazione prevista dalle caratteristiche dello stesso. Un buon comportamento è anche quello del filtro di Chebychev di secondo tipo, che tra l'altro ha l'ulteriore vantaggio di avere ripple nullo in banda passante al contrario dell'ellittico (ripple non visibile in figura, ma presente con valore 5% per i filtri Chebychev I ed ellittico). A seguire sempre più basse le pendenze del filtro di Chebychev I e del Butterworth. Per quel che riguarda la fase, ancora una volta il filtro di Chebychev II e l'ellittico si comportano meglio. In definitiva si è scelta come tipologia quella dei filtri di Chebychev di secondo tipo per le seguenti motivazioni:

- banda passante con valore del modulo unitario costante, senza ripple;
- buona pendenza alla frequenza di taglio (anche se seconda a quella del filtro ellittico);
- diagramma della fase migliore di quello degli altri filtri in esame.

Al termine di questa procedura di selezione della tipologia di filtro da adottare, si è testato il prescelto su vari campioni di segnale analoghi a quelli relativi alle co-simulazioni. Ciò ha confermato quanto visto nel diagramma della fase, cioè un sensibile ritardo del segnale filtrato. Per limitare questo problema, si è deciso di trovare un compromesso tra l'esigenza di filtrare il segnale per garantire maggiore stabilità alla soluzione, il necessario sfasamento che un filtraggio necessariamente introduce, e la perdita delle informazioni relative alle frequenze tagliate. Sono stati quindi eseguiti una serie di test aumentando di volta in volta la frequenza di taglio del filtro, in modo tale da aumentare la banda passante, ma al tempo stesso ridurre lo sfasamento alle frequenze di maggiore interesse della stessa. In tal modo il segnale filtrato risulta avere un ritardo non eccessivo rispetto a quello originario e maggiormente rappresentativo dell'originale; si noti che risulta sufficiente un'attenuazione di $-20dB$ alle alte frequenze. Il filtro ottenuto ha il diagramma di Bode riportato in figura 3.10.

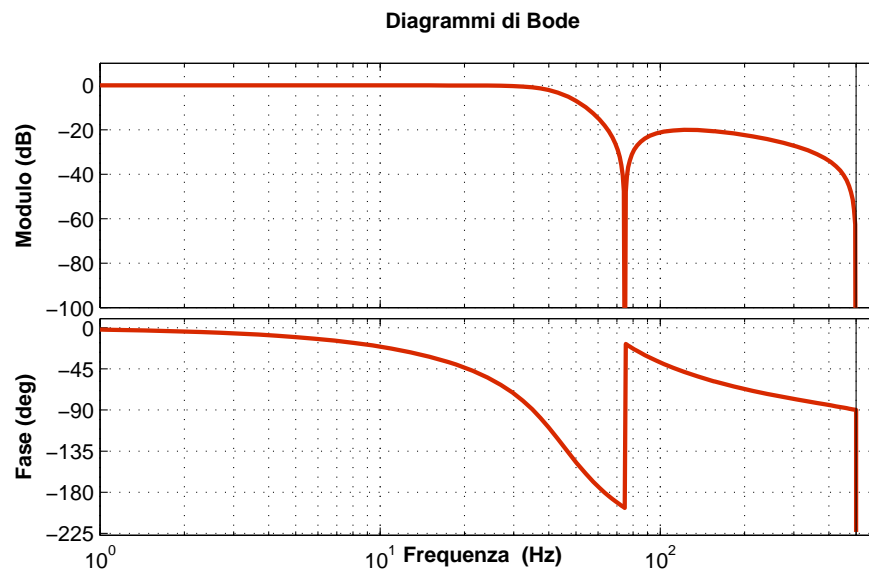


Figura 3.10: Diagrammi di Bode del filtro progettato per il trattamento del segnale di interfaccia della co-simulazione.

Capitolo 4

Risultati delle co-simulazioni effettuate

In questo capitolo si riportano alcuni risultati ottenuti con il software messo a punto per la co-simulazione. In particolare, le condizioni di prova che sono state utilizzate sono caratterizzate da:

- vento che investe la turbina allineato al rotore con velocità $7m/s$ (regione di funzionamento 3), costante nel tempo ed uniforme nello spazio;
- condizioni del mare caratterizzate da onda di tipo sinusoidale nel tempo con periodo di $7s$ al vero (quindi $0,31s$ nel modello scalato), uniforme nello spazio (in particolare in altezza lungo il pilone idrodinamico) e con ampiezza massima della sinusoide pari a $4m/s$ per la velocità al vero (circa $2m/s$ nel modello scalato). E' stata utilizzata un'onda con componenti in una sola direzione.

Nelle figure seguenti si indica con linea continua il risultato della simulazione classica preso come riferimento (pilone idrodinamico e quello di supporto della nacelle direttamente collegati tra loro); con linea tratteggiata si indica il risultato della co-simulazione.

Si riportano estratti della storia temporale risultato delle simulazioni per varie grandezze. Il sistema di riferimento utilizzato è quello inerziale presentato in 3.1.1, eccetto dove specificato l'uso del sistema di riferimento *rotating pitchable*.

Sistema di riferimento rotating pitchable. Questo è il nome utilizzato per indicare il sistema di riferimento su cui sono basate le misure delle varie grandezze relative alle pale. Tale sistema è caratterizzato da:

- asse z è l'asse della trave che definisce la pala stessa;
- asse x è l'asse attorno cui ruotano le pale;

Grandezza	Asse riferimento	Errore [%]
Ampiezza spostamento	y	$< 33,0^1$
Ampiezza spostamento	z	$< 15,0$
Massima accelerazione	z	$< 10,0$
Ampiezza rotazione	y	$< 18,0$
Ampiezza rotazione	z	$< 27,0^1$
Massima accelerazione angolare	y	$< 12,0$
Massimi forze radice pala 1	x, y, z	$< 0,7$
Massimi momenti radice pala 1	x, y, z	$< 0,5$
Massimi spostamenti estremità pala 1	x, y, z	$< 1,8$
Massimi spostamenti estremità pala 1	x, y, z	$< 1,8$
Massime rotazioni estremità pala 1	x, y	$< 0,5$
Massimi forze sommità torre	x, y	$< 3,4$
Massimo forza sommità torre	z	$< 3,9$
Massimo momento sommità torre	y	$< 0,2$
Massimo momento sommità torre	z	$< 8,0$

Tabella 4.1: Errori co-simulazione rispetto simulazione classica, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

- asse y è tale da completare la terna cartesiana ortogonale destrorsa.

4.1 Co-simulazione a $6gdl$, onda tipo *side-side*: vento $7m/s$

La co-simulazione che si analizza nella presente sezione è caratterizzata da vento uniforme a $7m/s$ e meccanismo con 6 gradi di libertà.

In questo caso si evidenzia un fenomeno particolare di *offset* del valore medio dei gradi di libertà di *side* per quanto riguarda gli spostamenti e le rotazioni (figure 4.1 e 4.3) a livello del mare (cioè dove si ha il meccanismo di attuazione). Tale fenomeno è di difficile spiegazione, e potrebbe essere riconducibile al fatto che la co-simulazione trovi uno stato di equilibrio ad un valore diverso di spostamento medio (o rotazione media) rispetto alla simulazione integrale. Questo comportamento non va però ad influenzare la bontà della rappresentazione della dinamica del sistema, come si può dedurre dalle figure relative alle accelerazioni lineari ed angolari (si vedano le figure 4.2 e 4.4).

Per quel che riguarda gli errori che si commettono nel calcolo si ricavano i valori di tabella 4.1.

¹Si vuole evidenziare che tale errore è relativo ad ampiezze di riferimento piccole rispetto a quelle sugli altri assi considerati.

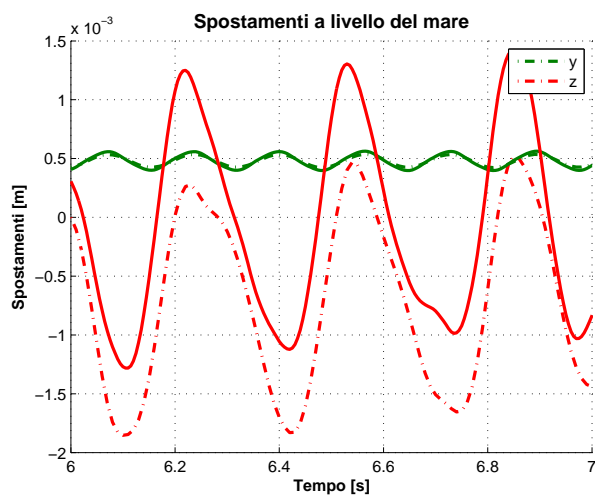


Figura 4.1: Spostamenti a livello del mare, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

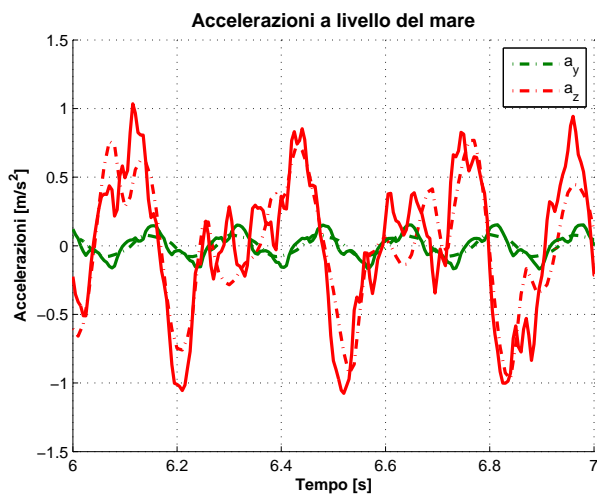


Figura 4.2: Accelerazioni a livello del mare, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

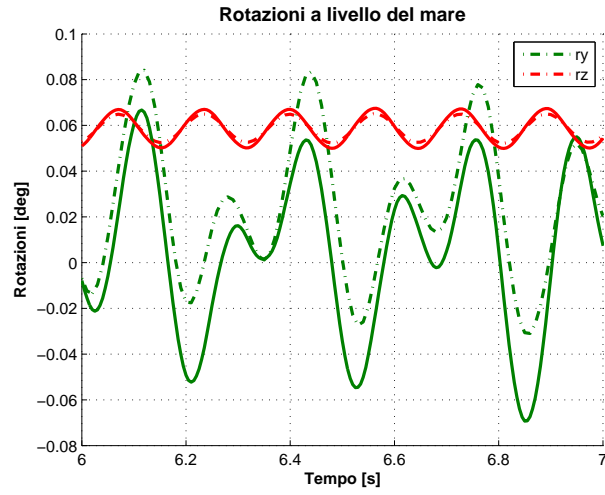


Figura 4.3: Rotazioni a livello del mare, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

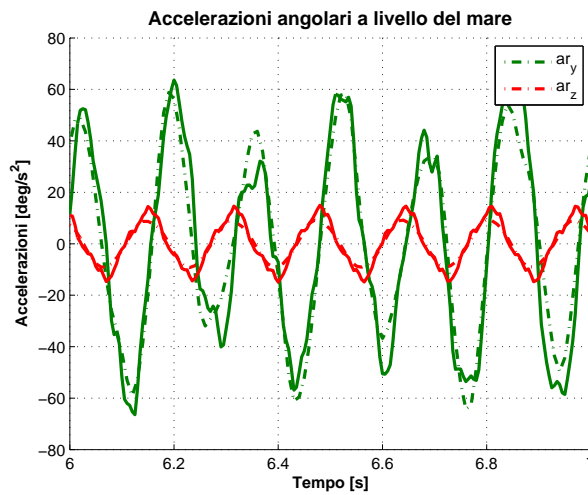


Figura 4.4: Accelerazioni angolari a livello del mare, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

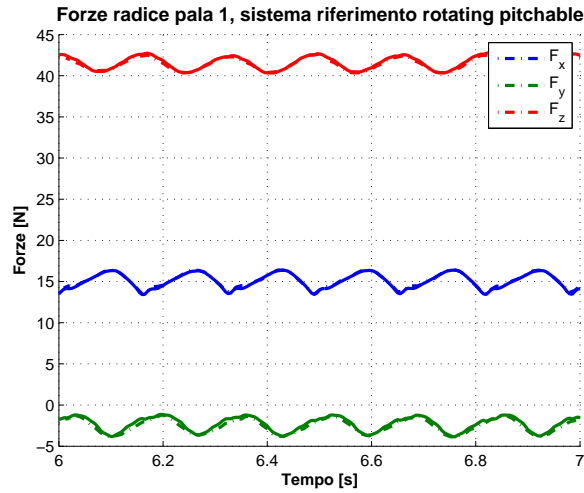


Figura 4.5: Carichi a radice pala 1, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

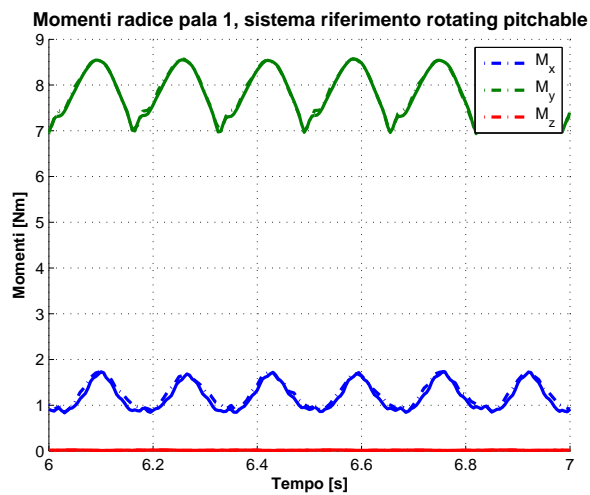


Figura 4.6: Momenti a radice pala 1, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

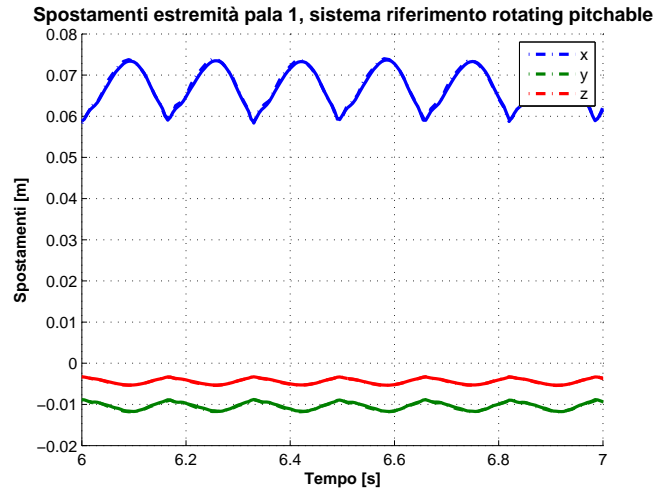


Figura 4.7: Spostamenti estremità pala 1, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

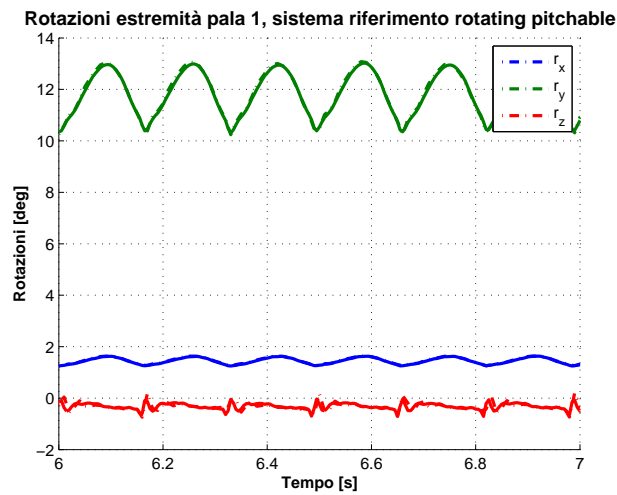


Figura 4.8: Rotazioni estremità pala 1, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

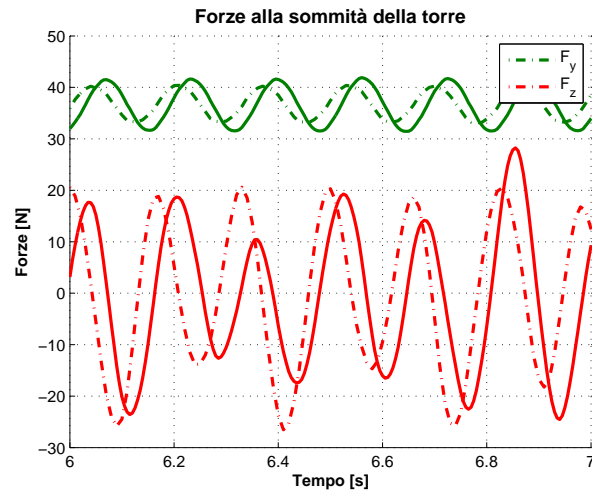


Figura 4.9: Forze alla sommità della torre, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

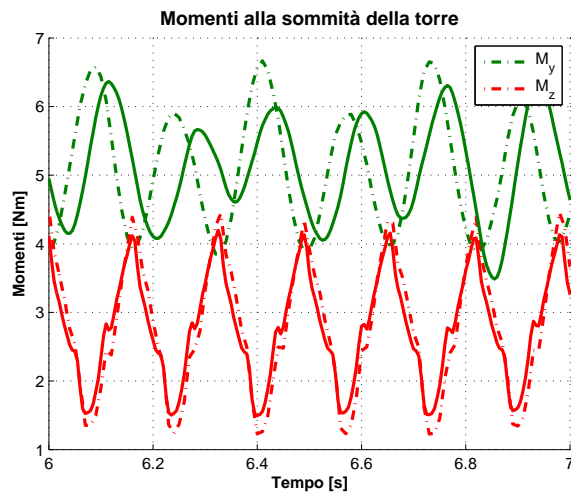


Figura 4.10: Momenti alla sommità della torre, co-simulazione side-side a $6gdl$, vento $7m/s$.

Grandezza	Asse riferimento	Differenza [%]
Forza media radice pala 1	x	6,5
Forza media radice pala 1	y	32,9
Forza media radice pala 1	z	1,3
Forza massima radice pala 1	x	8,3
Forza massima radice pala 1	y	31,7
Forza massima radice pala 1	z	2,4
Momento medio radice pala 1	x	32,3
Momento medio radice pala 1	y	10,5
Momento medio radice pala 1	x	34,6
Momento massimo radice pala 1	y	12,4
Spostamento medio estremità pala 1	x	13,4
Spostamento massimo estremità pala 1	x	15,4
Rotazione media estremità pala 1	y	13,4
Rotazione massima estremità pala 1	y	15,3

Tabella 4.2: Differenze tra macchina fissata a terra e posta in mare vento $7m/s$.

4.2 Confronto differenze tra macchina a terra ed in mare, vento $7m/s$

Al fine di evidenziare che la co-simulazione riesce a cogliere le differenze, tra fondamenta del pilone immerse nel mare piuttosto che a terra, si presenta ora un confronto tra alcune grandezze calcolate mediante simulazione di impianto a terra e in mare, con simulazione integrale. In particolare si presentano le differenze per quel che riguarda carichi, spostamenti e rotazioni delle pale. Nei grafici seguenti il modello a terra viene rappresentato con linea tratteggiata, mentre quello in mare con linea continua.

Per quel che riguarda le differenze tra i due ambienti si ottengono i valori di tabella 4.2.

Questo confronto evidenzia il fatto che le differenze tra le due ambientazioni e di conseguenza tra le due tipologie di fondamenta, esistono e sono sensibili, anche sulle pale della turbina. Ciò consente di apprezzare maggiormente l'accuratezza con cui la co-simulazione riesce a cogliere i diversi carichi agenti sulle pale rispetto alla configurazione a terra.

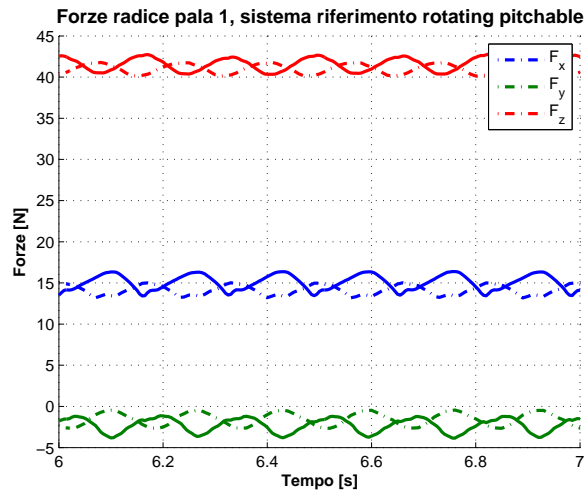


Figura 4.11: Carichi a radice pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento $7m/s$.

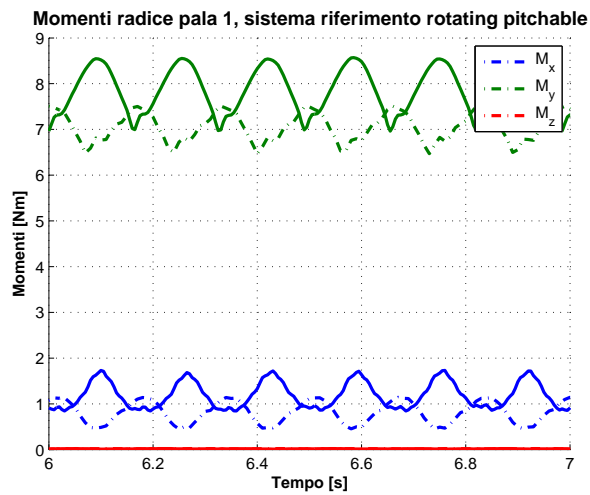


Figura 4.12: Momenti a radice pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento $7m/s$.

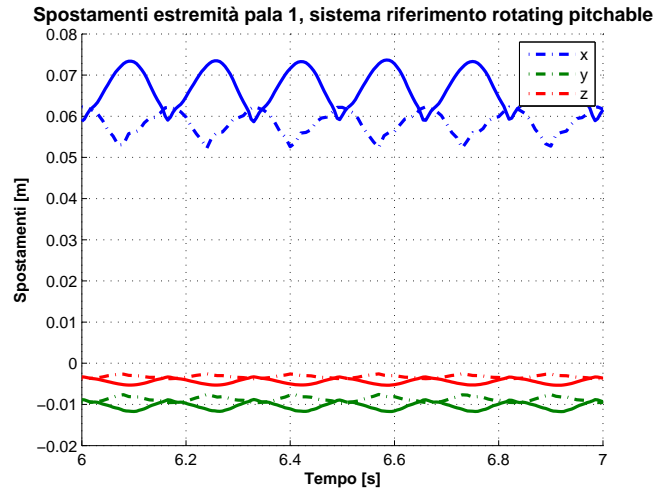


Figura 4.13: Spostamenti estremità pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento $7m/s$.

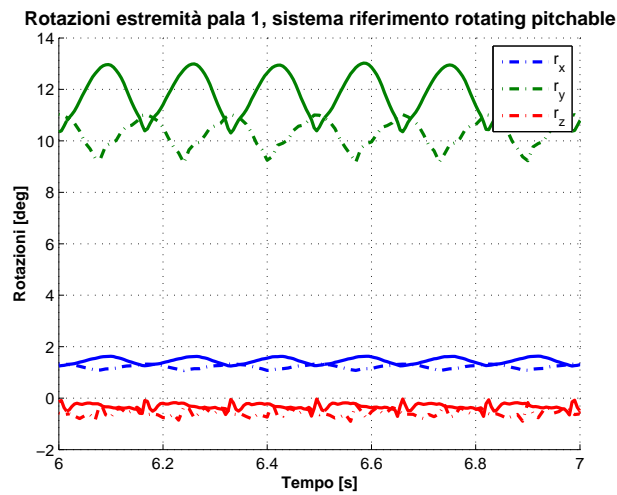


Figura 4.14: Rotazioni estremità pala 1, confronto modello a terra-in mare, vento $7m/s$.

Grandezza	Asse riferimento	Errore [%]
Ampiezza spostamento	y	$< 9,2$
Ampiezza spostamento	z	$< 32,0^2$
Massima accelerazione	y	$< 22,0$
Massima accelerazione	z	$< 15,0$
Ampiezza rotazione	y	$< 18,0$
Ampiezza rotazione	z	$< 24,0$
Massima accelerazione angolare	y	$< 8,0$
Massima accelerazione angolare	z	$< 34,5^3$
Massimi forze radice pala 1	x, y, z	$< 3,7$
Massimi momenti radice pala 1	x, y, z	$< 6,1$
Massimi spostamenti estremità pala 1	x, y, z	$< 1,0$
Massime rotazioni estremità pala 1	x, y	$< 0,9$
Massimo forza sommità torre	y	$< 8,6$
Massimo forza sommità torre	z	$< 3,5$
Massimo momento sommità torre	y	$< 1,0$
Massimo momento sommità torre	z	$< 1,3$

Tabella 4.3: Errori co-simulazione rispetto simulazione classica, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

4.3 Co-simulazione a $6gdl$, onda tipo *fore-aft*: vento $7m/s$

La co-simulazione che si analizza nella presente sezione è caratterizzata da vento uniforme a $7m/s$ e meccanismo con 6 gradi di libertà.

Anche in questo caso si evidenzia un fenomeno particolare di *offset* del valore medio dei gradi di libertà di *side* per quanto riguarda gli spostamenti e le rotazioni (figure 4.15 e 4.17) a livello del mare (cioè dove si ha il meccanismo di attuazione). Anche qui, tale comportamento non va ad influenzare la bontà della rappresentazione della dinamica del sistema, come si può dedurre dalle figure relative alle accelerazioni lineari ed angolari (si vedano le figure 4.16 e 4.18).

Per quel che riguarda gli errori che si commettono nel calcolo si ricavano i valori di tabella 4.3.

²Si vuole evidenziare che tale errore è relativo ad ampiezze di riferimento piccole rispetto a quelle sugli altri assi considerati.

³Si vuole evidenziare che tale errore è relativo ad un massimo di riferimento piccolo rispetto a quello sugli altri assi considerati.

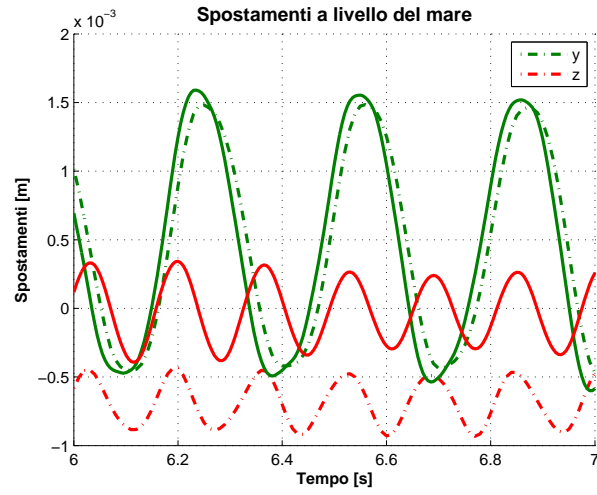


Figura 4.15: Spostamenti a livello del mare, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

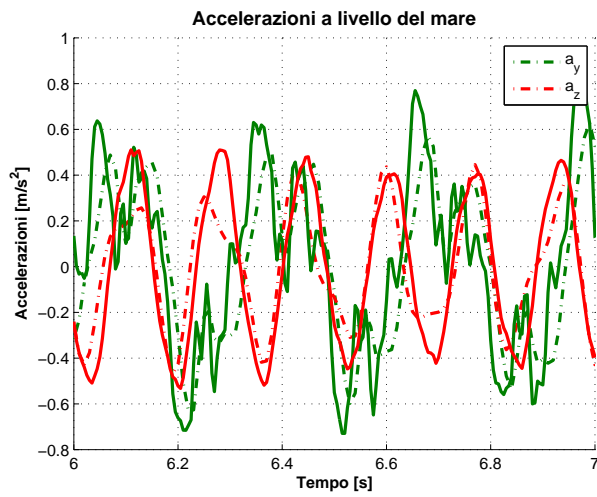


Figura 4.16: Accelerazioni a livello del mare, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

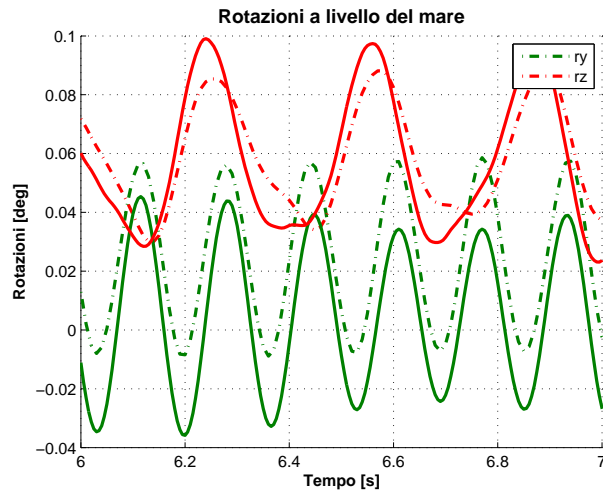


Figura 4.17: Rotazioni a livello del mare, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

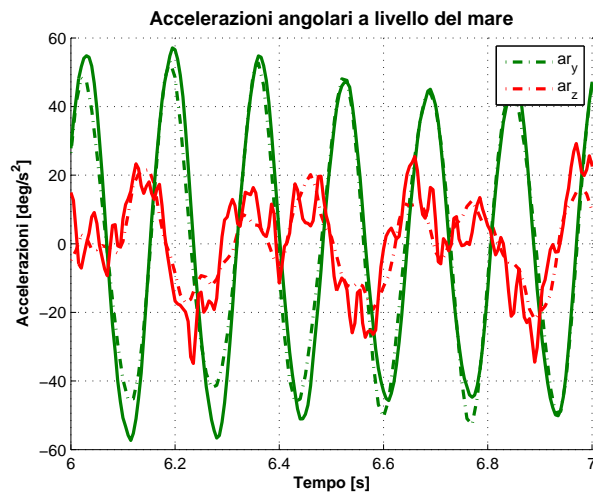


Figura 4.18: Accelerazioni angolari a livello del mare, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

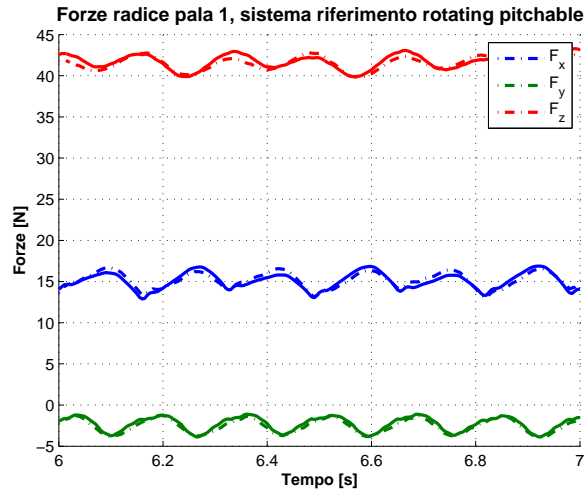


Figura 4.19: Carichi a radice pala 1, co-simulazione a fore-aft $6gdl$, vento $7m/s$.

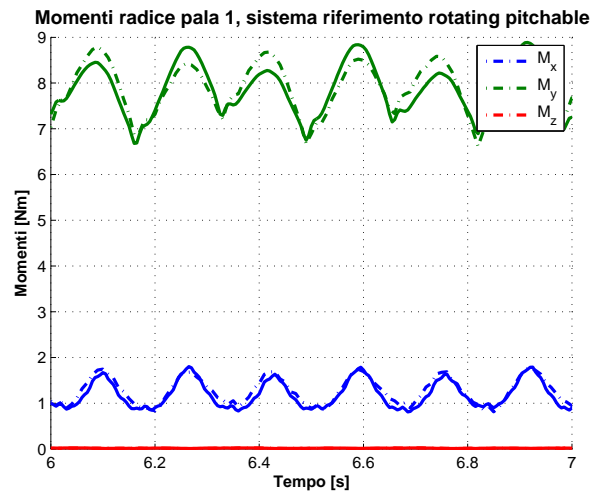


Figura 4.20: Momenti a radice pala 1, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

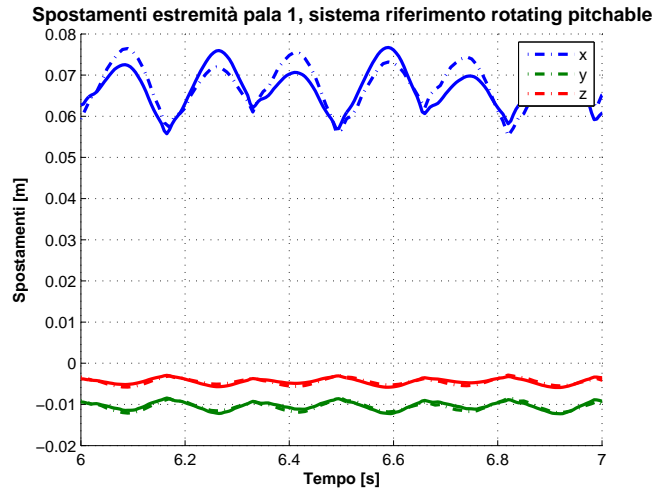


Figura 4.21: Spostamenti estremità pala 1, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

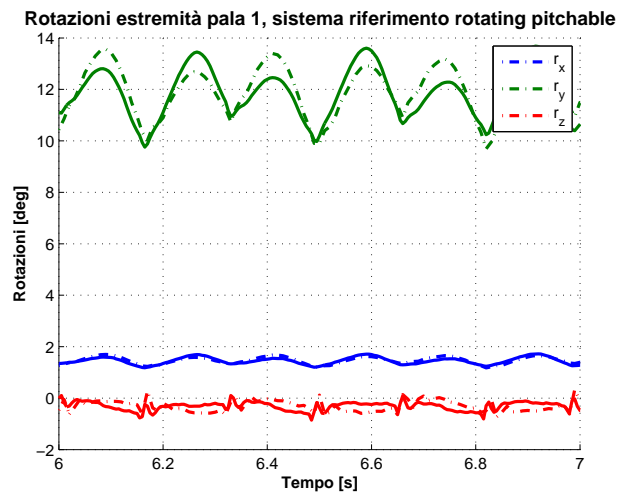


Figura 4.22: Rotazioni estremità pala 1, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

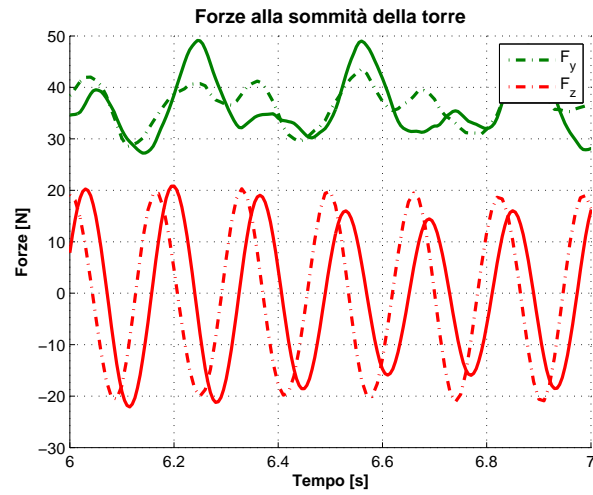


Figura 4.23: Forze alla sommità della torre, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

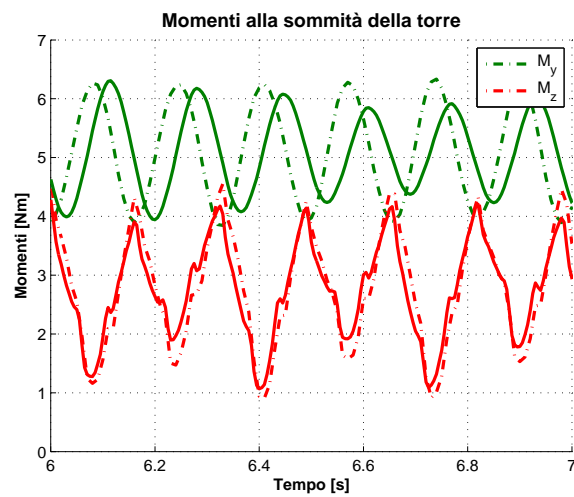


Figura 4.24: Momenti alla sommità della torre, co-simulazione fore-aft a $6gdl$, vento $7m/s$.

In conclusione di questo capitolo di presentazione di alcuni dei risultati ottenuti dalla co-simulazione a *6gdl*, si può affermare che la fenomenologia presente nei problemi affrontati viene colta. Si notano in particolare, i grafici relativi alle grandezze che caratterizzano il comportamento delle pale, che risultano quasi completamente sovrapposti, con errori percentuali contenuti. D'altro canto resta il problema non risolto dell'offset negli spostamenti-rotazioni dei gradi di libertà di *side*, problema che però non va ad influenzare la bontà della dinamica della co-simulazione ed il corretto comportamento delle pale.

Capitolo 5

Caso test: stabilità a beccheggio degli aerogeneratori

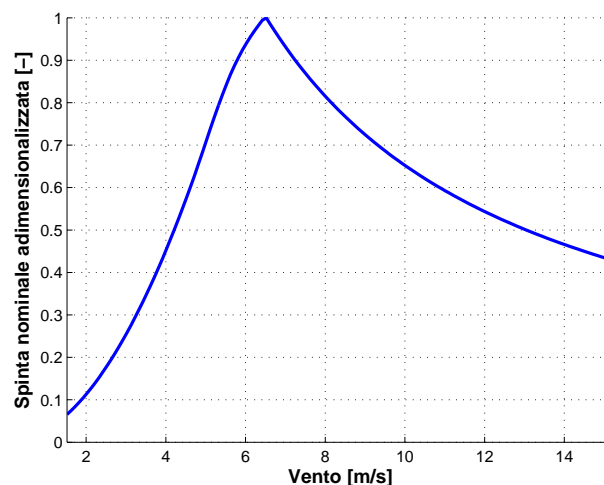


Figura 5.1: Curva spinta-velocità del vento del modello V2.

Un caso di particolare interesse per lo studio delle turbine eoliche offshore con struttura di sostegno di tipo galleggiante, è quello del problema della riduzione dello smorzamento a beccheggio della piattaforma in regione di funzionamento 3. Una conseguenza del controllo del passo convenzionale (pitch-to-feather) delle turbine eoliche è che la spinta del rotore si riduce all'aumentare della velocità del vento nella regione di funzionamento 3 (figura 5.1). Come osservato da *Skaare et al.* [43], questo nel caso peggiore comporta la presenza di smorzamento negativo nel sistema, che può a sua volta condurre ad ampi movimenti di beccheggio nel caso di piattaforme galleggianti. Se la struttura è tale da limitare questo fenomeno, si nota comunque uno smorzamento minore

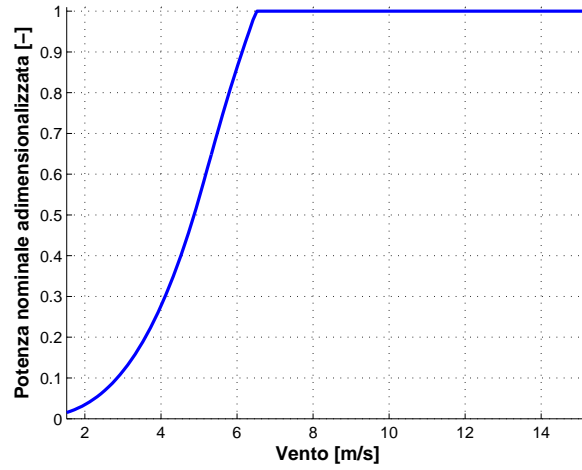


Figura 5.2: Curva potenza-velocità del vento del modello V2.

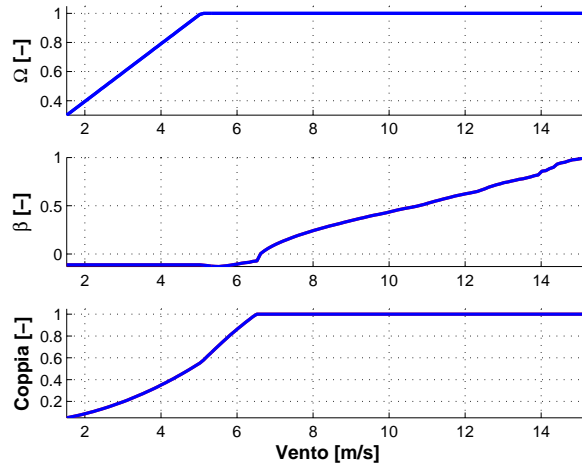


Figura 5.3: Curve caratteristiche modello V2.

CASO TEST: STABILITÀ A BECCHEGGIO DEGLI AEROGENERATORI

nella regione di funzionamento 3.

Il comportamento della macchina (in regione di funzionamento 3) è il seguente:

1. l'aerogeneratore nella condizione di riferimento iniziale è in equilibrio con un dato angolo di beccheggio della struttura;
2. una perturbazione fa compiere un moto di beccheggio alla piattaforma in verso (ad esempio) concorde rispetto a quello del vento medio (verso positivo nel sistema di riferimento inerziale descritto in 3.1.1), quindi la velocità relativa sulle pale decresce;
3. il sistema di controllo della velocità di rotazione agisce sul passo delle pale e lo riduce (figura 5.3), in modo tale da tenere il più possibile costante la potenza elettrica prodotta (figura 5.2);
4. la spinta del rotore si incrementa (figura 5.1) e di conseguenza l'angolo di beccheggio della struttura aumenta ulteriormente. Si ha quindi l'introduzione di smorzamento negativo nel sistema, che può portare nei casi peggiori all'instaurazione di cicli limite (il limite è dato dalle dissipazioni e dallo stallo aerodinamico dei profili).

Questo fenomeno può essere attenuato con tecniche di progetto attivo (algoritmi di controllo) o passivo (caratteristiche di progetto della turbina e della struttura di supporto).

Il problema è molto importante per i generatori eolici offshore su base galleggiante ed è quindi particolarmente interessante la possibilità di studiarlo in galleria del vento attraverso la tecnica qui presentata di co-simulazione. Peculiarità di questa condizione di funzionamento è che vi è essenzialmente un solo grado di libertà in gioco per quanto riguarda l'accoppiamento struttura di sostegno - aerogeneratore, cioè quello di beccheggio. In questo capitolo si presentano i risultati di una co-simulazione a numero di gradi di libertà ridotto non ad 1 ma, per rappresentare meglio il fenomeno, a 2 soli:

- beccheggio;
- moto lineare fore-aft;

Entrambi i gradi di libertà consentono quindi il movimento della turbina nella direzione del vento nominale, cioè in quella che caratterizza il fenomeno in esame. Si evidenzia che, per quanto riguarda il moto lineare, si è assunto di utilizzare un sistema di ancoraggio molto rigido, quindi i movimenti ottenuti in questa direzione sono risultati limitati e di minor rilievo rispetto a quelli di beccheggio, scopo centrale di questo caso test.

5.1 Modello numerico e condizioni di simulazione

Come struttura galleggiante di riferimento è stata considerata la tipologia stabilizzata con zavorra (si vedano le figure 2.3 e 2.6). Il modello utilizzato è quello presentato in 3.1.2, con le seguenti modifiche:

- la trave di fondamenta posta in mare è stata svincolata dal fondale marino ed allungata per essere rappresentativa delle strutture del tipo desiderato (lunghezza trave sommersa $80m$ al vero corrispondenti a $1,78m$ nel modello scalato utilizzato). Inoltre, sempre a tale scopo, si è considerata per i calcoli idrodinamici una sezione (quindi un diametro) della trave maggiore, in accordo con i dati reperiti in bibliografia [45];
- è stato introdotto un nuovo vincolo a livello del mare. Questo è costituito da una cerniera, che consente all'insieme solidale di trave di sostegno della nacelle e trave in acqua di compiere moto di beccheggio, e da un carrello che consente il moto di fore-aft;
- la cerniera è stata dotata di molla torsionale per riprodurre il comportamento delle catenarie di ancoraggio (non modellate) e della massa stabilizzatrice (linearizzando il suo effetto);
- il carrello è stato dotato anch'esso di molla (lineare) al fine di riprodurre il contributo delle catenarie;

Per quanto riguarda la semplificazione di aver approssimato la zavorra come una molla torsionale che garantisce la stabilità del moto della struttura, questo è stato fatto per motivi di tempistiche relative alla conclusione del lavoro, con la consapevolezza che si è introdotta un'ulteriore approssimazione nel modello. Infatti, l'effetto della massa è stato linearizzato, considerando che per angoli piccoli $\sin(\alpha) \approx \alpha$. Quindi il contributo di momento stabilizzante di tipo $M = mgL\sin(\alpha) \approx mgL\alpha$ è stato considerato come una rigidità torsionale, pari a mgL , applicata alla cerniera che consente il movimento di beccheggio alla base galleggiante e sommata a quella data dalle catenarie. Inoltre, in questo modo, sono stati trascurati gli ulteriori effetti dati dalla presenza di questa massa.

Si evidenzia che i valori delle rigidità introdotte sono stati adattati al modello in esame a partire dai valori pubblicati da *J. Jonkman* relativamente al progetto *IEA Annex XXIII Offshore Code Comparison Collaboration (OC3)* [45].

Il modello realizzato è un'approssimazione del problema nella quale si assume l'equilibrio idrostatico sempre soddisfatto (il grado di libertà in direzione della

normale terrestre è bloccato). Il dislocamento della parte di struttura sommersa è pari alla massa totale della struttura (inclusa la zavorra).

Le condizioni di simulazione utilizzate per lo studio del fenomeno sono caratterizzate da acqua calma (nè onde, nè correnti) e vento costante nel tempo di velocità $6m/s$ e $7m/s$. Queste due condizioni sono state scelte prima e dopo la variazione della pendenza della curva spinta del rotore - velocità del vento (si veda la figura 5.1) in modo da rendere possibile la valutazione delle differenze tra le due regioni di funzionamento (2 e 3) oggetto dell'analisi.

5.2 Risultati

In questa sezione vengono presentati i risultati delle simulazioni eseguite con il modello appena presentato. Dopo un transitorio di avviamento (non mostrato nelle figure), viene applicato un disturbo impulsivo approssimato in cima alla torre (di durata finita: $17.95 < t < 18.05s$), in direzione e verso concordi al vento. Lo scopo è quello di osservare le differenze tra la reazione al disturbo in regione 2 ed in regione 3 e di valutare la capacità della co-simulazione di rappresentare il fenomeno. A tal fine si presentano i grafici relativi alle rotazioni della struttura di sostegno a livello del mare, al numero di giri dell'aerogeneratore e al passo delle pale. Vengono fatti due tipi di confronto:

1. confronto tra le grandezze in regione di funzionamento 2 calcolate mediante simulazione classica (linea continua) o co-simulazione (linea tratteggiata);
2. confronto tra le grandezze in regione di funzionamento 2 (linea continua) e 3 (linea tratteggiata) nel caso di una co-simulazione.

Per questioni di riservatezza i valori del numero di giri dell'aerogeneratore e del passo pale presentati sono stati adimensionalizzati rispetto ai relativi valori di regime.

5.2.1 Confronto in regione 2 tra simulazione classica e co-simulazione

Dai confronti nelle figure 5.4, 5.5 e 5.6 si osservano le differenze che implica la co-simulazione rispetto ad una simulazione classica in questo caso. Il fenomeno viene rappresentato con una buona approssimazione, in accordo con le analisi svolte nel precedente capitolo.

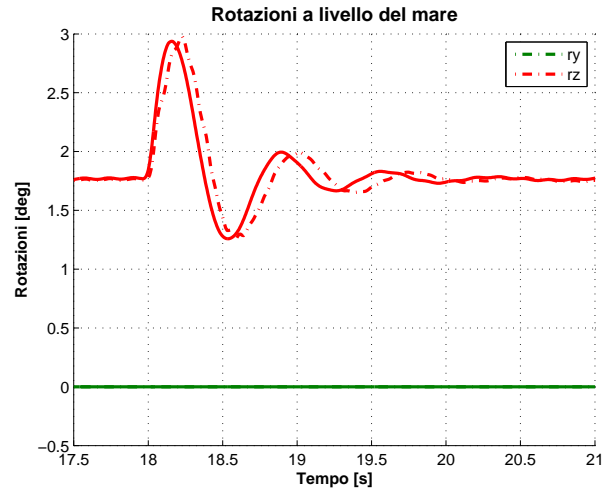


Figura 5.4: Rotazioni a livello del mare, co-simulazione (linea tratteggiata) e simulazione classica caso test, vento $6m/s$.

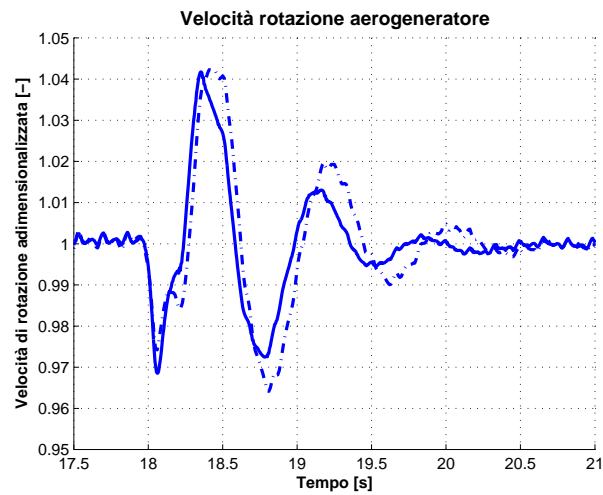


Figura 5.5: Velocità rotazione aerogeneratore, co-simulazione (linea tratteggiata) e simulazione classica caso test, vento $6m/s$.

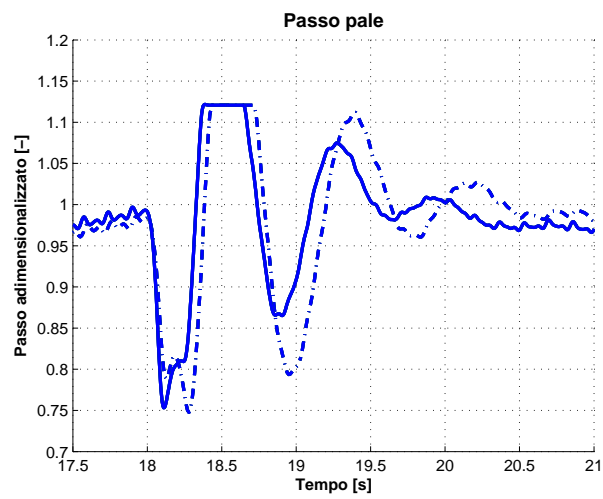


Figura 5.6: Passo pale, co-simulazione (linea tratteggiata) e simulazione classica caso test, vento $6m/s$.

5.2.2 Confronto co-simulazione in regione 2 ed in regione 3

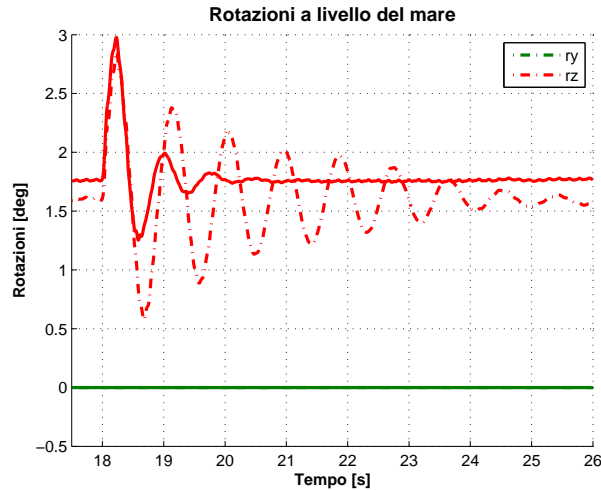


Figura 5.7: Rotazioni a livello del mare, co-simulazione caso test, vento $6m/s$ linea continua, $7m/s$ linea tratteggiata.

Nelle figure 5.7, 5.8 e 5.9 si può notare il più basso livello di smorzamento in regione di funzionamento 3, che comporta ampiezza delle oscillazioni maggiore e prolungamento temporale delle stesse. La co-simulazione è quindi in grado di riprodurre il fenomeno in studio. Si noti il fatto che nel presente caso non si ha l'instaurazione di cicli limite, ma un evidente calo dello smorzamento in regione 3. Ciò è in accordo, sia pure con tempi di decadimento diversi dovuti alle differenze tra le strutture ed i generatori eolici modellati, con quanto riportato in [43].

CASO TEST: STABILITÀ A BECCHEGGIO DEGLI AEROGENERATORI

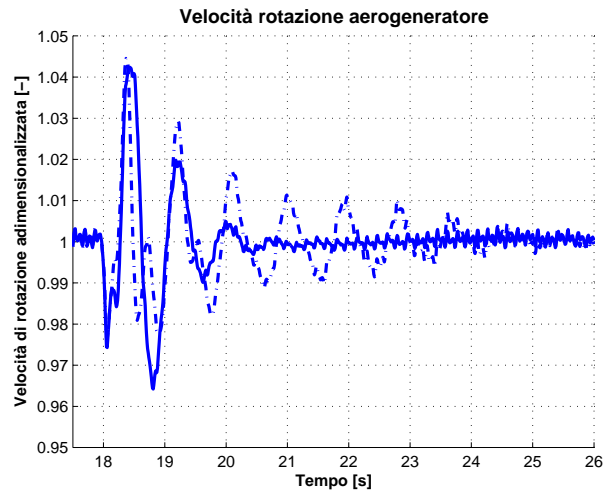


Figura 5.8: Velocità rotazione aerogeneratore, co-simulazione caso test, vento $6m/s$ linea continua, $7m/s$ linea tratteggiata.

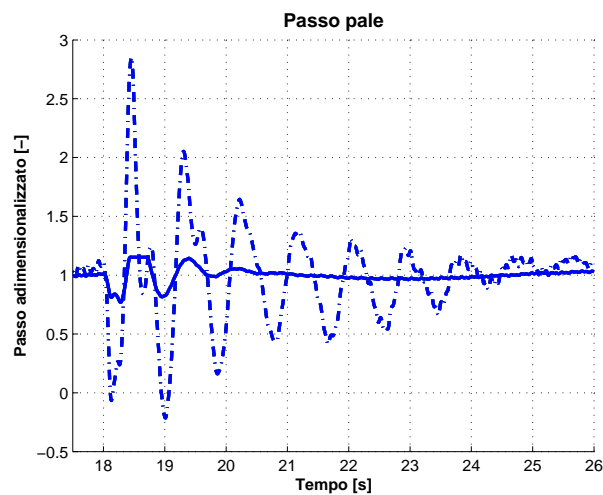


Figura 5.9: Passo pale, co-simulazione caso test, vento $6m/s$ linea continua, $7m/s$ linea tratteggiata.

Questo caso test dimostra come la co-simulazione implementata renda possibile lo studio di fenomeni molto interessanti, anche con strutture di movimentazione del modello di aerogeneratore in galleria del vento a 2 soli gradi di libertà. Si è così in possesso di una metodologia di buone potenzialità e molto meno costosa di quelle che prevedono l'utilizzo di piattaforme mobili a 6 gradi di libertà. In questo modo, si rende possibile l'implementazione hardware della co-simulazione per gradi successivi, consentendo di comprenderne passo-passo le problematiche e di limitare l'investimento iniziale necessario. Si potrà inoltre valutare una prima applicazione con un solo grado di libertà, quello di beccheggio, responsabile del fenomeno studiato.

Nel caso di modelli di aerogeneratore basati su strutture galleggianti sarà quindi possibile lo studio del problema in galleria del vento, al fine di ricercare le soluzioni alle eventuali instabilità.

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

Nell'elaborato sono state presentate le principali tipologie di strutture di sostegno per generatori eolici offshore, evidenziando il fatto che l'ambientazione marina degli aerogeneratori comporta l'introduzione di ulteriori importanti sollecitazioni dinamiche. In conseguenza di ciò è stata valutata la possibilità di studiare il comportamento delle turbine e dei relativi sistemi di controllo, in queste condizioni, mediante co-simulazione. Si è passati quindi allo sviluppo della stessa, però nel caso software-software propedeutico a quella hardware-software da implementare in futuro in galleria del vento.

E' stata dimostrata la fattibilità di una tale procedura di indagine degli aerogeneratori offshore a livello numerico, sviluppando un metodo basato su Cp-Lambda e riportando risultati incoraggianti. Si è notato infatti che le co-simulazioni a *6gdl* rappresentano le dinamiche in gioco correttamente con sollecitazioni lungo tutti gli assi.

Il caso test a 2 gradi di libertà ha inoltre mostrato la possibilità di riprodurre fenomeni di notevole interesse pratico, con mezzi relativamente semplici e poco costosi, ottenendo risultati incoraggianti.

Per quanto riguarda le criticità del lavoro, si evidenzia l'offset presentato nelle figure 4.1 e 4.15 del segnale di spostamento side-side, che seppur non influenzando la dinamica risulta comunque presente. Inoltre è da notare anche la sensibilità della convergenza numerica della co-simulazione ai vari parametri in gioco, connaturata al fatto di utilizzare un metodo numerico esplicito (necessario per la successiva applicazione in galleria del vento).

Il progetto, essendo solo in una sua fase iniziale, presenta notevoli possibili sviluppi:

- implementazione della co-simulazione hardware-software real-time a 2 (o 1) gradi di libertà (caso test) in galleria del vento. Questo caso test consentirebbe, con un investimento iniziale limitato, di dimostrare l'effi-

cacia dell'approccio del gruppo PoliWind del Politecnico di Milano alla simulazione dei generatori eolici offshore;

- verifica in galleria del vento di eventuali problematiche di instabilità nel caso della co-simulazione hardware-software;
- implementazione della co-simulazione hardware-software real-time a 6 gradi di libertà in galleria del vento;
- sviluppo di modelli numerici di strutture di supporto di tipo galleggiante di diversa tipologia da utilizzare poi nella co-simulazione.

Bibliografia

- [1] <http://www.beatricewind.co.uk/>.
- [2] JONKMAN J.M., *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*, Technical Report NREL/TP-500-41958, November 2007.
- [3] MATHA D., *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts*, Technical Report NREL/SR-500-45891, February 2010.
- [4] NIELSEN F. G., HANSON T. D., SKAARE B., YTTERVIK R., HANSEN A. M., THOMSEN K. E LARSEN T. J., *Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines*, Proceedings (online) of 2007 European Wind Energy Conference and Exhibition, Milan, 7-10 May 2007 .
- [5] BOTTASSO C. L., CAMPAGNOLO F., CROCE A., MAFFENINI L., *Development of a wind tunnel model for supporting research on aero-servo-elasticity and control of wind turbines*, 2011.
- [6] TRACY C. *Parametric Design of Floating Wind Turbines*, Master of Science Thesis, Massachusetts Institute of Technology.
- [7] RODDIER D., CERMELLI C., AUBALT A., WEINSTEIN A., *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*, Journal of renewable and sustainable energy 2, 033104 (2010).
- [8] RODDIER D., CERMELLI C., AUBALT A., *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines. Part III: Structural analysis*, Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2009-79232, May 31 - June 5, 2009, Honolulu, Hawaii, USA.
- [9] BULDER B. H., VAN HEES M. TH., HENDERSON A., HUIJSMANS R. H. M., PIERIK J. T. G., SNIJDERS E. J. B., WIJNANTS G. H., WOLF

-
- M. J., *Study to feasibility of and boundary conditions for floating offshore wind turbines*, Public Report 2002-CMC-R43, ECN, MARIN, MSC, Lagerwey the Windmaster, TNO, TUD, December 2002.
- [10] NAKIM H., *Control Methods for Reducing Platform Pitching Motion of Floating Wind Turbines*, European Offshore Wind 2009 Conference and Exhibition, September 14-16, 2009, Stockholm, Sweden.
- [11] KIM S., SCLAVOUNOS P. D., *Fully Coupled Response Simulations of Theme Offshore Structures in Water Depths of Up to 10,000 Feet*, Proceedings of the Eleventh International Offshore and Polar Engineering Conference, 17-22 June 2001, Stavanger, Norway.
- [12] KIM M.H., WARD E.G., HATING R., *Comparison of Numerical Models for the Capability of Hull/Mooring/Riser Coupled Dynamic Analysis for Spars and TLPs in Deep and Ultra-Deep Waters*, Proceedings of the Eleventh (2001) International Offshore and Polar Engineering Conference Stavanger, Norway, June 17-22, 2001.
- [13] DET NORSKE VERITAS, *Design of offshore wind turbine structures*, Offshore Standard DNV-OS-J101.
- [14] KELLEZI L., HANSEN P. B., *Static and dynamic analysis of an offshore mono-pile windmill foundation*, GEO - Danish Geotechnical Institute, Lyngby, Denmark.
- [15] VAN DER TEMPEL J., *Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines*, TU Delft.
- [16] DE VRIES W. E., VAN DER TEMPEL J., *Quick Monopile Design*, Duwind, Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delft University of Technology.
- [17] JONKMAN J.M., BUTTERFIELD S., PASSON P., LARSEN T., CAMP T., NICHOLS J., AZCONA J., MARTINEZ A., *Offshore Code Comparison Collaboration within IEA Wind Annex XXIII: Phase II Results Regarding Monopile Foundation Modeling*, Conference paper NREL/CP-500-42471, January 2008.
- [18] JONKMAN J.M., BIR G., *Modal Dynamics of Large Wind Turbines with Different Support Structures*, Conference paper NREL/CP-500-43045, July 2008.
- [19] WITHEE J. W., *Fully Coupled Dynamic Analysis of a Floating Wind Turbine System*, Doctoral Degree in Naval Architecture and Marine Engineering, Massachusetts Institute of Technology, June 2004.

-
- [20] WAYMAN E., *Coupled Dynamics and Economic analysis of Floating Wind Turbine Systems*, Master of Science Thesis, Massachusetts Institute of Technology, June 2006.
- [21] NEHAL R. S., *Foundation Design Monopile 3.6 and 6 MW wind Turbines*, Dutch Offshore Wind Energy Converter project, Dowec-052/00-P.
- [22] CERMELLI C., AUBALT A., *Qualification of a Semi-Submersible Floating Foundation for Multi-Megawatt Wind Turbines*, Offshore Technology Conference Houston, Texas, USA, 3-6 May 2010, OTC-20674-PP.
- [23] KELLEZI L., HANSEN P. B., *Dynamic Transient Analysis of a Monopile Windmill Foundation.*, Structural Dynamics, EUROLYN 2002, 1315-1320.
- [24] FISCHER T., KUHN M., RAINEY P., BOSSANYI E., *Control Strategies for an Offshore Wind Turbine on a Monopile under Misaligned Wind and Wave Loading*, Proceedings of TORQUE 2010, Heraklion, Crete, Greece, June 28-30, 2010.
- [25] LACKNER M. A., ROTEVA M. A., *Passive structural control of offshore wind turbines*, Wiley Online Library. DOI: 10.1002/we.426.
- [26] LACKNER M. A., ROTEVA M. A., *Active structural control of offshore wind turbines*, Proceedings of TORQUE 2010, Heraklion, Crete, Greece, June 28-30, 2010.
- [27] LACKNER M. A., *Controlling Platform Motions and Reducing Blade Loads for Floating Wind Turbines*, Wind Engineering, Volume 33, Number 6, December 2009.
- [28] JONKMAN J. M., *Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine*, Conference Paper, NREL/CP-500-42589, March 2008.
- [29] NAMIK H., STOL K., JONKMAN J. M., *State-Space Control of Tower Motion for Deepwater Floating Offshore Wind Turbines*, 46th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, 7-10 January 2008, Reno, Nevada.
- [30] NAMIK H., STOL K., *Individual Blade Pitch Control of Floating Offshore Wind Turbines*, Wind Energy, Published online 20 April 2009. DOI: 10.1002/we.332.
- [31] MUSIAL W., BUTTERFIELD S., JONKMAN J.M., *Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines*, Conference Paper NREL/CP-500-38776, September 2007.

-
- [32] BOTTASSO C.L., CROCE A., SAVINI B., SIRCHI W., TRAINELLI L., *Aero-servo-elastic Modeling and Control of Wind Turbines using Finite Element Multibody Procedures*, *Multibody Systems Dynamics*, 16:291-308, 2006.
- [33] BOTTASSO C.L., CACCIOLA S., CROCE A., *Estimation of Blade Structural Properties from Experimental Data*, Scientific Report DIA-SR 11-01, Dipartimento di Ingegneria Aerospaziale, Politecnico di Milano, April 2011.
- [34] <http://www.aero.polimi.it/bottasso/POLI-Wind.htm>.
- [35] BUSCH M., SCHWEIZER B., *Numerical Stability and Accuracy of Different Co-Simulation Techniques: Analytical Investigations Based on a 2-DOF Test Model*, The 1st Joint International Conference on Multibody System Dynamics, Lappeenranta, Finland, 25-27 May 2010.
- [36] ARNOLD M., *Stability of Sequential Modular Time Integration Methods for Coupled Multibody System Models*, *Multibody System Dynamics*, 2011, 25, pp. 461-483.
- [37] GONZÁLEZ F., NAYA M. A., LUACES A., GONZÁLEZ M., *On the effect of multirate co-simulation techniques in the efficiency and accuracy of multibody system dynamics*.
- [38] FRIEDRICH M., SCHNEIDER M., ULBRICH H., *A Parallel Co-Simulation for Mechatronic Systems*, The 1st Joint International Conference on Multibody System Dynamics, Lappeenranta, Finland, 25-27 May 2010.
- [39] KUBLER R., SCHIEHLEN W., *Two Methods of Simulator Coupling*, *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems*, 2000, Vol. 6 No. 2, pp. 93-113.
- [40] FRIEDRICH M., ULBRICH H., *A Parallel Co-Simulation for Multi Body Systems*, SEECM 2009, 2nd South-East European Conference on Computational Mechanics, Rhodes, Greece, 22-24 June 2009.
- [41] *MathWorks Matlab User Guides*
- [42] STEVEN W. S., *The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing*.
- [43] SKAARE B., HANSON T. D., NIELSEN F. G., YTTTERVIK R., HANSEN A. M., THOMSEN K., LARSEN T. J., *Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines*.

- [44] CHRISTIANSEN S., KNUDSEN T., BAK T., *Optimal Control of a Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine*.2011.
- [45] JONKMAN J.M., *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*, Technical Report NREL/TP-500-47535, May 2010.