

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dell'Informazione

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria dell'Automazione



**Controllo avanzato di turbine
eoliche galleggianti per la riduzione
della fatica della struttura**

Relatore: Prof. Marcello Farina

Correlatori: Prof. Jakob Stoustrup

Prof. Torben Knudsen

Tesi di Laurea di:

Giuseppe Battista Abbate Matr. 783067

Anno Accademico: 2012/2013

Sommario

La volontà di ridurre l'impatto ambientale dei sistemi di produzione di energia, e la possibilità di ottenere energia limitando lo sfruttamento da fonti energetiche classiche ha portato alla ricerca di dispositivi di sfruttamento di nuove fonti rinnovabili, tra cui il vento. Il settore dell'energia eolica ha infatti mostrato costante crescita negli ultimi decenni, dimostrando l'effettiva convenienza di tali sistemi di produzione. Data la limitatezza di terraferma disponibile per installare nuovi parchi eolici, la ricerca negli ultimi anni si è concentrata sullo studio di diverse tipologie di aerogeneratori *offshore* galleggianti. Inoltre, in mare aperto le migliori condizioni del vento, generalmente più costante e intenso, permetterebbero un notevole incremento della produzione elettrica.

L'utilizzo dei controllori convenzionali per le turbine *offshore* si è dimostrato non particolarmente efficace, provocando un aumento delle oscillazioni della potenza generata e un incremento notevole della fatica dei componenti della struttura, in particolare della torre.

Il lavoro in questa Tesi, sviluppato in collaborazione con il Dipartimento di Controllo e Automazione dell'Università di Aalborg, si pone come obiettivo lo studio di sistemi di controllo in grado di regolare efficacemente la potenza generata e ridurre la fatica della torre.

Tale obiettivo ha portato, in primo luogo, allo sviluppo di un modello semplificato in grado di descrivere i movimenti di interesse del rotore, della piattaforma e della torre. Uno studio sull'incidenza dei movimenti della torre sulla fatica della stessa è stato poi effettuato, così da poter meglio definire gli obiettivi da imporre ai vari controllori sviluppati.

I controllori studiati possono essere suddivisi in due categorie: (i) controllori convenzionali, a cui sono apportate opportune modifiche in modo da rendere

tali sistemi in grado di ridurre la fatica sulla struttura; (ii) controllori avanzati. In particolare, nel primo caso, i controllori sviluppati sono stati ispirati da studi effettuati in letteratura basati su regolatori proporzionali integrali. Nel secondo caso sono stati sviluppati controllori basati su metodi LQG e H_∞ . In questi ultimi casi sono stati adottati approcci progettuali descritti in letteratura. I controllori avanzati sviluppati da questa Tesi hanno come scopo, con leggere differenze tra loro, la riduzione della deflessione della torre, al fine di ridurre la fatica.

Infine, è stato effettuato un confronto tra i diversi controllori trattati, in cui si è evidenziato che il controllore convenzionale modificato provoca una riduzione considerevole della fatica della torre, senza peggiorare la qualità della regolazione di potenza generata. I sistemi di controllo ottimi hanno inoltre portato a un ulteriore miglioramento di tali prestazioni, a discapito di un forte incremento dell'attività dell'attuatore. Questi controllori però, hanno mostrato una forte capacità di riduzione della fatica anche negli altri componenti, quali la piattaforma e le pale, risultando essere gli approcci più promettenti.

Summary

The need of reducing the environmental impact of energy production systems and the possibility to avoid the exploitation of classical and non-renewable energy sources has pushed, in the last decades, the research into renewable energy sources. Wind power generation systems are considered one of the most promising technologies: in the last decade, for instance, wind turbine installations have been subject to a constant growth in the EU. In the last years the research has been focused particularly on offshore floating wind turbines: this new technology allows for the installation of wind turbines in sites characterized by less turbulent, more constant and relevant winds. Also, offshore installations reduce visual and environmental impact. Unfortunately, the conventional controllers used in the onshore wind farms show significant oscillations of the generated power and of the fatigue of the components, with particular reference to the tower.

The purpose of this Thesis, developed in collaboration with the Control and Automation Department of Aalborg, is to develop different controllers able to effectively regulate the power production and to reduce the fatigue in the tower.

First, a simplified model describing the motion of the drivetrain, tower and platform has been developed and validated. Also, an analysis on the incidence of the tower movement over the tower fatigue has been carried out, in order to better define the objectives of the different controllers.

The regulators developed in this project can be divided in two classes: (i) conventional controllers, characterized by the the actual baseline controller, properly modified in order to achieve better performance in terms of fatigue reduction on the tower; (ii) advanced controllers, that are meant to replace the

baseline controller presently used. In the first case, the controller has been developed based on the one presently adopted in the literature with some modifications. In the second case controllers based on LQG and H_∞ have been developed. An approach actually used in literature, based on the reduction of the platform motion, has been used with specific reference to the model developed in the first part of the thesis. Other controllers are aimed to reduce the tower deflection.

Finally, a comparison between the performance of the controllers has been performed. This comparison has revealed that the use of the modified conventional controllers reduces the fatigue on tower, without severely affecting other components nor the power generation quality. The controllers based on LQG and H_∞ show even better performance, at the cost of an increase of the actuator activity. These controllers also allow to reduce the fatigue in the other components of the wind turbine, and to stabilize the electric power production.

Indice

| | |
|---|-----------|
| SOMMARIO | 1 |
| SUMMARY | 3 |
| INDICE | 7 |
| INDICE DELLE FIGURE | 9 |
| 1 TURBINE EOLICHE | 13 |
| 1.1 Energia Rinnovabile | 13 |
| 1.2 Energia Eolica | 15 |
| 1.2.1 Principio di funzionamento e caratteristiche | 17 |
| 1.2.2 Turbine eoliche offshore | 19 |
| 1.2.3 Costi dell'energia eolica | 23 |
| 1.3 Stato dell'arte nella modellazione e nel controllo..... | 24 |
| 1.3.1 Modelli per turbine eoliche galleggianti e Fatica della struttura . | 25 |
| 1.3.2 Stato dell'arte di sistemi di controllo convenzionale | 26 |
| 1.3.3 Stato dell'arte di sistemi di controllo <i>Model-based</i> basati su modelli semplificati..... | 28 |
| 1.4 Motivazione e contributi del documento..... | 30 |
| 2 MODELLO ED IDENTIFICAZIONE | 33 |
| 2.1 Dinamica generale di Turbina ad asse orizzontale..... | 33 |
| 2.2 Modello utilizzato nel progetto del regolatore convenzionale..... | 38 |
| 2.3 Modello utilizzato per il progetto di sistemi di controllo avanzati..... | 39 |
| 2.3.1 Trasmissione..... | 39 |
| 2.3.2 Torre e Piattaforma..... | 41 |
| 2.3.3 Attuatore e Vento | 43 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 2.3.4 | Parametri noti | 45 |
| 2.3.5 | Parametri da Identificare..... | 46 |
| 2.3.6 | Validazione del modello | 48 |
| 2.3.7 | Modello in spazio di stato..... | 49 |
| 2.3.8 | Sviluppo di un modello esteso per l'applicazione di controllori H_∞ 50 | |
| 3 | FATICA | 53 |
| 3.1 | Calcolo dei cicli di fatica | 55 |
| 3.2 | Scelta dei carichi significativi | 56 |
| 4 | SINTESI DI SISTEMI DI CONTROLLO PER TURBINE OFFSHORE..... | 59 |
| 4.1 | Strategie di controllo per turbine eoliche | 60 |
| 4.2 | Pitch Control per turbine a velocità variabile..... | 62 |
| 4.2.1 | Controllo convenzionale base..... | 63 |
| 4.2.2 | Controllo PI con <i>Active Damping</i> | 67 |
| 4.2.3 | Controllori lineari quadratici | 69 |
| 4.2.4 | Controllori H_∞ | 79 |
| 5 | ANALISI E DISCUSSIONE..... | 87 |
| 5.1 | FAST, TurbSim e MCrunch..... | 88 |
| 5.1.1 | Condizioni ambientali delle simulazioni..... | 89 |
| 5.2 | Confronti | 90 |
| 5.2.1 | Velocità del generatore | 91 |
| 5.2.2 | Torre, piattaforma, pale e trasmissione | 93 |
| 5.2.3 | Miglioramenti Percentuali | 102 |
| 6 | CONCLUSIONI..... | 105 |
| | APPENDICE A: VALORI DEI PARAMETRI..... | I |
| | APPENDICE B: FAST | V |

Indice delle Figure

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 – Impianti per generazione elettrica da risorse rinnovabili nell’UE28 (GW). Fonte: Eurostat | 14 |
| Figura 1.2 – Percentuale di installazioni di impianti di generazione di potenza elettrica nel 2013..... | 15 |
| Figura 1.3 – Mappa eolica dell’Italia. Questo tipo di mappe vengono valutate prima dell’installazione di nuovi parchi eolici..... | 16 |
| Figura 1.4 – Impatto acustico delle turbine eoliche a confronto con altre sorgenti acustiche..... | 17 |
| Figura 1.5 – Schema delle forze agenti su una pala eolica su cui incide del vento | 18 |
| Figura 1.6 – Turbine eoliche ad asse orizzontale sopravento (sx) sottovento (dx) | 18 |
| Figura 1.7 – Strutture di supporto per turbine offshore impiantate in acque poco profonde..... | 20 |
| Figura 1.8 – Strutture di supporto galleggianti per turbine eoliche. A sinistra si ha la piattaforma <i>ballast-stabilized</i> , al centro la <i>tension-leg</i> , a destra la <i>buoyancy-stabilized</i> | 21 |
| Figura 1.9 – Carichi di componenti di tre diverse tipologie di turbine <i>offshore</i> galleggianti normalizzati rispetto ai carichi su turbina <i>onshore</i> | 22 |
| Figura 1.10 – Prototipo Hywind Demo situato 10 km a Sud della Norvegia. Il prototipo consta di una turbina da 5 MW prodotta dalla Siemens montata su una piattaforma <i>ballast-stabilized</i> | 23 |
| Figura 1.11 – Schema dello stato dell’arte sulle turbine eoliche galleggianti. .. | 24 |
| Figura 2.1 – Illustrazione di una turbina eolica e i suoi principali componenti | 34 |
| Figura 2.2 – Turbina eolica galleggiante comprendente una turbina eolica montata su una piattaforma <i>spar-buoy</i> (il sistema di ancoraggio non è qui mostrato) | 35 |
| Figura 2.3 – Schema delle deflessioni di una pala in direzioni <i>edge-wise</i> e <i>flap-wise</i> | 35 |
| Figura 2.4 - Schema della deflessione <i>fore-aft</i> di una turbina eolica | 36 |
| Figura 2.5 – Diagramma a blocchi della dinamica e delle interazioni in una turbina eolica galleggiante | 37 |
| Figura 2.6 – Diagramma della trasmissione modellizzata come sistema a un grado di libertà. | 38 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.7 – Diagramma della trasmissione modellizzata come un sistema a due masse rotanti connesse da una molla e smorzatore..... | 39 |
| Figura 2.8 – Gradi di libertà della torre e della piattaforma. | 41 |
| Figura 2.9 – Diagramma delle forze e dei momenti agenti sulla torre e sulla piattaforma. In rosso sono state indicate le forze elastiche e di smorzamento della connessione torre-piattaforma, in viola le forze peso e di galleggiamento, in verde il momento dato dalla spinta aerodinamica alla torre, in blu le inerzie e le forze di smorzamento date dall'interazione con l'aria e l'acqua. | 42 |
| Figura 2.10 – Esempio di spettro di Kaimal per $vm = 14 \text{ m/s}$ in direzione orizzontale. | 44 |
| Figura 2.11 – Rappresentazione temporale della velocità del vento generata con lo spettro di Kaimal, in cui in rosso è indicato il valore medio di 18 m/s. | 45 |
| Figura 2.12 – Risposta a scalino delle rotazioni γ e α | 47 |
| Figura 2.13 – Ingressi casuali dati al sistema lineare e a FAST. Per i primi 200 secondi si è preferito non dare alcuna variazione al vento per evitare di sovraeccitare la turbina e provocarne così l'instabilità | 48 |
| Figura 2.14 – Risposte delle uscite di interesse agli ingressi di Figura 2.13 | 49 |
| Figura 3.1 – Curva S-N di un generico materiale presentata in scala logaritmica..... | 54 |
| Figura 3.2 – Sequenza temporale di esempio per un carico agente su un componente. Dalla storia temporale sono stati evidenziati (in rosso) i massimi e minimi relativi. I primi quattro punti su cui verrà applicato l'algoritmo sono indicati con le lettere A, B, C e D. | 55 |
| Figura 4.1 – Regioni di operatività del controllo di coppia | 60 |
| Figura 4.2 – Rappresentazione del C_p in funzione del Tip Speed Ratio (TSR) e dell'angolo delle pale β . Esiste una sola combinazione di (λ, β) per cui si ha C_p massimo. | 61 |
| Figura 4.3 – Schema dei controllori analizzati in questo progetto. Il controllore PI è il controllo attualmente utilizzato nelle turbine eoliche offshore. I restanti sono nuovi controllori che verranno applicati nel simulatore..... | 63 |
| Figura 4.4 – Schema di controllo PI utilizzato in turbine Onshore. | 64 |
| Figura 4.5 – Schema di controllo standard definito per una turbina <i>onshore</i> comprendente il controllo di coppia e dell'angolo di passo delle pale. | 65 |
| Figura 4.6 – Turbina galleggiante in oscillazione nella direzione del vento | 66 |
| Figura 4.7 – Schema di controllo per Active Damping con retroazione sulla deflessione della torre | 67 |
| Figura 4.8 – Funzione di trasferimento da β a $\gamma - \alpha$ al variare del guadagno $G1$ | 68 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.9 – Schema di controllo lineare quadratico comprendente lo stimatore dello stato e il filtro di Kalman esteso per la stima del vento..... | 72 |
| Figura 4.10 - Risposta della velocità del generatore a uno scalino della velocità del vento con controllo LQ1 per tre diverse scelte dei pesi Q | 73 |
| Figura 4.11 – Risposta della deflessione a uno scalino della velocità del vento con controllo LQ1 per tre diverse scelte dei pesi Q | 74 |
| Figura 4.12 – Risposta della deflessione della torre a uno scalino della velocità del vento ottenuta tramite il sistema lineare. | 76 |
| Figura 4.13 – Approfondimento della Figura 4.12..... | 77 |
| Figura 4.14 – Storia temporale del vento incidente sulla turbina (blu) e della stima ottenuta con l'EKF (rosso). | 78 |
| Figura 4.15 – Schema di controllo H_∞ convenzionale per una turbina eolica. 80 | |
| Figura 4.16 – Schema di controllo H_∞ con aggiunta di un compensatore statico del vento..... | 81 |
| Figura 4.17 – Andamento della deflessione della torre in seguito a uno scalino della velocità del vento simulata tramite il modello lineare | 82 |
| Figura 4.18 – Schema di controllo H_∞ con misura del vento. Il controllore viene calcolato considerando che una misura del vento sia disponibile, e quindi la soluzione calcolata è ottima per la risoluzione degli obiettivi prescelti | 83 |
| Figura 4.19 – Diagramma di Bode del peso sulla deflessione della torre. A bassa frequenza il peso è uguale al caso con pesi costanti, mentre ad alta frequenza si alza, così da dare maggior importanza al controllo della fatica..... | 84 |
| Figura 4.20 – Esempio di uno spettro della deflessione della torre valutato in <i>open loop</i> . Tramite tale spettro è stato possibile effettuare una valutazione generale della funzione di trasferimento da assegnare al peso $Q_2(s)$ | 85 |
| Figura 4.21 – Risposta a uno scalino della velocità del vento della deflessione della torre generata con il modello linearizzato. | 86 |
| Figura 5.1 – Serie temporale della coppia del generatore imposta dal controllo di coppia nel caso di controllo PI. La velocità del vento è tale da provocare una riduzione della velocità del generatore e quindi dei “buchi di coppia”. | 90 |
| Figura 5.2 – Serie temporale della velocità del generatore per i quattro controllori più significativi. Il controllo <i>baseline</i> PI e il controllo con <i>active damping</i> sono pressochè sovrapposti. In verde scuro è indicato il limite di sicurezza per la turbina..... | 91 |
| Figura 5.3 – Andamento della deviazione standard della velocità del generatore per i diversi controllori. | 93 |
| Figura 5.4 – Andamento del DEL (in scala log) della torre per i diversi controllori..... | 94 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.5 – Estratto significativo della storia temporale della deflessione della torre. Le due varianti PI risultano praticamente sovrapposte. Maggiori differenze si notano per l'LQ e l'Hinf-1. | 96 |
| Figura 5.6 – Andamento della deviazione standard dell'angolo della piattaforma e della deflessione della torre nei diversi controllori..... | 97 |
| Figura 5.7 – Andamento della fatica (in scala logaritmica) sulla piattaforma per i diversi controllori sviluppati. | 98 |
| Figura 5.8 - Deviazione standard della derivata dell'angolo della pala β . Tale valore permette di valutare l'attività del controllo. | 99 |
| Figura 5.9 – Estratto temporale significativo dell'andamento dell'attuatore in cui si nota un controllo molto forte nell'LQ3. L' H_∞ e l'active damping invece mostrano valori più vicini al controllo convenzionale PI. | 100 |
| Figura 5.10 – Andamento fatica delle pale in direzione <i>flapwise</i> (FW) ed <i>edgewise</i> (EW)..... | 100 |
| Figura 5.11 – Andamento del DEL della trasmissione per i diversi controllori. | 101 |
| Figura 5.12 – Interpretazione grafica delle performance dei controllori più significativi comparate con il controllore PI. Una percentuale positiva indica un miglioramento delle prestazioni rispetto al controllore PI. | 103 |

Capitolo 1

Turbine Eoliche

1.1 Energia Rinnovabile

Gli stati dell'Unione Europea occupano una posizione di leadership nello sviluppo e nell'applicazione di energie rinnovabili. La promozione di tali energie è infatti importante per la riduzione della dipendenza dell'UE dalle importazioni estere oltre che per la riduzione dell'impatto ambientale dei suoi Paesi membri. La variabilità dei prezzi, la sostanziale carenza sul suolo dell'Unione Europea e le previsioni di esaurimento dei combustibili fossili in un futuro ormai prossimo rendono le energie rinnovabili estremamente convenienti in una logica di lungo termine riguardante l'approvvigionamento delle energie. Inoltre, le fonti rinnovabili permettono una drastica riduzione delle emissioni nocive nell'ambiente, che sono le principali cause del riscaldamento globale.

Sin dal trattato di Maastricht è stata dunque suggerita una strategia di crescita sostenibile in grado di permettere la salvaguardia dell'ambiente. Nel 1997, con il trattato di Amsterdam l'EU si è impegnata a raggiungere, entro il 2010, una soglia di consumo proveniente da fonti rinnovabili pari al 12% rispetto al totale delle energie utilizzate, obiettivo peraltro raggiunto in tempo.

Le direttive europee del 2009 infine hanno posto come obiettivo il raggiungimento del 20% di consumo delle energie rinnovabili sul totale entro il 2020. A livello globale l'accordo che ha portato alla definizione del protocollo di Kyoto è stato la più grande dimostrazione della volontà di diversi Paesi di indirizzare la produzione dell'energia verso risorse sostenibili.

Questi trattati hanno stimolato enormi investimenti -statali e privati- nella ricerca e nello sviluppo di fonti alternative di energia per poter raggiungere gli obiettivi prefissati. La produzione primaria di energie rinnovabili in UE ha mostrato un trend in crescita per più di due decenni: il suo valore [1] è raddoppiato dal 1990 al 2011 con una crescita annuale del 4.1%. La produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili nello stesso periodo è aumentata del 119%, arrivando a rappresentare il 21% dell'energia elettrica prodotta totale, come mostrato in Figura 1.1.

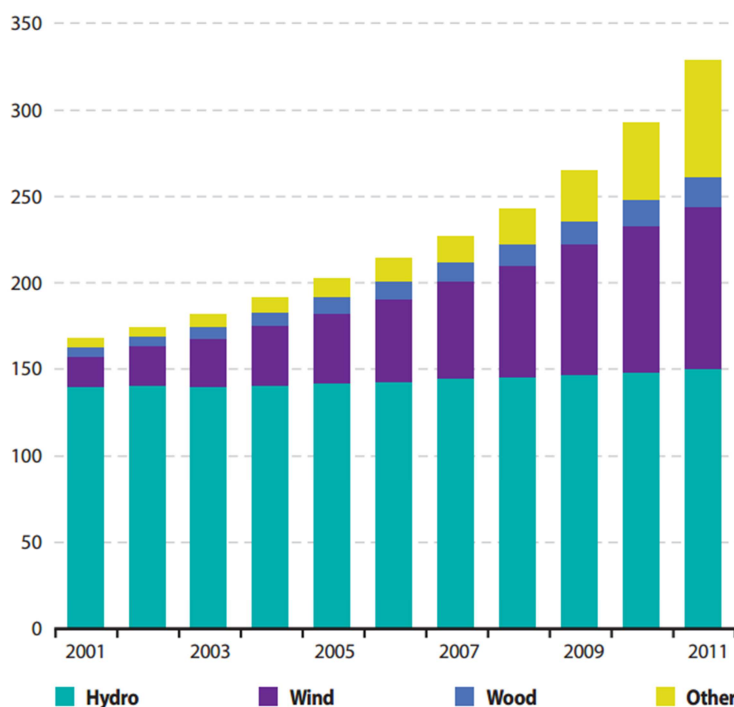


Figura 1.1 – Impianti per generazione elettrica da risorse rinnovabili nell'UE28 (GW).

Fonte: Eurostat

Considerando infine le nuove installazioni di impianti di generazione di potenza effettuate nel 2013 per tutte le fonti di energia (anche non rinnovabile), bisogna menzionare come in realtà le centrali a gas e i parchi eolici e solari rappresentano l'85% delle nuove installazioni (Figura 1.2). I parchi eolici in particolare hanno mostrato il maggior numero di installazioni, con 11.2 GW di potenza installata nel 2013 [2]. Bisogna inoltre considerare che in generale il numero di nuove installazioni è cresciuto costantemente negli ultimi 13 anni, passando da 3.2 GW nel 2000 a 11 GW nel 2013, con un tasso annuale di crescita di oltre il 10%. Particolare interesse è stato rivolto verso le turbine eoliche offshore, ovvero installate in mare aperto. Tale sviluppo è stato confermato dalla crescita del 34% di nuove installazioni offshore nel 2013 a confronto con il dato leggermente negativo dell'energia eolica *on land* nello

stesso anno. In totale le turbine eoliche offshore rappresentano il 14% del totale, dimostrando l'alto interesse verso questo tipo di tecnologie.

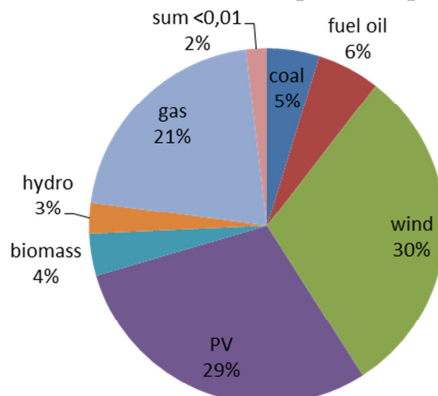


Figura 1.2 – Percentuale di installazioni di impianti di generazione di potenza elettrica nel 2013.

1.2 Energia Eolica

L'energia eolica ha sempre fornito la forza propulsiva alle navi a vela ed è stata utilizzata per azionare i mulini a vento. L'utilizzo di questo tipo di energia è però caduto in disuso con la diffusione dell'energia proveniente da combustibili fossili. Come detto, le problematiche legate ai cambiamenti climatici hanno promosso un rinnovato interesse in sistemi di produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili, ed in particolare dal vento. L'energia eolica infatti richiede investimenti inferiori rispetto ad altri tipi di sistemi di produzione ed utilizza una risorsa generalmente fruibile nelle zone più temperate, dove si trova il maggior numero di nazioni industrialmente sviluppate.

Per poter sfruttare l'energia eolica è molto importante tenere conto delle forti variazioni di vento tra località diverse: siti non molto distanti tra loro potrebbero essere soggetti a venti completamente diversi, e rivestire dunque un'importanza diversa ai fini dell'installazione di aerogeneratori. La forza del vento può inoltre cambiare in breve tempo, passando da velocità basse a valori eccessivi in poche ore. Infine, bisogna considerare che il vento è caratterizzato costantemente da una certa turbolenza, che determina in pratica le fluttuazioni di potenza che il gestore della rete tende ad evitare. La turbolenza provoca anche una forte variazione delle forze in gioco sulla struttura dell'aerogeneratore, aumentandone l'usura e diminuendone la vita utile. Su un terreno complesso la turbolenza può variare tra il 15% e il 20%, mentre in mare aperto può essere compreso tra il 10% e il 14%: questo è uno dei motivi per cui si stanno sviluppando degli aerogeneratori galleggianti in mare aperto.

Tali variabilità e aleatorietà del vento sono considerati i maggiori svantaggi dell'energia elettrica ricavata dagli aerogeneratori. Se si considera infatti la singola turbina eolica, le fluttuazioni di potenza possono essere assorbite dalla rete, che non ne viene influenzata.

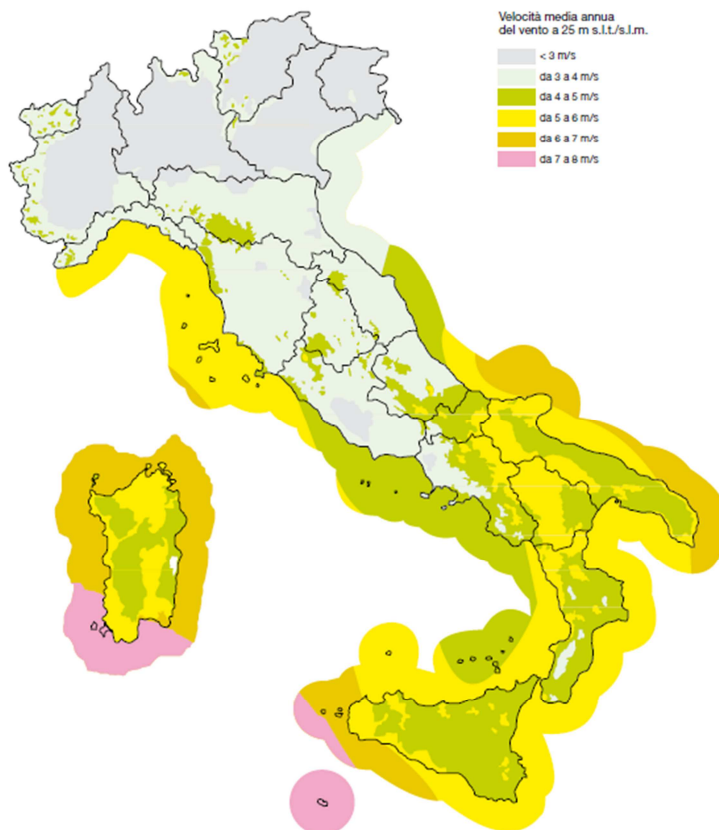


Figura 1.3 – Mappa eolica dell'Italia. Questo tipo di mappe vengono valutate prima dell'installazione di nuovi parchi eolici

Quando però si utilizzano parchi eolici, con diversi aerogeneratori, la potenza raggiunta può essere comparabile a quella generata con le classiche centrali di generazione elettrica e le variazioni di potenza diventano quindi importanti. In generale dunque, prima dell'installazione di un parco eolico, due considerazioni devono essere effettuate: 1- analisi del vento caratteristico del sito, 2- possibilità di conoscere in anticipo il carico cui sarà soggetta la rete, così da evitare surplus di produzione.

L'impatto ambientale ha sempre frenato le nuove installazioni di aerogeneratori. Escludendo infatti il mare aperto, i siti soggetti a maggior vento sono solitamente anche quelli più visibili -come ad esempio cime di rilievi montuosi-, dove le turbine risultano visibili anche a notevoli distanze, provocando un impatto visivo non sempre accettabile.

Bisogna inoltre considerare l'inquinamento acustico derivante dall'interazione del vento con la struttura dell'aerogeneratore e dai componenti

elettromeccanici. È però altrettanto importante sottolineare che tale rumore, già a brevi distanze dalla turbina, ha un livello molto più basso rispetto ai rumori cui si è abituati in situazioni ordinarie (Figura 1.4).

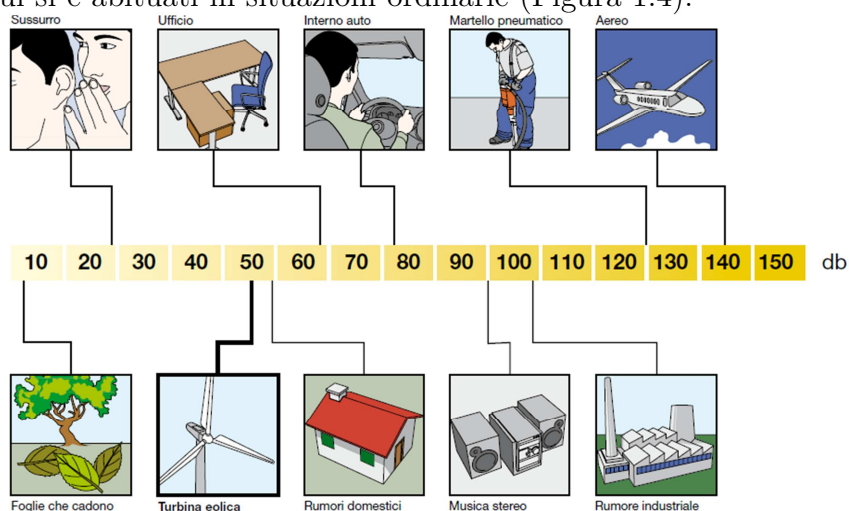


Figura 1.4 – Impatto acustico delle turbine eoliche a confronto con altre sorgenti acustiche.

Un effetto positivo delle turbine eoliche è invece che occupano solo una minima parte del terreno di un parco eolico. Le dimensioni della torre, se comparate infatti a quelle del rotore, sono notevolmente inferiori e quindi è in genere possibile sfruttare il terreno per attività quali l'agricoltura o la pastorizia. Altri importanti vantaggi nell'utilizzo degli aerogeneratori sono:

- conversione efficiente (rendimento teorico del 59%)
- assenza di emissione di sostanze inquinanti
- risparmio combustibili fossili
- ridotti costi di esercizio (non bisogna acquistare alcun carburante) e di manutenzione (quantomeno per le turbine *on land*)
- facile smantellamento a fine vita (20/25 anni)
- versatilità: esistono aerogeneratori da pochi Watt oppure da diversi MW.

1.2.1 Principio di funzionamento e caratteristiche

L'obiettivo di un aerogeneratore è quello di trasformare l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica, passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione delle pale.

Le turbine possono essere a portanza (più diffuse) o a resistenza, in funzione di quale sia la forza sfruttata per la rotazione. In una turbina a portanza, a differenza di quelle a resistenza, il vento scorre su entrambe le facce delle pale, che presentano profili geometrici differenti, come accade per le ali di un aereo.

Si generano dunque due forze, di portanza e resistenza appunto, che se direzionate correttamente permettono la rotazione del rotore.

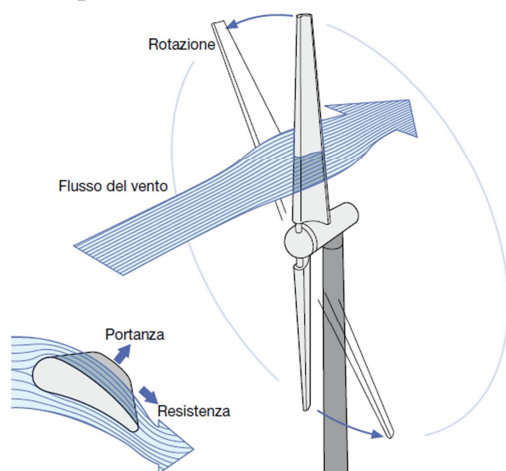


Figura 1.5 – Schema delle forze agenti su una pala eolica su cui incide del vento

Il movimento del rotore, collegato a un generatore tramite la trasmissione e il moltiplicatore di giri, imprime una rotazione al generatore stesso. Tale rotazione genera energia elettrica, che può essere trasferita alla rete tramite dei circuiti di potenza. Le turbine eoliche possono essere classificate in base alla tecnologia costruttiva in due macro famiglie:

- turbine ad asse verticale (VAWT), che costituiscono circa l'1% delle turbine attualmente in uso
- turbine ad asse orizzontale (HAWT)

Le VAWT possono essere a loro volta divise in turbine di tipo 1- Savonius, 2- Darrieus, 3- ibride Savonius-Darrieus. Le turbine HAWT invece si distinguono in sopravento e sottovento.

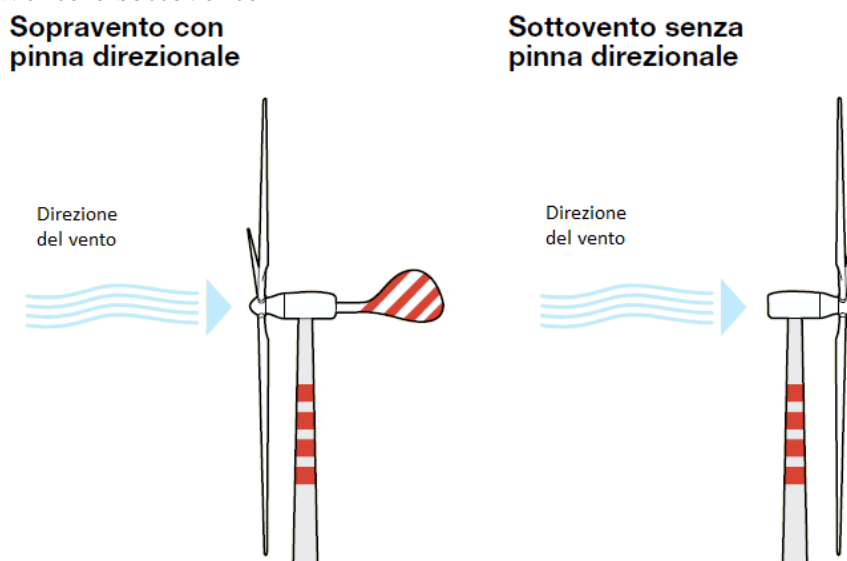


Figura 1.6 – Turbine eoliche ad asse orizzontale sopravento (sx) sottovento (dx)

Come mostrato in Figura 1.6, le turbine sopravento sono così chiamate perché il vento impatta prima sul rotore e solo successivamente sulla torre: in questo modo si ottiene un'efficienza maggiore rispetto a quelle sottovento. Tale configurazione presenta però lo svantaggio di non essere auto-allineante rispetto alla direzione del vento: si rendono dunque necessari o un sistema di controllo dell'imbardata o una pinna direzionale nelle turbine sopravento.

Una turbina eolica presenta diverse modalità di funzionamento, caratterizzate da precisi valori di velocità del vento:

- velocità di avvio: il rotore inizia a girare e si comincia dunque ad avere produzione di energia
- velocità di *cut-in* (2-4 m/s): la tensione è abbastanza elevata per l'applicazione specifica e si chiude quindi il circuito di carico
- velocità nominale (10-14 m/s): è la velocità alla quale viene prodotta la potenza nominale
- velocità di *cut-off* (20-25 m/s): oltre tale velocità del vento il rotore deve essere fermato per evitare problemi di sicurezza. Il rotore può essere fermato con dei freni o mettendo le pale nella configurazione "a bandiera".

Un aerogeneratore deve essere progettato in modo da poter sopportare la peggior tempesta degli ultimi 50 anni nel sito di installazione [3], se si considera una vita utile di 20 anni.

1.2.2 Turbine eoliche offshore

Gli aerogeneratori possono essere posizionati sulla terraferma (onshore) oppure in mare aperto (offshore) [4]. Nel secondo caso i costi di installazione ed esercizio sono evidentemente più elevati, ma si possono evidenziare molti vantaggi, tra cui [3]:

- sono disponibili vaste aree per l'installazione di parchi eolici con un limitato impatto ambientale e acustico
- la velocità del vento è mediamente più alta in mare aperto, il che comporta un aumento di circa il 30% della produzione
- l'assenza di irregolarità nel terreno (catene montuose, edifici, ecc.) permette al flusso d'aria di muoversi senza vincoli, diminuendo la turbolenza in mare aperto, il che comporta minori fluttuazioni di potenza generata
- non esiste limitazione alle dimensioni delle turbine dettate dall'impatto visivo o acustico

La tecnologia attualmente utilizzata per gli impianti *offshore* è sostanzialmente la stessa di quella *on land*, con la differenza che le prime devono essere progettate tenendo conto anche di ulteriori problematiche, tra cui:

- le onde causano usura e carichi aggiuntivi sulla struttura, diminuendo la vita utile dei componenti
- le caratteristiche meccaniche del fondale non sono spesso eccelse, e le fondazioni devono dunque essere di dimensioni maggiori
- il momento dei carichi applicati al rotore esercitato sul fondo è incrementato dalla lunghezza aggiuntiva della torre sommersa
- necessità di fondali non troppo profondi

Le strutture di supporto per gli aerogeneratori offshore possono essere di diversi tipi (Figura 1.7), in base alla profondità del fondale.

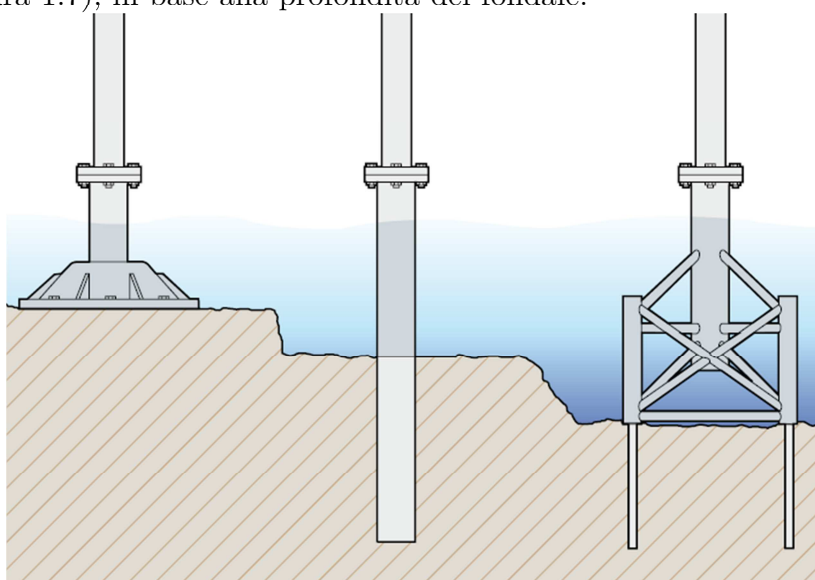


Figura 1.7 – Strutture di supporto per turbine offshore impiantate in acque poco profonde.

In acque basse (profondità minore di 10 m) le turbine possono essere vincolate a piastre di cemento posizionate sul fondo oppure, se la profondità non supera i 20 m, la struttura può essere composta da un tubo d'acciaio conficcato nel terreno. In acque più profonde (fino a 50 m), per evitare problemi legati alla risonanza, la struttura conficcata nel fondale dovrebbe avere un diametro troppo grande, e si preferisce dunque una struttura a treppiede che permette di simulare il comportamento di un supporto più largo. Per profondità marine elevate, oltre i 50 m e fino a 300 m, non è più conveniente utilizzare strutture fissate al fondale e si preferisce dunque utilizzare delle piattaforme galleggianti ancorate fondale tramite catenarie (Figura 1.8).

Questo tipo di turbine eoliche *offshore* galleggianti sono molto vantaggiose nel caso di presenza di fondali molto profondi già a pochi chilometri dalla costa,

come avviene in Italia, Spagna, Cina, Giappone e Stati Uniti. In particolare, si prevede che la loro diffusione in Italia avrà un incremento notevole nei prossimi anni (principalmente in Puglia, Sicilia e Sardegna). Attualmente sono state proposte diverse tipologie di piattaforma galleggiante, ma tra queste solo tre possono essere considerate attuabili:

- *ballast-stabilized systems*: in questo tipo di piattaforma, viene posta alla base della struttura galleggiante una massa notevole. In questo modo si impedisce alla struttura di capovolgersi, grazie al fatto che il centro di spinta rimane sempre al di sopra del baricentro della struttura
- *tension-leg platform* (TLP): in questo caso la struttura su cui è montata la piattaforma riceve una spinta maggiore del peso totale dell'impianto. Tramite dei tiranti mantenuti in forte tensione dalla spinta di galleggiamento la piattaforma è tenuta al di sotto del livello del mare
- *buoyancy-stabilized systems*: questo tipo di struttura prevede una struttura galleggiante molto ampia sulla quale viene montata la turbina. Al variare dell'inclinazione della piattaforma si sposta il centro di spinta, che provoca un momento raddrizzante, il quale permette di stabilizzare la piattaforma.

Diversi studi (si vedano [5] [6] [7]) sono stati effettuati al fine di capire quale delle tre strutture possa essere considerata migliore.

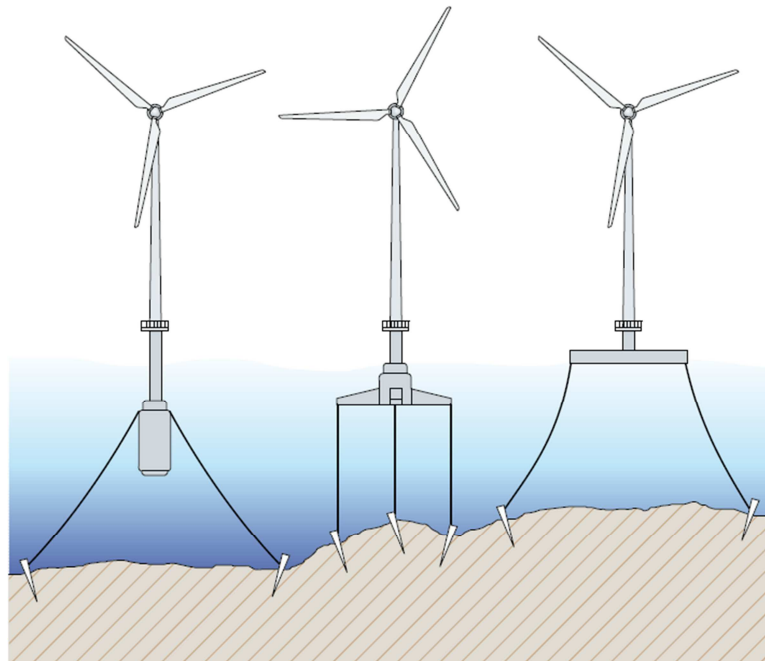


Figura 1.8 – Strutture di supporto galleggianti per turbine eoliche. A sinistra si ha la piattaforma *ballast-stabilized*, al centro la *tension-leg*, a destra la *buoyancy-stabilized*

Dal punto di vista dei carichi applicati, in [8] è stato effettuato un interessante studio in cui le tre piattaforme sono state simulate in diverse condizioni. In

Figura 1.9 è mostrato il risultato di tale studio. Secondo le simulazioni, i carichi della piattaforma *buoyancy-stabilized* sono nettamente maggiori delle altre piattaforme. In particolare, sulla torre si ha un incremento del 300% del carico, il che è ovviamente dannoso per la struttura stessa. Per quanto riguarda invece il confronto tra la TLP e la *ballast-stabilized*, è possibile notare che per le pale e la trasmissione è preferibile usare la struttura zavorrata, mentre per la torre è preferibile usare la TLP, che induce dei carichi notevolmente minori rispetto alle altre strutture di supporto. Si noti comunque come, per tutte le piattaforme, si abbia un incremento dei carichi rispetto alle turbine onshore.

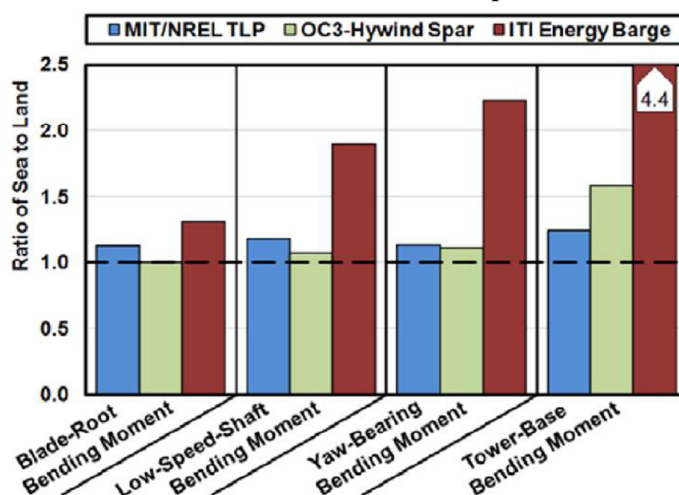


Figura 1.9 – Carichi di componenti di tre diverse tipologie di turbine *offshore* galleggianti normalizzati rispetto ai carichi su turbina *onshore*

Oltre ai carichi è importante considerare la facilità di costruzione di tali piattaforme, e quindi i risvolti economici e pratici. In questo frangente, la *buoyancy* e la *ballast-stabilized* risultano migliori della TLP per facilità di costruzione. Esse permettono inoltre di utilizzare un sistema di catenarie più semplice, che unito a più facile manutenzione e smantellamento, causa un abbattimento dei costi non indifferente rispetto alle TLP.

È però importante notare che la piattaforma *tension-leg* garantisce la maggiore stabilità tra tutte le strutture: questo si ripercuote sia sulla generazione di potenza che sulla vita media della torre (come precedentemente mostrato). La *buoyancy-stabilized* invece provoca le maggiori oscillazioni tra le tre piattaforme. Considerata dunque la semplicità di costruzione rispetto alla TLP e i carichi ridotti rispetto alla *buoyancy-stabilized* si è scelto di svolgere il seguente progetto di tesi concentrandosi sulla piattaforma *ballast-stabilized*.

La turbina eolica galleggiante di riferimento è denominata *Hywind*, installata 10 chilometri a Sud-Ovest delle coste della Norvegia da *Statoil*. Il prototipo consiste in una turbina da 2.3 MW prodotta da *Siemens Wind Power* e

montata su una piattaforma *ballast-stabilized* di circa 100 metri di profondità. Basandosi su questo prototipo, l'*International Energy Agency* (IEA) e l'*Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3) hanno definito uno standard, considerando una turbina da 5 MW montata su una struttura avente 120 metri di profondità. Infine, è stato sviluppato un modello ad alta fedeltà in grado di riprodurre i comportamenti con grande precisione. In questo elaborato, la turbina considerata è basata sul tale standard, che sarà indicato come *OC3 Hywind*.

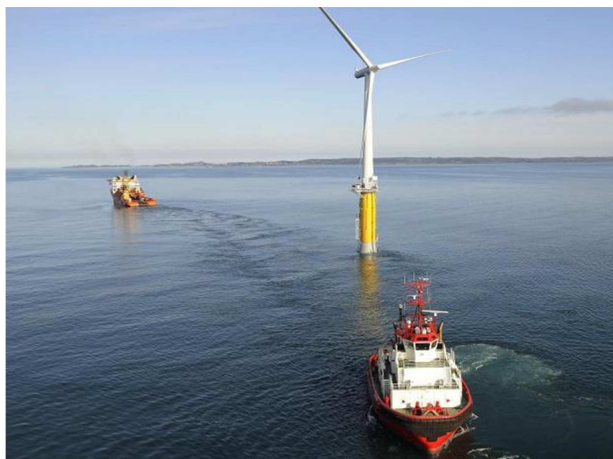


Figura 1.10 – Prototipo Hywind Demo situato 10 km a Sud della Norvegia. Il prototipo consta di una turbina da 5 MW prodotta dalla Siemens montata su una piattaforma *ballast-stabilized*.

1.2.3 Costi dell'energia eolica

L'energia eolica prodotta in grandi parchi eolici comprendenti diversi aerogeneratori è considerata un'energia molto efficiente in termini di costi, con ridotte emissioni ambientali e con una notevole velocità di ritorno dell'investimento (3-5 anni).

| Tipo impianto | Costo d'investimento (€/kWh) | Costo energia prodotta (€/kWh) |
|--------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| Eolico multi-MW | 1000-2200 | 0.04-0.08 |
| Termoelettrico a carbone | 1000-1350 | 0.05-0.09 |
| Termoelettrico a gas | 500-700 | 0.03-0.04 |

Tabella 1.1 – Costi dell'energia per diversi impianti

Dalla Tabella 1.1 si può notare che l'energia prodotta da aerogeneratori ha costi d'investimento e produzione simili a quelli delle centrali termoelettriche a carbone.

Le centrali termoelettriche a gas risultano ad ogni modo ancora molto più conveniente rispetto alle altre forme di produzione.

L'enorme vantaggio delle turbine eoliche è però la forte riduzione dell'impatto ambientale. Come mostrato nella Tabella 1.2 si nota che grazie alle centrali eoliche diminuisce drasticamente del l'emissione di sostanze inquinanti ad effetto serra nell'ambiente.

| Sostanza | Quantità non immessa nell'ambiente (kg/kWh) |
|----------|---|
| CO_2 | 0.675 |
| NO_2 | 0.0015 |
| SO_2 | 0.0014 |

Tabella 1.2 – Sostanze non immesse nell'ambiente grazie ai parchi eolici.

1.3 Stato dell'arte nella modellazione e nel controllo

Le turbine eoliche in mare aperto hanno riscosso l'interesse di un vasto numero di centri di ricerca ed aziende che hanno visto nell'energia eolica un potenziale. Negli anni, questo interesse ha consolidato la ricerca finanziata, come detto, sia da interessi politici che economici. Nata sulla base della ricerca già esistente sulle turbine eoliche *onshore*, la ricerca sugli aerogeneratori *offshore* è emersa con l'obiettivo di guadagnare nuovi spazi in mare aperto per l'installazione di turbine eoliche.

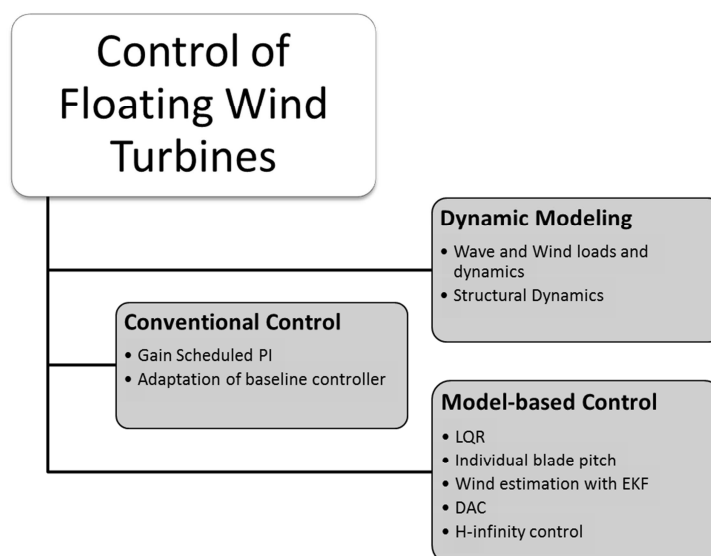


Figura 1.11 – Schema dello stato dell'arte sulle turbine eoliche galleggianti.

La letteratura mostra che la progettazione e l'installazione di aerogeneratori *offshore* ha richiamato l'interesse di molti gruppi di ricerca, legati ad esempio all'ingegneria marina: questi specialisti hanno contribuito allo studio

dell'idrodinamica e della dinamica della struttura degli aerogeneratori. Questi contributi hanno permesso forti avanzamenti nello studio degli aerogeneratori *offshore*, ed in particolare nelle turbine eoliche galleggianti. Ad ogni modo, le turbine eoliche galleggianti attualmente studiate sono soltanto dei prototipi. Tramite lo studio di questi prototipi la ricerca sta tentando di ottenere delle turbine economicamente convenienti, che permetteranno l'ingresso nel mercato di tali tecnologie. Per determinare i progressi attuali negli aerogeneratori galleggianti, lo stato dell'arte dei metodi di controllo sviluppati sarà presentato in questo capitolo.

Nell'ambito dell'ingegneria del controllo, uno schema dello stato dell'arte è mostrato in figura Figura 1.11. Lo stato dell'arte può essere suddiviso in tre macro argomenti, in base alla complessità e agli obiettivi. Si noti che anche la modellizzazione della dinamica delle turbine è illustrata, in quanto prerequisito del controllo *model-based*.

La ricerca riguardante lo sviluppo di sistemi di controllo per turbine eoliche è suddivisa in due aree: 1- ricerca sull'applicazione di sistemi di controllo convenzionali, 2- sviluppo di controllori avanzati basati su modelli semplificati della turbina.

1.3.1 Modelli per turbine eoliche galleggianti e Fatica della struttura

Partendo da testi come [9], l'impatto idrodinamico della struttura galleggiante è stato modellizzato sulla base di modelli empirici dello spettro delle onde. A partire da studi di questo tipo, in [10], [11], [12], [13] e [14] è stato sviluppato un modello e un codice ad alta fedeltà in grado di simulare la risposta dinamica di un aerogeneratore galleggiante. Il modello descrive l'interazione idrodinamica e aerodinamica che la turbina ha con l'ambiente circostante. Un'implementazione di tale modello è stato descritto in [15]: il codice che è stato utilizzato in questa tesi, denominato FAST, è stato sviluppato dal *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e permette la simulazione di diversi tipi di aerogeneratori. Sviluppato inizialmente per aerogeneratori *onshore*, FAST si interfaccia con diversi software di simulazione dinamica e permette l'acquisizione della storia temporale del vento a partire da diversi software di generazione di turbolenze. Tra questi *TurbSim* [16] è il codice utilizzato in questa tesi per la creazione della turbolenza. Per simulare il comportamento delle turbine *offshore* è stato aggiunto in FAST il pacchetto *HydroDyn*, che implementa le equazioni idrodinamiche che descrivono l'interazione tra la turbina e il mare. Grazie a tale pacchetto è possibile

simulare sia le turbine *offshore* convenzionali che gli aerogeneratori galleggianti. Nel codice sono stati integrati anche i controllori convenzionali utilizzati attualmente, con la possibilità di variare determinati parametri. Inoltre, uno strumento di linearizzazione è stato incluso nel software di simulazione. Tale modello è stato confrontato con altri modelli ad alta fedeltà in [17], nel quale ha evidenziato un comportamento simile.

In [18] un modello in scala della turbina Hywind è stato presentato e studiato. Inoltre, è stato effettuato un confronto tra le risposte dinamiche del modello in scala con un software di simulazione sviluppato ad-hoc. Sono stati infine valutati i comportamenti strutturali e le prestazioni del sistema fisico. Purtroppo, il modello e il software di simulazione sono soggetti a restrizioni industriali e non sono disponibili. In [19] un confronto simile è stato effettuato, basato però sulla turbina prototipo Hywind, mostrando ancora un comportamento simile alle simulazioni.

In [20] sono stati analizzati tre tipi di strutture galleggianti di tipo *ballast-stabilized*. Un confronto sia economico che strutturale è stato svolto sulle tre tipologie, basandosi su una funzione di costo calcolata sul consumo di acciaio per ogni piattaforma. Questa analisi però prescinde il controllo del sistema stesso: quando si svolge la progettazione del controllore infatti la fase di design strutturale è già completata e –in genere– non modificabile in misura eccessiva.

In [21] è stata invece effettuata un'analisi preliminare sull'effetto che il controllo dell'angolo di passo delle pale può avere sulla fatica dei componenti della turbina. I risultati hanno mostrato che le diverse tecniche di controllo incidono tanto quanto le condizioni ambientali nella determinazione dell'usura dei componenti.

In definitiva si può concludere che:

- sono stati sviluppati diversi codici per la simulazione ad alta fedeltà dell'aerodinamica e dell'idrodinamica che sono stati validati tramite un modello in scala e il prototipo stesso dell'Hywind.
- l'impatto del controllo dell'angolo di pitch delle pale è stato dimostrato essere influente nella fatica dei componenti dell'aerogeneratore galleggiante, ed in particolare nella torre e nelle pale.

1.3.2 Stato dell'arte di sistemi di controllo convenzionale

Il sistema di controllo di un aerogeneratore è solitamente caratterizzato da un controllore principale in combinazione con diversi controllori progettati per far fronte a una serie di disturbi e operazioni speciali. Per considerare il problema del *negative-damping* (vedi paragrafo 4.2.1.1), è stato proposto un sistema

basato su un regolatore PI in [22]. In tale studio, uno degli approcci mostrati prevede l'aggiunta di un anello addizionale al sistema di controllo già esistente ed applicato originariamente alle turbine *on land*, come descritto in [3]. In [22] però è stato dimostrato che per le turbine galleggianti, l'aggiunta di un anello di controllo addizionale provoca un aumento delle oscillazioni della potenza generata. Usando un metodo simile, però, in [23] sono stati presentati dei risultati soddisfacenti con l'aggiunta di un anello di controllo esterno retroazionato questa volta sulla velocità della torre. In questo studio si è riscontrata una riduzione significativa delle oscillazioni della torre e della velocità del generatore.

Il problema del *negative-damping* è legato alla tipologia di controllo detta *pitch-to-feather* che si contrappone alla *pitch-to-stall*. La principale differenza tra le due è che il primo aumenta l'angolo di passo delle pale per rallentare il rotore, mentre il secondo diminuisce l'angolo di pitch fino ad avere solo una forza di spinta sulla pala, e nessuna coppia motrice. L'utilizzo di questo secondo metodo è stato studiato in [22] e [24], nei quali però si è evidenziato che tale approccio provoca un aumento della spinta agente sul rotore, che ha provocato un aumento dell'ampiezza delle oscillazioni della piattaforma. I migliori risultati sono stati ottenuti utilizzando il *pitch-to-feather* e riducendo la banda passante del controllore convenzionale PI. Le prestazioni però ottenute con tale controllore si sono dimostrate molto inferiori a quelle di una turbina *onshore*. Inoltre, a causa della banda passante ridotta, l'attuatore dell'angolo di passo delle pale diventa inadeguatamente lento, non permettendo lo sfruttamento delle sue potenzialità durante la vita utile dell'aerogeneratore. A meno che si decida di modificare l'attuatore dunque, si avrà una vita utile dell'attuatore molto maggiore rispetto al resto dei componenti, il che non è ottimale.

Un'altra variazione al controllo PI è stato presentato in [25]. L'idea di fondo di tale approccio è stata quella di variare il valore di riferimento in ingresso al PI in base all'attuale valore dell'angolo della piattaforma. Quando la piattaforma sta oscillando contro vento, la velocità di riferimento è impostata a un valore più alto così che il regolatore PI vada a diminuire l'angolo di passo della pala. In questo modo la spinta sul rotore aumenterà, portando la piattaforma in posizione verticale. Tale controllore è stato poi ampliato tramite l'utilizzo di un approccio di controllo individuale dell'angolo di passo delle pale (*Individual Blade Pitch*, IBP), come suggerito in [26] e [27]. I risultati hanno mostrato riduzioni nelle oscillazioni della piattaforma, con dei peggioramenti leggeri nella

regolazione della velocità del generatore. L'approccio IBP ha mostrato invece solo effetti trascurabili nel caso di aerogeneratori galleggianti.

Riassumendo:

- il metodo *pitch-to-stall* migliora lo smorzamento e le prestazioni di potenza generata al costo di una spinta maggiore sul rotore e oscillazioni della piattaforma
- un anello di controllo esterno retroazionato sulla velocità della torre permette di ridurre le oscillazioni nelle turbine *onshore*, ma non in quelle *offshore*
- la banda passante del controllo convenzionale PI deve essere ridotta se è applicato a un aerogeneratore galleggiante
- la variazione del *set-point* permette un miglioramento delle prestazioni
- il controllo individuale delle pale non migliora sensibilmente le performance della turbina

1.3.3 Stato dell'arte di sistemi di controllo *Model-based* basati su modelli semplificati

Il progetto di sistemi di controllo basati su un modello semplificato del sistema, permette di sviluppare in modo molto semplice controllori complessi per sistemi multi-ingresso multi-uscita (MIMO) come il sistema oggetto di questa tesi. Questo approccio può infatti essere utilizzato per lo sviluppo di schemi di controllo nello spazio di stato multi-obiettivo, e permette di minimizzare una funzione di costo. Essendo una turbina eolica galleggiante un sistema MIMO, composta da tre ingressi (gli angoli di passo di ogni pala) e svariate uscite, l'utilizzo di tali controllori è stato ampiamente studiato.

In [28], [29], [30] e [31] il controllo *model-based* è basato sul controllo periodico applicato all'angolo di passo di ciascuna delle pale individualmente. Basandosi su un modello tempo variante dipendente dall'angolo di azimuth del rotore, è stato sviluppato un controllo lineare quadratico (LQR) tramite regolazione individuale dell'angolo di passo delle pale, utilizzando il *multi blade coordinate system (MBC)*. A fronte di netti miglioramenti nella regolazione della velocità del generatore e dell'oscillazione della piattaforma ottenuti con il controllo LQR, l'implementazione con l'MBC ha portato un sensibile peggioramento del rollio della piattaforma. Un altro approccio basato su LQR è stato sviluppato, con l'aggiunta di un *disturbance accomodating control (DAC)* in [32] nel quale però si è notato che il DAC non modifica sensibilmente le performance del controllo.

In [33] è stato dapprima sviluppato un modello semplificato della turbina Hywind in cui è stata inclusa la dinamica del vento: sulla base di questo modello è stato progettato un controllo lineare quadratico con l'obiettivo di ridurre sia le oscillazioni di potenza che i movimenti della piattaforma. In questo articolo è stata inoltre effettuata un'analisi basata anche sulla fatica dei componenti, ed è stato dunque svolto un confronto tra il controllo convenzionale e il controllo LQ mirato all'usura dei componenti, e non solo ai movimenti della piattaforma. Tale confronto ha mostrato i notevoli vantaggi dell'utilizzo di un controllo lineare quadratico. Un successivo miglioramento [34] ha mostrato che l'aggiunta dei disturbi derivanti dalle onde nel modello può migliorare ulteriormente le performance del controllore, riducendo l'usura dei componenti. Un approccio leggermente diverso è stato invece utilizzato in [35], dove si è utilizzato ancora un controllo lineare quadratico ma con l'obiettivo di minimizzare una cifra di merito dipendente dalla forza di spinta agente sul rotore. L'idea è stata infatti di minimizzare tale forza, al fine di minimizzare l'usura della torre e della piattaforma. L'analisi ha mostrato che questo approccio permette una riduzione di tale fatica, al costo di un aumento notevole dell'utilizzo dell'attuatore.

In [36] e [37] è stato sviluppato un modello 2D semplificato per due diverse piattaforme offshore, la *tension-leg platform (TLP)* e la *ballast-stabilized platform (Hywind)*. Tale studio ha condotto allo sviluppo di un controllo H_∞ con l'obiettivo di minimizzare le oscillazioni di potenza generata e le oscillazioni della piattaforma. Il controllo è stato sviluppato dapprima sul modello 2D, e poi provato in un software di simulazione ad alta fedeltà: le verifiche effettuate hanno portato a validare il modello semplificato sviluppato, rendendolo così un interessante strumento per la progettazione di controllori avanzati.

In [38] è stato studiato un filtro di Kalman esteso, in grado di stimare lo stato di un modello dell'aerogeneratore comprendente la trasmissione e la turbolenza a partire da poche misure generalmente disponibili nelle turbine eoliche.

In [39] è stato infine sviluppato un controllo H_∞ *gain-scheduled* con l'obiettivo di minimizzare una funzione di costo. Tale controllo è stato applicato a una turbina eolica galleggiante con l'ipotesi di velocità del vento nota. In [40] tale studio è stato esteso considerando non noto l'angolo di azimuth del rotore, che è utilizzato nel calcolo della funzione di performance.

1.4 Motivazione e contributi del documento

Alla luce degli studi effettuati sulle diverse piattaforme offshore e dell'analisi dei carichi agenti è stato possibile evidenziare che il passaggio dalle turbine *onshore* alle turbine *offshore* ha comportato due principali problemi:

- riduzione delle prestazioni del controllo di potenza generata
- aumento della fatica, e dunque riduzione della vita utile, dei componenti

In particolare l'aumento della fatica più pronunciato si è verificato, per la piattaforma *ballast-stabilized*, nella torre. Questa tesi si propone dunque l'obiettivo di sviluppare e studiare controllori in grado di migliorare le prestazioni del controllo di velocità nella regione “*full load*” e di ridurre la fatica agente principalmente sulla torre.

Si è scelto dapprima di sviluppare un sistema di ottenuto tramite l'aggiunta di un anello di controllo al regolatore convenzionale (basato su PI). In questo modo si è valutata la possibilità di adattare i sistemi attualmente in commercio per gli aerogeneratori *onshore* alle turbine *offshore*.

Si è poi svolto uno studio sui controllori sostitutivi dell'attuale PI. Tali controllori sono derivati dall'applicazione di leggi di controllo ottime, in grado cioè di minimizzare determinate funzioni di costo definite dall'utente. In tali funzioni è stato possibile introdurre gli obiettivi del controllo sopra elencati. In questa fase è stato necessario ampliare il modello dell'aerogeneratore *offshore* già presentato in letteratura, includendo la dinamica della torre oltre a quella della piattaforma e della trasmissione.

Una valutazione delle prestazioni di tali controllori è stata effettuata, basando il loro confronto sui miglioramenti ottenuti rispetto al controllore convenzionale PI. Nell'analisi sono state considerate sia grandezze statistiche, quali media e deviazione standard della potenza generata e oscillazione della piattaforma, sia indici di fatica (*Damage Equivalent Loads*) di tutti i componenti dell'aerogeneratore. Tali parametri sono stati ottenuti tramite simulazione della turbina Hywind Demo in ambiente *MATLAB Simulink*, attraverso il simulatore ad alta fedeltà FAST.

La Tesi è suddivisa in cinque capitoli. Nel Capitolo 2 sono presentati i modelli dell'aerogeneratore *offshore* galleggiante che verranno utilizzati in seguito per la taratura dei diversi controllori. Il Capitolo 3 presenta una breve analisi della fatica per una turbina eolica e l'algoritmo di calcolo dei *Damage Equivalent Loads* (indici di usura) per i vari componenti in esame. Il Capitolo 4 descrive i controllori attualmente utilizzati sul mercato per le turbine eoliche *on land* e

offshore. L'analisi verte poi sullo sviluppo dei controllori complementari e sostitutivi, che rappresentano il reale contributo di questa Tesi. Nel Capitolo 5 è stata infine effettuata l'analisi delle performance dei diversi controllori. Infine, nel Capitolo 6, sono riassunte le conclusioni della Tesi e i possibili sviluppi futuri.

Le Appendici riportano i valori dei principali parametri utilizzati in questa Tesi e una breve guida all'uso del simulatore FAST, utilizzato per ogni simulazione in questo elaborato.

Capitolo 2

Modello ed Identificazione

In questo capitolo sono illustrati i modelli che verranno utilizzati in seguito per lo sviluppo dei diversi controllori. Partendo dal modello più semplice, utilizzato per la scelta dei parametri nel controllore proporzionale integrale, si passerà poi allo sviluppo di un modello più complesso a nove variabili di stato, per il quale si è reso necessario l'utilizzo di tecniche di identificazione basate sulla risposta a scalino del sistema. Tale sistema è stato utilizzato per lo sviluppo del sistema di controllo lineare quadratico. Il modello sarà infine modificato leggermente così da rendere possibile l'applicazione del controllo ottimo H_∞ .

2.1 Dinamica generale di Turbina ad asse orizzontale

In Figura 2.1 sono evidenziati tutti i componenti base di una turbina, tra cui le pale, l'*hub*, la trasmissione lato rotore e lato generatore, il moltiplicatore di giri, il generatore, la carlinga e la torre. Il generatore può essere direttamente collegato alla rete oppure tramite un sistema di conversione di frequenza. Nel secondo caso la velocità del rotore è variabile, nel primo è fissata dalla frequenza della rete. La coppia aerodinamica induce una coppia sul rotore, che si trasferisce al generatore tramite un sistema di trasmissione, che consta di un albero detto a bassa velocità (*Low Speed Shaft*, LSS) e di uno ad alta velocità (*High Speed Shaft*, HSS). Il LSS e l'HSS sono separati da un moltiplicatore di giri. Velocità tipiche del generatore sono tra i 1000 – 1500 *rpm*, mentre, per quanto riguarda il rotore, tra i 10 *rpm* e i 20 – 40 *rpm*.

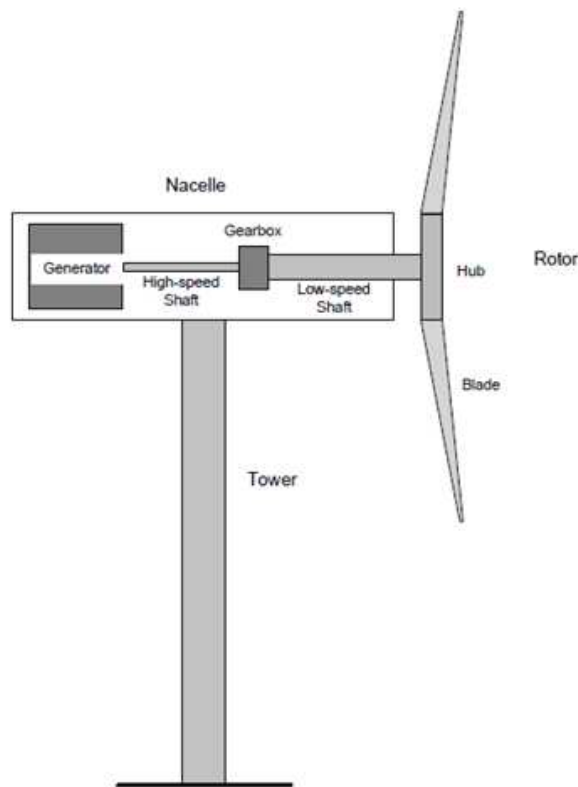


Figura 2.1 – Illustrazione di una turbina eolica e i suoi principali componenti

Una turbina eolica ha diversi gradi di libertà. In particolare sono possibili le rotazioni di: 1- generatore, 2- rotore, 3- carlinga. Altri movimenti caratteristici della turbina sono le deflessioni della torre, della trasmissione e delle pale. Esistono due classi principali di turbine: *up-wind* e *down-wind*. Nelle turbine *down-wind*, considerate in questa tesi, il vento incide prima sul rotore, e solo successivamente sulla torre. In tali aerogeneratori risulta dunque importante la rotazione Yaw (attorno all'asse z_t della Figura 2.2) della carlinga. Tale movimento consente alle turbine di direzionare il rotore esattamente controvento, guadagnando così una maggiore efficienza. Questa rotazione è però in genere molto lenta, e il suo controllore è stato ampiamente studiato in letteratura: non sarà dunque oggetto di questo progetto di tesi lo studio di tale meccanismo di rotazione. La carlinga può anche ruotare limitatamente in direzione y_t così da orientare meglio il rotore in caso di vento non perfettamente orizzontale, oppure per ridurre i carichi sull'*hub*. Infine, un altro movimento è dato dalla traslazione e rotazione della piattaforma, descritti dalla terna x_i, y_i, z_i . Il rotore può ovviamente ruotare attorno all'asse x_t , come del resto il generatore. Per quanto riguarda le deflessioni, le pale possono deflettere in direzione *edge-wise* oppure *flap-wise*, come mostrato in Figura 2.3.

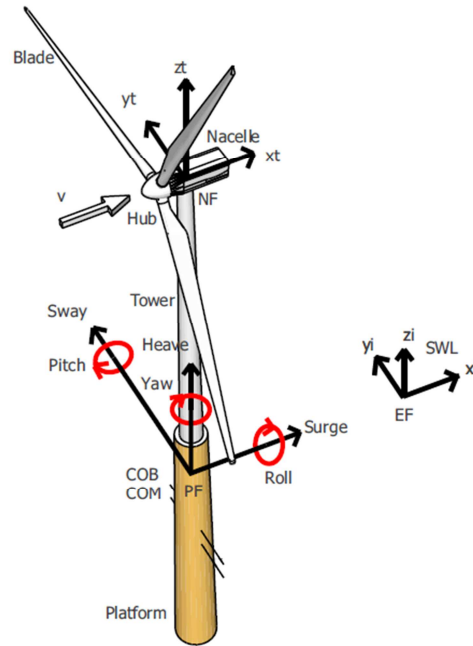


Figura 2.2 – Turbina eolica galleggiante comprendente una turbina eolica montata su una piattaforma *spar-buoy* (il sistema di ancoraggio non è qui mostrato)

La torre può avere una deflessione in direzione *fore-aft*, ovvero lungo la direzione x_i (Figura 2.4), oppure in direzione *side-side*, ovvero in direzione y_i [33]. Esiste inoltre un momento torcente della torre, in direzione z_t che viene però generalmente trascurato. La trasmissione ha un momento torcente sull'asse x_t dipendente dalla coppia aerodinamica e del generatore.

In Figura 2.2 dunque sono indicati i tre sistemi di riferimento (SdR) più importanti per la turbina. Il primo, EF (*earth fixed*), serve per identificare la rotazione e la traslazione relativa della terna PF (*platform fixed*) rispetto alla sua configurazione iniziale a riposo, che definisce la direzione degli assi del sistema EF.

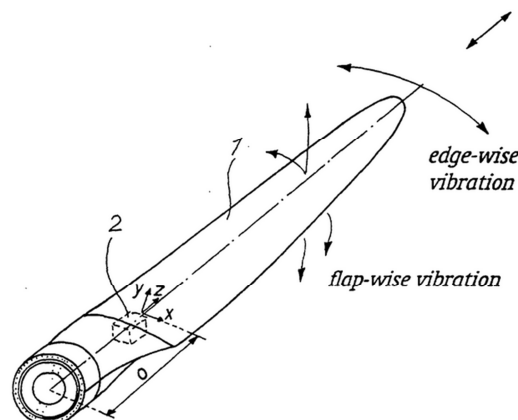


Figura 2.3 – Schema delle deflessioni di una pala in direzioni *edge-wise* e *flap-wise*

Il SdR PF è descritto dagli assi x, y, z le cui direzioni e rotazioni sono definite come in Figura 2.2. L'origine di PF è all'intersezione tra il piano al livello del

mare (*SWL-plane*, dato da x_i e y_i) e l'asse della torre. Infine, il sistema di riferimento NF (*nacelle-fixed*) indica la posizione della carlinga rispetto alla terna PF. Tale SdR è utilizzato per identificare la deflessione della torre relativa alle coordinate PF. L'origine di tale SdR è all'intersezione tra l'asse della torre e l'albero del rotore. Con COB e COM si sono indicati rispettivamente il centro di galleggiamento e il centro di massa. Le linee di ancoraggio, non rappresentate in figura, aggiungono rigidità alla struttura e hanno lo scopo di evitare che la piattaforma trasli eccessivamente.

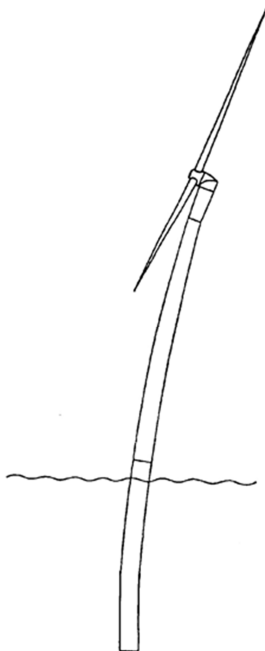


Figura 2.4 - Schema della deflessione *fore-aft* di una turbina eolica

In Figura 2.5 sono schematizzate le dinamiche in gioco e le loro interazioni in una turbina eolica galleggiante. Tale schema descrive un modello sufficiente per l'analisi e il controllo della turbina, ma è certamente insufficiente per la simulazione ad alta fedeltà degli aerogeneratori per i quali viene utilizzato un modello estremamente più complesso. La dinamica di una turbina galleggiante è suddivisa in aerodinamica, idrodinamica, dinamica della struttura e dinamica della trasmissione. Anche gli attuatori hanno una certa dinamica, che deve dunque essere considerata sia per la coppia del generatore M_g che per l'attuatore dell'angolo delle pale β . Il rotore accelererà o decelererà in base all'interazione tra la coppia indotta al generatore e quella aerodinamica al rotore, che è una funzione dell'angolo β , della velocità del generatore ω e del rotore Ω e della velocità relativa del vento v_r .

Il vento relativo che impatta sul rotore dipende dai movimenti della struttura, composta dalla torre, dalla piattaforma e dalle linee di ancoraggio. Oltre alla coppia aerodinamica M_a che fa ruotare il rotore, il vento causa una forza di

spinta F_t sul rotore che fa ruotare la struttura della turbina tramite il sistema rappresentato, in Figura 2.5, da “aerodynamics”. La velocità relativa del vento è dunque data da $v_r = v - (\dot{x} + \dot{x}_t + H\dot{\theta})$, dove v è la velocità del vento, \dot{x} è la velocità in direzione “surge” del sistema di riferimento PF rispetto al SdR EF, \dot{x}_t la velocità della carlinga rispetto alla terna PF, $\dot{\theta}$ la velocità di rotazione della piattaforma, e H è l’altezza della torre. Tale velocità relativa entra come ingresso nel blocco dell’aerodinamica, chiudendo l’anello. La struttura è però eccitata anche dalle onde, che rispondono alle leggi dell’idrodinamica.

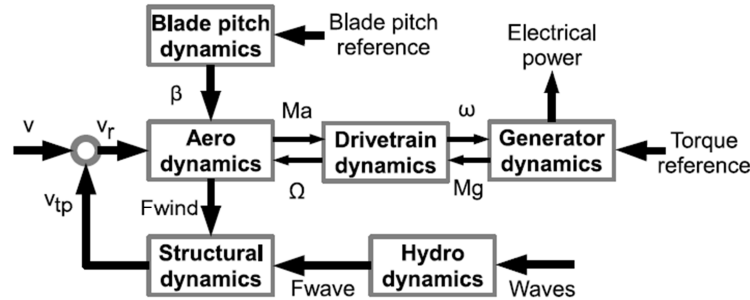


Figura 2.5 – Diagramma a blocchi della dinamica e delle interazioni in una turbina eolica galleggiante

La coppia aerodinamica e la forza di spinta, indicate come M_a e F_t , hanno un effetto non lineare sul sistema descritto da:

$$M_a = \frac{1}{2} \frac{1}{\Omega} \rho A C_p(\lambda, \beta) v_r^3 \quad (2.1)$$

$$F_a = \frac{1}{2} \rho A C_t(\lambda, \beta) v_r^2 \quad (2.2)$$

dove A è l’area spazzata del rotore, ρ è la densità dell’aria, C_p e C_t sono i coefficienti di potenza e di spinta, $\lambda = R\Omega/v_r$ è il *Tip Speed Ratio* (TSR), R è il raggio del rotore. Come è facile notare le M_a e F_t dipendono sia dal TSR, e quindi dalla velocità del rotore e dalla velocità relativa del vento, sia dall’angolo di passo delle pale β , che può cambiare l’impatto che il vento ha sul rotore. La potenza generata è data da:

$$P_e = \omega M_g \quad (2.3)$$

Per quanto riguarda l’idrodinamica invece nei modelli a seguire non verrà considerato l’impatto delle onde sulla struttura, ma verrà considerato il contributo idrostatico di galleggiamento, per semplicità di realizzazione del modello.

Verranno ora proposti i diversi modelli della trasmissione e della torre (ove prevista) sviluppati per i controllori che saranno utilizzati nei capitoli seguenti.

2.2 Modello utilizzato nel progetto del regolatore convenzionale

Per il progetto del controllore proporzionale integrale è usato un modello a un solo grado di libertà della turbina [41], come mostrato in Figura 2.6.

Nessuna flessibilità (né della torre né della trasmissione) è stata dunque considerata. Dato che l'obiettivo del sistema di controllo, come si vedrà, è di mantenere la velocità del generatore costante, il grado di libertà considerato in tale modello è la rotazione del rotore. In questo caso infatti, non considerando la torsione della trasmissione, Ω e ω sono direttamente proporzionali tra loro e legati dalla equazione:

$$\Omega = \frac{\omega}{N}$$

dove con N si è indicato il rapporto di trasmissione del moltiplicatore di giri, nel caso in esame pari a 97. L'equazione del modello sarà data da un semplice equilibrio dei momenti all'asse del rotore:

$$M_a - NM_g = (I_r + N^2 I_g) \frac{d}{dt} (\Omega_0 + \Delta\Omega) = \Delta\dot{\Omega} \quad (2.4)$$

dove con $\Delta\Omega$ e si è indicata la differenza della velocità del rotore rispetto al suo valore nominale Ω_0 e con $\Delta\dot{\Omega}$ la sua derivata nel tempo.

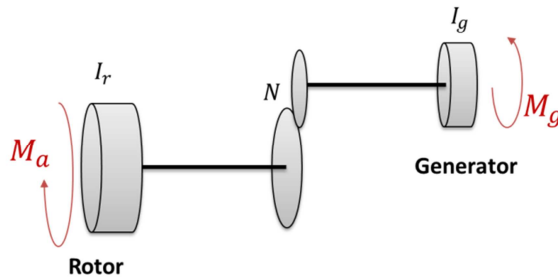


Figura 2.6 – Diagramma della trasmissione modellizzata come sistema a un grado di libertà.

Come verrà mostrato nel Capitolo 4, la coppia indotta al generatore sarà imposta costante. La coppia aerodinamica è ricavata dall'equazione (2.3) valutata nell'intorno di un equilibrio:

$$M_a(\beta) = \frac{P(\beta, \Omega_0)}{\Omega_0}$$

Effettuando lo sviluppo di Taylor troncato al primo ordine è possibile sviluppare la coppia aerodinamica come:

$$M_a \approx \frac{P_0}{\Omega_0} + \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) \Delta\beta \quad (2.5)$$

Sostituendo la (2.5) nella (2.4) e definendo $\dot{\varphi} = \Delta\Omega$ sarà possibile ottenere un sistema lineare alle differenze:

$$(I_r + N^2 I_g) \ddot{\varphi} = \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) \Delta\beta \quad (2.6)$$

Dall'equazione (2.6) sarà possibile sviluppare il controllore PI sostituendo la legge di controllo a $\Delta\beta$.

2.3 Modello utilizzato per il progetto di sistemi di controllo avanzati

Il modello utilizzato per lo sviluppo del controllore lineare quadratico è molto più complesso di quello usato per il PI. In tale modello è stato infatti necessario includere la dinamica della struttura, composta sia dalla torre che dalla piattaforma. La trasmissione inoltre è stata considerata flessibile, e dunque due nuovi gradi di libertà sono stati aggiunti. Anche il modello dell'attuatore è stato incluso nel modello per garantire, nel progetto, una conoscenza più approfondita del sistema complessivo. Infine, il modello del vento è stato aggiunto alle equazioni del sistema, così da garantire una migliore attenuazione del disturbo sugli stati di interesse. La complessità di questo modello servirà nello sviluppo del controllore: avendo infatti a disposizione diversi stati sarà possibile ottenere leggi di controllo in grado di minimizzare i movimenti desiderati.

2.3.1 Trasmissione

La trasmissione è stata modellizzata come due masse connesse da una molla e da un moltiplicatore di giri, dove sia il lato HSS che quello LSS sono soggetti a frizione, come mostrato in Figura 2.7.

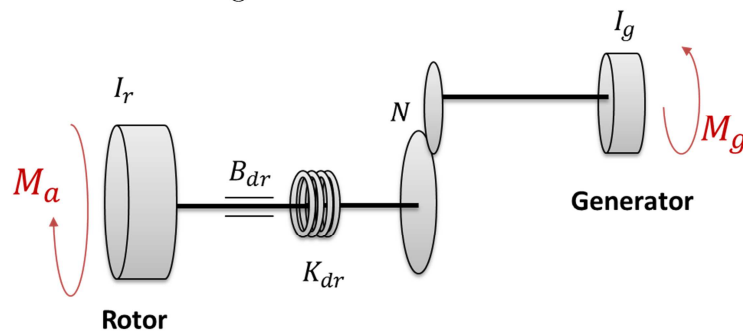


Figura 2.7 – Diagramma della trasmissione modellizzata come un sistema a due masse rotanti connesse da una molla e smorzatore.

La Figura 2.7 rappresenta l'inerzia del rotore I_r , che comprende le pale, l'*hub*, e l'inerzia dell'albero al lato LSS. L'inerzia I_g modella invece il solo albero del generatore. La rigidezza K_{dr} rappresenta la costante elastica della torsione dell'albero, B_{dr} rappresenta il suo smorzamento. N è invece il rapporto di trasmissione tra l'HSS e il LSS. Questo approccio permette di modellizzare la torsione del rotore indotta dalla coppia aerodinamica M_a al lato rotore e dalla coppia elettrica indotta al lato generatore.

Applicando un equilibrio ai momenti al rotore è dunque possibile ricavare l'equazione:

$$I_r \dot{\Omega} = M_a - M_{shaft} \quad (2.7)$$

dove con M_{shaft} si è indicata la coppia indotta dalla torsione, che è descritta dall'equazione:

$$M_{shaft} = K_{dr} \phi + N_{dr} \dot{\phi} \quad (2.8)$$

dove ϕ e $\dot{\phi}$ rappresentano rispettivamente la torsione del rotore e la sua derivata.

Tramite l'equilibrio dei momenti al generatore è possibile ricavare la seguente espressione:

$$N^2 I_g \frac{\dot{\omega}}{N} = M_{shaft} - M_g N \quad (2.9)$$

Sostituendo l'equazione (2.8) nelle (2.7) e (2.9) e definendo:

$$\dot{\phi} = \Omega - \frac{\omega}{N}$$

è possibile ricavare il sistema nella forma:

$$\begin{cases} \dot{\Omega} = -\frac{B_{dr}}{I_r} \Omega + \frac{B_{dr}}{N I_g} \omega - \frac{K_{dr}}{I_r} \phi + \frac{1}{I_r} M_a \\ \dot{\phi} = \Omega - \frac{1}{N} \omega \\ \dot{\omega} = \frac{B_{dr}}{N I_g} \Omega - \frac{B_{dr}}{N^2 I_g} \omega + \frac{K_{dr}}{N I_g} \phi + \frac{1}{I_g} M_g \end{cases} \quad (2.10)$$

Considerando la (2.1) è evidente che l'equazione (2.10) è non lineare a causa della presenza di M_a . È però possibile linearizzare nell'intorno di un equilibrio la coppia aerodinamica, secondo l'equazione:

$$M_a(\beta, \lambda) \approx M_{a0} + \frac{\partial M_a}{\partial \Omega} \delta \Omega + \frac{\partial M_a}{\partial \dot{\gamma}} \delta \dot{\gamma} + \frac{\partial M_a}{\partial \beta} \delta \beta + \frac{\partial M_a}{\partial V_t} \delta V_t \quad (2.11)$$

e linearizzare così l'equazione (2.10) sostituendovi tale coppia:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\Omega} = \left(-\frac{B_{dr} + \frac{\partial M_a}{\partial \Omega}}{I_r} \right) \Omega + \frac{B_{dr}}{NI_g} \omega - \frac{K_{dr}}{I_r} \phi + \frac{1}{I_r} \left(\frac{\partial M_a}{\partial \dot{\gamma}} \dot{\gamma} + \frac{\partial M_a}{\partial \beta} \beta + \frac{\partial M_a}{\partial V_t} V_t \right) \\ \dot{\phi} = \Omega - \frac{1}{N} \omega \\ \dot{\omega} = \frac{B_{dr}}{NI_g} \Omega - \frac{B_{dr}}{N^2 I_g} \omega + \frac{K_{dr}}{NI_g} \phi + \frac{1}{I_g} M_g \end{array} \right. \quad (2.12)$$

2.3.2 Torre e Piattaforma

Per quanto riguarda la struttura sono state considerate la rotazione della torre e della piattaforma intorno al livello del mare in quiete, come mostrato in Figura 2.8.

Le rotazioni della torre e della piattaforma sono rappresentate da due sistemi del secondo ordine, che comprendono una massa allocata nei rispettivi baricentri. Tali sistemi sono poi connessi tramite una molla e uno smorzatore. La massa della torre M_t è in verità pari alla somma della massa delle pale, dell'*hub*, della carlinga e della torre. La sua deflessione, così come la rotazione della piattaforma, è indicata rispetto alla posizione verticale di riposo dell'aerogeneratore nel sistema di riferimento PF. Il sistema è affetto dall'aerodinamica e dall'idrodinamica, che dovranno dunque essere considerati nei modelli.

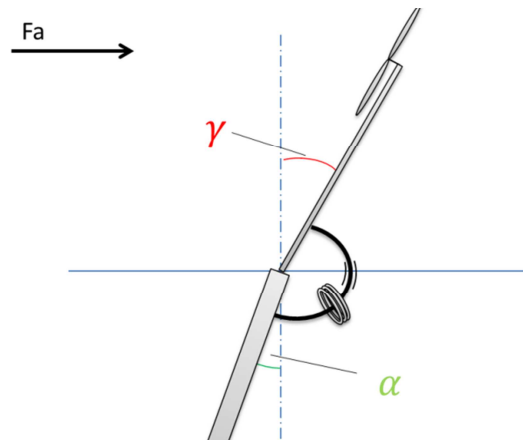


Figura 2.8 – Gradi di libertà della torre e della piattaforma.

Nel modello la traslazione della piattaforma è stata tralasciata per semplificare l'identificazione dei parametri.

I due gradi di libertà utilizzati nel modello sono dunque γ e α che identificano rispettivamente l'angolo di rotazione della torre e l'angolo della piattaforma rispetto alla posizione verticale a riposo senza alcuna deflessione né disturbo. La scelta è consistente con l'idea di modellizzare il sistema come due corpi separati connessi da una molla e uno smorzatore. Considerato inoltre che nella fase di taratura del controllore l'obiettivo sarà la riduzione della deflessione

della torre, l'uso di tali gradi di libertà risulta particolarmente efficace in quanto permette di identificare la deflessione come $\gamma - \alpha$. Le equazioni del modello sono ricavate dalle equazioni di conservazione dei momenti rispetto all'origine O, come indicato in Figura 2.9. I due corpi sono stati separati per effettuare il bilancio dei momenti ed esplicitare così le reazioni vincolari. Sulla torre è possibile notare l'effetto che il vento ha sulla rotazione α , la forza peso data dalla massa M_t , e l'inerzia della torre stessa. Sulla piattaforma agisce, oltre alla forza peso provocata dalla massa della piattaforma M_p , anche una spinta di galleggiamento dipendente dalla densità dell'acqua ρ_w e dal volume di liquido spostato V_g dalla struttura.

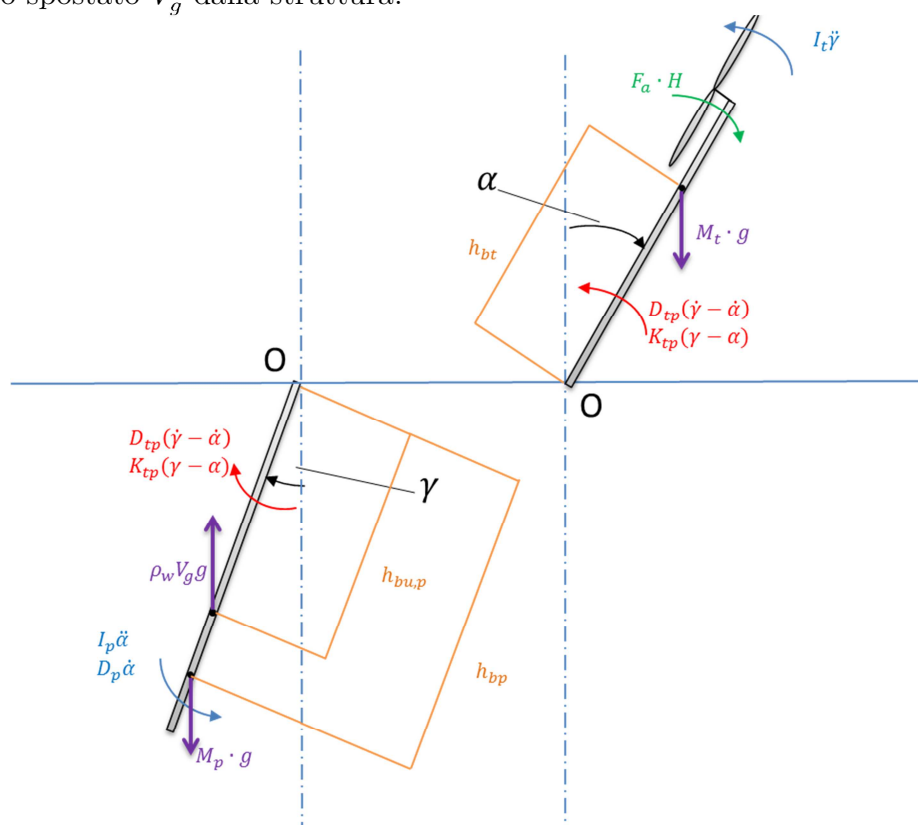


Figura 2.9 – Diagramma delle forze e dei momenti agenti sulla torre e sulla piattaforma. In rosso sono state indicate le forze elastiche e di smorzamento della connessione torre-piattaforma, in viola le forze peso e di galleggiamento, in verde il momento dato dalla spinta aerodinamica alla torre, in blu le inerzie e le forze di smorzamento date dall'interazione con l'aria e l'acqua.

Anche sulla piattaforma è agente un momento di inerzia, cui però va a sommarsi un contributo di smorzamento aggiunto dovuto all'interazione tra la piattaforma e l'acqua. Si noti che per la torre il corrispondente contributo di interazione con l'aria è irrilevante ai fini della tesi, ed è stato dunque tralasciato. Le distanze h_{bt} , h_{bp} e $h_{bu,p}$ rappresentano rispettivamente la distanza dei baricentri della torre e della piattaforma dal punto O, e la

distanza del punto di applicazione della spinta di galleggiamento applicata sulla piattaforma dallo stesso punto O. H è invece l'altezza totale della torre, che corrisponde al punto di applicazione della forza di spinta aerodinamica (al centro del rotore).

Infine, D_{tp} e K_{tp} rappresentano le costanti di smorzamento e di elasticità della connessione torre-piattaforma. L'equilibrio ai momenti può dunque essere scritto, come indicato nella:

$$\begin{cases} I_t \ddot{\gamma} = M_t g h_{bt} \sin(\gamma) + F_a H - D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) - K_{tp}(\gamma - \alpha) \\ I_p \ddot{\alpha} + D_p \dot{\alpha} = \rho_w V_g g h_{bu,p} \sin(\alpha) - M_p g h_{bp} \sin(\alpha) + D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + K_{tp}(\gamma - \alpha) \end{cases} \quad (2.13)$$

La funzione $F_a(\beta, \lambda)$ viene quindi linearizzata come segue:

$$F_a(\beta, \lambda) \approx F_{a0} + \frac{\partial F_a}{\partial \Omega} \delta \Omega + \frac{\partial F_a}{\partial \dot{\gamma}} \delta \dot{\gamma} + \frac{\partial F_a}{\partial \beta} \delta \beta + \frac{\partial F_a}{\partial V_t} \delta V_t \quad (2.14)$$

rispetto alle variabili che rappresentano i gradi di libertà già presentati, e rispetto agli stati β e v_t che saranno presentati in seguito. Approssimando $\sin(\theta) \approx \theta$, è possibile riscrivere la (2.13) come:

$$\begin{cases} I_t \ddot{\gamma} + D_t \dot{\gamma} + K_t \gamma = \frac{\partial F_a}{\partial \Omega} H \delta \Omega + \frac{\partial F_a}{\partial \beta} H \delta \beta + \frac{\partial F_a}{\partial V_t} H \delta V_t - D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) - K_{tp}(\gamma - \alpha) \\ I_p \ddot{\alpha} + D_p \dot{\alpha} + K_p \alpha = D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + K_{tp}(\gamma - \alpha) \end{cases} \quad (2.15)$$

dove i parametri dell'equazione (2.13) sono stati opportunamente raggruppati nei termini:

$$I_t, D_t, K_t, I_p, D_p, K_p, D_{tp}, K_{tp}$$

2.3.3 Attuatore e Vento

Nel sistema è stato inserito anche il modello dell'attuatore, rappresentato da un semplice filtro passa basso. Definendo con β_c il valore di riferimento in ingresso all'attuatore e con β il valore che realmente assume l'angolo di passo delle pale, l'equazione è data da:

$$\dot{\beta} = \frac{1}{\tau_\beta} (\beta_c - \beta) \quad (2.16)$$

dove τ_β rappresenta la costante di tempo dell'attuatore.

Infine si è aggiunto un modello in grado di descrivere la turbolenza del vento. Quest'ultimo infatti costituisce il principale segnale esogeno che influenza il comportamento e la potenza prodotta dagli aerogeneratori: modellizzando il suo andamento sarà possibile effettuare un controllo migliore e più reattivo. In letteratura si è soliti suddividere la velocità eolica in due componenti, una stazionaria v_m e l'altra turbolenta v_t , ovvero ad alta frequenza. Quest'ultima componente è in genere ciò che si cerca di reiettare in misura maggiore. Da un

punto di vista di produzione dell'energia, infatti, mentre le variazioni "lente" della velocità del generatore (cioè quelle generate dalla componente stazionaria della velocità eolica v_m) possono essere tollerate dal gestore della rete, le variazioni in alta frequenza (cioè quelle dovute alla componente turbolenta v_t) sono in genere evitate, in quanto comportano fluttuazioni di potenza e dunque una peggiore qualità dell'energia. La componente turbolenta inoltre ha una maggiore influenza sulla struttura, e in particolare sulla fatica degli elementi che compongono la turbina. Si rende dunque necessaria una modellizzazione adeguata di tale componente in un'ottica di minimizzazione della fatica della torre. Nella rappresentazione che considereremo la componente stazionaria è considerata costante e pari al suo valore di equilibrio, come spesso ipotizzato in letteratura, mentre ciò che varierà nel tempo sarà la componente turbolenta, modellizzata da un sistema dinamico del primo ordine che cercherà di replicare le proprietà armoniche dello spettro di Kaimal [38]. Tale spettro è definito dall'equazione (2.17) e rappresenta il contributo energetico dei vortici in funzione della frequenza:

$$S_k(f) = \sigma_k^2 \frac{4 \left(\frac{L_{1k}}{U} \right)}{\left(1 + 6f \frac{L_{1k}}{U} \right)^{\frac{5}{3}}} \quad (2.17)$$

Nell'equazione (2.17) L_{1k} rappresenta la lunghezza della turbolenza in direzione k , e σ_k^2 è la densità spettrale di potenza delle fluttuazioni della velocità. Un altro parametro importante è l'intensità della turbolenza I_t , definita come $I_t = \sigma_k/v_m$.

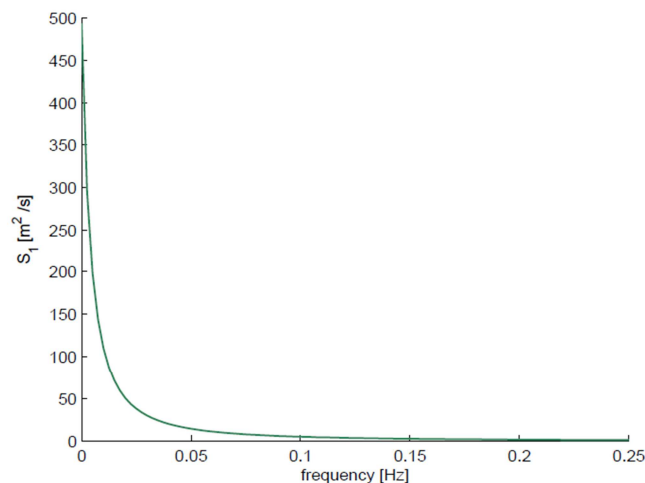


Figura 2.10 – Esempio di spettro di Kaimal per $v_m = 14$ m/s in direzione orizzontale.

Tale spettro è stato preferito in alternativa allo spettro di Von Karman, in quanto secondo lo studio effettuato in [42] quest'ultimo garantisce una migliore

descrizione della turbolenza nei tunnel, mentre lo spettro di Kaimal si adatta meglio alle osservazioni empiriche delle turbolenze atmosferiche.

Il modello dinamico del primo ordine che rappresenta lo scostamento dal valore medio è dato dall'equazione (2.18), dove è possibile notare che la dinamica della turbolenza dipende comunque dal suo valore medio tramite la costante $a(v_m)$:

$$\dot{v}_t = -a(v_m)v_t + n \quad (2.18)$$

dove n è un rumore bianco gaussiano a media nulla. I parametri $a(v_m)$ e la varianza del rumore bianco sono dati da:

$$\begin{aligned} a(v_m) &= \frac{\pi v_m}{2L_x} \\ V_{11}(v_m) &= \frac{\pi v_m^3 t_i^2}{L_x} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Tali valori sono stati calcolati imponendo la stessa frequenza di picco e varianza tra il sistema dinamico dell'equazione (2.18) e lo spettro di Kaimal dell'equazione (2.17), come indicato in [38]. In Figura 2.11 è mostrato un esempio di vento generato tramite lo spettro di Kaimal.

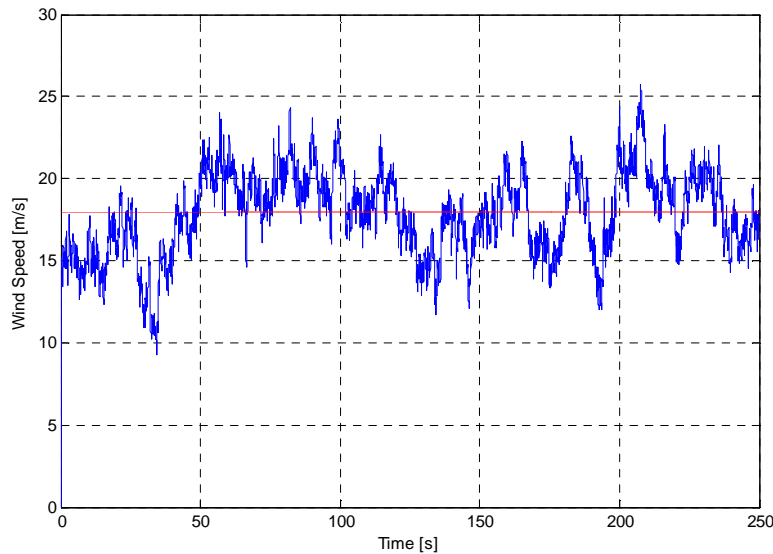


Figura 2.11 – Rappresentazione temporale della velocità del vento generata con lo spettro di Kaimal, in cui in rosso è indicato il valore medio di 18 m/s.

2.3.4 Parametri noti

I parametri della trasmissione sono facilmente reperibili in [12], e non saranno quindi qui spiegati.

Come costante di tempo per l'attuatore è stato utilizzato un valore ragionevole di $\tau_\beta = 0.2$ secondi, ricavato grazie al confronto con diversi tipi di turbine con

caratteristiche simili a quella in esame. Gli unici parametri non direttamente noti sono le derivate della coppia e spinta aerodinamica rispetto ai vari gradi di libertà. Considerando le equazioni (2.1) e (2.2), è facile notare come le loro derivate parziali presentate nelle equazioni (2.11) e (2.14) siano in sostanza dipendenti solo da poche proprietà geometriche della turbina (facilmente reperibili in [12]) e dalle derivate dei coefficienti C_p e C_t rispetto all'angolo di passo delle pale β e al Tip Speed Ratio λ . Tali derivate devono però essere calcolate, in quanto non sono tabulate in nessun *report*. Per la turbina in esame però i coefficienti sono stati mappati rispetto a β e λ e sono accessibili liberamente. È quindi possibile calcolare le derivate parziali calcolando la derivata in modo numerico.

I calcoli saranno svolti considerando il sistema all'equilibrio quando $\beta_{eq} = 14.92 \text{ deg}$, $v_m = 18 \text{ m/s}$ e $\Omega_0 = 12.1 \text{ rpm}$. Per i valori precedentemente individuati si calcola così il valore dei coefficienti di potenza $C_{p,eq}$ e di spinta $C_{t,eq}$ all'equilibrio. A titolo di esempio si mostra il calcolo della derivata parziale $\frac{\partial C_p}{\partial \beta}$, nel quale si è valutato il valore di C_p con $\beta' = \{15.02 \text{ deg}, 14.82 \text{ deg}\}$ e si sono poi calcolate le due derivate utilizzando l'equazione:

$$\frac{\partial C_p}{\partial \beta} = \frac{C_p(\beta_{eq}, \lambda_{eq}) - C_p(\beta', \lambda_{eq})}{\beta_{eq} - \beta'}$$

mediando i due risultati. Lo stesso approccio è stato utilizzato per calcolare la derivata di C_p rispetto al TSR, e le derivate del coefficiente di spinta C_t rispetto a β e λ .

I parametri del vento sono invece stati impostati seguendo lo studio di Kristensen e Jensen in [43] e usando come velocità media del vento $v_m = 18 \text{ m/s}$. In generale sono stati scelti secondo il modello normale di turbolenza (*Normal Turbulence Model*, NTM). L'intensità di turbolenza I_t è stata dunque impostata a 14.92% con una lunghezza caratteristica della turbolenza in direzione x di $L_x = 340 \text{ m}$, mentre $\sigma_v = I_t(0.75 v_m + 5.6)$. Come velocità media è stata considerata $v_m = 18 \text{ m/s}$.

2.3.5 Parametri da Identificare

I parametri presenti nell'equazione (2.15) che non sono stati definiti nel paragrafo precedente non sono invece reperibili dalla letteratura, dato che il modello sviluppato per la torre e la piattaforma è semplificato rispetto a quello descritto in [13]. Bisogna dunque sviluppare una procedura di identificazione di tali parametri. Come suggerito in [44] è stato applicato il metodo della risposta

a scalino, partendo dalle risposte simulate con il codice FAST. Tramite questo codice è stata effettuata una simulazione ad anello aperto (per quanto riguarda il controllo di pitch) di 500 secondi, con velocità del vento costante pari a 18 m/s (valore di equilibrio) e l'angolo delle pale che segue uno scalino da 14.92 deg a 15.2 deg . In questo modo è stata data una variazione all'equilibrio mantenendo però le condizioni operative sempre in Regione 3, evitando così di variare la coppia indotta al generatore (il controllo di coppia è rimasto attivo durante la simulazione). È importante evidenziare che la risposta allo scalino è stata ottenuta mantenendo bloccata la traslazione della piattaforma, coerentemente con i gradi di libertà considerati nel modello semplificato. In questo modo infatti è stato possibile evitare di considerare gli effetti di accoppiamento tra la traslazione della piattaforma e le rotazioni γ e α , date principalmente dalla presenza delle linee di ancoraggio, che in questo progetto di tesi non sono state considerate.

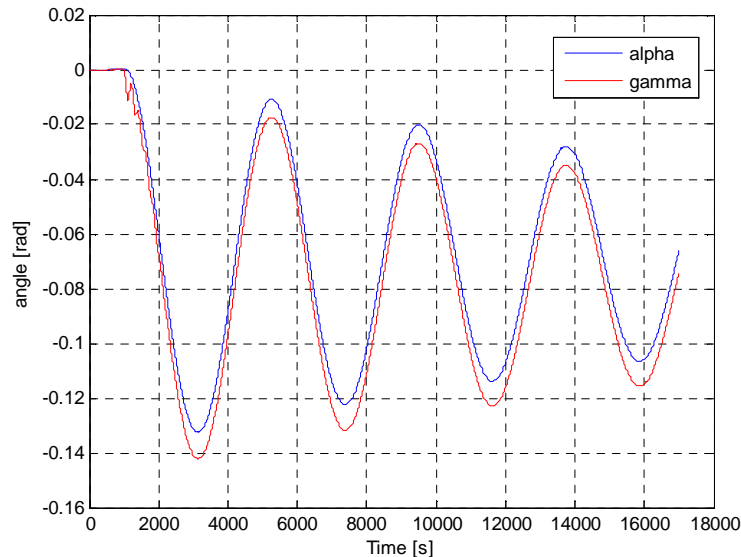


Figura 2.12 – Risposta a scalino delle rotazioni γ e α

Tramite FAST sono state ottenute le evoluzioni delle variabili di uscita di interesse, ovvero la deflessione (chiamata in FAST: *TTD_{spFA}*) in direzione *fore-aft* che equivale a $\gamma - \alpha$, e l'angolo della piattaforma (chiamata in FAST: *Pt_{fmPitch}*) che corrisponde a α . Dalla Figura 2.12, in cui sono mostrate le risposte a scalino degli angoli α e γ , è possibile notare che la deflessione aumenta principalmente lungo i picchi delle oscillazioni della struttura, come prevedibile.

Per avviare la procedura di identificazione è stato riportato in *Simulink* il sistema descritto dalle equazioni (2.15) e si è utilizzato il “*Control and Estimation Tool Manager*”. Dando in ingresso la serie temporale dell'angolo di

passo delle pale β e gli angoli della piattaforma e della torre, è stato possibile identificare i parametri mancanti indicati nella (2.20) che permettono un buon *matching* tra le risposte lineari e quelle simulate con FAST.

$$\{I_t, D_t, K_t; I_p, D_p, K_p; D_{tp}, K_{tp}\} \quad (2.20)$$

È importante sottolineare che per ottenere una valida procedura di stima si è reso necessario un calcolo grossolano dei parametri sopra indicati, effettuati a partire dai valori ricavati in [13] delle masse, degli smorzamenti e delle costanti elastiche equivalenti agenti sul sistema, usati come valori iniziali di stima per i parametri della (2.20).

2.3.6 Validazione del modello

Per validare il modello è stato considerato infine l'accoppiamento tra il sistema della trasmissione e il sistema della struttura. È stato dunque implementato in *MATLAB Simulink* un sistema lineare che realizzasse le equazioni (2.12) e (2.15) utilizzando i parametri calcolati e stimati. Il confronto è stato effettuato valutando la risposta ad anello aperto del sistema lineare e la risposta generata con FAST. In ingresso ai due sistemi sono state date delle variazioni casuali a scalino e rampa del vento e degli angoli di pitch delle pale, come mostrato in Figura 2.13. In questo modo è stato possibile valutare il comportamento dei due sistemi quando entrambi gli input sono eccitati.

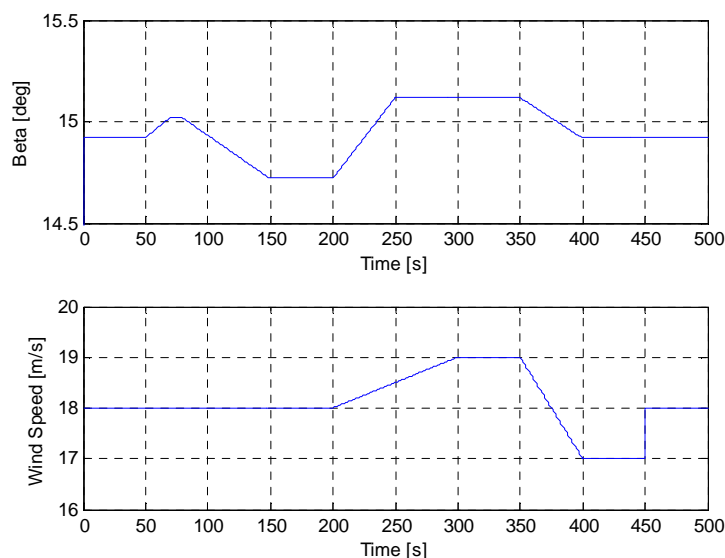


Figura 2.13 – Ingressi casuali dati al sistema lineare e a FAST. Per i primi 200 secondi si è preferito non dare alcuna variazione al vento per evitare di sovraeccitare la turbina e provarne così l'instabilità

Le risposte generate dai due sistemi sono state valutate considerando come uscite di interesse la velocità del generatore ω , la rotazione della piattaforma α

e della torre γ . Dalla Figura 2.14 è possibile notare che la velocità del generatore ottenuta con il modello lineare è pressochè identica a quella ottenuta con FAST. Le rotazioni della piattaforma e della torre sono invece leggermente diverse, ma comunque più che accettabili ai fini del controllo. Tale errore potrebbe essere dovuto agli accoppiamenti tra i modi di vibrare della torre in direzione *fore-aft* e *side-side*. Bisogna infatti considerare che, durante la risposta allo scalino entrambi i movimenti sono attivi, mentre nel modello non è presente alcuna equazione che descriva i movimenti in direzione *side-side*. Durante il processo di identificazione dunque, nei parametri stimati entrano in gioco anche le dinamiche dei movimenti non considerati nel modello che possono portare a una stima non perfetta dei parametri.

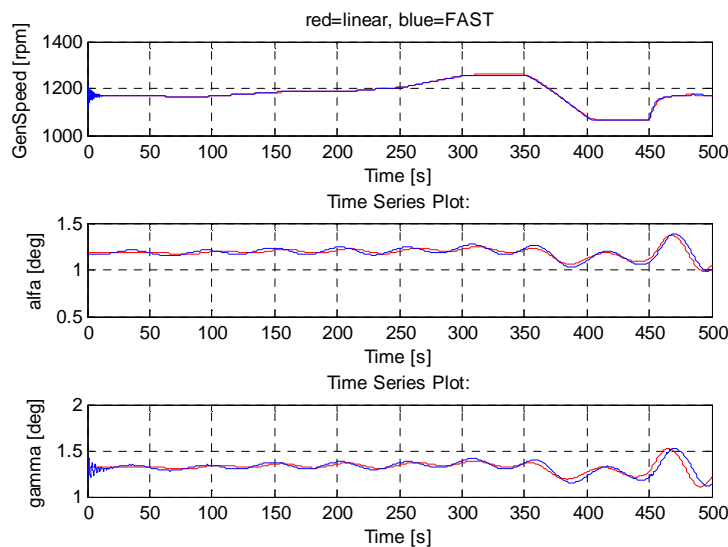


Figura 2.14 – Risposte delle uscite di interesse agli ingressi di Figura 2.13

2.3.7 Modello in spazio di stato

Il modello può ora essere rappresentato in forma di spazio di stato, dato che tutti i parametri sono noti. Partendo dalle equazioni lineari (2.12), (2.15), (2.16) e (2.18) è possibile rappresentare in forma matriciale le relazioni tra i vari gradi di libertà. Lo stato del sistema sarà quindi dato dal vettore $\vec{x} = \{\Omega, \phi, \omega, \alpha, \gamma, \dot{\alpha}, \dot{\gamma}, \beta, v_t\}^T$. Si può notare che per la struttura, essendo un sistema del secondo ordine, è necessario introdurre due stati $\{\dot{\alpha}, \dot{\gamma}\}$, che rappresentano rispettivamente le velocità di rotazione della piattaforma e della torre. Il vettore degli ingressi è in realtà unidimensionale, ed è composto dall'angolo delle pale $u = \beta_c$. Le uscite, ovvero le misure, sono la velocità del generatore e lo spostamento totale della carlinga dalla posizione verticale. Considerando dunque un sistema nella forma:

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx + Du \end{cases}$$

per la turbina eolica presa in esame, le matrici A , B , C e D sono date da:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{B_{dr}}{I_r} + \frac{\partial M_a}{\partial \Omega} & -\frac{K_{dr}}{I_r} & \frac{B_{dr}}{I_r N} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial M_a}{\partial \dot{z}} H & \frac{\partial M_a}{\partial \beta} & \frac{\partial M_a}{\partial v_t} \\ 1 & 0 & -\frac{1}{N} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{B_{dr}}{I_g N} & \frac{K_{dr}}{I_g N} & -\frac{B_{dr}}{I_g N^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p - K_{tp}}{I_p} & \frac{K_{tp}}{I_p} & \frac{-D_p - D_{tp}}{I_p} & \frac{D_{tp}}{I_p} & 0 & 0 \\ \frac{\partial F_a}{\partial \Omega} H & 0 & 0 & \frac{K_{tp}}{I_t} & \frac{-K_t - K_{tp}}{I_t} & \frac{D_{tp}}{I_t} & \frac{-D_t - D_{tp}}{I_t} & \frac{\partial F_a}{\partial \beta} H & \frac{\partial F_a}{\partial v_t} H \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -a(v_m) \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} \end{bmatrix}^T \quad (2.21)$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad D = 0$$

Nell'equazione (2.21) è possibile notare come i due sistemi della trasmissione e della struttura (torre e piattaforma) siano accoppiati dai due termini $\partial M_a / \partial \dot{z}$ e $\partial F_a / \partial \Omega$.

2.3.8 Sviluppo di un modello esteso per l'applicazione di controllori H_∞

Il controllo H_∞ che sarà sviluppato in seguito necessita anch'esso di un modello nella forma di spazio di stato, ma rappresentato in maniera leggermente diversa da quello ottenuto nel precedente paragrafo. Il vento infatti, da sistema autonomo all'interno del modello, verrà esplicitamente considerato come disturbo esogeno. Non sarà dunque più incluso un modello del vento all'interno del sistema. Nel controllo H_∞ è infatti necessario distinguere chiaramente due tipi di ingresso: il primo, manipolabile, è in questo caso rappresentato da β , mentre il secondo, considerato più propriamente un disturbo, è in questo caso la componente turbolenta del vento v_t . È inoltre importante distinguere due uscite:

- uscite y , che indicano il vettore di misura del sistema in esame,
- uscite controllate z_p , che rappresentano delle uscite di *performance* utilizzate per calcolare la legge di controllo.

Vengono perciò convenzionalmente utilizzati modelli detti TITO (*Two Inputs Two Outputs*) per rappresentare i sistemi da controllare con H_∞ .

Nel caso della turbina eolica galleggiante, il cui modello è stato presentato nel precedente paragrafo, il sistema nello spazio di stato sarà descritto da:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + B_1 v_t(t) + B_2 \beta(t) \\ z_p(t) = C_1 x(t) + D_{11} v_t(t) + D_{12} \beta(t) \\ y(t) = C_2 x(t) + D_{21} v_t(t) + D_{22} \beta(t) \end{cases}$$

dove le matrici A , B_1 e B_2 sono:

$$A = \begin{pmatrix} -B_{dr} + \frac{\partial Ma}{\partial \Omega} & -\frac{K_{dr}}{I_r} & \frac{B_{dr}}{I_r N} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial Ma}{\partial \dot{z}} H & \frac{\partial Ma}{\partial \beta} \\ I_r & & & & & & & \\ 1 & 0 & -\frac{1}{N} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{B_{dr}}{I_g N} & \frac{K_{dr}}{I_g N} & -\frac{B_{dr}}{I_g N^2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-K_p - K_{tp}}{I_p} & \frac{K_{tp}}{I_p} & \frac{-D_p - D_{tp}}{I_p} & \frac{D_{tp}}{I_p} & 0 \\ \frac{\partial Fa}{\partial \Omega} H & 0 & 0 & \frac{K_{tp}}{I_t} & \frac{-K_t - K_{tp}}{I_t} & \frac{D_{tp}}{I_t} & \frac{-D_t - D_{tp}}{I_t} & \frac{\partial Fa}{\partial \beta} H \\ I_t & & & & & & & \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} \end{pmatrix} \quad (2.22)$$

$$B_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Ma}{\partial v_t} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial Fa}{\partial v_t} H & 0 \end{bmatrix}^T$$

$$B_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_\beta} \end{bmatrix}^T$$

La matrice C_2 corrisponde alla C della (2.21) e le D_{21} e D_{22} sono matrici nulle delle opportune dimensioni. Le matrici C_1 , D_{11} e D_{12} saranno specificate nel Capitolo 4: le uscite di *performance* saranno infatti scelte in base agli obiettivi di controllo desiderati.

Capitolo 3

Fatica

Una turbina eolica è soggetta a una significativa fatica meccanica nel corso della sua vita utile. Tale fatica può generare un progressivo deterioramento del materiale fino a causarne la rottura. Il rotore di un aerogeneratore arriva a compiere circa 10^8 rivoluzioni nell'arco di venti anni, che è il tempo utile caratteristico di una turbina: ad ogni rotazione si ha un completo mutamento della gravità agente sul lato rotore della trasmissione e sulle pale. Inoltre, a causa dell'interazione del rotore con il vento, i carichi sulla torre sono molto elevati e ne provocano numerosi cicli di deflessione: tali cicli andranno ad aumentare la fatica della torre, e quindi a diminuire la sua durabilità. Mentre in altri sistemi la struttura deve in particolar modo resistere ai carichi massimi agenti su di essa, nelle turbine la resistenza alla fatica dei componenti è tanto importante quanto la resistenza ai carichi massimi.

Per prevedere ed analizzare la fatica agente su una data turbina è importante considerare i diversi regimi operazionali in cui l'aerogeneratore può trovarsi. Oltre alle regioni 2 e 3 infatti, che ovviamente provocano fatica nell'aerogeneratore, anche a rotore fermo i componenti sono soggetti a carichi oscillanti che ne diminuiscono la durata della vita utile. In linea teorica anche i carichi dovuti a situazioni estreme provocano fatica, ma data la rarità di questi ultimi si tende in genere a non considerarli. Solitamente l'analisi della fatica viene svolta per un dato periodo di tempo per ogni condizione operativa e, dopo aver previsto le ore per cui la turbina sarà in ogni singola regione, si calcola la fatica totale cui l'aerogeneratore sarà soggetto nell'arco della sua vita utile.

In questo progetto di tesi viene considerata la fatica in Regione 3 e i metodi per poterla ridurre, tralasciando dunque gli altri regimi operativi. Nell'analisi delle prestazioni dei controllori progettati nel capitolo successivo saranno utilizzati principalmente i parametri detti *Damage Equivalent Load* (DEL), che rappresentano degli indici di fatica e grazie ai quali sarà possibile esprimere dei confronti e valutare quale sistema di controllo permette di minimizzare la fatica. Per calcolare i DEL esistono sostanzialmente due metodi: uno basato sull'analisi in frequenza dei carichi e il secondo basato invece sulle serie temporali.

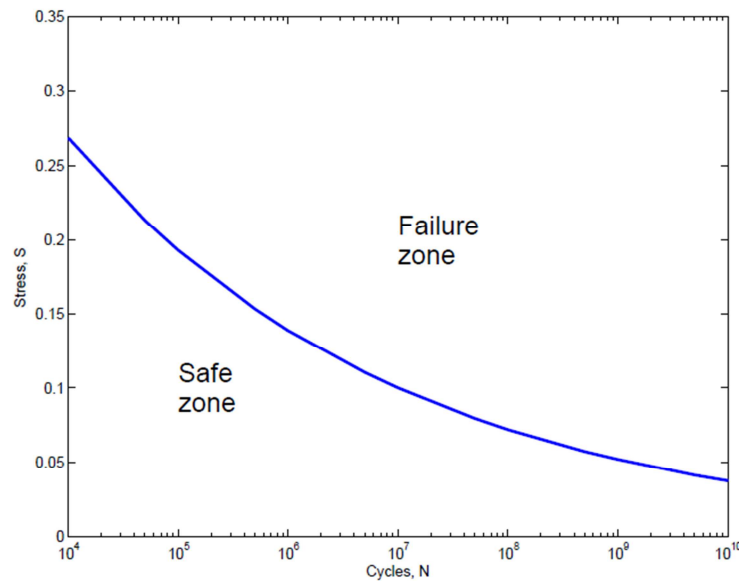


Figura 3.1 – Curva S-N di un generico materiale presentata in scala logaritmica.

Mentre il primo è più utile in fase di progettazione strutturale della turbina, il secondo viene generalmente utilizzato durante la taratura del controllore, in quanto a partire dalle simulazioni effettuate con un software ad alta fedeltà, quale è FAST, è possibile calcolare velocemente la fatica e testare diversi approcci al problema in tempi ridotti. Tale metodo si basa sull'applicazione della regola di Miner [45], presentata da Palmgreen nel 1924. Tale regola è fondata sulla linearità della fatica rispetto al numero di oscillazioni effettuate da un dato elemento. In particolare, la regola prevede che, dato uno spettro con k diverse ampiezze dei cicli di fatica A_i ($0 \leq i \leq k$), dove ad ogni ampiezza corrispondono n_i cicli, allora la fatica S sarà data da:

$$S = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} \quad (3.1)$$

dove con N_i si è rappresentato il numero massimo di cicli sostenibile per l'ampiezza k -esima del ciclo di *stress*. Tale limite è ricavabile dallo studio della curva S-N definita per ogni materiale, conosciuta anche come curva di Wöhler,

che rappresenta il livello di stress critico per un dato numero di cicli (Figura 3.1). Tale curva risponde a una legge del tipo:

$$S = K N^{-\frac{1}{k}}$$

dove con k si è indicato il coefficiente di Wöhler, che dipende dal materiale stesso e può essere calcolato tramite prove sperimentali.

Per semplificare l'applicazione dell'equazione (3.1) a segnali reali (aventi numerose ampiezze dei cicli di *stress*), si è soliti suddividere l'asse delle ampiezze dei cicli di fatica in un dato numero (k) di intervalli, detti *bin*.

Per ogni *stress-bin* verranno dunque contati il numero di cicli n_i aventi ampiezze comprese tra gli estremi dell'intervallo, tramite ad esempio l'applicazione della tecnica del “*rainflow counting*” a partire dalla storia temporale dei carichi su un componente. In sintesi il procedimento attuato è stato:

1. generazione e registrazione delle storie temporali relative ai componenti di interesse tramite simulazione in FAST,
2. calcolo del numero di cicli per ogni *stress-bin*,
3. applicazione della regola di Miner tramite la curva S-N.

3.1 Calcolo dei cicli di fatica

Come detto precedentemente, quando si svolgono delle simulazioni con venti turbolenti è necessario un post-processing dei dati, relativi ai carichi, che sono stati registrati sui componenti di interesse.

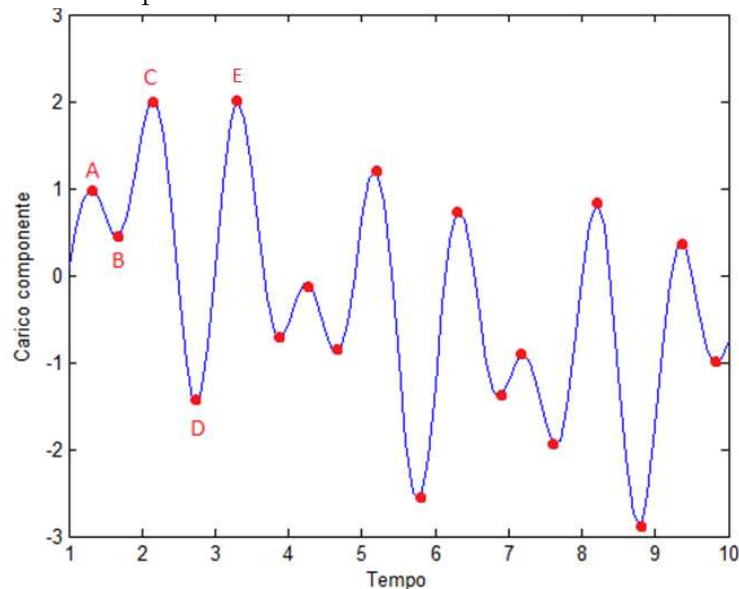


Figura 3.2 – Sequenza temporale di esempio per un carico agente su un componente. Dalla storia temporale sono stati evidenziati (in rosso) i massimi e minimi relativi. I primi quattro punti su cui verrà applicato l’algoritmo sono indicati con le lettere A, B, C e D.

Esistono sostanzialmente due metodi per effettuare tale procedura: il metodo *reservoir* e il *rainflow counting*. In questa Tesi è stato applicato il secondo approccio. L'approccio *rainflow counting* si basa su un'interpretazione grafica della sequenza temporale del carico agente sul componente di cui si vuole calcolare la fatica. In alternativa, è stato sviluppato un algoritmo che viene solitamente utilizzato nei calcolatori. In particolare, l'algoritmo utilizzato dal codice di post-processing *MCrunch* è basato su un procedimento ricorsivo. Esso consiste nei seguenti passi:

1. partendo dalla sequenza temporale del carico agente sul componente si evidenziano tutti i massimi e minimi relativi su una scala dell'ordine dei decimi di secondo per i dati in esame (si vedano i punti A, B, C, D ed E in Figura 3.2),
2. si valutano quattro estremi successivi per volta (i punti A, B, C e D nella Figura 3.2): se i due estremi intermedi (B e C) hanno ampiezze comprese tra i due estremi iniziale e finale (A e D) allora i due intermedi definiscono un ciclo di stress e la distanza tra B e C definisce l'ampiezza di tale ciclo. Se ciò non accade allora nessun ciclo di fatica è presente nel gruppo di estremi in esame, e nessun estremo viene eliminato dalla serie di punti. Se un ciclo di stress è definito, i punti intermedi devono essere cancellati dalla storia temporale,
3. si procede poi con l'analisi del gruppo successivo, in cui viene escluso il primo estremo e viene inserito l'estremo successivo (nell'esempio, dato che non è stato definito alcun ciclo di stress, il nuovo gruppo sarà composto da B, C, D ed E). Si ripete quindi il punto 2 finché sono presenti dei punti nella sequenza.

In questa maniera è possibile identificare il numero di cicli di fatica e la loro ampiezza. Dopo aver definito degli intervalli di ampiezze, sarà possibile calcolare i cicli di fatica per ogni intervallo ed applicare la regola di Miner. Tale procedura è in genere preferita al sistema grafico alternativo, proprio per la sua natura ricorsiva, adatta all'applicazione sui calcolatori.

3.2 Scelta dei carichi significativi

In questa tesi sono state scelte delle storie temporali significative per rappresentare la fatica sui diversi componenti di interesse. Tali componenti sono quelli che in generale sono maggiormente soggetti a fatica, ovvero le pale, la torre, la piattaforma e la trasmissione. Per quanto riguarda le pale sono stati considerati gli andamenti dei carichi alla loro radice, sia in direzione *edgewise* che in direzione *flapwise*. Tali *output* sono stati scelti alla radice in quanto è il

punto in cui lo sforzo sulle pale è maggiore. Per la torre invece è stato considerato il carico alla sua base, in direzione *fore-aft*. Questo è il carico di cui vogliamo ridurre la fatica e quindi il più importante in questo elaborato di tesi. La fatica della piattaforma è invece stata calcolata a partire dai carichi alla sua cima: in tale punto infatti si ha la connessione con la torre, causa di importanti sforzi. La cima inoltre è al livello del mare, dove si hanno maggiori carichi a causa della differenza dello smorzamento tra aria e acqua. Per quanto riguarda la trasmissione infine, non avendo a disposizione in FAST direttamente la storia temporale della torsione, si è utilizzato l'andamento della coppia al lato lento dell'albero (LSS). Considerando infatti che nelle simulazioni effettuate si è utilizzato un approccio a coppia costante in Regione 3, le torsioni della trasmissione si possono considerare direttamente proporzionali all'andamento della coppia in ingresso all'aerogeneratore.

L'utilizzo di tali carichi permetterà il calcolo della fatica nei componenti di interesse, e dunque il confronto tra le performance dei diversi controllori.

Per l'applicazione della regola di Miner è stato necessario valutare anche il coefficiente di Wöhler di ogni componente, che come detto dipende dal materiale utilizzato. Mentre per le pale si è considerato il vetroresina, con un $k = 10$, per la trasmissione e per la torre si è utilizzato acciaio, con un $k = 4$.

Capitolo 4

Sintesi di sistemi di controllo per turbine offshore

Le turbine eoliche sono sistemi dinamici composti da diversi sottosistemi, non lineari, soggetti a carichi indotti dalla gravità, dal vento e dagli effetti giroscopici e dalle forze centrifughe. Il caso di turbine *offshore* è ancora più complesso in quanto l'interazione della struttura con le onde induce ulteriori carichi agenti sul sistema. La progettazione del sistema di controllo deve considerare queste complessità nella fase di design. Gli obiettivi generali del sistema di controllo sono quelli di portare la turbina nello stato operativo opportuno, così da mantenere in sicurezza la turbina stessa, ottenere la massima produzione di energia e limitare la fatica dei componenti.

In una turbina eolica gli attuatori sono tipicamente di due tipi: 1- gli strumenti che permettono di variare il passo (detto anche angolo di pitch) delle pale, che possono essere idraulici o elettrici; 2- il generatore elettrico ad induzione che permette di variare la coppia resistente. Altri attuatori talvolta utilizzati riguardano i freni motore e l'attuatore per la rotazione della carlinga rispetto all'asse di imbardata. Gli ingressi controllati che verranno considerati in questa tesi sono l'angolo di passo delle pale e la coppia resistiva indotta. I sistemi di controllo agenti su queste variabili sono in letteratura generalmente disaccoppiati tra loro. Infatti, in alcune regioni operative viene utilizzato il solo controllo di coppia, mentre in altre si può scegliere di far agire solamente il controllo dell'angolo di passo delle pale, oppure utilizzare una soluzione combinata con entrambi i controllori.

Nel seguente capitolo entrambi i controllori verranno analizzati nelle loro versioni standard. Per il controllo dell'angolo di passo delle pale inoltre saranno presentate diverse alternative finalizzate al miglioramento delle prestazioni del controllo convenzionale.

4.1 Strategie di controllo per turbine eoliche

A differenza delle turbine a velocità fissa, le turbine a velocità variabile hanno il vantaggio di modulare la coppia resistiva così da adattare la velocità del generatore alle condizioni ambientali cui è sottoposta la turbina. Si possono distinguere tre regioni di operatività, dipendenti dalla velocità del generatore.

Quando il vento è al di sotto di una data soglia non è conveniente sbloccare il rotore della turbina, che viene dunque mantenuto fermo dai freni. In questa regione inoltre l'angolo di pitch delle pale è impostato nella configurazione a "bandiera". In questo caso si parla di Regione 1, oppure "*stand-by*". Il rotore sarà sbloccato quando il vento sarà sufficiente per avere una velocità del generatore di circa 400 rpm.

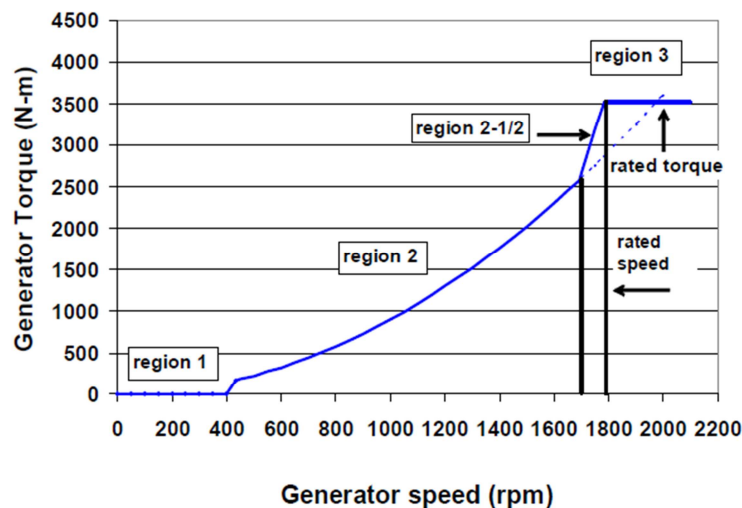


Figura 4.1 – Regioni di operatività del controllo di coppia

Dopo una fase di transizione, come descritto in Figura 4.1, si entra in regione 2, o "*partial-load*". Il vento non è ancora sufficiente per lavorare alle condizioni nominali e si sceglie dunque di modulare la coppia del generatore per mantenere il *tip speed ratio* costante ($\lambda = \Omega R / v_r$). Variando infatti tale coppia è possibile modificare la velocità del rotore in maniera adeguata per mantenere λ costante e pari al suo valore ottimale. Ricordando infatti che il coefficiente C_p è dipendente da λ e dall'angolo delle pale β (mantenuto costante in questa regione), tramite la variazione della coppia indotta è possibile mantenere il coefficiente di potenza su un valore costante, e preferibilmente massimo.

La relazione tra coppia indotta e velocità del generatore ideale è mostrata in Figura 4.1. Essa può essere ricavata partendo dall'equazione della coppia aerodinamica quando si ha massima efficienza:

$$M_a = \frac{1}{2} \frac{1}{\Omega} \rho A C_{p,max} v_r^3 \quad (4.1)$$

la quale, sostituendo $\lambda = \frac{\Omega R}{v_r}$, equivale a:

$$M_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3} \Omega^2 \quad (4.2)$$

All'equilibrio il *tip speed ratio* ottimale può essere ottenuto imponendo una coppia del generatore M_g che bilanci quella aerodinamica:

$$M_g = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3 N_{gear}^2} \omega^2 = K \omega^2 \quad (4.3)$$

dove N_{gear} rappresenta il rapporto di trasmissione dal rotore al generatore. Dalle equazioni (4.2)-(4.3) si nota che per mantenere il C_p massimo bisogna imporre una legge quadratica alla coppia indotta nel generatore. In questa regione l'angolo di pitch della pala è mantenuto costante così da avere massimo sfruttamento dell'energia eolica in ingresso.

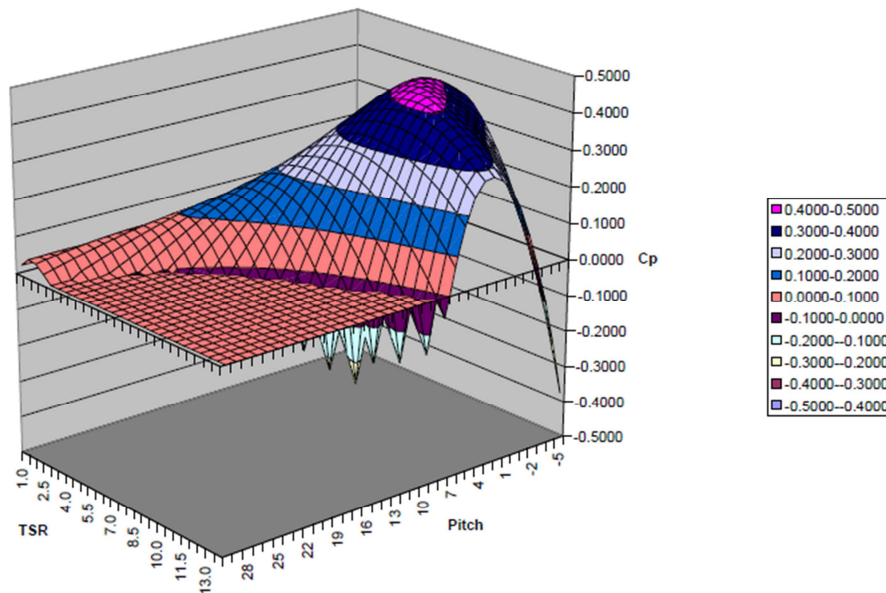


Figura 4.2 – Rappresentazione del C_p in funzione del Tip Speed Ratio (TSR) e dell'angolo delle pale β . Esiste una sola combinazione di (λ, β) per cui si ha C_p massimo.

La regione operativa caratterizzata da velocità del vento superiore al valore nominale (tipicamente di 14 m/s) viene detta regione 3, o “*full load*”. In questa regione il valore della coppia resistiva viene assegnata pari ad un valore dato, e non costituisce, di fatto, un ingresso manipolabile. In questa regione l'ingresso di controllo più importante è in genere l'angolo di pitch delle pale, con lo scopo di controllare la velocità del rotore (ed eventualmente minimizzare i carichi

sulla struttura). Per assegnare il valore della coppia resistiva possono essere applicate due diverse strategie: mantenere la potenza e la velocità di rotazione costanti o mantenere la coppia costante. Mentre si predilige un approccio a potenza costante (in cui la coppia risulta pari a P/ω , dove P è la potenza nominale e ω è la velocità del generatore) per le turbine onshore, per le turbine offshore è generalmente usato l'approccio a coppia costante, che riduce la probabilità che si verifichi il fenomeno del *negative damping* (si veda il paragrafo 4.2.1.1) [12]. È stato dunque usato in questo progetto il secondo approccio, ritenuto più robusto.

Tra le regioni di *partial load* e *full load* è presente una regione di raccordo (detta regione 2 ½) dove le due curve che controllano la coppia vengono interpolate in modo lineare.

In questa tesi ci si concentrerà unicamente sul controllo degli aerogeneratori nella regione operativa di “*full load*”.

4.2 Pitch Control per turbine a velocità variabile

Come visto, quando viene raggiunto il valore nominale della coppia resistiva, cioè in corrispondenza della zona di transizione tra le regioni operative 2 e 3, non è più possibile aumentare ulteriormente la coppia resistente che il generatore oppone alla coppia aerodinamica. Ad un ulteriore aumento della velocità del vento oltre il suo valore nominale, dunque, corrisponderebbe un aumento incondizionato della velocità del rotore, che non è però accettabile. Viene dunque attivato il controllore dell'angolo di pitch della pala, così da ridurre l'efficienza dell'aerogeneratore, e rallentare se necessario la velocità del rotore. Come già anticipato, in questa regione è possibile adottare due diverse politiche: 1- mantenere costante la coppia resistente, oppure 2- mantenere costante la potenza elettrica generata. Se il pitch controller, però, garantisce una buona regolazione della velocità attorno al suo valore nominale, le differenze tra questi approcci sono limitate.

In questo progetto di tesi sono stati sviluppati controllori basati su diversi criteri e metodi, come descritto nella Figura 4.3. Il controllore convenzionalmente utilizzato per le turbine onshore è caratterizzato da una legge proporzionale integrale (PI) opportunamente progettata. Quando questo tipo di controllore viene utilizzato per le turbine galleggianti, si ha però una perdita di prestazioni a causa della necessità di ridurre la sua banda passante. In particolare la fatica della torre della turbina ha un significativo incremento rispetto al caso di turbine fissate a terra [3].

In questa tesi sono dunque stati proposti e confrontati nuovi schemi di controllo che, considerati come semplici modifiche rispetto ai sistemi di controllo base oppure come sostitutivi di esso, hanno mostrato la possibilità di ridurre tale fatica senza alcuna modifica strutturale.

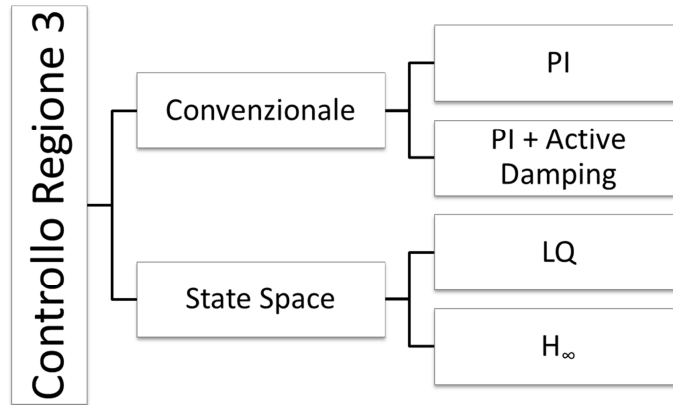


Figura 4.3 – Schema dei controllori analizzati in questo progetto. Il controllore PI è il controllo attualmente utilizzato nelle turbine eoliche offshore. I restanti sono nuovi controllori che verranno applicati nel simulatore.

In questa sezione verranno analizzati nel dettaglio i sistemi citati in Figura 4.3. È importante evidenziare che in letteratura sono presenti diverse versioni del sistema di controllo basato su PI, ed in particolare in [13] sono state definite le specifiche da rispettare nel caso di turbina eolica *offshore* di tipo *ballast-stabilized*. Inoltre, in letteratura [44], sono presenti diversi studi riguardanti l'applicazione di schemi di controllo LQ per la regolazione della velocità del generatore. In tali studi però si è solitamente scelto di limitare le oscillazioni della piattaforma, senza applicare un effettivo controllo volto alla riduzione della fatica della torre. Questo approccio è stato adattato al modello preso in esame e definito come LQ1, così da verificare l'efficacia di tale approccio in un'ottica di riduzione della fatica della torre. Il contributo di questa tesi è dato dallo sviluppo di tipologie di sistemi di controllo con obiettivi diversi da quelli comunemente perseguiti in letteratura e dai confronti ottenuti con i test effettuati sui controllori mostrati in Figura 4.3.

4.2.1 Controllo convenzionale base

In questo paragrafo verrà descritta la legge di controllo proporzionale integrale (PI) attualmente applicata al simulatore di riferimento FAST per la regolazione della velocità di una turbina onshore nella regione 3. Il controllore riceve come ingresso l'errore tra la velocità del generatore misurata e quella nominale di riferimento, ed ha come segnale di uscita il valore da dare all'attuatore dell'angolo di passo della pala, come mostrato in Figura 4.4 .

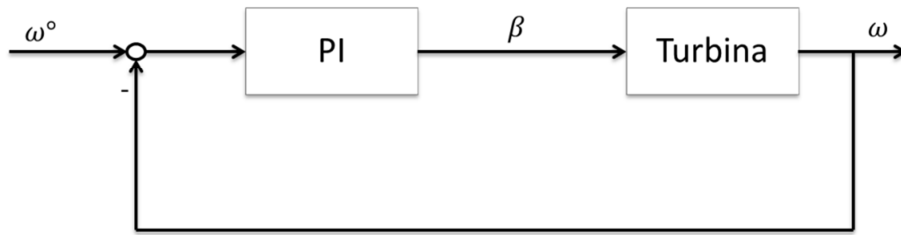


Figura 4.4 – Schema di controllo PI utilizzato in turbine Onshore.

Per la procedura di taratura viene utilizzato il modello della trasmissione rigida presentato nel Capitolo 2.2. L'equilibrio dei momenti è dato dall'equazione (4.4):

$$M_a - NM_g = (I_r + N^2 I_g) \Delta \dot{\Omega} \quad (4.4)$$

dove M_a è la coppia aerodinamica provocata dal vento, M_g è la coppia indotta nel generatore, I_r e I_g sono le inerzie lato rotore e lato generatore, N è il rapporto di trasmissione e infine Ω è la velocità del rotore. Linearizzando l'equazione (4.4) nell'intorno di un equilibrio in regione 3 è possibile ricondursi alla forma massa-molla-smorzatore forzata dall'effetto dell'angolo di pitch:

$$(I_r + N^2 I_g) \ddot{\varphi} = \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \beta} \right) \Delta \beta \quad (4.5)$$

dove $dP/d\beta$ rappresenta la derivata della potenza meccanica generata sul rotore rispetto all'angolo della pala e φ è l'angolo del rotore. Imponendo una legge proporzionale-integrale per determinare l'angolo di pitch della pala come indicato in equazione (4.6):

$$\beta = K_p N \Delta \Omega + K_I \int N \Delta \Omega dt \quad (4.6)$$

è facilmente verificabile che ci si può riportare in una forma del tipo:

$$M \ddot{\varphi} + D \dot{\varphi} + K \varphi = 0$$

dove si è in grado di variare il termine M e K . Il sistema controllato risponderà quindi come un sistema del secondo ordine con pulsazione naturale e smorzamento dati dalle equazioni (4.7) :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K}{M}} \quad \zeta = \frac{C}{2 M \omega_n} \quad (4.7)$$

variabili in base ai guadagni K_p e K_i per quanto precedentemente dimostrato. Per le turbine onshore la scelta della pulsazione naturale e dello smorzamento ricade generalmente su:

$$\omega_n = 0.6 \text{ rad/sec} \quad \zeta = 0.6 \div 0.7$$

Dati questi valori è direttamente possibile calcolare i guadagni K_p e K_i per il controllore PI. È possibile dimostrare però che la derivata $dP/d\beta$ varia sensibilmente al variare di β , della velocità del vento e della velocità del rotore

Ω . Considerando la Ω ben controllata, e dunque costante e pari al suo valore nominale, tale derivata comunque varia nel *range* di vento e angolo di pitch caratteristico della regione 3. Il controllore precedentemente analizzato dunque è da considerare accettabile solo nell'intorno del punto di equilibrio usato nella linearizzazione. Si rende pertanto necessario l'utilizzo di un approccio di tipo *gain scheduling*, tramite il quale i guadagni K_p e K_i variano in base all'attuale angolo della pala. Tramite un'analisi molto semplice è possibile determinare la funzione di correzione $GK(\beta)$ dei guadagni del controllore:

$$GK(\beta) = \frac{1}{1 + \frac{\beta}{\beta_k}} \quad (4.8)$$

dove β_k rappresenta il valore dell'angolo di pitch a cui la derivata $\partial P/\partial\beta$ raddoppia il suo valore rispetto alle condizioni nominali nella regione 3.

Oltre al controllore PI sono stati inseriti anche dei blocchi di saturazione per l'angolo di pitch, per la velocità dell'attuatore e per il ramo di integrazione (per evitare l'effetto *windup*). La misura della velocità del generatore è stata infine filtrata mediante un filtro passa-basso per mitigare le eccitazioni in alta frequenza del sistema di controllo. Lo schema base comprendente il controllo di coppia e il controllore PI per l'angolo di pitch delle pale tratto da [13] è mostrato in Figura 4.5.

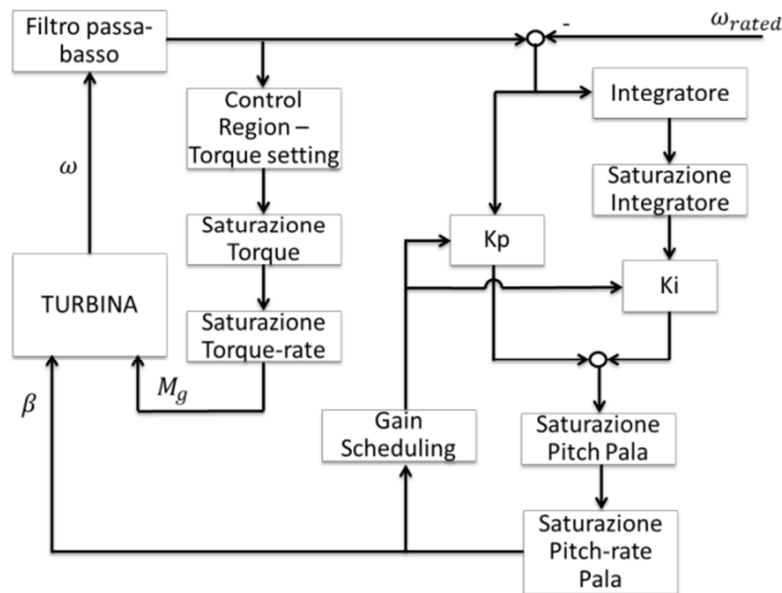


Figura 4.5 – Schema di controllo standard definito per una turbina *onshore* comprendente il controllo di coppia e dell'angolo di passo delle pale.

4.2.1.1 Controllore PI per turbine galleggianti: il negative damping

Il primo approccio per lo sviluppo di controllori per le turbine galleggianti è stato quello di utilizzare direttamente il controllore PI sviluppato per le turbine

onshore senza variare la banda passante. Tale controllore però induce una potenziale instabilità nel sistema della turbina quando inserito in sistema caratterizzato da una piattaforma galleggiante. Infatti la mancanza di vincoli che fissino la struttura a delle fondamenta comporta un abbassamento della prima frequenza naturale della struttura. Il controllore PI precedentemente descritto risulta quindi troppo veloce per la nuova struttura. Questo problema è noto in letteratura [18] come *negative damping*, che corrisponde a una riduzione dello smorzamento delle oscillazioni nelle turbine galleggianti.

Esso può essere descritto come segue. Quando la turbina si muove nella direzione del vento (Figura 4.6), la velocità del vento relativa rispetto al rotore diminuisce, e quindi il rotore rallenta. Il controllore dunque diminuisce l'angolo di pitch della pala, così da aumentare la coppia aerodinamica, e di conseguenza accelerare il rotore per portarlo alla sua velocità nominale. La diminuzione dell'angolo della pala però provoca anche una maggiore spinta sul rotore, facendo ruotare ulteriormente la turbina nella direzione del vento. Viceversa, quando la turbina ruota in direzione opposta a quella mostrata in Figura 4.6, si ha una diminuzione della spinta che il vento applica sul rotore. L'applicazione di questo tipo di controllore comporta quindi l'insorgere di comportamenti oscillatori indesiderati. La soluzione presentata in [24] consiste nel ridurre la banda passante del controllore PI. La pulsazione di taglio del sistema dell'equazione (4.5) è dunque ridotta a 0.2 rad/sec, al di sotto della prima frequenza propria della piattaforma (0.21 rad/sec), garantendo così migliore robustezza.

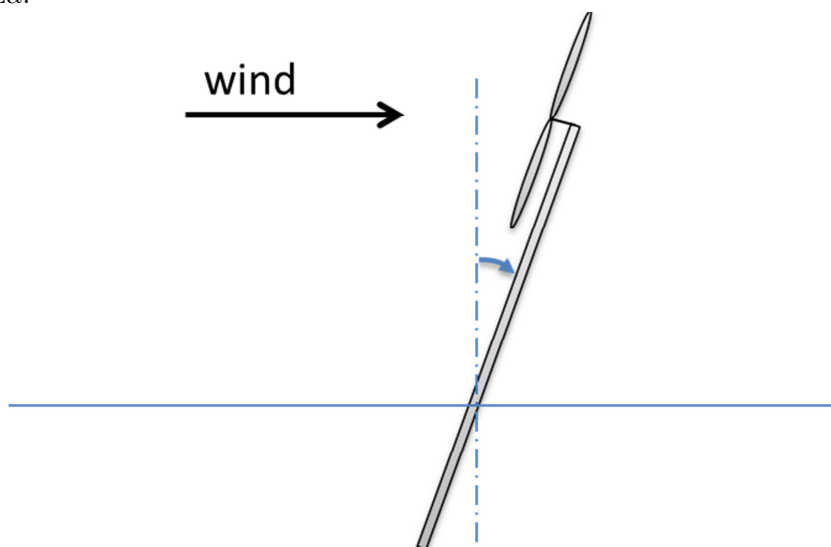


Figura 4.6 – Turbina galleggiante in oscillazione nella direzione del vento

Si noti inoltre che, mentre per le turbine onshore è possibile sfruttare la presenza delle tre pale comandandole indipendentemente, per le turbine

galleggianti ciò non è conveniente. L'assenza di fondamenta (e quindi di vincoli) causerebbe infatti un aumento del movimento di rollio della piattaforma, e quindi una maggiore fatica rispetto al controllo collettivo dell'angolo della pala.

4.2.2 Controllo PI con *Active Damping*

Alcuni controllori industriali per le turbine onshore utilizzano, in aggiunta al controllore PI sopra menzionato, un altro anello di controllo dipendente dalla velocità della cima della torre [46]. È infatti possibile considerare un semplice modello lineare per il movimento della torre forzato dall'effetto dell'angolo della pala come indicato in equazione (4.9):

$$M_t \Delta \ddot{x} + C_t \Delta \dot{x} + K_t \Delta x = F \beta \quad (4.9)$$

dove con Δx , $\Delta \dot{x}$ e $\Delta \ddot{x}$ si sono indicate la deflessione della torre e le sue derivate. Aggiungendo alla legge di controllo proporzionale-integrale per β un effetto dipendente da $\Delta \dot{x}$, come mostrato in equazione (4.10)

$$\beta = G \Delta \dot{x} + \beta_{PID} \quad (4.10)$$

è possibile modificare il valore dello smorzamento C_t dell'equazione (4.9).

Considerando ora il modello della struttura presentato nel Capitolo 2.3 nell'equazione (2.15), in cui la torre e la piattaforma sono stati modellizzati come due corpi rigidi connessi da una molla e uno smorzatore, è stato possibile estendere tale ragionamento al caso con turbine galleggianti.

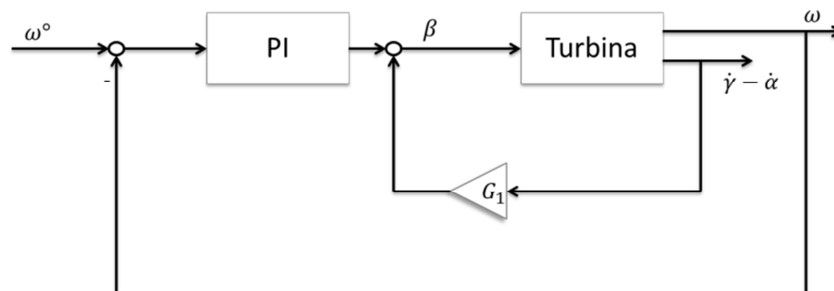


Figura 4.7 – Schema di controllo per *Active Damping* con retroazione sulla deflessione della torre

L'angolo delle pale è stato però in questo caso reso dipendente da $\dot{\gamma} - \dot{\alpha}$ anziché $\Delta \dot{x}$. La legge di controllo è quindi data dall'equazione (4.11) :

$$\beta = G_1 (\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + \beta_{PID} \quad (4.11)$$

Si noti come un approccio simile sia già stato applicato in [22]. Anziché però avere la retroazione sulla deflessione della torre, era stata proposta un'azione in retroazione sul movimento totale della cima della torre, in cui si considerava

ciò principalmente l'effetto dovuto alla rotazione della piattaforma. L'idea di fondo di questa versione dell'active damping, che verrà riproposta in seguito negli altri controllori sotto diverse forme, è quella di disinteressarsi del movimento della piattaforma nella fase di design del controllo. Finché infatti la struttura rimane stabile, l'obiettivo del controllore deve essere la riduzione della deflessione della torre, che è ciò che provoca la fatica di tale componente. Il movimento della torre e della piattaforma sarà dunque ora dato dalla coppia di equazioni (4.12), nella quale si sono escluse le derivate della coppia aerodinamica rispetto ai diversi stati in gioco per una migliore chiarezza:

$$\begin{cases} I_t \ddot{\gamma} + D_t \dot{\gamma} + K_t \gamma = \frac{\partial Fa}{\partial \beta} H (G_1(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + \beta_{PID}) - D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) - K_{tp}(\gamma - \alpha) \\ I_p \ddot{\alpha} + D_p \dot{\alpha} + K_p \alpha = D_{tp}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + K_{tp}(\gamma - \alpha) \end{cases} \quad (4.12)$$

Lo schema utilizzato per questo controllo è dunque simile al PI, ma con l'aggiunta di un anello esterno ed indipendente, come mostrato in Figura 4.7.

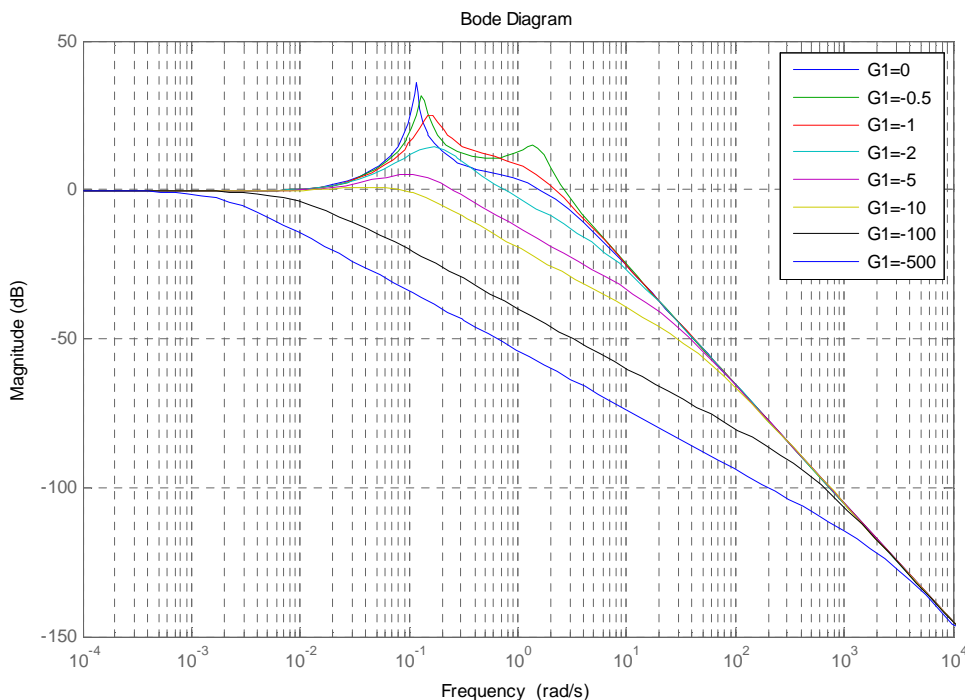


Figura 4.8 – Funzione di trasferimento da β a $\gamma - \alpha$ al variare del guadagno G_1 .

È quindi necessario considerare la misura di $\dot{\gamma} - \dot{\alpha}$ come variabile di uscita del sistema controllato: in questo lavoro si è considerata tale misura come direttamente accessibile al controllore ma è possibile ottenerla nella realtà come integrazione della misura di due accelerometri (uno per la piattaforma e uno per la torre) oppure tramite l'utilizzo di uno stimatore che riceva in ingresso delle misure più facilmente reperibili. Valutando la funzione di trasferimento tra $\gamma - \alpha$ e β al variare del parametro G_1 si è notato che per valori negativi di G_1

di modulo crescente si ottiene una progressiva diminuzione dei picchi di risonanza, come mostrato in Figura 4.8. Tramite prove sperimentali si è notato che se $G_1 < -5$ il controllore *active damping* riduce drasticamente le prestazioni del sistema di regolazione della velocità del generatore. È inoltre importante ricordare come lo schema di Figura 4.7 sia essenzialmente uno schema di controllo in cascata in cui i due anelli di regolazione, per non interferire reciprocamente, devono avere velocità di regolazione sufficientemente diverse. Tale principio, noto come disaccoppiamento in frequenza, deve dunque essere verificato anche in questa applicazione. Come è possibile notare dalla Figura 4.8 per $G_1 = -5$ la banda passante dell'anello interno (ovvero dell'active damping) è pari a 0.26 rad/sec . Confrontando tale velocità con quella dell'anello esterno, ovvero con quella impostata nel controllo PI nel paragrafo precedente pari a 0.2 rad/sec , è evidente come i due anelli abbiano velocità troppo simili, nonostante si abbia una buona regolazione della velocità del generatore. A livello teorico l'anello interno dovrebbe avere una velocità di un ordine di grandezza maggiore rispetto all'anello esterno (ovvero 2 rad/sec): tale valore, come mostrato in Figura 4.8, può essere ottenuto per $G_1 = -1$, per il quale però non si è ottenuta una riduzione della fatica significativa. Si è dunque preferito utilizzare $G_1 = -2$, grazie al quale si ottiene una velocità dell'anello interno di 0.83 rad/sec , che pur non garantendo la stessa robustezza, garantisce una buona riduzione della fatica. Un'altra prova è stata sostituendo alla legge di controllo (4.11) la seguente:

$$\beta = G_1(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) + G_2\dot{\gamma} + \beta_{PID} \quad (4.13)$$

È stato così possibile avere un grado di libertà in più nella modifica dello smorzamento della connessione. Ad ogni modo, l'utilizzo della legge di smorzamento attivo (4.13) ha mostrato poche differenze rispetto a quella dell'equazione (4.11). Si è dunque preferito usare la prima legge di smorzamento attivo per favorire la semplicità di realizzazione dello schema.

Tale struttura di controllo permette di ridurre la fatica della torre senza modificare lo schema generale del controllore PI di regolazione della velocità del generatore. Quest'ultimo è un grosso vantaggio a livello industriale in quando garantisce un ottimo livello di modularità del sistema di controllo.

4.2.3 Controllori lineari quadratici

L'utilizzo di un controllore classico, come il PI precedentemente descritto, riduce la possibilità di progettare regolatori "multi-obiettivo". Come visto nel paragrafo precedente, per limitare la fatica di certi componenti è necessario

aggiungere altri anelli di controllo che però devono essere considerati indipendenti dal PI: il controllore della velocità del generatore non può infatti conoscere quale attuazione stia cercando di applicare l'active damping, e dunque agisce indipendentemente da esso. Un controllo progettato nello spazio di stato può invece garantire il raggiungimento di diversi obiettivi contemporaneamente. Nel caso della turbina eolica l'obiettivo duplice è quello di regolare al meglio la velocità del generatore rendendo minima la fatica della torre. Ovviamente la legge di controllo sarà il risultato di un compromesso tra la regolazione della velocità del generatore e quella della fatica della torre, avendo un solo attuatore a disposizione. Per ottenere questo risultato è però necessario utilizzare un modello più complesso rispetto a quello usato per il PI che includa contemporaneamente le dinamiche di interesse per il controllo, che sono in questo caso il modello della trasmissione, della torre e della piattaforma. Per lo sviluppo del controllore ottimo lineare quadratico (LQ) è stato utilizzato il modello descritto nel Capitolo 2.2, in cui è stata considerata una trasmissione flessibile e due corpi rigidi (torre e piattaforma) connessi da una molla e uno smorzatore. L'utilizzo di controllori nello spazio di stato richiede inoltre lo sviluppo di uno stimatore per gli stati non direttamente misurabili della turbina. Come nei capitoli precedenti l'attuazione è data ancora dall'angolo di pitch della pala, mentre le misure sono la velocità del generatore e lo spostamento totale della cima della torre rispetto all'asse verticale.

Il controllo lineare quadratico (LQ) è un esempio di controllo ottimo nello spazio di stato, utilizzato per il raggiungimento di obiettivi diversi e talvolta contrastanti. Dato un sistema lineare nello spazio di stato del tipo:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases} \quad (4.14)$$

che descrive la turbina eolica nell'intorno di un punto di equilibrio, è possibile definire $x \in R^N$, il vettore dello stato, $u \in R^M$, il vettore degli input controllati (nel nostro caso scalare) e $y \in R^P$ il vettore delle misure. La matrice A rappresenta la matrice di stato, B rappresenta l'effetto delle variabili di ingresso sull'equazione di stato, C rappresenta la relazione tra lo stato e l'uscita e infine D rappresenta l'interazione diretta tra l'ingresso e l'uscita. Il controllo LQ si basa sulla minimizzazione di una funzione di costo J , presentata in equazione (4.15) :

$$J = \int_0^{\infty} (x^T Q x + u^T R u + 2x^T N u) dt \quad (4.15)$$

dove la matrice Q è semidefinita positiva e simmetrica e pesa il vettore dello stato, R è simmetrica, definita positiva e pesa il vettore degli ingressi. La matrice N è un peso incrociato che permette di penalizzare l'interazione tra lo stato e l'ingresso. La minimizzazione di tale cifra di merito permette di calcolare il guadagno K da usare nella legge di controllo dell'equazione (4.16):

$$u(t) = -K x(t) \quad (4.16)$$

La minimizzazione della cifra di merito J è ottenuta a partire dalla soluzione S dell'equazione di Riccati algebrica:

$$A^T S + S A - (S B + N) R^{-1} (B^T S + N^T) + Q = 0 \quad (4.17)$$

Il guadagno K può dunque essere calcolato come:

$$K = R^{-1} (B^T S + N^T) \quad (4.18)$$

È importante sottolineare che il controllo LQ può essere applicato solo se il sistema è controllabile. Per poter applicare la legge di controllo dell'equazione (4.16) lo stato deve inoltre essere accessibile al controllore. Per questo motivo è necessario sviluppare anche un osservatore nel caso in cui le misure disponibili non rappresentino la totalità degli stati. Nel caso della turbina questo non avviene, e quindi è stato utilizzato uno stimatore basato sul filtro di Kalman.

Dato, nuovamente, il sistema dell'equazione (4.14) è possibile definire un osservatore la cui equazione di stato è data da:

$$\dot{\hat{x}} = A \hat{x} + B u + L (y - C \hat{x}) \quad (4.19)$$

dove con \hat{x} si è indicata la stima del vettore dello stato x . Il guadagno L è calcolato dalla soluzione dell'equazione di Riccati (equazione (4.17)) in cui si considerano le matrici A^T e C^T anziché A e B grazie alla dualità tra il filtro di Kalman e il controllo LQ. Il sistema deve però essere osservabile per poter garantire una stima. La stima del vento è invece ottenuta grazie a un diverso osservatore, basato sul filtro di Kalman esteso, data la complessità stessa della dinamica del vento (per i dettagli si veda il capitolo 4.2.3.4). Tale soluzione permette, con le stesse misure, di avere una stima nettamente migliore del vento, al costo di un notevole aumento della capacità di calcolo necessaria. Lo schema di controllo finale è dunque quello presentato in Figura 4.9.

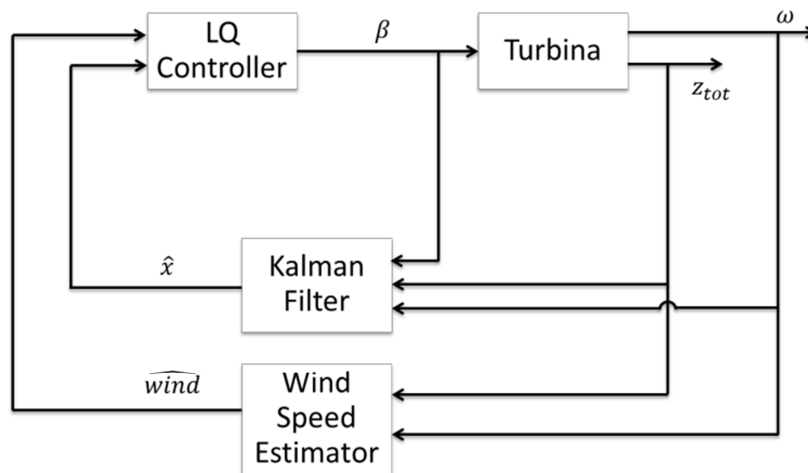


Figura 4.9 – Schema di controllo lineare quadratico comprendente lo stimatore dello stato e il filtro di Kalman esteso per la stima del vento.

Nel progetto del controllore LQ precedentemente descritto viene solitamente aggiunta un'azione integrale su uno stato di cui si vuole minimizzare l'errore rispetto a un valore di riferimento. Nel caso della turbina eolica tale stato è la velocità del generatore ω . Il vettore degli stati è dunque aumentato considerando l'errore della velocità del generatore rispetto al suo valore nominale:

$$\dot{x}_{N+1} = \omega - \omega_{ref} \quad (4.20)$$

In questo paragrafo tre diversi controllori LQ sono stati realizzati e applicati per la turbina eolica galleggiante. Mentre il primo tentativo è basato sull'obiettivo convenzionale di diminuire le oscillazioni della piattaforma, i restanti due controllori hanno come scopo la riduzione della deflessione della torre. Tutti i controllori sono basati sul modello descritto nel Capitolo 2.3, in cui sono state calcolate le equazioni linearizzate nell'intorno di un opportuno punto di equilibrio.

Tramite l'utilizzo della funzione $lqr(A, B, Q, R, N)$ in MATLAB è possibile calcolare la soluzione dell'equazione di Riccati e il guadagno dell'LQR.

4.2.3.1 LQ1

Il primo controllore lineare quadratico sviluppato implementa la logica convenzionale di diminuzione delle oscillazioni della piattaforma e della torre, senza considerare pertanto la deflessione. Tale approccio è stato inizialmente sviluppato in [30], dove è stato adottato un modello comprendente la trasmissione e la torre, considerando però lo stato completamente accessibile. L'utilizzo di logiche di controllo delle pale collettive e individuali è stato esplorato, dimostrando che per le turbine galleggianti un controllo collettivo risulta preferibile. In [44] tale approccio è stato migliorato includendo uno

stimatore per gli stati e lo stimatore del vento descritto in [38]. In questo progetto di tesi il modello è stato ulteriormente ampliato considerando la torre e la piattaforma come due corpi separati. Per applicare dunque una legge di controllo simile ai precedenti casi di studio si sono pesati gli stati corrispondenti alla velocità della torre e della piattaforma. Ovviamente, oltre alla torre e alla piattaforma, gli stati corrispondenti alla velocità del generatore, alla torsione della trasmissione e allo stato integrale della ω sono stati considerati nella funzione di costo (4.15).

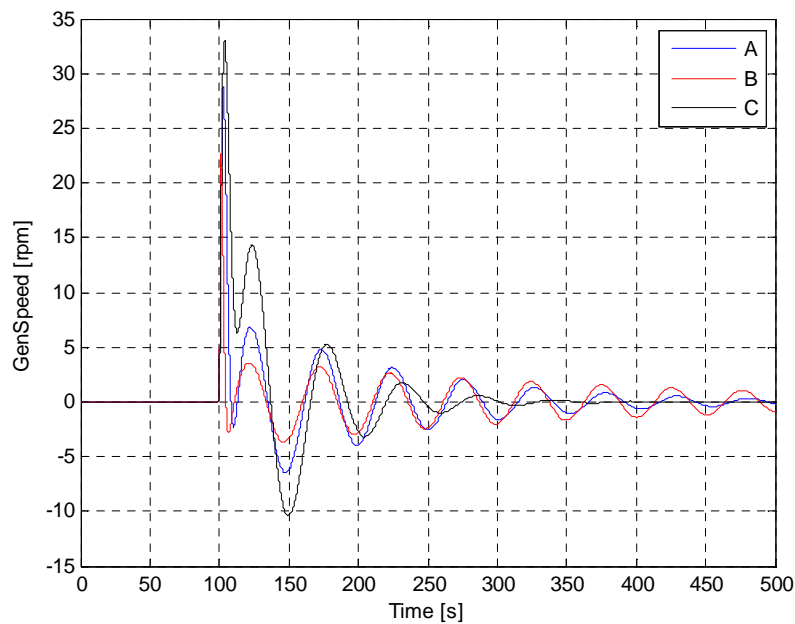


Figura 4.10 - Risposta della velocità del generatore a uno scalino della velocità del vento con controllo LQ1 per tre diverse scelte dei pesi Q .

La scelta dei pesi è stata effettuata seguendo la regola di Bryson, in cui ogni peso è stato scelto dividendo la massima variazione desiderata per la variazione massima possibile per ogni stato. In particolare il controllore è stato sviluppato sulla base di [44], dove la massima variazione consentita della velocità del generatore è di 49 rad/sec e della torsione è 0.05 rad. I pesi relativi alla rotazione della torre e della piattaforma e lo stato dell'errore della velocità del generatore sono invece stati scelti secondo procedure iterative. In Figura 4.10 e Figura 4.11 sono mostrate le risposte della velocità del generatore e della deflessione della torre a uno scalino della velocità del vento del sistema linearizzato quando sono scelte tre diverse matrici dei pesi Q . La scelta indicata con A è quella che verrà utilizzata nel controllore definitivo, ed è indicata in (4.22), mentre le scelte B e C sono rispettivamente date dalle Q_B e Q_C indicate nella (4.21).

$$\begin{aligned}
 Q_B &= \text{diag}\left(\left[0, \frac{1}{(0.05)^2}, \frac{1}{49^2}, 0, 0, 10^6, 10^6, 0, 10, 10^3\right]\right) \\
 Q_C &= \text{diag}\left(\left[0, \frac{1}{(0.05)^2}, \frac{1}{49^2}, 0, 0, 10^9, 10^9, 0, 10, 10^3\right]\right)
 \end{aligned} \tag{4.21}$$

Considerando dapprima la deflessione della torre si nota come la scelta C sembri essere la migliore, in quanto porta la torre alla rigidità dopo meno tempo che la scelta A. La Figura 4.10 mostra però come la velocità del generatore nel caso C sia regolata in modo meno efficiente rispetto alla scelta A. Il miglior compromesso è dunque risultata essere la scelta A.

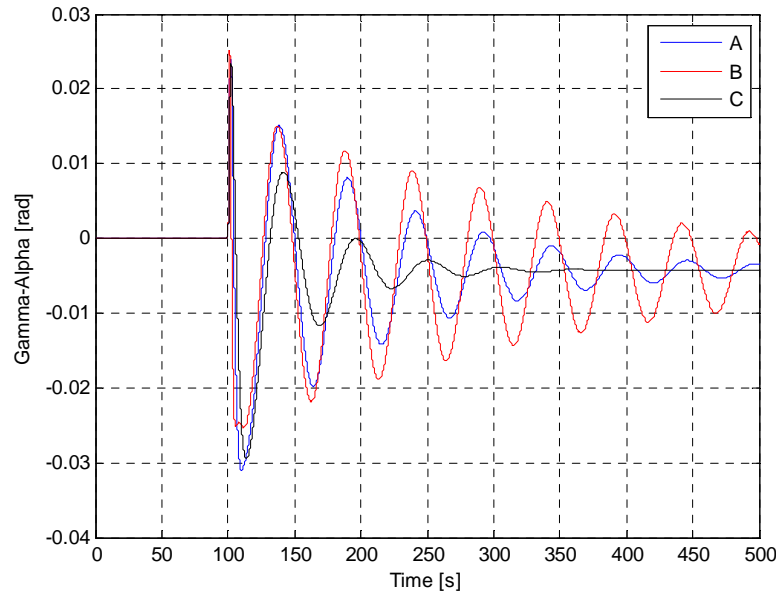


Figura 4.11 – Risposta della deflessione a uno scalino della velocità del vento con controllo LQ1 per tre diverse scelte dei pesi Q .

Le matrici Q , R ed N che saranno utilizzate sono dunque le seguenti:

$$\begin{aligned}
 Q &= \text{diag}\left(\left[0, \frac{1}{(0.05)^2}, \frac{1}{49^2}, 0, 0, 10^8, 10^8, 0, 10, 10^3\right]\right) \\
 R &= 10^6 \\
 N &= [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 10 \ 0 \ 0]^T
 \end{aligned} \tag{4.22}$$

La scelta della matrice N è stata dettata dalla necessità di limitare la velocità di attuazione dell'angolo di pitch della pala. Ricordando infatti che l'equazione (4.23) descrive il modello dell'attuatore, è possibile, tramite la matrice N , pesare la derivata dello stato dell'attuatore β .

$$\dot{\beta} = \frac{1}{\tau_\beta} (\beta_c - \beta) \tag{4.23}$$

Imponendo, a scopo dimostrativo, $Q = \text{diag}([0, 0, 0, 0, 0, 0, 1, 0, 0])$, $R = 1$ ed $N = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 50 \ 0 \ 0]^T$ la funzione di costo J dell'equazione (4.15) diventa:

$$J = \beta^2 + \beta_c^2 - 2\beta\beta_c = (\beta_c - \beta)^2$$

Come si può notare quindi, la cifra di costo è in grado di rappresentare la dinamica di β grazie ad un'opportuna scelta della matrice N .

4.2.3.2 LQ2

In questo caso l'obiettivo è quello di ridurre la deflessione della torre, anziché pesare il movimento totale della cima della turbina. I pesi sono stati dunque adeguatamente modificati per ridurre la deflessione, data dalla differenza $(\gamma - \alpha)$. La matrice Q è stata dunque modificata come segue:

$$Q = \text{diag}\left(0, \frac{1}{(0.05)^2}, \frac{1}{49^2}, \begin{bmatrix} q_{\alpha\gamma} = 10^8 & q_{\alpha\gamma} = -10^8 \\ q_{\alpha\gamma} = -10^8 & q_{\alpha\gamma} = 10^8 \end{bmatrix}, 0, 0, 10, 0, 10^3\right)$$

mentre le matrici R ed N sono state mantenute costanti rispetto al controllore LQ1 descritto nel paragrafo precedente. È importante notare che si sono mantenuti gli stessi valori all'interno della matrice così da permettere un confronto più chiaro tra i diversi controllori. Ciò che si vuole sottolineare è infatti che la scelta di minimizzare la deflessione anziché le singole rotazioni può essere di aiuto nella riduzione della fatica. La particolare scelta della matrice Q è dimostrabile facilmente considerando una versione della stessa in cui i soli elementi in posizione (4:5,4:5) siano diversi da 0, e uguali a $q_{\alpha\gamma}$. Siano inoltre le matrici R ed N imposte nulle, a solo scopo dimostrativo. In tal caso la funzione di costo J dell'equazione (4.15) risulta:

$$J = \alpha^2 q_{\gamma\alpha} - \gamma\alpha q_{\gamma\alpha} - \gamma\alpha q_{\gamma\alpha} + \gamma^2 q_{\gamma\alpha} = q_{\gamma\alpha}(\gamma - \alpha)^2 \quad (4.24)$$

Dall'equazione (4.24) è possibile notare che il termine $q_{\alpha\gamma}$ permette di penalizzare la differenza tra l'angolo della piattaforma e l'angolo della torre, come desiderato. Questo tipo di approccio si basa sull'idea che la riduzione della deflessione della torre sia direttamente collegata a una riduzione della fatica della stessa.

4.2.3.3 LQ3

Il terzo controllore lineare quadratico è stato sviluppato in seguito alle prove effettuate con l'LQ2. Come infatti verrà mostrato nel Capitolo 5, il controllo LQ2 non porta alcun miglioramento rispetto all'LQ1. Tale risultato è da considerarsi dovuto all'obiettivo dell'LQ2 di ridurre la deflessione, la quale però non ha provocato una reale diminuzione della fatica rispetto al controllore LQ1. Si è dunque pensato di provare a pesare la velocità di deflessione della torre anziché la deflessione stessa.

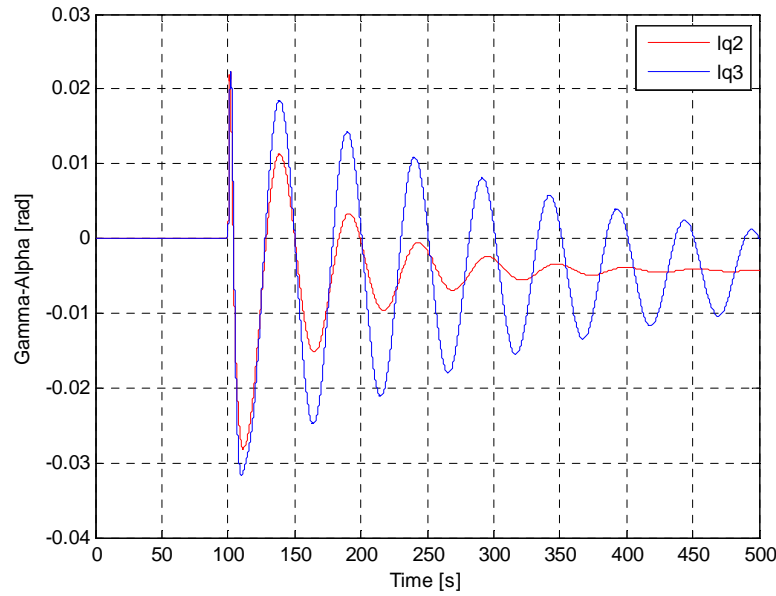


Figura 4.12 – Risposta della deflessione della torre a uno scalino della velocità del vento ottenuta tramite il sistema lineare.

La velocità di deflessione è infatti un indicatore migliore per la valutazione della fatica della torre. Si consideri infatti che la minimizzazione della cifra di costo nell'LQ2 (equazione (4.24)) corrisponde alla minimizzazione della varianza della deflessione della torre, che può essere vista come l'integrale dello spettro in frequenza, come mostrato nell'equazione (4.25):

$$\text{var}(\gamma - \alpha) = \int_{-\infty}^{\infty} \Gamma_{\gamma-\alpha}(\omega) d\omega \quad (4.25)$$

Pesando invece la velocità di deflessione $\dot{\gamma} - \dot{\alpha}$, la varianza che il controllore minimizza è sostanzialmente la derivata dell'equazione (4.25) :

$$\text{var}(\dot{\gamma} - \dot{\alpha}) = \int_{-\infty}^{\infty} \omega^2 \Gamma_{\gamma-\alpha}(\omega) d\omega \quad (4.26)$$

In questo modo quindi si ottiene una minimizzazione della deflessione della torre pesata maggiormente ad alte frequenze. Questo tipo di approccio può diminuire dunque la fatica della torre, che, come descritto nel Capitolo 3, è principalmente causata dalle componenti a più elevata frequenza della deflessione della torre.

La matrice Q avrà dunque la stessa forma dell'LQ2, con la sola variazione della posizione degli elementi con $q_{\alpha\gamma}$ in posizione (6:7,6:7).

$$Q = \text{diag}\left(0, \frac{1}{(0.05)^2}, \frac{1}{49^2}, 0, 0, \begin{bmatrix} q_{\alpha\gamma} = 10^8 & q_{\alpha\gamma} = -10^8 \\ q_{\alpha\gamma} = -10^8 & q_{\alpha\gamma} = 10^8 \end{bmatrix}, 10, 0, 10^3\right)$$

Valutando le risposte a uno scalino della velocità del vento del sistema lineare con i controllori LQ2 e LQ3 è possibile fare alcune importanti considerazioni.

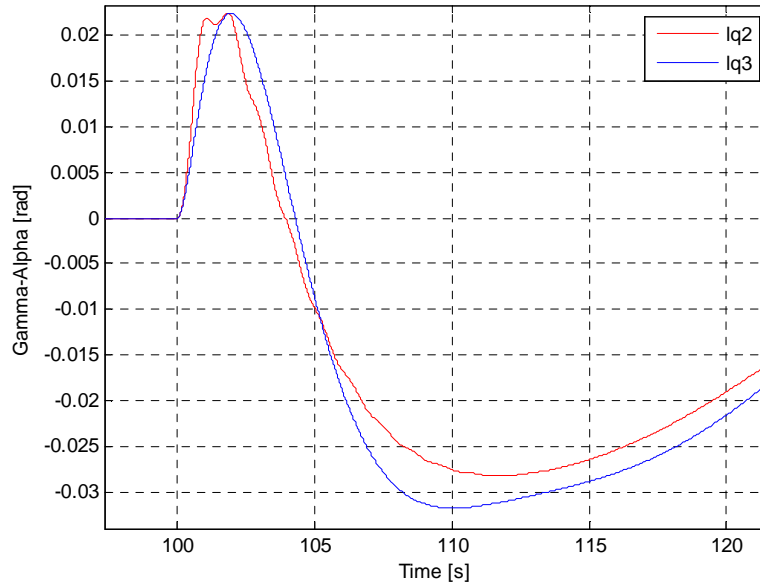


Figura 4.13 – Approfondimento della Figura 4.12

In Figura 4.12 è possibile notare come il controllo LQ2 sembri in realtà garantire maggiore rigidità alla torre. Ciò che è però importante, come detto, è la variazione in alta frequenza dell'oscillazione della torre. In Figura 4.13 è presentato un approfondimento della stessa risposta nei primi 20 secondi. Come si nota, la risposta generata con l'LQ2 provoca un'oscillazione di durata molto ridotta. Tale comportamento comporta un aumento della fatica notevole quando si considerano dei venti turbolenti, e si ha dunque il sistema in un "transitorio perenne". Oltre a queste considerazioni sulla fatica della torre, è stato inoltre possibile verificare un miglioramento nella regolazione della velocità del generatore da parte dell'LQ3.

Come sarà più chiaro nel Capitolo 5, il controllore LQ3 sarà da preferirsi al controllore LQ2. Ancora, le matrici R e N utilizzate sono identiche all'LQ1.

4.2.3.4 Wind Speed Estimator

La stima del vento è effettuata da uno stimatore indipendente basato sul filtro di Kalman esteso (EFK), come descritto in [38], in cui è stato utilizzato un modello semplificato che include la trasmissione e la turbolenza del vento. La trasmissione è modellizzata come un sistema del primo ordine non lineare senza perdite, come indicato nell'equazione (4.27):

$$I_{rot}\dot{\Omega} = M_a - M_g N_{gear} \quad (4.27)$$

La turbolenza del vento è invece descritta da un modello del secondo ordine:

$$\begin{aligned} \dot{v}_t &= -a(v_m)v_t + n_1 \\ \dot{v}_m &= n_2 \end{aligned} \quad (4.28)$$

dove n_1 e n_2 sono rumori bianchi gaussiani, v_t rappresenta la componente turbolenta del vento e la v_m è la velocità media del vento, descritta come “*random walk*”. Con M_a si è indicata nuovamente la coppia aerodinamica data dall’equazione (4.1), mentre M_g è la coppia indotta dal generatore. La velocità del generatore, la coppia in input e l’angolo imposto all’attuatore della pala sono state considerate misure disponibili all’EKF.

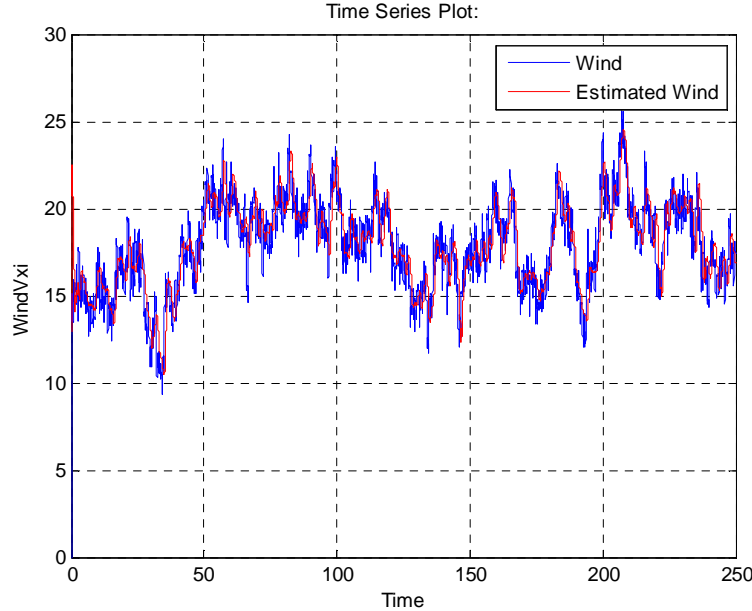


Figura 4.14 – Storia temporale del vento incidente sulla turbina (blu) e della stima ottenuta con l’EKF (rosso).

Il sistema può dunque essere visto, secondo una notazione più generale, come nell’equazione (4.29) :

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u) + n \\ y = h(x) + v \end{cases} \quad (4.29)$$

dove i rumori bianchi entrano linearmente nelle equazioni dello stato e dell’uscita. Si noti che il rumore bianco dello stato entra nel sistema solo attraverso le equazioni dedicate alla modellizzazione del vento (equazioni (4.28)). Il rumore bianco n deve essere interpretato come un rumore bianco a tempo continuo collegato a un processo di Wiener w secondo la $w = \int n dt$. Tale processo di Wiener ha una varianza incrementale data da:

$$\begin{aligned} Cov(w(t_2) - w(t_1)) &= V(t_2 - t_1) \\ V &= \begin{bmatrix} V_{11}(v_m) & 0 \\ 0 & V_{22} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.30)$$

I parametri per la completa descrizione dell’equazione (4.28) sono dati da:

$$a(v_m) = \frac{\pi v_m}{2L_x} \quad (4.31)$$

$$V_{11}(v_m) = \frac{\pi v_m^3 t_i^2}{L_x}$$

dove con L_x si è indicato l'integrale della componente di velocità in direzione x come indicato nello spettro di Kaimal e con t_i il tempo iniziale di integrazione. Si noti che le equazioni (4.31) sono state ricavate imponendo la stessa varianza e picco in frequenza tra le equazioni (4.28) e lo spettro di Kaimal dell'equazione seguente:

$$S_k(f) = \sigma_k^2 \frac{4 \left(\frac{L_k}{U} \right)}{\left(1 + 6f \frac{L_k}{U} \right)^{\frac{5}{3}}} \quad (4.32)$$

dove L_k è l'integrale della componente di velocità in direzione k , f è la frequenza in $[Hz]$, k è la componente della velocità, U è la velocità media del vento al rotore e σ_k è la varianza determinata dall'intensità della turbolenza. Una volta definito il modello è possibile sviluppare la procedura di stima del vento.

Il filtro di Kalman esteso è considerato una buona approssimazione di una stima ottima dello stato per sistemi non lineari ed è stato dunque applicato in questo caso. L'EKF è composto da un ricostruttore dello stato e da una formula di aggiornamento. Il ricostruttore è dato dall'equazione (4.33):

$$\hat{x}(k+1|k) = f(\hat{x}(k|k-1), u(k)) + \hat{L}(k)[y(k) - h(\hat{x}(k|k-1))] \quad (4.33)$$

in cui il guadagno $\hat{L}(k)$ è calcolato a partire dalle matrici del sistema linearizzato nell'intorno dell'ultima stima dello stato disponibile.

In Figura 4.14 è mostrato un esempio di predizione, con un intervallo di predizione di 0.05 secondi del vento con l'EKF sviluppato sopra. Come si può notare, lo stimatore riesce a rilevare le più importanti variazioni del vento incidente sulla turbina, tralasciando però quelle ad alta frequenza.

4.2.4 Controllori H_∞

Il controllo H_∞ permette di sviluppare leggi di controllo stabilizzanti in grado di minimizzare l'effetto del disturbo sull'uscita. Come per il controllo lineare quadratico dunque è possibile perseguire diversi obiettivi, anche contrastanti, trovando il miglior *trade off* in base alla scelta dei pesi effettuata. Considerando il modello in variabili di stato per l' H_∞ descritto nel Capitolo 2.3.8, si riporta in Figura 4.15 lo schema di controllo:

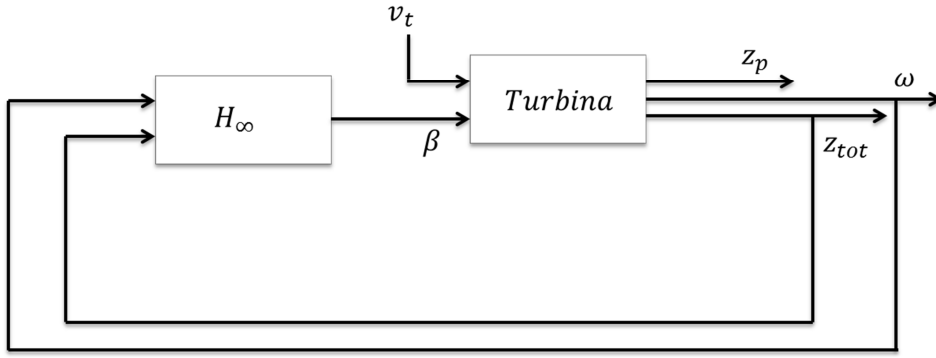


Figura 4.15 – Schema di controllo H_∞ convenzionale per una turbina eolica.

Non potendo considerare come misura diretta la deflessione della torre è necessario utilizzare un controllo H_∞ in variabili di stato, che permetta di minimizzare delle uscite di performance z_p ottenibili come combinazione lineare degli stati del sistema. A partire dalle equazioni del Capitolo 2.3.8 si è sviluppato un sistema descritto dall'equazione (4.34):

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + B_1 v_t(t) + B_2 \beta(t) \\ z_p(t) = C_1 x(t) + D_{11} v_t(t) + D_{12} \beta(t) \\ y(t) = C_2 x(t) + D_{21} v_t(t) + D_{22} \beta(t) \end{cases} \quad (4.34)$$

$$= \begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + \begin{bmatrix} B_1 & B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_t(t) \\ \beta(t) \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} z_p(t) \\ y(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \end{bmatrix} x(t) + \begin{bmatrix} D_{11} & D_{12} \\ D_{21} & D_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_t(t) \\ \beta(t) \end{bmatrix} \end{cases}$$

Come uscite di *performance* si sono scelte la velocità del generatore e la deflessione della torre. Si è inoltre considerato lo stato β come uscita di *performance*, così da poter variare l'azione di controllo. Inizialmente si sono pesati gli indici di prestazione con valori costanti come indicato nelle matrici seguenti:

$$C_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & Q_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -Q_2 & Q_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R \end{bmatrix} \quad D_{11} = 0 \quad D_{12} = 0 \quad (4.35)$$

Le matrici C_2 , D_{21} e D_{22} sono invece date dalle misure realmente disponibili:

$$C_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad D_{21} = 0 \quad D_{22} = 0 \quad (4.36)$$

Con il controllore H_∞ l'obiettivo è di minimizzare la norma infinito della funzione di trasferimento $G_{z_p v_t}(s)$ dal disturbo (vento) alle uscite di performance (z_p). L'obiettivo del controllo è dunque la minimizzazione di una funzione di costo del tipo:

$$J = \min_K \|G_{z_p v_t}(K)\|_\infty$$

Applicando tale controllore al sistema in esame è però possibile notare prestazioni comparabili a quelle del controllore base PI per quanto riguarda la regolazione della velocità del generatore e la fatica della torre. Tale comportamento può essere imputabile alla mancanza di informazioni che il controllo H_∞ ha sul vento, che è uno dei principali attori della dinamica di una turbina. Si è dunque pensato di aggiungere tale informazione al controllore seguendo due differenti metodi basati sulla stima del vento proveniente dal filtro di Kalman esteso usato anche per i controllori LQ. Il primo prevede l'utilizzo di un compensatore statico per eliminare l'effetto che la stima del vento ha sulle uscite. Il secondo invece include come misura della turbina, oltre alla velocità del generatore ω e allo spostamento totale della cima della torre, anche il vento. Tale misura non è effettivamente ottenuta tramite un sensore, ma deriva nuovamente dalla stima del filtro di Kalman esteso precedentemente sviluppato nel Capitolo 4.2.3.4. Questa soluzione permetterà al controllore H_∞ di trovare la soluzione ottima considerando anche la misura del disturbo, trovando quindi il miglior compromesso per la regolazione della velocità del generatore e della fatica della torre.

4.2.4.1 H_∞ con compensazione statica del vento

In questo controllo l'effetto statico del vento è attenuato tramite l'utilizzo del compensatore come indicato in Figura 4.16.

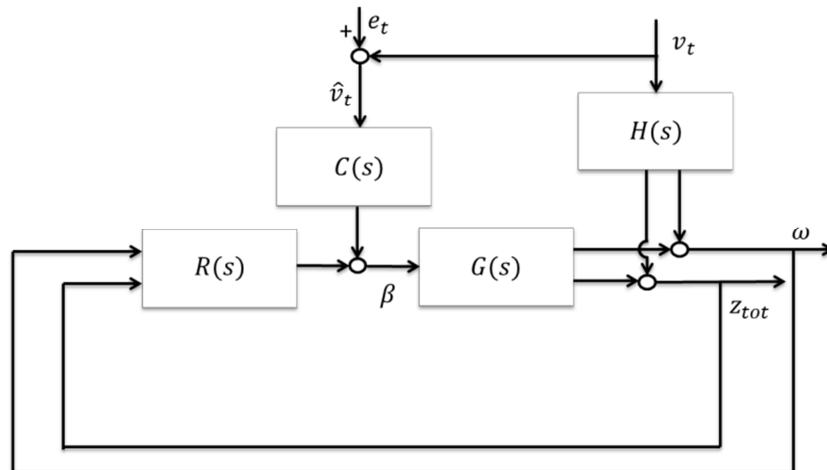


Figura 4.16 – Schema di controllo H_∞ con aggiunta di un compensatore statico del vento

Per il progetto del compensatore $C(s)$ sono stati considerati gli effetti del disturbo e del controllo sul vettore di uscita del sistema, come espresso in equazione (4.37):

$$Y(s) = \begin{bmatrix} y_1(t) \\ y_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega \\ z_{tot} \end{bmatrix} = H(s)v_t(t) + G(s)u_c(t) \quad (4.37)$$

dove u_c indica il contributo del compensatore all'azione di controllo. Se si volesse calcolare il compensatore statico per la sola velocità del generatore basterebbe imporre:

$$C_1(s) = -G_1^{-1}(s)H_1(s)v_t(t) \quad (4.38)$$

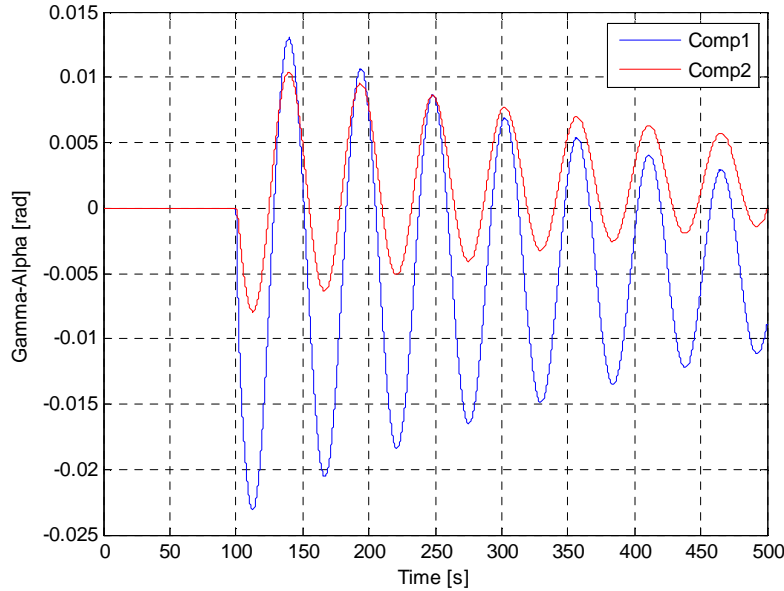


Figura 4.17 – Andamento della deflessione della torre in seguito a uno scalino della velocità del vento simulata tramite il modello lineare

Per definire un compensatore che cerchi di inseguire i due obiettivi è invece necessario definire una matrice dei pesi Q_{COMP} come indicato nell'equazione (4.39):

$$Q_{COMP} = \begin{vmatrix} q_{11} & 0 \\ 0 & q_{22} \end{vmatrix} \quad 0 \leq q_{11}, q_{22} \leq 1 \quad (4.39)$$

grazie alla quale, ad esempio, imponendo $q_{11} = 1, q_{22} = 0$ sarebbe possibile definire un compensatore per la sola regolazione della velocità del generatore, o viceversa un compensatore per la rotazione della torre.

Scegliendo infatti una funzione di costo del tipo:

$$J = \|Y(s)\|_{Q_{COMP}}^2 = \|H(s)v_t(t) + G(s)u_c(t)\|_{Q_{COMP}}^2 \quad (4.40)$$

è possibile ricavare il minimo di tale J rispetto a $u_c(t)$, che è dato da:

$$u_c(t) = - \left[(G(s)^T Q_{COMP} G(s))^{-1} G(s)^T Q_{COMP} H(s) \right] v_t(t) \quad (4.41)$$

Scegliendo $q_{11} = q_{22} = 0.5$ imponiamo una compensazione dello stesso “grado” per entrambe le uscite. In Figura 4.17 è mostrata la deflessione della torre in risposta a uno scalino della velocità del vento, generata tramite il sistema linearizzato: il *Comp1* indica la risposta con $q_{11} = 1, q_{22} = 0$, mentre per *Comp2* si è usato $q_{11} = q_{22} = 0.5$. Con l'utilizzo del compensatore pesato si può notare come anche la deflessione della torre subisca una riduzione, sia in

modulo che in media, anche se il compensatore agisce in verità sulla rotazione della piattaforma.

Si noti che l'uscita del compensatore è stata filtrata con un passa-basso nelle simulazioni, per evitare un inseguimento ad alta frequenza che potrebbe causare un'azione di controllo eccessivamente reattiva.

Tale effetto del compensatore si aggiunge alla regolazione del controllore H_∞ descritto nella sezione precedente, in cui sono stati imposti i pesi:

$$R = 0.5 \quad Q_1 = 0.00001 \quad Q_2 = 0.002 \quad Q_{COMP} = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 \\ 0 & 0.5 \end{bmatrix}$$

In questo caso dunque il controllore H_∞ andrà a minimizzare l'effetto che l'errore di stima del vento, che non si può compensare, ha sulla velocità del generatore e sulla fatica della torre.

4.2.4.2 H_∞ con stima del vento

Il controllore complessivo (compensatore e H_∞) ottenuto nel paragrafo precedente risulta avere prestazioni non ottimali.

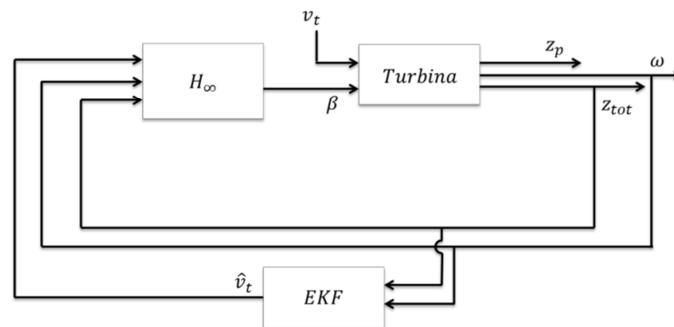


Figura 4.18 – Schema di controllo H_∞ con misura del vento. Il controllore viene calcolato considerando che una misura del vento sia disponibile, e quindi la soluzione calcolata è ottima per la risoluzione degli obiettivi prescelti

Il compensatore infatti è basato sulla conoscenza del modello, ma non utilizza una legge ottima basata sulla retroazione come può invece essere l' H_∞ o il controllore lineare quadratico. I due controllori inoltre agiscono indipendentemente uno dall'altro.

Si è quindi pensato di considerare come misura disponibile, oltre alla velocità del generatore e allo spostamento totale della torre, anche la velocità del vento. In tal modo, nella ricerca della soluzione ottima, sarà considerato anche l'effetto che il vento ha sul sistema, e soprattutto il fatto che ne è nota una stima, proveniente dallo stesso filtro di Kalman esteso sviluppato per il controllo lineare quadratico, come indicato in Figura 4.18:

Sarà dunque necessario cambiare le matrici dell'equazione (4.36) come segue:

$$C_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad D_{21} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad D_{12} = 0 \quad (4.42)$$

Il calcolo del controllore H_∞ è poi effettuato secondo la procedura indicata precedentemente. Con questo tipo di controllo (che chiameremo Hinf-1) si sono ottenuti ottimi risultati e pertanto si è pensato di approfondirne ulteriormente lo sviluppo tramite una variazione dei pesi in frequenza (Hinf-2).

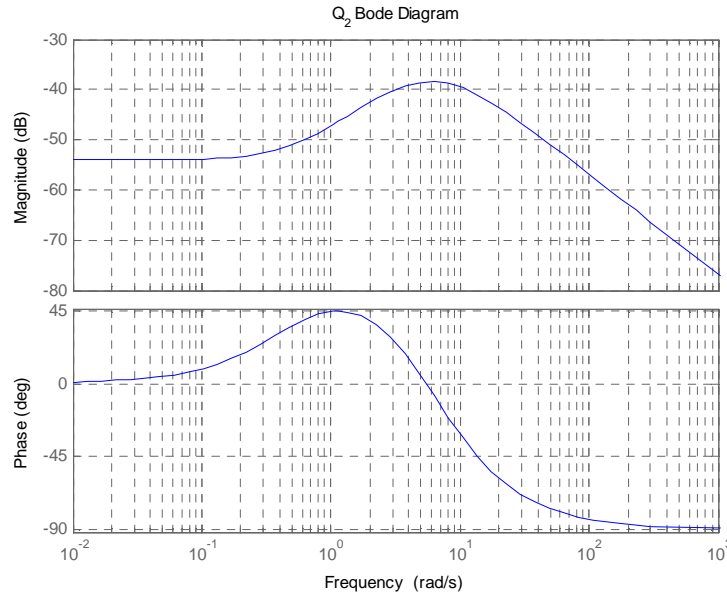


Figura 4.19 – Diagramma di Bode del peso sulla deflessione della torre. A bassa frequenza il peso è uguale al caso con pesi costanti, mentre ad alta frequenza si alza, così da dare maggior importanza al controllo della fatica.

Considerando infatti che la fatica, come precedentemente descritto, è principalmente dipendente dalla componente in alta frequenza della deflessione della torre, l'utilizzo di un peso variabile in frequenza per Q_2 può risultare vantaggioso. L'idea è quella di aumentare il peso ad alta frequenza, come indicato in Figura 4.19. Per sfruttare un filtro variabile in frequenza è però necessario allargare lo stato del sistema indicato nell'equazione (4.34). Le uscite di performance z_p che erano precedentemente considerate direttamente nella minimizzazione della funzione di costo, sono ora filtrate secondo opportune funzioni di trasferimento. Mentre per la velocità del generatore e per l'attuatore (z_{p1} e z_{p3}) si è mantenuto un filtro costante e pari a Q_1 ed R , per la deflessione della torre è stato applicato il filtro di Figura 4.19. Tale filtro è descritto da un sistema del secondo ordine del tipo:

$$Q_2(s) = Q_2 \text{ gain} \frac{s + 0.5}{(s + 6)^2} \quad \text{gain} = \frac{6^2}{0.5} \quad (4.43)$$

Dall'equazione (4.43), e considerando i due filtri costanti per ω e z_{tot} è possibile riportarsi in una rappresentazione di stato di un sistema avente in ingresso il vettore z_p e in uscita il nuovo vettore delle uscite di performance \tilde{z}_p . Tale sistema sarà descritto da:

$$\begin{cases} \dot{\xi} = A_\xi \xi + B_\xi z_p \\ \tilde{z}_p = C_\xi \xi + D_\xi z_p \end{cases} \quad (4.44)$$

Il sistema dell'equazione (4.34) sarà dunque ora allargato con lo stato ξ e come uscita di performance al posto di z_p si avrà \tilde{z}_p .

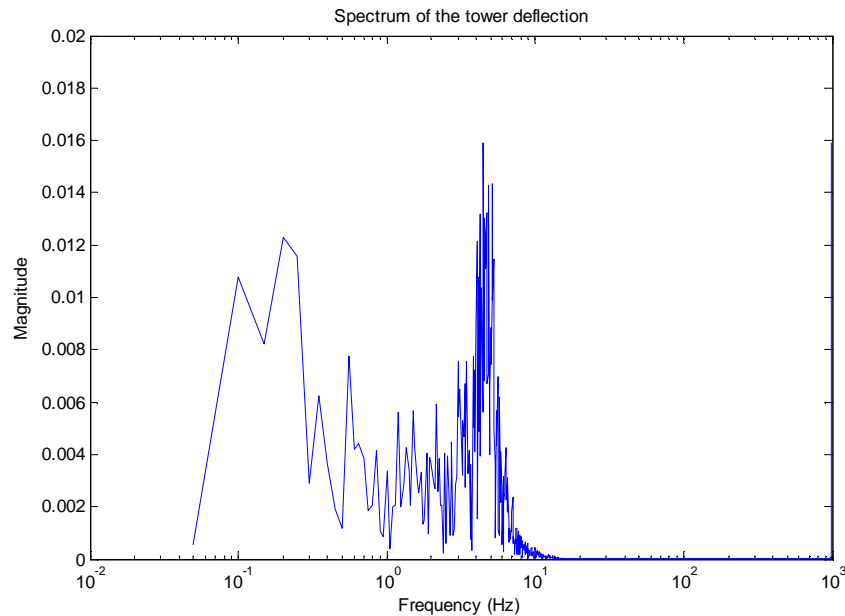


Figura 4.20 – Esempio di uno spettro della deflessione della torre valutato in *open loop*. Tramite tale spettro è stato possibile effettuare una valutazione generale della funzione di trasferimento da assegnare al peso $Q_2(s)$.

La scelta della $Q_2(s)$ è stata effettuata considerando lo spettro della deflessione della torre calcolato a partire da una simulazione in anello aperto con diversi venti turbolenti. Lo spettro, in Figura 4.20 ne è mostrato un esempio, mostra che oltre i 6 rad/sec si ha un secondo picco, che si è cercato di limitare con l'imposizione dei poli a 6 rad/sec nella funzione di peso.

La scelta più accurata della posizione dello zero è stata in seguito motivata da successive prove in cui la posizione è stata variata gradualmente. Ad ogni modo la soluzione proposta è risultata essere il miglior compromesso tra la regolazione della velocità del generatore e la minimizzazione della fatica della torre. In definitiva dunque, i pesi scelti per tale controllo sono stati:

$$R = 0.013 \quad Q_1 = 0.001 \quad Q_2 = 0.002 \quad Q_2(s) = Q_2 \frac{6^2 s + 0.5}{0.5(s + 6)^2}$$

In Figura 4.21 si è riportata la risposta della deflessione della torre a uno scalino di velocità del vento generata tramite il modello linearizzato sviluppato

precedentemente, in cui sono stati applicati i due controllori H_∞ con peso costante e peso variabile.

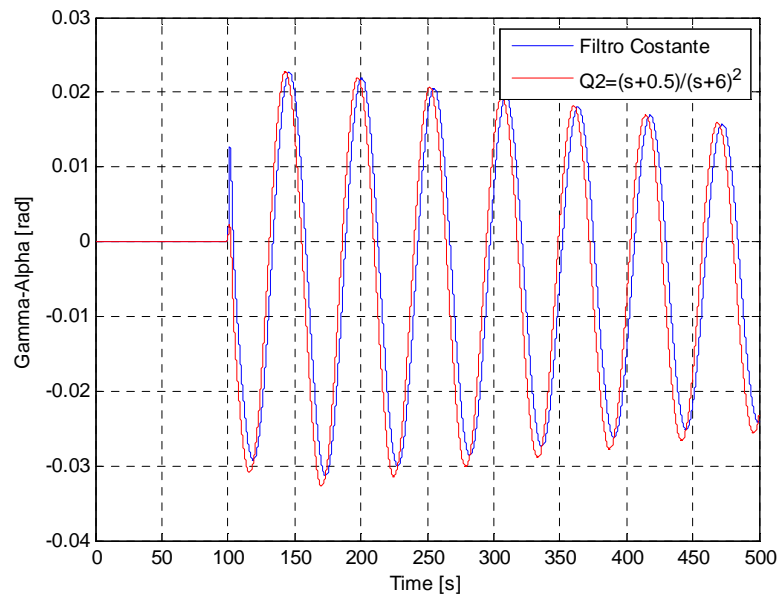


Figura 4.21 – Risposta a uno scalino della velocità del vento della deflessione della torre generata con il modello linearizzato.

Come si nota la differenza tra Hinf-1 e Hinf-2 è solo sul primo picco, dove grazie all'utilizzo del filtro variabile si ha una riduzione della deflessione. Per gli altri picchi invece si può considerare il comportamento pressochè identico. Tale comportamento mostra che è possibile migliorare ulteriormente l'andamento della deflessione della torre: sarà però necessario valutare se tale miglioramento dell'oscillazione corrisponda a una effettiva diminuzione della fatica, che sarà verificata nel Capitolo 5, e se l'aumento della complessità del controllore Hinf-2 sia giustificato dalla riduzione della fatica della torre.

Capitolo 5

Analisi e Discussione

In questo capitolo verranno analizzati i risultati dei controllori precedentemente sviluppati nel Capitolo 4. Come già enunciato, per i confronti e le simulazioni è stata presa come riferimento una versione standardizzata della turbina sviluppata da Statoil per il progetto Hywind Demo. Tale versione, nominata “OC3 Hywind” per distinguerla dalla versione originale, è composta da una turbina da 5 MW montata su una piattaforma *ballast-stabilized*, le cui peculiarità sono già state illustrate nel Capitolo 1.2.2. Il vantaggio di questo approccio è che sono disponibili liberamente i file che permettono la simulazione di tale turbina sotto diverse condizioni. Il software di simulazione utilizzato è *FAST* (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) che permette anche di interfacciare il simulatore con l’ambiente *MATLAB*, in cui sono implementati i diversi sistemi di controllo. Le simulazioni sono state effettuate a partire dalle stesse condizioni ambientali, in cui il solo controllore dell’angolo di pitch della pala è stato di volta in volta sostituito. Tale metodo consente un confronto oggettivo dei vari sistemi di controllo. L’analisi è infine effettuata sulla base di valutazioni statistiche delle variabili di interesse, quali ad esempio la deviazione standard della velocità del generatore, e sulla base dei *Damage Equivalent Loads* (DEL), corrispondenti alla fatica dei vari componenti. Questi ultimi saranno particolarmente importanti nella scelta dei controllori più performanti, considerato l’obiettivo del progetto di tesi di diminuire la fatica della torre. Verranno discussi i singoli indici di performance valutati per ogni controllore. Si noti ad ogni modo che nella presentazione delle serie temporali delle simulazioni, solo alcuni

controllori tra quelli descritti nel capitolo precedente verranno mostrati per migliorare la leggibilità di tali grafici.

Tali controllori saranno:

- il controllore convenzionale PI
- il controllore PI con active damping
- il controllore lineare quadratico LQ3
- il controllore H_∞ con misura del vento (Hinf-2)

La particolare scelta dei controllori LQ e H_∞ è da imputare alle loro prestazioni che, come sarà chiaro in seguito, sono state considerate le migliori della loro tipologia.

5.1 FAST, TurbSim e MCrunch

Il codice di simulazione utilizzato è FAST [15], sviluppato nel *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), che permette di ricreare con grande precisione il comportamento dinamico di una turbina soggetta all'azione del vento. Con tale codice è inoltre possibile simulare l'interazione idrodinamica della turbina con il mare e in particolar modo con le onde. Oltre alla piattaforma *ballast-stabilized* FAST può riprodurre il comportamento di diverse altre turbine -galleggianti e non- in diverse condizioni. Il modello che utilizza tale codice consiste in una combinazione di elementi rigidi (piattaforma, *hub*, moltiplicatore di giri) e elementi flessibili (torre, pale e trasmissione). Questi ultimi sono modellizzati attraverso equazioni agli elementi finiti, connessi da componenti elastiche e smorzanti ideali.

Per una turbina galleggiante in FAST sono utilizzati 24 gradi di libertà (gdl). Sei sono dedicati al movimento traslazionale e rotazionale della piattaforma. Quattro gdl riguardano la deflessione della torre: due per i due modi di vibrare in direzione “*side-side*” e due in direzione “*fore-aft*” (quest'ultimo mostrato in Figura 2.4). Un altro gdl è il movimento rispetto all'asse di imbardata della carlinga, che in questo progetto di tesi non è stato però considerato, in quanto parte di un diverso anello di controllo e ampiamente studiato in letteratura. Per la trasmissione, considerata flessibile, l'angolo di rotazione del rotore e il *twist* tra rotore e generatore sono aggiunti nel modello. Sei gdl sono usati per descrivere il primo e secondo modo di vibrare delle tre pale in direzione *flapwise*, e altri tre per il primo modo di vibrare di ogni pala in direzione *edgewise* (si veda la Figura 2.3 per maggiori chiarimenti). Infine, due gdl descrivono il movimento della coda della turbina, che in questa tesi non è stata considerata dato che nel progetto Hywind la turbina non presenta alcuna coda. Il codice FAST può essere eseguito in maniera indipendente oppure come *S-*

Function in *MATLAB Simulink*. Questo secondo approccio è stato utilizzato nella seguente analisi, in quanto permette una maggior flessibilità nella realizzazione dei vari controllori.

Il vento è dato in ingresso al codice FAST ed è generato da un altro software sviluppato dall’NREL, chiamato *TurbSim* [16]. Con tale codice è possibile generare venti turbolenti basati sugli spettri di Kaimal o Von Karman. È inoltre possibile definire l’intensità della turbolenza e la velocità media del vento che si vuole generare, nelle tre direzioni dello spazio. È infine possibile impostare l’interazione che il vento ha con la superficie terrestre o marina e definire alcune caratteristiche della superficie stessa.

Le onde sono generate direttamente all’interno di FAST, tramite il pacchetto software denominato “*HydroDyn*” che permette la definizione di diverse caratteristiche del mare. Tra queste è importante ricordare la densità e la profondità dell’acqua, oltre alla modalità di generazione (regolari, irregolari) delle onde e alla loro altezza e periodo caratteristici. È inoltre possibile definire una corrente agente sulla piattaforma. In tale pacchetto è infine importante notare che sono descritte anche le linee di ancoraggio e in particolar modo le loro interazioni con il mare.

L’ultimo codice utilizzato per le analisi è stato *MCrunch* [47], anch’esso sviluppato dall’NREL. Tale codice è uno script di post-processing eseguibile in ambiente MATLAB. Ricevendo in ingresso l’*output* di FAST permette di eseguire calcoli statistici sulle variabili desiderate (media, deviazione standard, ecc.). Esso consente inoltre di valutare i *Damage Equivalent Loads* dei vari componenti a partire dalla storia temporale dei carichi agenti su di essi applicando il principio del *rainflow counting*, spiegato nel Capitolo 3.

5.1.1 Condizioni ambientali delle simulazioni

Come precedentemente enunciato i diversi sistemi di controllo sono stati confrontati tra loro nelle stesse condizioni ambientali. In FAST sono stati attivati tutti i gradi di libertà della turbina, eccetto le traslazioni della piattaforma per cui il modello sviluppato nel Capitolo 4 risulta non adeguato. Attivando tali gdl la velocità del generatore risulta comunque ben regolata con tutti i controllori sviluppati, ma per quanto riguarda la fatica i risultati ottenuti non potevano essere pienamente giustificati da scelte di progetto opportune. Si è dunque preferito disattivare la traslazione e lasciare a futuri sviluppi l’aggiunta della traslazione nel modello.

Il vento generato ha una media di 18 m/s , in regione 3, con un’intensità di turbolenza del 14.92% e una densità dell’aria di 1.225 Kg/m^3 . Per la

generazione del vento è stato utilizzato lo spettro di Kaimal, più adatto alle condizioni di mare aperto che si sono considerate in questa tesi.

Le onde sono state generate con uno spettro irregolare, con un'altezza caratteristica di 6 m. La densità dell'acqua è 1025 Kg/m^3 e la profondità dell'acqua è 320 m. Il tempo di simulazione è 250 secondi. Le simulazioni sono state eseguite con FAST v.7.01.00a-bjj and Aerodyn v13.00.01a-bjj compilato come *S-Function* in *Simulink MATLAB* (v7.14.0.739) con le modifiche apportate per la simulazione della turbina galleggiante OC3 Hywind su sistema operativo Windows 7 a 32 bit. *MCrunch* è stato utilizzato nella versione v1.00.

5.2 Confronti

Le prestazioni dei diversi controllori saranno in questa sezione valutati sulla base di diversi indici. Questi ultimi si suddividono in indici statistici e indici di fatica. Considerando il *setup* di simulazione sopra definito, generalmente utilizzato per il test di controllori delle turbine eoliche, non è possibile valutare correttamente le *performance* della potenza generata dalla turbina.

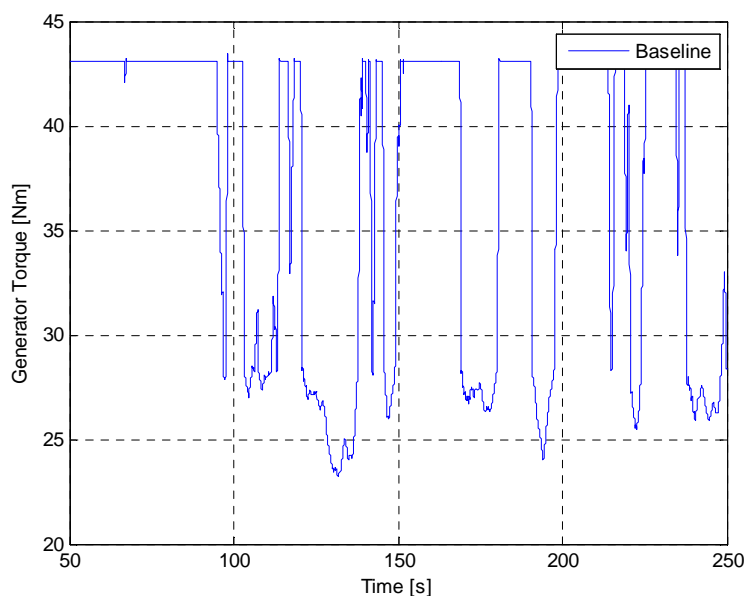


Figura 5.1 – Serie temporale della coppia del generatore imposta dal controllo di coppia nel caso di controllo PI. La velocità del vento è tale da provocare una riduzione della velocità del generatore e quindi dei “buchi di coppia”.

Il vento infatti è tale da provocare frequenti transizioni dalla regione 2 alla regione 3, e la coppia dunque tende a non rimanere costante e a variare secondo la legge data dal controllo di coppia con frequenti “*buchi*”, come mostrato in Figura 5.1. Essendo la potenza generata il prodotto tra la coppia indotta al generatore e la sua velocità, essa non può essere un buon indice per

valutare le performance della regolazione in regione 3. In questo caso infatti entra in gioco anche la fase di transizione del controllo di coppia tra le due regioni, che necessiterebbe di uno studio diverso da quello effettuato in questo caso. Ad ogni modo, l'analisi della velocità del generatore, anziché la potenza generata, permette di effettuare i confronti desiderati in maniera soddisfacente.

5.2.1 Velocità del generatore

Un primo indice della bontà dei controllori è dunque la velocità del generatore. Le serie temporali relative ai quattro controllori considerati più significativi sono riportate in Figura 5.2:

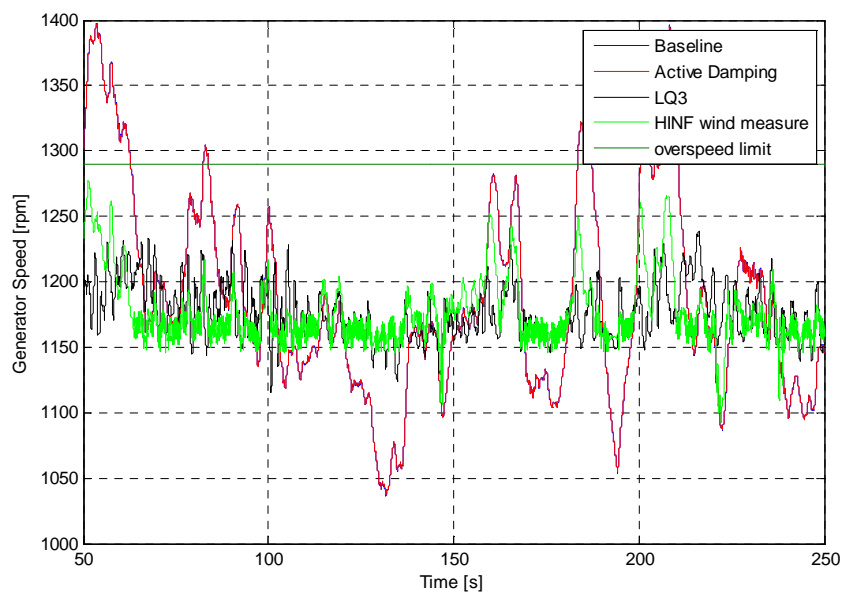


Figura 5.2 – Serie temporale della velocità del generatore per i quattro controllori più significativi. Il controllo *baseline* PI e il controllo con *active damping* sono pressochè sovrapposti. In verde scuro è indicato il limite di sicurezza per la turbina.

Come mostrato in figura, il controllo convenzionale PI presenta frequenti casi in cui si oltrepassa il limite di 1290 rpm (definito dal 10% oltre la velocità nominale). Tale limite è considerato in genere nelle turbine onshore come limite di sicurezza oltre il quale si potrebbe verificare un arresto forzato del rotore per impedire eccessivi surriscaldamenti agli avvolgimenti del generatore. In una turbina onshore tale limite è facilmente rispettato anche con un regolatore proporzionale integrale, ma nel caso di aerogeneratori galleggianti tale controllo, come detto, deve essere più lento e quindi può generare frequenti sovraelongazioni. Mentre il controllo con active damping, essendo basato nuovamente sul PI, non può garantire prestazioni migliori, i controllori ottimi mostrano invece un netto miglioramento delle *performance* (ad esclusione dello schema H_∞ più compensatore).

| Controllore | Media | StdDev |
|--------------------------|-------|--------|
| PI | 1190 | 76.94 |
| PI+Active damping | 1190 | 76.71 |
| LQ1 | 1173 | 25.55 |
| LQ2 | 1175 | 21.11 |
| LQ3 | 1174 | 23.25 |
| H_∞ +Compensatore | 1194 | 25.51 |
| Hinf-1 | 1178 | 26.53 |
| Hinf-2 | 1178 | 26.52 |

Tabella 5.1 – Media e deviazione standard della velocità del generatore controllata con i diversi schemi presentati nel Capitolo 4.

Come indicato in Tabella 5.1, la media della velocità del generatore nel controllo PI (e della sua variante con active damping) è molto distante dal valore nominale per questa turbina, fissato a 1173.7 *rpm*. Quando invece si utilizzano controllori ottimi le medie si assestano su valori più accettabili. In particolar modo nel controllo lineare quadratico, grazie all'utilizzo dell'integratore, è possibile notare una miglior regolazione della media rispetto anche al controllo H_∞ . Tra i controllori LQ, la terza versione, che minimizza la derivata della deflessione della torre, ottiene la media più vicina al valore nominale. Per quanto riguarda invece i controllori H_∞ , lo schema con compensatore è risultato essere il peggiore, con una media addirittura peggiore del PI. Gli altri due H_∞ hanno invece mostrato comportamenti molto simili, ma comunque peggiori dei controllori LQ. Come si vedrà in seguito, questo può essere imputabile a una miglior regolazione della fatica da parte dei controlli H_∞ . Infatti, nei controllori ottimi, si trova il miglior compromesso tra i due obiettivi cercando di rispettare i pesi imposti in fase di progettazione: avendo però scelto delle convenzioni per i pesi leggermente diverse per le due classi di controllori, non è stato facile ottenere delle simulazioni perfettamente comparabili.

Per quanto riguarda invece la deviazione standard, si nota in Figura 5.3 che l'aggiunta dell'active damping allo schema PI ha portato a un –seppure leggero– miglioramento. Nel passaggio ai controllori ottimi, come mostrato in Figura 5.3, la deviazione standard ha invece mostrato un netto miglioramento, passando da circa 77 a valori compresi tra 21 e 26.5. Nel controllo LQ2, in particolar modo, dove è stata minimizzata la varianza della deflessione della torre (si veda la Tabella 5.3), si è ottenuta anche la maggior riduzione di deviazione standard della velocità del generatore, mostrando una probabile connessione tra deflessione della torre e velocità del generatore. Anche il controllo H_∞ con compensatore in questo frangente ha mostrato una forte riduzione. Questo risultato porta a dire che, nonostante una velocità media

maggiore del PI, l' H_∞ con compensazione del vento può essere considerato migliore in quanto allevia le fluttuazioni di potenza caratteristiche degli aerogeneratori. In generale comunque bisogna evidenziare che i controllori H_∞ si sono dimostrati più reattivi nella regolazione della velocità, come è possibile vedere in Figura 5.2, dove attorno al valore nominale si sono verificate diverse oscillazioni ad alta frequenza. Tali oscillazioni però sono dovute alle più frequenti interazioni con il controllo di coppia, per il quale non sono state ben definite delle regole di transizione tra la regione 2 e la regione 3, provocando oscillazioni della coppia attorno all'equilibrio, e quindi anche di velocità. In definitiva dunque, il controllo LQ3 è risultato essere il miglior compromesso tra media e deviazione standard della velocità.

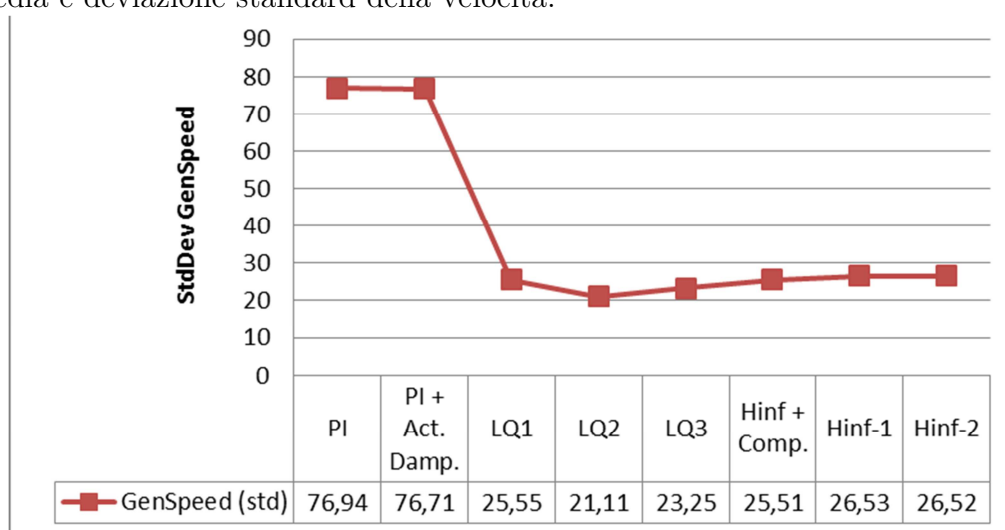


Figura 5.3 – Andamento della deviazione standard della velocità del generatore per i diversi controllori.

Bisogna però ricordare come in ambiente industriale sia ancora preferito il controllo PI grazie alla sua robustezza, solitamente molto più alta rispetto a un controllo ottimo. È quindi importante notare come l'aggiunta *dell'active damping* non provochi una perdita di prestazioni nella regolazione della velocità del generatore rispetto al PI.

5.2.2 Torre, piattaforma, pale e trasmissione

L'analisi della fatica è stata effettuata tramite l'applicazione del *rainflow counting* sulle diverse storie temporali dei carichi di interesse, come indicato nel Capitolo 3. Si ricorda dunque che nel caso in esame sono stati considerati il carico alla base della torre, la coppia aerodinamica indotta dal vento sul rotore, il momento applicato sulla piattaforma dalla struttura e i carichi alla radice delle pale in entrambe le direzioni *edgewise* e *flapwise*. In Tabella 5.2 sono presentati i valori della fatica per ogni componente analizzato.

| Controllore | Blade FW (kN) | Blade EW (kN) | Drivetrain (kN m) | Tower (kN) | Platform (kN m) |
|--------------------------|------------------|------------------|----------------------|---------------|--------------------|
| PI | 2,20E+05 | 2,98E+05 | 1,21E+06 | 4,65E+07 | 1,11E+08 |
| PI+Active damping | 2,20E+05 | 2,98E+05 | 1,21E+06 | 3,27E+07 | 2,94E+07 |
| LQ1 | 2,46E+05 | 3,00E+05 | 1,48E+06 | 3,16E+07 | 4,59E+05 |
| LQ2 | 2,58E+05 | 3,06E+05 | 1,52E+06 | 3,48E+07 | 2,43E+05 |
| LQ3 | 2,09E+05 | 2,99E+05 | 1,27E+06 | 2,15E+07 | 2,82E+05 |
| H_∞ +Compensatore | 2,22E+05 | 3,00E+05 | 1,91E+06 | 5,31E+08 | 2,13E+05 |
| Hinf-1 | 2,05E+05 | 3,01E+05 | 2,48E+06 | 1,45E+07 | 1,74E+06 |
| Hinf-2 | 2,04E+05 | 3,01E+05 | 2,81E+06 | 1,55E+07 | 6,21E+06 |

Tabella 5.2 – DEL delle pale, della trasmissione, della torre e della piattaforma calcolati per ogni controllore.

5.2.2.1 Tower DEL

Il primo *damage equivalent load* (DEL) da analizzare è certamente quello riguardante la base della torre. Come è possibile notare in quasi tutti i controllori testati si è riusciti a diminuire, seppure limitatamente talvolta, la fatica. In Figura 5.4 sono visualizzati gli andamenti dei DEL della torre e della piattaforma per tutti i controllori.

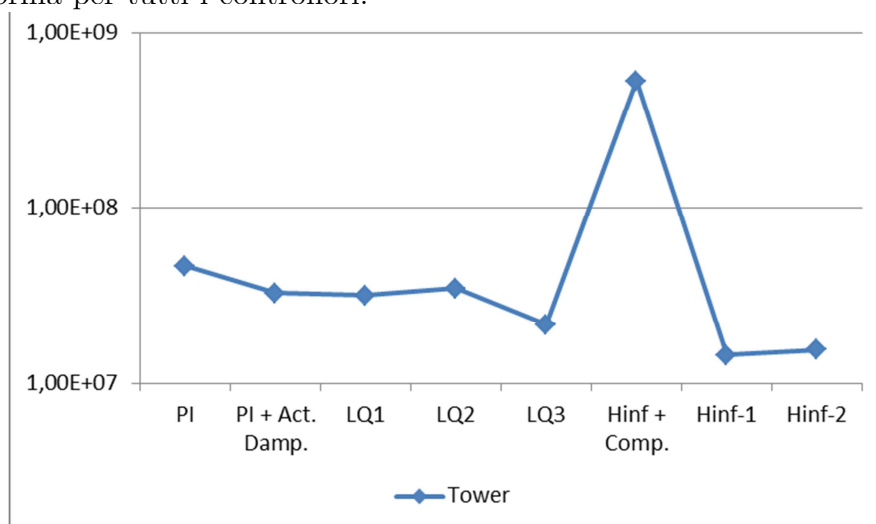


Figura 5.4 – Andamento del DEL (in scala log) della torre per i diversi controllori.

Tra i controllori LQ si sono ottenuti risultati soddisfacenti in tutti i casi. L'LQ1, che è la logica tipicamente applicata in letteratura, consente già una riduzione della fatica della torre rispetto al PI, ma l'LQ3 ha dimostrato la possibilità di ridurre ulteriormente tale fatica. Inoltre, si può notare come il punire la derivata della deflessione della torre sia nettamente più efficace della riduzione della sola deflessione. Nel secondo caso infatti un incremento della fatica è stato registrato rispetto all'LQ1.

Per il controllore H_∞ con compensatore non è stato possibile ridurre la fatica della torre. Tale risultato è da attribuirsi all'uso del compensatore in

concomitanza con il controllo ottimo: mentre il compensatore diminuiva l'effetto del vento sulla velocità del generatore e sul movimento totale della cima della torre, l' H_∞ si occupava della riduzione deflessione della torre. L'effetto totale è dunque un controllo non finalizzato completamente alla riduzione della deflessione della torre.

Con gli altri controlli H_∞ è invece stato possibile migliorare la fatica della torre anche rispetto all'LQ3: tale miglioramento però è da valutare in concomitanza con il peggioramento della regolazione della velocità del generatore. Si noti inoltre che l'utilizzo di un peso variabile in frequenza non ha comportato una riduzione della fatica rispetto all'utilizzo dei pesi costanti, anzi ha provocato un leggero aumento che però non può essere considerato significativo. Considerando il notevole aumento della complessità del sistema si può dunque ritenere in generale poco vantaggioso l'utilizzo di pesi variabili in frequenza.

Un'ultima importante considerazione è relativa al controllore PI con aggiunta dell'*active damping*. Tale controllore ha infatti mostrato la possibilità di ridurre la fatica quasi quanto la legge di controllo LQ utilizzata in letteratura (LQ1). Questo è un importante risultato, in quanto consente di constatare che la semplice aggiunta di un ulteriore anello di controllo in cascata può permettere un miglioramento sensibile della durabilità della torre.

5.2.2.2 Effetto della deflessione della torre e dell'angolo di pitch della piattaforma sulla fatica della torre

La deflessione della torre è un buon indicatore per delle valutazioni riguardanti la fatica.

Come si può notare dalla Figura 5.5, in cui si è mostrato un estratto dell'andamento della deflessione della torre per i quattro più importanti controllori analizzati, il controllo PI sembra essere assolutamente comparabile ai controllori ottimi. Addirittura l'LQ3 causa una evidente maggiore deflessione della torre nell'estratto temporale considerato. L'*active damping* inoltre risulta essere identico al PI, se non per piccole variazioni. Tali comportamenti porterebbero a pensare che non può esserci alcuna variazione, né tantomeno una diminuzione, della fatica della torre grazie a questi controllori. In verità però la fatica è in tutti i casi ridotta rispetto al controllore PI, come è stato mostrato nel precedente paragrafo. Come infatti analizzato nel Capitolo 3, la deflessione della torre non è direttamente proporzionale alla sua fatica: la relazione che le lega è certamente più complessa ma in linea di massima si può considerare che un maggior numero di oscillazioni irregolari nello stesso periodo di tempo comportano una maggiore fatica.

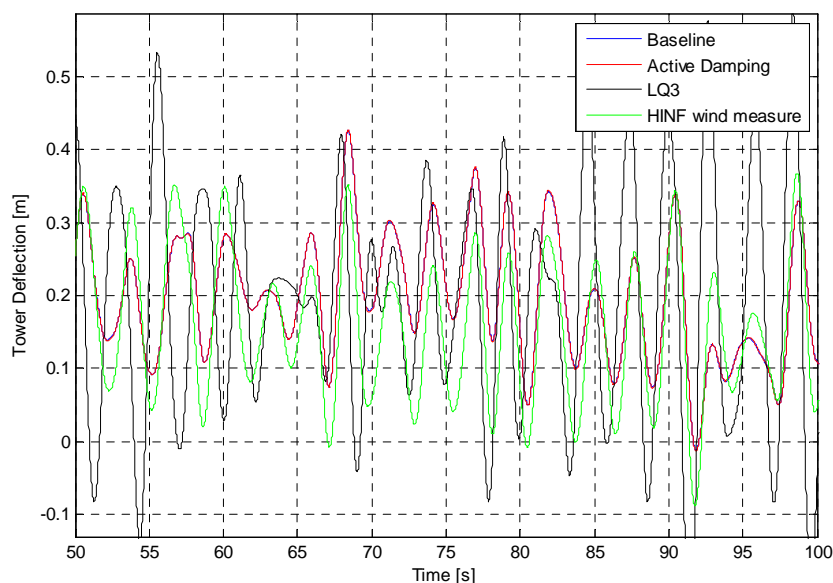


Figura 5.5 – Estratto significativo della storia temporale della deflessione della torre. Le due varianti PI risultano praticamente sovrapposte. Maggiori differenze si notano per l’LQ e l’Hinf-1.

In Figura 5.5 è possibile notare che nonostante un aumento delle ampiezze delle oscillazioni, nei controllori ottimi mostrati si ha una maggior regolarità della storia temporale. Tale regolarità si traduce in una minor fatica, come evidenziato in Figura 5.4.

| Controllore | Media TwrDefl | Media PtfmPitch | StdDev TwrDefl | StdDev PtfmPitch |
|----------------------------|------------------|--------------------|-------------------|---------------------|
| PI | 0.176 | 1.065 | 0.0889 | 0.8655 |
| PI+Active damping | 0.176 | 1.065 | 0.0890 | 0.8670 |
| LQ1 | 0.1905 | 1.168 | 0.0965 | 0.5777 |
| LQ2 | 0.1945 | 1.214 | 0.0785 | 0.1028 |
| LQ3 | 0.1903 | 1.168 | 0.0805 | 0.3323 |
| H_{∞} +Compensatore | 0.1946 | 1.213 | 0.1150 | 0.0951 |
| Hinf-1 | 0.1614 | 0.995 | 0.1021 | 0.6392 |
| Hinf-2 | 0.1612 | 0.993 | 0.1021 | 0.6391 |

Tabella 5.3 – Media e deviazione standard della deflessione della torre (TwrDefl) e dell’angolo di pitch della piattaforma (PtfmPitch).

A titolo di esempio, si noti inoltre che la deviazione standard nella classe dei controllori lineari quadratici ha valori sia maggiori che minori del PI (Figura 5.6), anche se in tutti i casi la fatica diminuisce rispetto al controllore base.

Dalla Figura 5.5 si nota infine che la deflessione della torre ottenuta con l’active damping risulta avere pressochè lo stesso andamento del PI. Ciò che viene retroazionato nell’*active damping* è la derivata della deflessione della torre, il che comporta solo lievi modifiche alla realizzazione temporale della deflessione della torre. In generale è dunque possibile affermare che la

deviazione standard e la media della deflessione della torre non incidono sulla fatica della stessa.

Come detto, però, in alcuni controllori si ha un aumento dell'oscillazione massima della torre, che può essere considerato un elemento critico: tale aumento però è in genere considerato ininfluenza, in quanto la deflessione massima raggiungibile dalla struttura è prerogativa della fase di progettazione strutturale della torre, nella quale solitamente si imposta tale deflessione massima diversi ordini di grandezza più alta rispetto ai valori in gioco nelle simulazioni in esame.

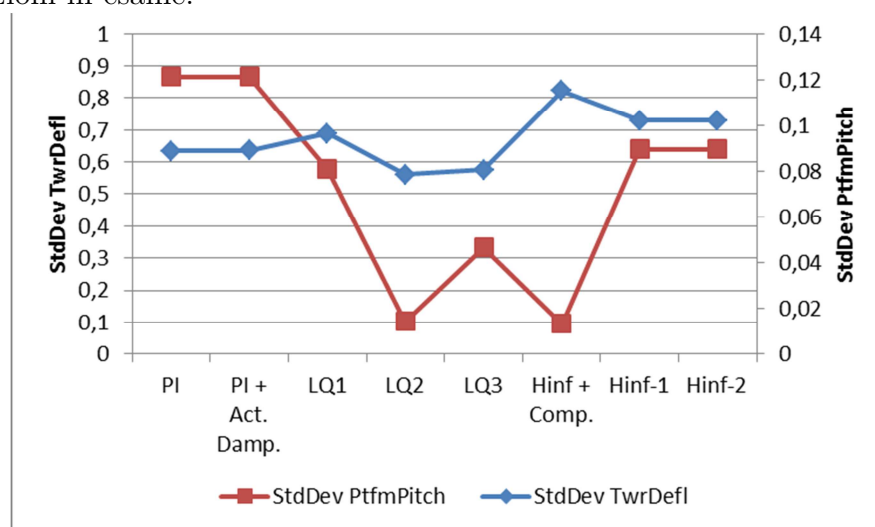


Figura 5.6 – Andamento della deviazione standard dell'angolo della piattaforma e della deflessione della torre nei diversi controllori.

La Figura 5.6 mostra infine come in tutti i casi in cui sono stati utilizzati controllori ottimi, la deviazione standard della rotazione della piattaforma sia diminuita. In questo caso è importante evidenziare il notevole decremento della deviazione standard della piattaforma ottenuto con lo schema dell' H_{∞} con compensatore. Tale decremento tuttavia non corrisponde a una effettiva riduzione della fatica della torre, dimostrando come anche l'oscillazione della piattaforma abbia un'importanza secondaria nella determinazione della fatica della torre.

5.2.2.3 Platform DEL

Per quanto riguarda la piattaforma è importante sottolineare come tutti i controllori applicati abbiano ridotto notevolmente la sua fatica, come mostrato anche in Figura 5.7. Questo risultato è da attribuire al fatto che a una riduzione della fatica alla radice della torre corrisponda anche una riduzione della fatica del basamento. Un altro importante fattore che riduce la fatica della piattaforma è la deviazione standard della sua rotazione: quando

quest'ultima diminuisce si ha una minore interazione tra la piattaforma stessa e l'acqua, il che provoca una minor fatica.

Il controllo Active Damping garantisce una minor fatica della piattaforma proprio grazie alla diminuzione del DEL della torre (Figura 5.4), pur non essendo soggetto a una diminuzione della deviazione standard della rotazione della piattaforma (Figura 5.6).

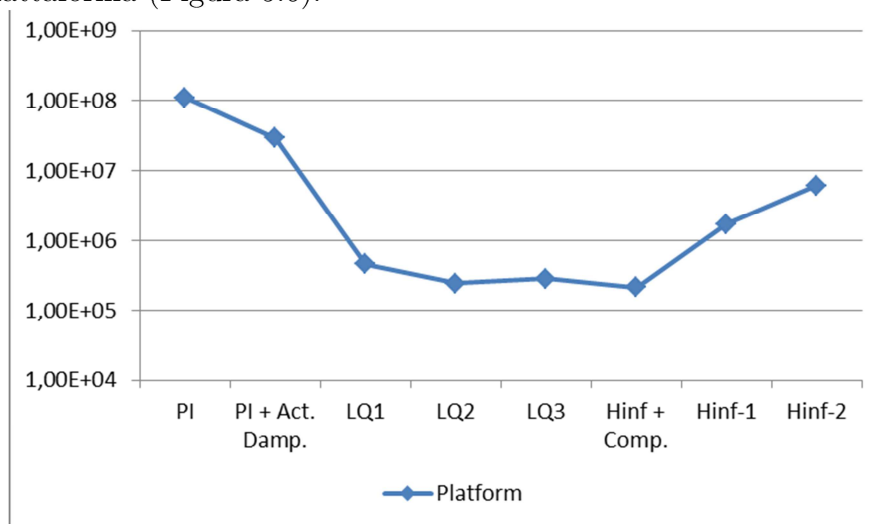


Figura 5.7 – Andamento della fatica (in scala logaritmica) sulla piattaforma per i diversi controllori sviluppati.

Confrontando l'Active Damping con il controllo LQ1 si nota che, a parità di fatica sulla torre, l'LQ1 provoca un'ulteriore riduzione della fatica della piattaforma: tale riduzione è causata dalla riduzione della rotazione della piattaforma. Si noti inoltre che il controllo H_{∞} con compensatore, per il quale la fatica della torre aumenta rispetto al PI, riduce notevolmente la fatica della piattaforma grazie alla diminuzione della deviazione standard della rotazione del basamento. Quest'ultima analisi mostra come, in verità, la componente principale della fatica sulla piattaforma sia data dall'oscillazione della piattaforma.

Dalla Figura 5.7 infine è importante notare che l'LQ3 ha ridotto ulteriormente la fatica della piattaforma rispetto all'LQ1, grazie ancora all'ulteriore diminuzione della fatica sulla torre. Per i restanti controllori analisi del tutto simili possono essere effettuate riguardo il DEL della piattaforma.

5.2.2.4 Attività dell'attuatore

Questi miglioramenti avvengono comunque al costo di una aumentata azione di controllo da parte dell'attuatore. In Figura 5.8 è mostrata la deviazione standard della derivata dell'angolo β in uscita al controllore. Tale indice è generalmente utilizzato in letteratura per valutare l'azione di controllo dell'angolo di passo delle pale.

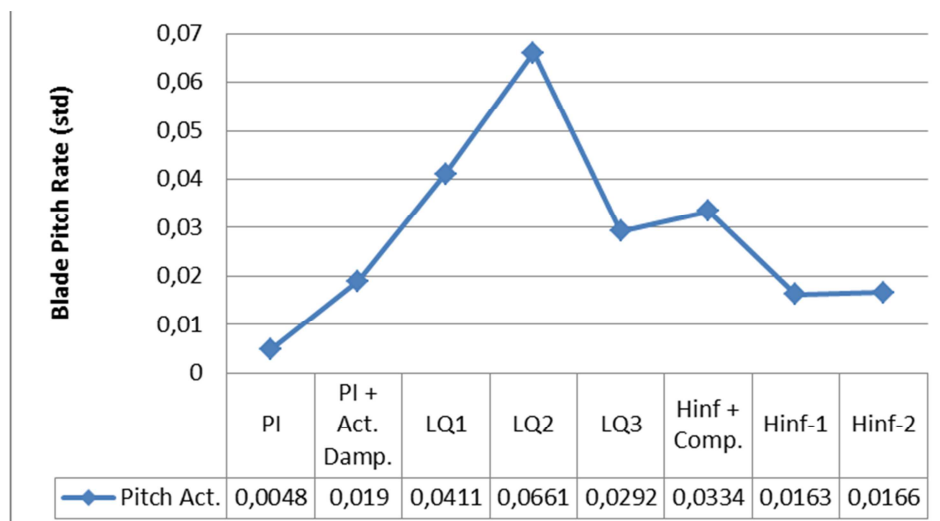


Figura 5.8 - Deviazione standard della derivata dell'angolo della pala β . Tale valore permette di valutare l'attività del controllo.

Considerando il gruppo dei controllori lineari quadratici l'LQ3 ha evidenziato una riduzione dell'azione di controllo rispetto all'LQ1, utilizzato in letteratura. Imporre i pesi sulla deflessione (LQ2) della torre ha inoltre mostrato un significativo aumento dell'attuazione rispetto all'LQ1 e quindi all'LQ3.

Per quanto riguarda i controllori H_∞ lo schema con compensatore del disturbo è risultato essere il più dispendioso di energia dell'attuatore. Tale risultato sarebbe però facilmente modificabile rallentando ulteriormente l'azione di compensazione tramite un passa basso all'ingresso del compensatore più filtrante. L'active damping e i controllori Hinf-1 e Hinf-2 hanno invece mostrato un adeguato aumento dell'azione controllo, comparato al PI. Può essere, questo, un punto di forza che potrebbe portare alla loro scelta in fase di *design* rispetto ai controllori LQ. Ad ogni modo bisogna evidenziare che anche l'LQ3 non supera mai il limite dell'attuatore degli $8^\circ/sec$ definiti nel [12], a dimostrazione del fatto che le potenzialità dell'attuatore non vengono sfruttate con il PI.

Si noti che può sembrare non oggettivo confrontare un PI in cui è stata limitata la banda passante con altri controllori ottimi in cui si è considerata un'attività dell'attuatore molto più alta, ma bisogna comunque ricordare che nel caso del PI si è dovuta diminuire la banda passante per evitare il fenomeno del *negative damping*, e non per limitare l'azione dell'attuatore in sé. Il *negative damping*, nella ricerca della soluzione lineare quadratica o H_∞ è già presa in considerazione grazie all'utilizzo del modello del Capitolo 4 e permette dunque una maggiore velocità di controllo.

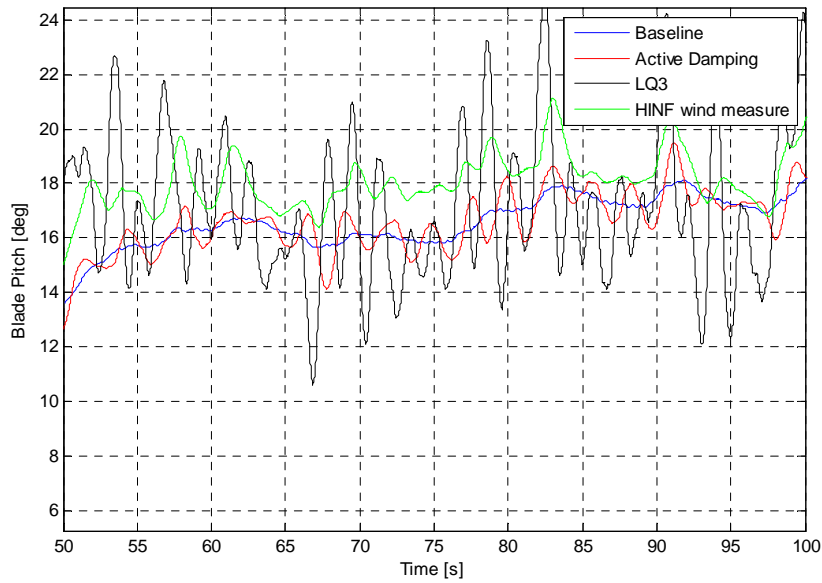


Figura 5.9 – Estratto temporale significativo dell’andamento dell’attuatore in cui si nota un controllo molto forte nell’LQ3. L’ H_{∞} e l’active damping invece mostrano valori più vicini al controllo convenzionale PI.

5.2.2.5 Blades & Drivetrain DEL

La fatica alla radice delle pale è stata valutata sia in direzione *flapwise* (FW) che in direzione *edgewise* (EW).

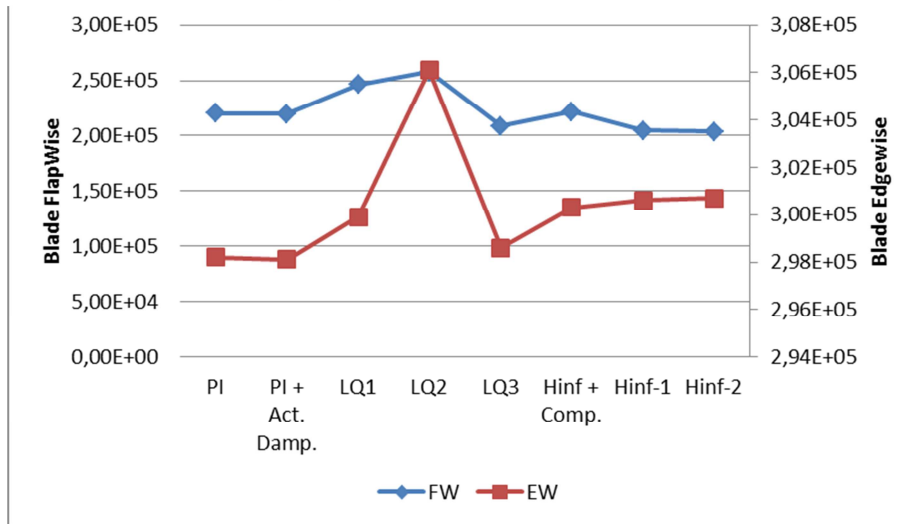


Figura 5.10 – Andamento fatica delle pale in direzione *flapwise* (FW) ed *edgewise* (EW)

In direzione FW la leggera variazione è dovuta a una combinazione tra il movimento della piattaforma e quello della deflessione della torre. Come mostrato in Figura 5.6 nel caso ad esempio dell’LQ3 si ha una diminuzione di entrambe le deviazioni standard dei movimenti della piattaforma e della torre, che comporta anche una riduzione della fatica delle pale in direzione *flapwise* rispetto al PI (vedi Figura 5.10). Tale riduzione è comprensibile considerando

che una minor oscillazione della carlinga (data sia dalla deflessione della torre che dalla oscillazione della piattaforma) provoca una minor deflessione della pala nella direzione *flapwise*. Per quanto riguarda i controllori Hinf-1 e Hinf-2 si nota ancora una riduzione della fatica delle pale in direzione FW rispetto al controllo PI. In questo caso si evidenzia come l'aumento della deviazione standard della deflessione della torre sia irrilevante a confronto con la diminuzione della deviazione standard dell'oscillazione della piattaforma, che risulta essere dunque il principale attore nella fatica delle pale in direzione FW. Per quanto riguarda la fatica in direzione *edgewise* non si sono verificate variazioni rispetto al PI. Questo può essere dovuto sostanzialmente al fatto che a fronte di una probabile riduzione della fatica anche in direzione *edgewise*, si è riscontrato un aumento dell'attività dell'attuatore delle pale, il che induce maggiori oscillazioni in quella stessa direzione. Nell'LQ2 il vistoso aumento della fatica EW può essere attribuito alla elevata attività dell'attuatore riscontrata in tale controllo (Figura 5.8).

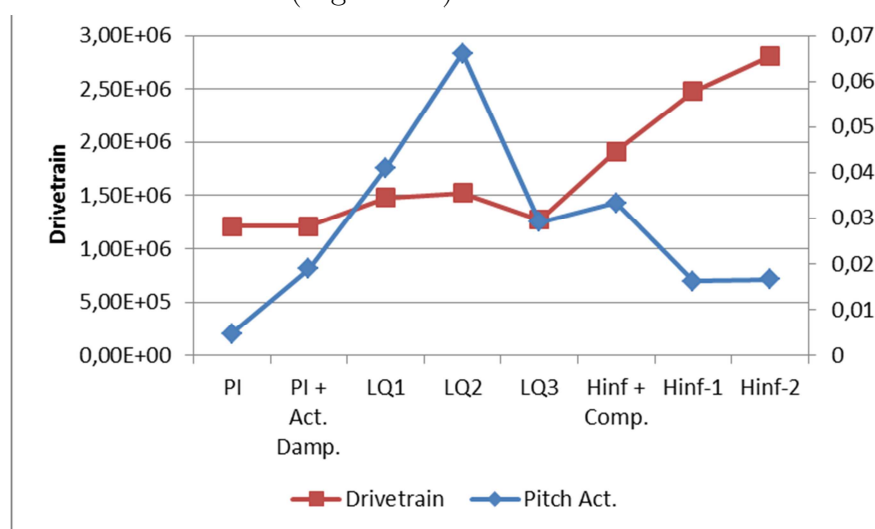


Figura 5.11 – Andamento del DEL della trasmissione per i diversi controllori.

L'ultimo indice di *performance* da valutare è la fatica cui è sottoposta la trasmissione. Tale indice è calcolato a partire dalla coppia aerodinamica generata dal vento sul rotore, dato che si è utilizzato un approccio a coppia indotta costante. In Figura 5.11 è possibile notare un generale aumento della fatica, ad esclusione del controllo PI con active damping per cui è rimasta costante. La motivazione di tale risultato è da ricercarsi nell'attività dell'attuatore. Se l'angolo delle pale varia più velocemente si ha una variazione più veloce della coppia aerodinamica indotta dal vento agente sul rotore. Considerando che al lato generatore si ha una coppia indotta costante si avrà necessariamente una maggiore torsione della trasmissione, e dunque maggior fatica. Questo andamento è riscontrabile dalla Figura 5.11 in cui – per i

controllori considerati- si nota che a un maggior incremento dell'attività dell'attuatore corrisponde un aumento della fatica della trasmissione. Si noti come si possa considerare che la velocità di controllo dell'active damping non sia aumentata a tal punto da provocare un peggioramento delle prestazioni della trasmissione.

Un approccio differente deve essere applicato per i controllori Hinf-1 e Hinf-2, per i quali bisogna considerare la problematica della transizione dalla regione 2 alla regione 3 del controllo di coppia. In tale controllo, come detto, la velocità del generatore risulta essere spesso nella fascia di transizione e si hanno repentini cambi di coppia indotta al generatore che provocano un aumento della torsione della trasmissione. Si può comunque supporre che, con opportune dinamiche di transizione tra regioni diverse, i due controllori abbiano un andamento simile a quello dell'LQ. Ad ogni modo, l'incremento della fatica nella trasmissione non è da considerarsi rilevante se comparato ai miglioramenti ottenuti nelle altre componenti.

5.2.3 Miglioramenti Percentuali

In Figura 5.12 è mostrata un'interpretazione grafica delle prestazioni dei controllori più significativi comparati con il controllo convenzionale PI. Come è possibile notare sono stati considerati gli stessi indici di performance del paragrafo precedente, questa volta in percentuale rispetto al PI, calcolati secondo l'equazione:

$$k_{i,\%} = \frac{k_{baseline} - k_i}{k_{baseline}}$$

dove k rappresenta il generico indice di performance del controllore i . Ad una variazione percentuale positiva di $k_{i\%}$ corrisponde dunque un miglioramento delle prestazioni del controllore considerate rispetto al PI.

Partendo dai controllori ottimi, si può notare come l'LQ3 sia il migliore nella regolazione della velocità del generatore, sia per la media che per la deviazione standard. Nell'LQ3 è inoltre possibile evidenziare una notevole riduzione della rotazione della piattaforma rispetto all'Hinf-1. La fatica della torre è invece maggiormente ridotta dal controllo Hinf-1, che riesce a ridurre di un ulteriore 13% rispetto all'LQ3 tale fatica. Come detto però, questo miglioramento deve essere messo a confronto con il peggioramento nella regolazione della velocità del generatore dello stesso Hinf-1. A rigor di logica, i risultati dei due controllori LQ3 e Hinf-1 possono essere considerati simili, a patto di scegliere dei pesi equivalenti nella fase di taratura. Il controllo Hinf-1 però ha il forte vantaggio di avere un aumento dell'attività del controllore di circa la metà

rispetto all'LQ3, addirittura inferiore al controllore con *active damping*. Questo risultato può risultare molto importante nella scelta del controllore migliore. La fatica della piattaforma infine è pressochè invariata nei due controllori ottimi, con un miglioramento di circa il 99% per entrambi.

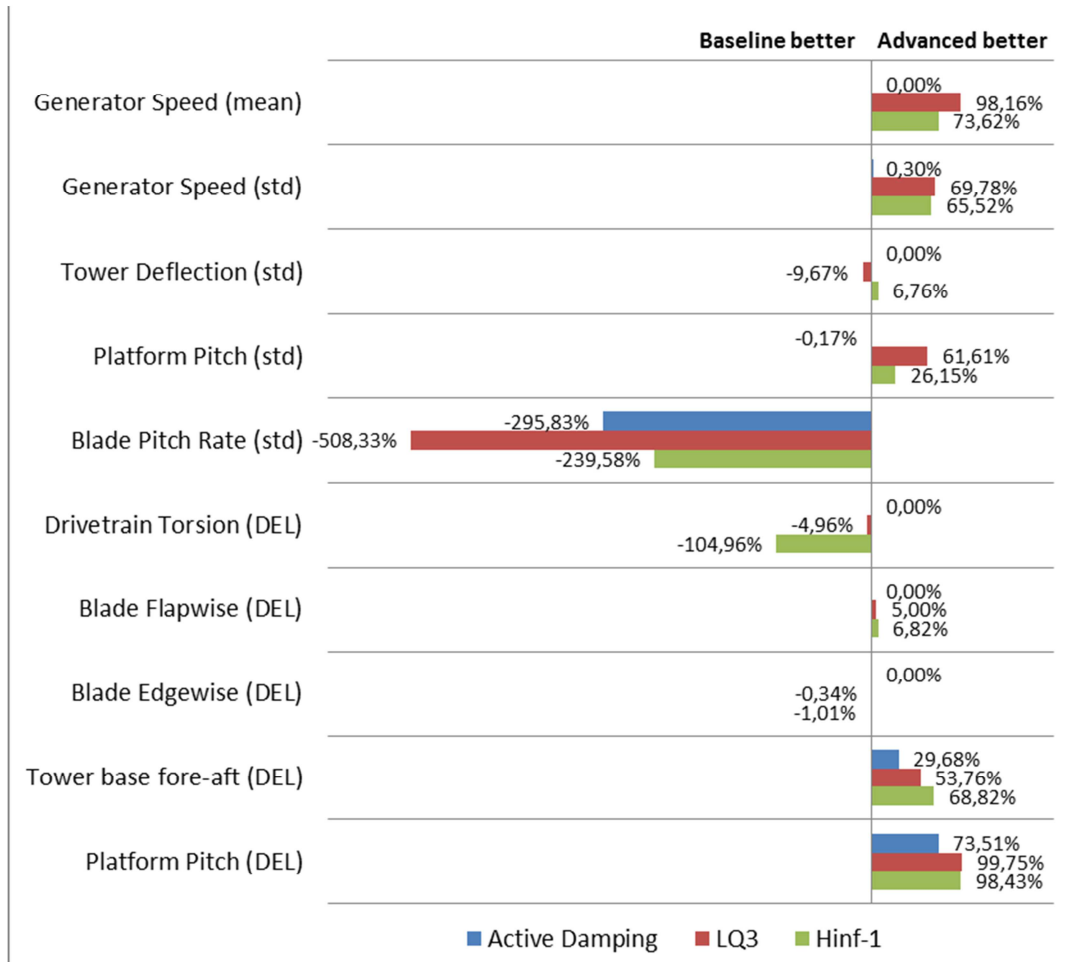


Figura 5.12 – Interpretazione grafica delle performance dei controllori più significativi comparate con il controllore PI. Una percentuale positiva indica un miglioramento delle prestazioni rispetto al controllore PI.

L'analisi del controllore PI con aggiunta dell'*active damping* è particolarmente interessante. Mantenendo infatti quasi tutti gli indici di performance costanti rispetto al PI, garantisce una buona diminuzione della fatica della torre e della piattaforma, di poco al di sotto dei controllori ottimi. Ovviamente si è registrato un aumento dell'attività dell'attuatore, che può comunque essere considerato accettabile. Tali risultati sono da considerare con la semplicità di realizzazione di questo schema: mentre infatti gli altri due controllori necessitano della progettazione completa di un nuovo regolatore, per il PI con *active damping* è sufficiente l'aggiunta di una retroazione -relativamente facile da tarare- ai controlli attualmente utilizzati. Considerata dunque la preferenza

in ambito industriale di controllori PI a causa della loro robustezza, tale schema risulta particolarmente significativo. Inoltre, in fase di simulazione, si è notato che mentre i controllori ottimi richiedono un'elevata capacità di calcolo, il PI con active damping applica una legge molto più semplice, che potrebbe dunque essere utilizzata su un controllore con risorse più limitate.

Capitolo 6

Conclusioni

In questa Tesi sono state proposte e studiate alcune metodologie avanzate di controllo per aerogeneratori *offshore* galleggianti, con l'obiettivo di migliorare la regolazione della potenza generata e di ridurre la fatica della torre della turbina eolica, evitando di causare una maggiore usura negli altri componenti. In letteratura sono infatti presenti diversi studi riguardanti l'applicazione dei controllori convenzionali utilizzati attualmente per gli aerogeneratori *on land* sulle turbine eoliche *offshore* galleggianti. Tali applicazioni hanno però riscontrato diversi problemi, quali ad esempio il *negative damping*, che hanno portato a un rallentamento forzato del controllore convenzionale, andando così a diminuire le prestazioni nella regolazione di potenza in Regione 3. Inoltre, la mancanza di specifiche leggi di controllo aventi l'obiettivo di ridurre la fatica ha portato a un aumento significativo dell'usura in tutti i componenti, ed in particolare, nella piattaforma *ballast-stabilized*, per la torre. Si ricorda infatti che, negli aerogeneratori *offshore* galleggianti, sono possibili traslazioni e rotazioni della piattaforma che nelle turbine *onshore* sono decisamente molto meno pronunciati.

Nella prima parte di questa Tesi è stato quindi sviluppato e validato un modello semplificato del sistema dell'aerogeneratore galleggiante, sufficientemente accurato per descrivere le principali problematiche di controllo in esame. Tale modello è stato ricavato dall'ampliamento di uno studio effettuato in letteratura, in cui erano stati modellizzati la trasmissione, la piattaforma, il vento e l'attuatore. In questo elaborato è stata aggiunta anche la dinamica della torre, che ha permesso di effettuare delle analisi sulla

deflessione della torre ai fini del controllo. I parametri del modello sono stati ricavati sia a partire dalla letteratura che tramite una procedura di identificazione a scalino. Nella prima parte, inoltre, è stata analizzata l'incidenza dei carichi sulla fatica per i componenti di interesse, ed è stato presentato un algoritmo di calcolo degli indici di fatica (*damage equivalent loads*).

Nella seconda parte sono stati invece presentati e studiati i controllori di coppia e dell'angolo di passo delle pale attualmente utilizzati. Le diverse regioni di operatività sono state presentate e in particolare è stata fatta un'analisi più dettagliata sulla Regione 3, dove i controllori convenzionali hanno riscontrato più problemi. In questo elaborato è stato analizzato il controllo dell'angolo di passo delle pale in questa regione, tralasciando il controllo della coppia indotta al generatore.

È stato poi studiato un controllore lineare quadratico avente l'obiettivo di ridurre i movimenti della piattaforma (LQ1): questo rappresenta l'approccio utilizzato attualmente in letteratura e che si prefigge l'obiettivo di ridurre i movimenti della piattaforma. In questo elaborato è stato sviluppato anche un altro approccio, basato sul controllo della deflessione della torre, anziché dei movimenti della piattaforma, al fine di diminuire la fatica. Lo sviluppo dei controllori per la riduzione della fatica può essere suddiviso in due macro classi:

- controllori aggiuntivi (*active damping*): ovvero anelli di controllo da implementare esternamente al PI attualmente utilizzato in ambito industriale. Tale metodologia risulta particolarmente interessante in un'ottica più prettamente pratica: la possibilità infatti di ridurre la fatica di un componente semplicemente aggiungendo un anello di controllo senza modificare la struttura complessiva del controllore già utilizzato garantisce un contenimento dei costi che può risultare molto conveniente.
- controllori sostitutivi (LQ e H_∞): in grado cioè di sostituire completamente il controllore convenzionale PI attualmente utilizzato. In questo caso possono essere raggiunti risultati nettamente migliori, sia per la fatica che per la regolazione della velocità del generatore.

L'idea fondamentale di tutti i controllori è stata quella di limitare la componente in alta frequenza della deflessione della torre. Come ampiamente noto dalla letteratura infatti, un maggior numero di oscillazioni in poco tempo provoca una maggiore usura nel componente. Nel controllo *active damping* quindi si è deciso di retroazionare la derivata della deflessione della torre, analizzando la funzione di trasferimento tra l'angolo di passo delle pale e la

deflessione della torre. Nei controllori ottimi, ovvero quelli basati su metodi LQG e H_∞ , si è cercato di pesare maggiormente le componenti più veloci della deflessione della torre.

Sono state poi effettuate delle simulazioni grazie a un simulatore (FAST) di riferimento in grado di riprodurre con grande precisione il comportamento della turbina eolica galleggiante presa in esame. Considerando condizioni di vento e onde realistiche, sono stati registrati gli andamenti di svariate variabili di interesse della turbina a cui sono stati applicati tutti i controllori sviluppati e il controllore convenzionale PI. L'ambiente di sviluppo utilizzato è stato *MATLAB Simulink*, il quale -interfacciato con FAST- ha permesso una veloce implementazione dei controlli studiati.

Infine, un confronto delle diverse prestazioni è stato effettuato. Tale confronto è stato basato sull'analisi di grandezze statistiche, quali media e deviazione standard della velocità del generatore, e degli indici di fatica. In generale per ogni classe di controllori sono stati ottenuti risultati soddisfacenti. Nel controllo aggiuntivo *active damping* si è riscontrata una forte riduzione della fatica della torre e della piattaforma, comparabile con i risultati ottenuti dal controllo lineare quadratico LQ1 sviluppato in letteratura. Per quanto riguarda invece la regolazione della velocità del generatore e la fatica sulle pale e sulla trasmissione l'*active damping* non ha mostrato alcuna incidenza su di essi. Questo può essere considerato un risultato molto interessante, in quanto la riduzione della fatica sulla torre non ha comportato peggioramenti negli altri componenti. Tra i controllori ottimi due in particolare sono risultati molto promettenti: il lineare quadratico in cui si è pesata la velocità di deflessione della torre (LQ3) e l' H_∞ in cui si è pesata principalmente la deflessione della torre. In questa parte sono stati ottenuti dei risultati altrettanto importanti. Il primo è che il controllo lineare quadratico basato sulla velocità di deflessione della torre diminuisce effettivamente la fatica su di essa di un ulteriore 10% rispetto al controllo LQ1 che replica l'obiettivo di controllo comunemente imposto. Oltre alla riduzione della fatica della torre però, l'LQ3 ha mostrato dei miglioramenti sia nella regolazione della velocità che nella fatica degli altri componenti: questo controllore dunque presenta delle prestazioni generalmente migliori del lineare quadratico utilizzato in letteratura. Il secondo risultato è che l'applicazione del controllo H_∞ con pesi variabili in frequenza non ha portato i risultati sperati, causando un semplice aumento della complessità del controllore ma un debole miglioramento delle prestazioni. Si è dunque considerato preferibile il controllore H_∞ con pesi costanti, che ha mostrato risultati comparabili con l'LQ3, ma con un utilizzo minore dell'attuatore.

Nel corso delle simulazioni con il codice FAST, la traslazione della piattaforma è stata bloccata: pur non risultando un peggioramento la regolazione della velocità del generatore infatti, la fatica risultava avere dei valori difficilmente correlabili con i controllori utilizzati quando tutti i movimenti della piattaforma erano attivati. Un possibile sviluppo futuro potrebbe dunque essere includere nel modello utilizzato anche la traslazione della piattaforma e l'interazione di quest'ultima con le linee di ancoraggio. Un'altra implementazione potrebbe invece considerare il modello già sviluppato e validato *OWiTS2* [48], in grado di descrivere con precisione la dinamica in due dimensioni delle turbine eoliche *offshore* galleggianti di tipo TLP e *ballast-stabilized*.

Come considerato in letteratura, sarebbe interessante inoltre valutare la possibilità di modificare i controllori ottimi tramite delle opportune logiche di *gain-scheduling*. I controllori sviluppati sono infatti basati su un punto di equilibrio nel pieno della Regione 3: come però dimostrato per i controlli convenzionali PI, il passaggio a una schedulazione della regolazione ha permesso un forte miglioramento delle prestazioni.

Infine, considerando che i controllori ottimi permettono un miglioramento sostanziale di tutti gli indici di fatica ad esclusione di quello della trasmissione, è possibile pensare di utilizzare anche la coppia indotta al generatore come ingresso regolabile da un controllore ottimo. In questo modo il regolatore potrebbe avere a disposizione un nuovo ingresso manipolabile da utilizzare per il raggiungimento degli obiettivi prefissati. Inoltre, ulteriori approfondimenti sarebbero necessari per l'analisi della transizione tra la Regione 2 e la Regione 3 nelle turbine *offshore*, che può essere considerata la causa dell'aumento dell'usura della trasmissione nei controllori ottimi.

Bibliografia

- [1] Eurostat, “Energy, transport and environment indicators.” ISSN 1725-4566, 2013
- [2] EWEA. (Ultima visita Marzo 2014) European Statistic Archive. [Online]. <http://www.ewea.org/statistics/european/>
- [3] Burton T. et al. “Wind energy handbook.” John Wiley & Sons, 2011.
- [4] ABB, “Quaderni di applicazione tecnica N. 13: Impianti eolici”, 2009.
- [5] Lembo E., Serri L. and Botta G. “Studio preliminare del comportamento dinamico di un aerogeneratore off-shore su supporto galleggiante.” Rapporto CESI Ricerca 08000990, 2006
- [6] Casale C., Lembo E., Serri L., Viani, S. and Botta, G. “Resource and technology assessment for evaluating Italy’s off-shore wind energy potential.” *International Conference on Clean Electrical Power* p. 507–513, 2009
- [7] Jonkman J. M. and Matha D. “A quantitative comparison of the responses of three floating platforms.” National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/CP-46726, 2010.
- [8] Musial W. et al. “Engineering challenges for floating offshore wind turbines.” National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/CP-500-38776. 2007.
- [9] Fossen T. I. “Handbook of marine craft hydrodynamics and motion control.” John Wiley & Sons, 2011.
- [10] Jonkman J. M. and Selavounos P. D. “Development of fully coupled aeroelastic and hydrodynamic models for offshore wind turbines.” *44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, 9–12 January 2006, Reno, NV, AIAA Meeting Papers on Disc.*, 2006.
- [11] Jonkman J. M. “Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine.” PhD Diss. University of Colorado, 2007.
- [12] Butterfield S., Musial W. and Scott G. “Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development.” National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-38060. 2009.

-
- [13] Jonkman J. M. "Definition of the Floating System for Phase IV of OC3." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-47535, 2010.
- [14] Lee C. "WAMIT Theory Manual." Massachusetts Institute of Technology, Department of Ocean Engineering, 1995.
- [15] Jonkman J. M. and Buhl Jr M. L. "FAST User's guide." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/EL-500-38230, 2005.
- [16] Jonkman B. J. "TurbSim user's guide: Version 1.50." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-46198, 2009.
- [17] Passon P. et al. "OC3—benchmark exercise of aero-elastic offshore wind turbine codes." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 75. No. 1. IOP Publishing, 2007.
- [18] Nielsen F. G., Hanson T. D. and Skaare B. "Integrated dynamic analysis of floating offshore wind turbines." *25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. American Society of Mechanical Engineers, 2006.
- [19] Hanson T. D., Skaare B., Yttervik R., Nielsen F. G., Havmøller O. "Comparison of measured and simulated responses at the first full scale floating." *Conference Proceedings of EWEA*, 2011.
- [20] Berthelsen P. A. and Fylling I. "Optimization of floating support structures for deep water wind turbines." *EWEA 2011*, 2011.
- [21] Skaare B., Hanson T. D. and Nielsen F. G. "Importance of control strategies on fatigue life of floating wind turbines." *ASME 2007 26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. American Society of Mechanical Engineers, 2007.
- [22] Jonkman J. M. "Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/CP-500-42589, 2008.
- [23] van der Veen G. J., Couchman I. J., and Bowyer R. O. "Control of floating wind turbines." *American Control Conference (ACC)*, 2012. IEEE, 2012.
- [24] Larsen T. J., and Hanson T. D. "A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 75. No. 1. IOP Publishing, 2007.

-
- [25] Lackner M. A. “Controlling platform motions and reducing blade loads for floating wind turbines.” *Wind Engineering* 33.6: 541-554, 2009.
- [26] Bossanyi E. A. “Individual blade pitch control for load reduction.” *Wind energy* 6.2: 119-128, 2003.
- [27] Bossanyi E. A. “Further load reductions with individual pitch control.” *Wind energy* 8.4: 481-485, 2005
- [28] Namik H., Stol K. A., and Jonkman J. M. “State-space control of tower motion for deepwater floating offshore wind turbines.” *Proc. AIAA/ASME Wind Energy Symp.*, 2008.
- [29] Namik H. “Individual blade pitch and disturbance accommodating control of floating offshore wind turbines.” Diss. ResearchSpace@ Auckland, 2012.
- [30] Namik H. and Stol K. A. “Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines.” *Wind Energy* 13.1: 74-85, 2010.
- [31] Stol K. A., Wright A. D., and Zhao W. “Individual blade pitch control for the controls advanced research turbine (CART).” *Journal of solar energy engineering* 128.4: 498-505, 2006
- [32] Namik H. and Stol K. A. “Control methods for reducing platform pitching motion of floating wind turbines.” *European offshore wind*, 2009.
- [33] Christiansen S. “*Model-Based Control of a Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine Exposed to Wind and Waves.*” PhD Diss. The Faculty of Engineering and Science, 2012.
- [34] Christiansen S., Bak T. and Knudsen T. “Damping Wind and Wave Loads on a Floating Wind Turbine.” *Energies* 6.8: 4097-4116, 2013.
- [35] Christiansen S., Bak T. and Knudsen T. “Minimum thrust load control for floating wind turbine.” *Control Applications (CCA), 2012 IEEE International Conference on.* IEEE, 2012.
- [36] Betti G., Farina M., Marzorati A., Scattolini R. “Platform, Modeling and Control of a Floating Wind Turbine with Spar Buoy ”, *Energy Conference and Exhibition, 2012 IEEE International*, 2012.
- [37] Marzorati A. “Modellistica e Controllo di turbine offshore per acque profonde.” Tesi di Laurea - Politecnico di Milano, 2012.
- [38] Knudsen T., Bak T. and Soltani M. “Prediction models for wind speed at turbine locations in a wind farm.” *Wind Energy* 14.7: 877-894, 2011.
- [39] Bakka T., Karim, H. R., Duffie N. A. “Gain scheduling for output H-inf control of offshore wind turbine.” *Proceedings of the 22nd International*

Offshore and Polar Engineering Conference, 496-501, 2012

- [40] Bakka T., Karimi H. R., “Robust H-infinity dynamic output feedback control synthesis with pole placement for offshorewind turbine systems” *IEEE International Conference on Control Applications (CCA), pages 1467–1472, 2012*
- [41] Wright A. D. and Fingersh L. J. “Advanced control design for wind turbines.” Technical Report NREL/TP-500-42437, 2008.
- [42] Petersen E. L. et al. “Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence.” *Wind Energy, pilot issue, 1998.*
- [43] Kristensen L. and Jensen N. O. “Lateral coherence in isotropic turbulence and in the natural wind.” *Boundary-Layer Meteorology* 17.3: 353-373, 1979.
- [44] Christiansen S., Knudsen T. and Bak T. “Optimal control of a ballast-stabilized floating wind turbine.” *Computer-Aided Control System Design (CACSD), 2011 IEEE International Symposium on.* IEEE, 2011.
- [45] Hashin Z. “Statistical cumulative damage theory for fatigue life prediction.” *Journal of applied mechanics* 50.3: 571-579, 1983.
- [46] Wright A. D. “*Modern Control Design for Flexible Wind Turbines.*” National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-35816, 2004.
- [47] Buhl M. L. “MCrunch User's Guide for Version 1.00.” National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-43139, 2008.
- [48] Ceriali F. “Metodologie di controllo avanzate per aerogeneratori off-shore.”, Tesi di Laurea – Politecnico di Milano, 2010.

Appendice A

Valori dei parametri utilizzati nelle simulazioni

A.1 Parametri per il controllore di coppia

| Parametro | Valore [Unità di misura] | Fonte |
|------------------|---------------------------|-----------|
| ρ | 1.03 [$\frac{Kg}{m^3}$] | |
| R | 63 m | [1] |
| N_{gear} | 97 | [1] |
| ω_{rated} | 1173.7 [rpm] | [1] |
| $C_{p,max}$ | 0.482 | Calcolato |
| λ_{max} | 7.55 | Calcolato |

A.2 Parametri per il modello nel progetto del controllore convenzionale

| Parametro | Valore [Unità di misura] | Fonte |
|---------------------------------|-------------------------------|-----------|
| $I_{dr} = I_r + N^2 I_g$ | 43784724.95 [$Kg m^2$] | [1] |
| ω_0 | 12.1 [rpm] | [1] |
| $(\partial P / \partial \beta)$ | -25.52E06 [$\frac{W}{rad}$] | [1] |
| β_k | 6.302336 [deg] | [1] |
| K_p | 0.0063 | Calcolato |
| K_i | 8.9649E-04 | Calcolato |

A.3 Parametri per il modello nel progetto dei controllori avanzati

| Parametro | Valore [Unità di misura] | Fonte |
|--------------|--------------------------|--------------|
| B_{dr} | 6215000 [Nm/rad^2] | [1] |
| K_{dr} | 867637000 [Nm/rad] | [1] |
| I_r | 38759236 [$Kg m^2$] | [1] |
| I_g | 534.116 [$Kg m^2$] | [1] |
| H | 77.6 [m] | [2] |
| K_p | 2.4429E+07 | Identificato |
| D_p | 9.3118E+08 | Identificato |
| I_p | 3.7217E+09 | Identificato |
| K_t | -4.6860E+06 | Identificato |
| D_t | -8.7913E+08 | Identificato |
| M_t | 4.8504E+07 | Identificato |
| K_{tp} | 3.4258E+08 | Identificato |
| D_{tp} | 1.0185E+09 | Identificato |
| τ_β | 0.2 [sec] | |
| v_m | 18 [$\frac{m}{s}$] | NTM |
| L_x | 340 [m] | NTM |
| I_t | 14.92% | NTM |

Appendice B

FAST

Nei paragrafi seguenti verrà introdotta una breve guida per l'utilizzo del simulatore FAST. In particolare verranno spiegati:

- il funzionamento generale e il reperimento dei file
- file di input
- l'interfacciamento di FAST con MATLAB Simulink

Tale guida ha l'obiettivo di portare il lettore ad eseguire delle simulazioni con controllori convenzionali, che potranno essere utilizzate come base per la schemi di controllo più complessi.

B.1 FAST

FAST è un codice di simulazione ad alta fedeltà che permette di descrivere il comportamento di diversi tipi di turbine. Sviluppato dalla *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), permette di riprodurre sia l'interazione della turbina con il vento, sia l'interazione della struttura con il mare.

FAST offre due diverse modalità di funzionamento:

- simulazione: le equazioni non lineari che descrivono la turbina eolica vengono risolte istante per istante. In questa modalità si può simulare il comportamento della turbina soggetta a determinate condizioni di vento e onde, definendo gli ingressi del sistema
- linearizzazione: una volta definite le condizioni di equilibrio FAST è in grado di linearizzare le equazioni non lineari nell'intorno dell'equilibrio.

FAST può essere avviato sia come eseguibile indipendente, sia all'interno di *MATLAB Simulink* come *S-Function*. Se utilizzato come eseguibile, permette di utilizzare i controllori standard per la coppia indotta del generatore e per l'angolo di passo delle pale. È inoltre possibile definire, tramite delle *subroutine*, dei controllori diversi da quelli standard. Se utilizzato all'interno di

MATLAB Simulink permette di definire molto più velocemente diversi tipi di controllori, sfruttando la versatilità di MATLAB. Nella seguente appendice si farà riferimento all'implementazione in MATLAB Simulink, considerando che è stato l'approccio utilizzato nella tesi.

Per una descrizione avanzata del modello utilizzato e dei sistemi di riferimento considerati si faccia riferimento alla guida [3].

Per la seguente trattazione basti sapere che il modello utilizza una combinazione di elementi rigidi (piattaforma, hub, moltiplicatore di giri), ed elementi flessibili (torre, pale e trasmissione). Il modello consta dunque di diversi gradi di libertà, che permettono di riprodurre con grande precisione il comportamento delle turbine eoliche. In generale, per una turbina eolica ad asse orizzontale a tre pale galleggiante (quale è il prototipo *Hywind* utilizzato in questa tesi), il modello consta di 24 gradi di libertà. È particolarmente importante evidenziare che è possibile attivare o disattivare ogni singolo grado di libertà durante le varie simulazioni: è dunque possibile disattivare ad esempio ogni movimento della torre e valutare solo l'impatto del vento sul rotore.

In generale si consideri che come uscita è possibile visualizzare ogni grado di libertà del modello, oltre ad altre variabili di interesse (quale può essere ad esempio il C_p istantaneo). Gli ingressi controllabili sono sostanzialmente tre:

- coppia indotta al generatore ($GenTq$),
- angolo di riferimento della carlinga ($YawDOF$),
- angolo di riferimento del passo delle pale ($BldPtch$).

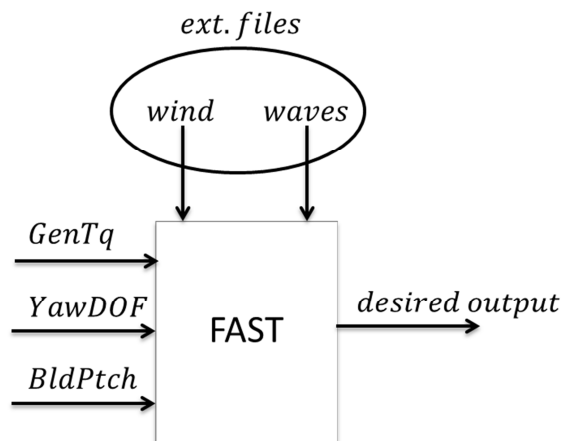


Figura B.1 – Schema degli ingressi di FAST.

Per tutte le simulazioni in questa tesi, e in molti casi in letteratura, l'angolo della carlinga è stato considerato fisso: il controllore che gestisce il suo orientamento è relativamente semplice, ed ha l'obiettivo di direzionare il rotore controvento. Tale controllore è relativamente lento, e può essere considerato

esente da necessità di miglioramenti, pertanto in questa tesi sono stati sviluppati i due controllori per la coppia indotta al generatore e per l'angolo di *Pitch* delle pale.

Altri ingressi, non controllabili, sono il vento e le onde: questi disturbi però hanno caratteristiche complesse e la loro storia temporale è dunque ricavata dalla lettura di *file* dedicati esterni a FAST. La loro definizione sarà mostrata in seguito.

B.2 File di *input*

Le simulazioni in FAST ricevono in ingresso un file primario, il quale richiamando altri file secondari permette di definire le caratteristiche della turbina, le condizioni ambientali, i controlli utilizzati e le uscite desiderate. Nei paragrafi seguenti i diversi *file* verranno spiegati in dettaglio. Si consideri ad ogni modo che i soli parametri più importanti verranno spiegati: per una più specifica trattazione si consideri come riferimento la guida di FAST.

Come detto, questi file oltre a definire le proprietà delle simulazioni che si desidera effettuare contengono determinate caratteristiche corrispondenti alla turbina che si prende in esame. In [4] è disponibile un archivio nel quale sono presenti il file primario e i file secondari, oltre alla *S-Function* che verrà descritta nei prossimi paragrafi.

B.2.1 Primary Input File

FAST utilizza un file primario di input per definire i parametri operazionali e la geometria di base della turbina eolica. Si noti però che i parametri specifici per le pale e la torre sono descritti in file esterni. Il file primario ha estensione **.fst*, ed è diviso in sezioni.

Nella prima sezione, "*Simulation Control*", è possibile scegliere tramite *AnalMode* se effettuare una simulazione della turbina oppure creare un modello linearizzato. È inoltre possibile impostare il numero di pale, la durata della simulazione e il passo di integrazione per la risoluzione delle equazioni.

Nella seconda sezione, "*Turbine Control*", possono essere definiti i parametri per gli ingressi controllati. In particolare si può scegliere se utilizzare gli ingressi provenienti dai controllori implementati direttamente in FAST, oppure far interfacciare FAST con Simulink. Inoltre, possono essere definiti i parametri dei controllori standard inclusi in FAST. Si noti però che in questa tesi i controllori standard sono stati ricreati in Simulink, e quindi in generale in questa sezione è stato imposto:

- $YCMode=0$ ovvero nessun controllo per l'angolo di Yaw, che sarà costante
- $PCMode=2$ il controllo dell'angolo di passo delle pale proviene da Simulink
- $VSContrl=3$ il controllo della coppia indotta al generatore proviene da Simulink

Nella sezione "*Feature Flags*" è possibile attivare o disattivare i diversi gradi di libertà della turbina eolica. In questa sezione però i gradi di libertà della piattaforma (tre traslazioni e tre rotazioni) non sono visibili, e devono essere attivate in un file separato. È inoltre possibile scegliere se effettuare il calcolo delle forze aerodinamiche e del rumore generato dalla turbina eolica.

Nella sezione "*Initial Conditions*" è possibile imporre le condizioni iniziali della turbina.

Nelle successive sezioni "*Turbine Configurations*", "*Mass and Inertia*" e "*Drivetrain*" sono definiti i parametri specifici della turbina che si intende simulare. Tali parametri sono ampiamente descritti dalla guida e quindi si eviterà di spiegarli nuovamente. È però importante sottolineare che queste sezioni sono già definite nel *file* primario presente nell'archivio della turbina eolica scelta e non è necessario modificarli ai fini del controllo.

Nelle sezioni "*Platform*", "*Tower*" e "*Blade*" sono sostanzialmente riportati i nomi dei *file* secondari da richiamare che permettono di descrivere il comportamento rispettivamente della piattaforma, della torre e delle pale. Per quanto riguarda la torre e le pale, i file utilizzati sono ricavabili dall'archivio [4], e saranno utilizzati senza alcuna modifica.

Nella sezione "*Aerodyn*" e "*Linearization Control*" sono indicati i *file* secondari utilizzati per descrivere l'interazione aerodinamica e le proprietà del file di uscita ottenuto se si impone la linearizzazione del modello.

L'ultima sezione, "*Output*", definisce le uscite del sistema che si vogliono visualizzare nel file di *output*, che avrà un'estensione **.out*. Si noti inoltre che quest'ultime saranno anche le uscite disponibili al blocco di FAST in Simulink.

B.2.2 Aerodyn input file

Nel *file* **.ipt* sono definite le caratteristiche aerodinamiche della turbina eolica. In particolare è definita l'interazione della struttura e del rotore dell'aerogeneratore con l'aria, di cui sono definite diverse proprietà. In particolare in questo file, nella *linea 10*, è riportato il nome e il percorso del *file* avente informazioni sul vento. Tale *file* può avere diverse estensioni, che variano in base alle codifiche utilizzate. Il file di più semplice comprensione ha

estensione **.hh* e definisce la velocità del vento istante per istante in direzione x , y , z all'altezza dell'*hub* (*hub height=HH*).

```
! Wind file for NREL turbine.
! Time wind wind Vert. Horiz. Vert. Linv Gust
! Speed Dir Speed Shear Shear Shear Speed
0.0 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
0.1 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
10.0 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
49.9 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
50.0 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
199.9 17.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
200.0 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
200.1 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
970.05 18.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
```

Figura B.2 – Esempio di file del vento in cui è stato impostato uno scalino della velocità del vento in direzione orizzontale.

In Figura B.2 è riportato l'esempio di uno scalino nella velocità del vento in direzione x a 200 secondi, che passa da 17 *m/s* a 18 *m/s*. Tramite il codice di generazione di turbolenze *TurbSim* è possibile generare venti molto più complessi in diverse direzioni.

Per informazioni più specifiche su Aerodyn e TurbSim si riporta a [5] e [6].

B.2.3 Platform input file

Il file che descrive la piattaforma ha estensione **.dat*, ed è anch'esso suddiviso in sezioni. Nella prima sezione è possibile attivare o disattivare la traslazione o la rotazione nelle tre direzioni x , y , z della piattaforma. Nella seconda sezione possono essere impostate le condizioni iniziali della piattaforma. Nelle successive quattro sezioni sono indicate le proprietà strutturali della piattaforma, quali ad esempio la massa, le sue proprietà d'interazione con il mare e con le linee di ancoraggio. Come nel caso del *file* primario, queste sezioni contengono i parametri caratteristici per la turbina in esame, e sono dunque stati utilizzati i valori presenti nell'archivio corrispondente alla turbina *Hywind*.

Nelle sezioni *Waves* e *Current* è possibile imporre le condizioni ambientali del mare. Tra queste si riportano le più importanti, che sono:

- la densità dell'acqua
- la profondità dell'acqua nel sito in esame
- la modalità di generazione delle onde (*WaveMod*), che può essere regolare o irregolare, e le caratteristiche delle onde quali il periodo e l'altezza caratteristici
- la corrente presente nel mare durante la simulazione

B.3 FAST & MATLAB Simulink

Simulink è un software di simulazione molto popolare nello sviluppo dei controllori distribuito dalla The Mathworks, Inc. in congiunzione con MATLAB. Simulink ha l'abilità di incorporare codice scritto in Fortran in un blocco chiamato *S-Function*. Il codice di FAST è stato dunque riadattato per permettere l'interfacciamento con Simulink ed utilizzarlo come *S-Function*. Questo passaggio introduce una notevole flessibilità nell'implementazione dei controlli durante le simulazioni. I controllori per la coppia indotta al generatore, per la rotazione della carlinga e per l'angolo di passo delle pale possono essere sviluppati nell'ambiente Simulink e simulati con alta fedeltà sfruttando il modello non lineare utilizzato in FAST.

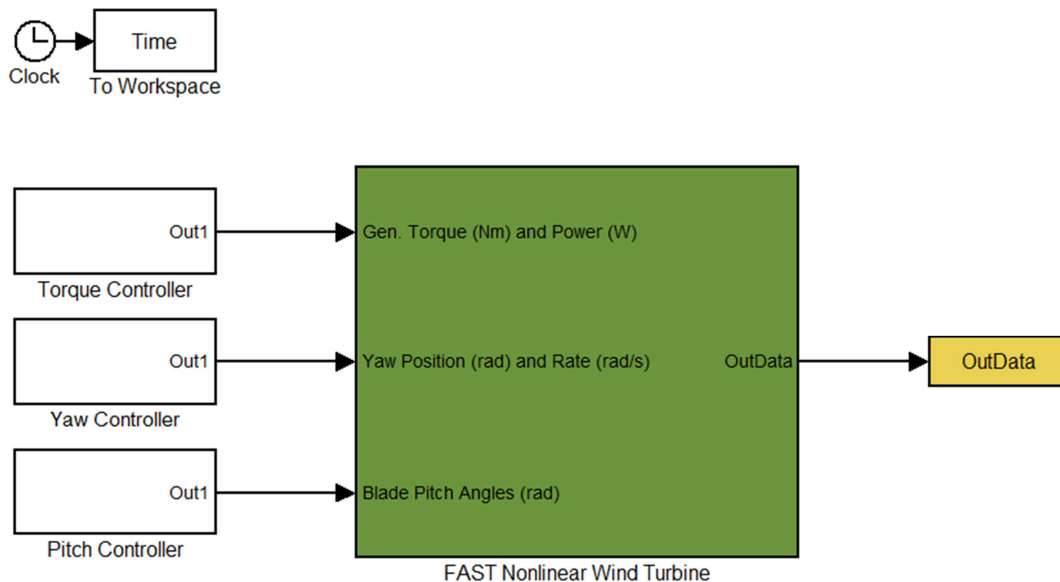


Figura B.3 – Schema in anello aperto di FAST.

In [3] è possibile seguire la procedura per interfacciare FAST con MATLAB Simulink. In particolare i passi da seguire sono i seguenti:

- scaricare l'archivio di FAST (ultima versione) dal sito internet ed esportarne il contenuto in una cartella scelta dall'utente (ad es. "C:\FAST")
- scaricare l'archivio [7] corrispondente alla turbina 5 MW *onshore* standardizzata da NREL, e scompattarlo nella cartella di FAST (es. "C:\FAST\5MW_NREL")
- in ambiente MATLAB, cliccare su "File->Set Path->Add Folder": dalla finestra scegliere la cartella "Simulink" che si trova all'interno della cartella di FAST (ovvero "C:\FAST\Simulink"): all'interno di questa

cartella si trovano gli script “*Simsetup.m*” e “*Read_FAST_input.m*” che permettono la lettura dei *file* primari e secondari e inizializzano il *workspace* in MATLAB prima della simulazione. È inoltre presente la *S-Function* richiamata da Simulink (“*FAST_SFunc.mexw32*”).

- dalla cartella “C:\FAST\Simulink\Samples” copiare il file “OpenLoop.mdl” nella cartella “C:\FAST\5MW_NREL”
- da ambiente MATLAB impostare come cartella corrente la cartella “C:\FAST\5MW_NREL” ed aprire il file “OpenLoop.mdl”
- nella finestra di comando di MATLAB digitare “Simsetup” e come file primario inserire il file **.fst* presente in “C:\FAST\5MW_NREL”: le variabili saranno inizializzate ed è possibile fare una prima simulazione in Simulink
- nella finestra “OpenLoop.mdl” avviare la simulazione

Se i file primari e secondari sono stati impostati correttamente sarà possibile effettuare una prima simulazione in anello aperto con FAST. Al termine si avranno le variabili designate nella sezione *Output* del file primario all’interno della variabile “*Outdata*” nel *workspace* di MATLAB. Per una migliore comprensione viene anche salvata la variabile “*Outlist*”, che riporta gli output selezionati nel file primario.

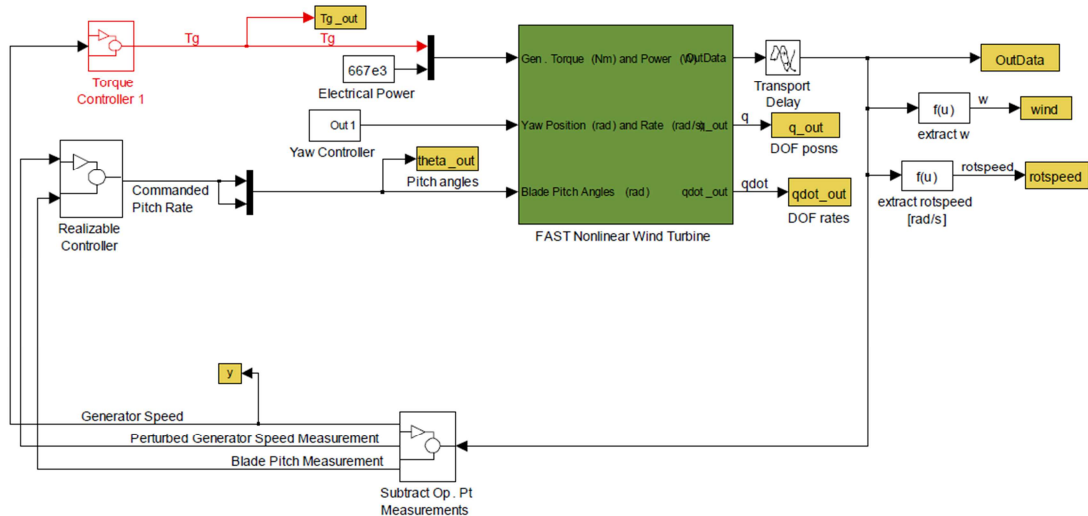


Figura B.4 – Esempio di uno schema di controllo per FAST. Esso include sia un controllo di coppia che un controllo dell’angolo di passo delle pale.

La procedura proposta permette, come detto, di effettuare una prima simulazione in anello aperto della turbina eolica. Volendo implementare un primo controllore si suggerisce la lettura di [8] e [9], in cui vengono riportate le implementazioni in Simulink dei controllori solitamente utilizzati per la coppia indotta al generatore e per l’angolo di passo delle pale. Si noti che la turbina

presa in esame nella guida è la cosiddetta CART, che è ormai considerata obsoleta, e di cui è difficile recuperare i *file* primari e secondari. Si suggerisce dunque di prenderne solamente spunto per la creazione dei controllori in Simulink, e di utilizzare i pacchetti per la turbina da 5 MW standardizzata da NREL e di utilizzare i valori definiti in [1]. In Figura B.4 è mostrato un esempio di controllo in Simulink per una turbina eolica.

Tale procedura è verificata per le sole turbine *onshore*. Se si vuole simulare una turbina eolica *offshore*, come è stato fatto in questa tesi, è necessario apportare alcune modifiche. In particolare, la versione di FAST da utilizzare è la v7.01.00a-bjj, e il pacchetto per la turbina Hywind è in [4]. Seguendo la procedura precedentemente illustrata è possibile effettuare una simulazione della turbina galleggiante. Si noti che, in questo caso, prima di avviare la simulazione di “OpenLoop.mdl” è necessario copiare il file “*FAST-SFunc_v7.01.00a-jj_AeroDyn_v13.00.01a-bjj_BladedDLLInterface_OC3_Hywind.mexw32*” presente nell’archivio scaricato nella cartella “C:\FAST\Simulink” e rinominarlo come “*FAST_SFunc.mexw32*”.

Bibliografia dell'Appendice

- [1] Butterfield S., Musial W. and Scott G. "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-38060. 2009.
- [2] Jonkman J. M. "Definition of the Floating System for Phase IV of OC3." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-47535, 2010.
- [3] Jonkman J. M. and Buhl Jr M. L. "FAST User's guide." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/EL-500-38230, 2005.
- [4] NREL. (Ultima visita Marzo 2014) "Index of /public/jjonkman/NRELOffshrBslne5MW - OC3 Hywind Archive for FAST."
http://wind.nrel.gov/public/jjonkman/NRELOffshrBslne5MW/NRELOffshrBslne5MW_OC3Hywind.zip
- [5] Moriarty P. J. and Hansen A. C. "*AeroDyn theory manual.*" National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-36881, 2005
- [6] Jonkman B. J. "TurbSim user's guide: Version 1.50." National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-46198, 2009.
- [7] NREL. (Ultima visita Marzo 2014) "Index of /public/jjonkman/NRELOffshrBslne5MW - 5MW Onshore Wind Turbine's Archive for FAST."
http://wind.nrel.gov/public/jjonkman/NRELOffshrBslne5MW/NRELOffshrBslne5MW_Onshore.zip
- [8] Wright A. D. and Fingersh L. J. "Advanced control design for wind turbines." Technical Report NREL/TP-500-42437, 2008.
- [9] Wright A. D. "*Modern Control Design for Flexible Wind Turbines.*" National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-500-35816, 2004.

Ringraziamenti

Uno speciale ringraziamento è dedicato ai professori Jakob Stoustrup, Torben Knudsen e Mikael Svenstrup dell'Università di Aalborg che, nonostante le fatiche iniziali dovute all'ambientamento, mi hanno sempre garantito un grande supporto e mi hanno guidato nella prima parte della mia esperienza.

Un secondo doveroso ringraziamento va al professor Marcello Farina, che con grande disponibilità mi ha aiutato una volta tornato al Politecnico. Partendo dal lavoro svolto presso l'Università di Aalborg con grande pazienza mi ha guidato nella conclusione del progetto e nella stesura della Tesi, dandomi preziosi suggerimenti e indicandomi la miglior strada da seguire di volta in volta.

Un altro caloroso ringraziamento deve andare agli amici e colleghi con cui ho percorso i cinque anni di studio al Politecnico di Milano: Ale, Albe, Giova e Beltra. Senza dubbio non sarebbe stato così piacevole questo percorso senza la possibilità di avervi vicino, ma soprattutto non sarebbe stato così divertente.

Come non ringraziare gli amici di sempre: Ste, Corni, Andrea, Cri, Dipi e Toby. Grazie per avermi fatto pensare ad altro oltre allo studio ogni fine settimana.

Un felice e riconoscente ringraziamento va ai miei genitori: senza il vostro supporto morale ed economico di sicuro non avrei potuto percorrere questa esperienza, e di questo ve ne sarò sempre grato. A mia sorella Sara va un ringraziamento speciale per avermi permesso di vivere l'importante esperienza all'estero. A mio zio Luigi va un ringraziamento particolare per avermi motivato e incoraggiato a studiare in tutti questi anni.

Il ringraziamento più grande, ad ogni modo, va a Silvia. Con lei ho condiviso gioie e delusioni in questi cinque anni al Politecnico. Sei stata di fondamentale aiuto nella stesura della tesi e nonostante avessi lo stesso gravoso impegno hai sempre garantito una spalla su cui contare. Grazie di tutto.