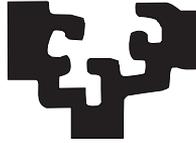


eman ta zabal zazu



**Universidad
del País Vasco**

**Euskal Herriko
Unibertsitatea**

**Escuela de Ingeniería de Bilbao
Departamento de Tecnología Electrónica**

TESIS DOCTORAL.

**Aplicación de control predictivo basado en
modelo para reducir cargas estructurales
en grandes aerogeneradores**

Autor: Tatiana Acosta Pérez

**Directores: Dr. Rafael Bárcena Ruiz,
Dr. Iñigo Kortabarría Iparragirre**

Bilbao, Septiembre 2020

A mi familia
Nono, Nila, Eve, Shey, Andy, Marlon, Moncho,
Isa, Edu, Fiore, Giuli, Liv, Mei y Noa

y a mi razón de ser
Marce y Emiliano

gracias por esas palabras de aliento
y por apoyarme en cada momento

Agradecimiento

Los resultados de esta tesis están dedicados a todas las personas que fueron parte importante durante su desarrollo y proceso de finalización.

En primer lugar, mi más sincero agradecimiento a mis directores de tesis, Iñigo Kortabarría y Rafael Bárcena, por su valiosa guía y asesoramiento durante toda la investigación, por su apoyo y amistad, sin su ayuda no hubiera sido posible realizar esta tesis.

Gracias a toda mi familia y amigos por siempre anhelar lo mejor para mí. A Javi, Ze y Marcos por haberme abierto las puertas de su hogar y hacerme sentir parte de él.

Gracias a todos los profesores e investigadores de la UPV/EHU, porque siempre estuvieron ahí para darme una mano cuando lo necesitaba. A todo el equipo de APERT: Jon, Iñigo K., Iñigo M., Edorta, Julen, Itxaso, Iraide, Asier, David, Iker, Endika y Markel, no solo por vuestra ayuda desinteresada si no también por ese sincero compañerismo que hizo que el día a día sea más grato y llevadero.

Gracias a Aitzol Zuloaga y Jaime Jiménez por su ayuda durante todo el proceso de aceptación e ingreso a la UPV/EHU.

Gracias a José Luis Martín por su compromiso y gran espíritu de ayuda, sin su apoyo y seguimiento esta tesis no habría logrado su éxito.

Gracias, a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE por su apoyo y confianza al financiar esta tesis mediante su Programa de becas y ayudas económicas para Estudios de Doctorado.

Gracias a Dios por este triunfo.

Bilbao, 22 de Septiembre de 2020

Resumen

Hoy en día, la energía eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más prometedoras de la última década, con una capacidad total instalada de aerogeneradores, a nivel mundial, de 205 GW en el 2019. En los últimos años, con la intención de aumentar la capacidad nominal de generación de potencia de los aerogeneradores, el tamaño de la torre, así como el de la turbina (especialmente el diámetro del rotor y el tamaño de las palas) han ido aumentando. Este aumento estructural tiene como consecuencia una mayor flexibilidad de los componentes y, por tanto, el incremento de vibraciones en el sistema. Ello, a su vez, produce grandes tensiones en dichos componentes, ocasionando la reducción de la vida útil de los mismos. Es por esto que, el sistema de control del aerogenerador llega a adquirir gran importancia, debido a que, con su aplicación, se pueden reducir notablemente dichas cargas estructurales.

En este sentido, el control predictivo basado en modelo (MPC, *Model Predictive Control*) es una técnica de control avanzada que viene siendo utilizada desde hace mucho tiempo en el ámbito industrial. Esta técnica incorpora la solución en tiempo real a un problema del control óptimo, en el espacio de los estados, sobre un horizonte finito y con restricciones, haciendo del MPC una herramienta muy poderosa para la gestión de sistemas con múltiples entradas y salidas, que incluyan en su formulación restricciones y predicciones futuras en las perturbaciones y/o referencias.

Si se considera la naturaleza altamente no lineal de la aerodinámica de un aerogenerador en el diseño de un controlador MPC, se plantea la necesidad de linealizar su comportamiento en múltiples puntos de operación, o bien utilizar un modelo no lineal simplificado. Desafortunadamente, si se consideran las limitaciones técnicas de las plataformas de control disponibles en la actualidad y los márgenes de seguridad requeridos para estas máquinas, ambas opciones tienen serios problemas de implementación práctica.

En esta Tesis se propone un controlador MPC que utiliza un único modelo interno lineal (SMPC), facilitando así su implementación práctica. Este controlador tiene como objetivo reducir la carga estructural en el tren de transmisión y/o en el rotor del aerogenerador.

La primera parte de la Tesis está dedicada al estudio del estado del arte. En particular, se describen los principales elementos que componen un aerogenerador y sus principios de funcionamiento. Además, se analizan las fuentes de carga que provocan que el sistema vibre, con especial atención al tren de transmisión. Finalmente, se presenta una breve descripción de los diferentes métodos que se utilizan para mitigar vibraciones actualmente.

Con la finalidad de estudiar los diferentes controladores propuestos, se ha implementado un entorno de simulación numérica y otro de experimentación en tiempo real. Para el estudio en el entorno de simulación numérica, en la segunda parte de esta Tesis, se ha utilizado un modelo de aerogenerador de referencia de grandes dimensiones basado en el NREL de 5 MW. Por otra parte, para el análisis experimental se ha utilizado un banco de ensayos diseñado y construido específicamente para esta Tesis. Este banco de ensayos consta de un simulador *Hardware-in-the-loop* (HiL), que reproduce fielmente el comportamiento dinámico del tren de transmisión de la turbina sobre una bancada a escala de máquinas eléctricas. Sobre el generador de dicha bancada se aplican los algoritmos de control diseñados, utilizando técnicas de prototipado rápido de controladores que utilizan como base los mismos esquemas de simulación del primer estudio.

En la tercera parte de la Tesis, se presenta el diseño de un SMPC, su modelo interno, función de coste, así como una prueba de estabilidad basada en la teoría de *Lyapunov*. También se describe el diseño de dos versiones del nuevo controlador, dichas versiones no utilizan ninguna previsualización de la perturbación de entrada en su planteamiento. Las simulaciones numéricas, así como las pruebas experimentales realizadas muestran la eficacia de los controles SMPC propuestos, llegando a reducir en una tercera parte el par torsional que sufre el eje de baja velocidad de la turbina.

Finalmente, en la cuarta parte de la Tesis, se presenta una tercera versión del SMPC diseñado, en el cual, mediante el uso de un sensor LIDAR, se calcula con antelación la perturbación entrante. Después, incorporando dicha previsualización en la predicción que hace el modelo interno del SMPC, se posibilita que la señal de control se adelante a la aparición de alteraciones en el par del eje debidas al viento incidente. Ello permite reducir hasta un 80% la carga en el tren de transmisión, sin apenas incrementar el esfuerzo de control. Más tarde, se estudia la sensibilidad que presenta el rendimiento del SMPC a la calidad de la previsualización obtenida del sensor LIDAR. Los resultados de la experimentación en tiempo real sobre el

banco de ensayos indican que es necesario que la previsualización presente un ancho de banda de, al menos, 0.75 - 1 Hz con suficiente calidad, para que la reducción de carga estructural justifique la instalación del sistema LIDAR. Estos anchos de banda pueden requerir del preprocesamiento de las medidas LIDAR, utilizando técnicas bien descritas ya en la literatura de control de aerogeneradores.

Laburpena

Gaur egun, energia eolikoa etorkizun handiko energia berriztagarri baten bilakatu da. 2019an, esate baterako, 205 GWetako potentzia ahalmena instalatu zen mundu osoan. Azken urteetan, airesorgailuen potentzia mailak handitzeko asmoarekin, dorreen eta turbinen (errotorearen diametroa eta palak bereziki) tamainak handitu egin dira. Egitura hauen handitzeak osagaien flexibilitatearean handitzea dakar, sistemaren bibrazioak handituz honen ondorioz. Guzti honek, osagai hoietan tentsio handiak sortzen ditu, hauen bizi iraupena laburtuz. Arrazoi honegatik, airesorgailuaren kontrol sistemak garrantzi handia hartzen du, honi esker aipatutako egiturazko kargak nabarmen txikitu daitezkeelako.

Zentzu honetan, modeloan oinarritutako kontrol prediktiboa (MPC, Model Predictive Control) industrian aspalditik erabilia izan den kontrol teknika aurreratu bat da. Teknika honek, egoeren espazioan definitutako eta horizonte mugatu eta murriztu baten oinarritutako, kontrol optimoaren problema bati dagokion denbora errealeko soluzioa txertatua dauka. Ondorioz, MPCa oso herraminta interesgarria da hainbat sarrera eta irteera dituzten sistemak kudeatzeko, hauen formulazioaren barnean perturbazioen edota erreferentzien etorkizuneko aurreikuspenak eta murrizketak barnean dituztenean.

Airesorgailu baten aerodinamikaren natura ez lineala MPCaren diseinuan konstante hartzen bada, bere portaera hainbat operazio puntutan linealizatzea edo modelo ez lineal sinplifikatu bat erabiltzea planteatu daiteke. Tamalez, gaur egungo kontrol plataformek dituzten muga teknikoek eta airesorgailuek dituzten segurtasun maila zorrotzek zaildu egiten dute MPCaren aurreko alternatibaren inplementazio praktikoa.

Tesi honek, bere inplementazio praktikoa erraztuko duen eta barne modelo lineal bakarra (SMPC) erabiltzen duen, MPC kontroladore bat proposatzen du. Kontroladore honek transmisio trenean eta airesorgailuaren errotorean ematen diren egiturazko kargak murriztea du helburu.

Tesiaren lehenengo parteak artearen egoeraren azterketa egiten du. Airesorgailua osatzen duten elementu garrantzitsuenak eta hauen funtzionamendu printzipioak azaltzen dira. Hortaz gain, sistema bibra arazten duten karga iturriak aztertzen dira, transmisio trenari arreta berezia eskeiniz. Bukatzeko, gaur egun bibrazioak arintzeko erabiltzen diren metodoen deskripzio labur bat aurkezten da.

Proposatu diren kontroladoreak aztertzeko helburuarekin, simulazio eta denbora errealeko esperimenduz inguruneak inplementatu dira. Simulazioei dagokienez, tesi honetako bigarren partean, 5 MWetako potentzia duen NREL-en neurri handiko airesorgailu baten oinarritutako modeloa erabili da. Bestalde, esperimenduzkoari dagokionez, tesi honetarako diseinatu eta egin den entsegu bankua erabili da. Entsegu banku honek, bertan erabili diren makina elektrikoaren eskalan dagoena, turbinaren transmisio trenaren portaera dinamikoa erreproduzitzeko duen Hardware-in-the-loop (HiL) simulatzaile bat dauka. Banku horretako sorgailuari diseinatutako kontrol algoritmoak aplikatzen zaizkio, horretarako prototipatze azkarreko teknikak erabiliz.

Tesiaren hirugarren parteak SMPC baten diseinua aurkezten du, bere barne modeloa, kostu funtzioa, eta Lyapunov-en teorian oinarritutako egonkortasun frogak kontuan hartzen direlarik. Hortaz gain, kontroladore berriaren bi bertsio deskribatzen dira. Bertsio hauek ez dituzte sarrerako perturbazioen aurreikuspenak kontuan hartzen beraien planteamenduetan. Bai simulazioek, zein esperimenduzkoek ematen dituzten emaitzek, proposatutako SMPC kontroladorearen eraginkortasuna erakusten dute, turbinaren abiadura baxuko ardatzaren torsio momentua herenera murriztuz.

Bukatzeko, tesiaren laugarren partean, disainatutako SMPCaren hirugarren bertsio bat aurkezten da. Bertsio honetan, sarrerako perturbazioa aurretik kalkulatu da LIDAR sentsore bat erabiliz. Ondoren, aurretik egindako kalkulu hоек SMPCak egiten duten aurreikuspenean sartuz, kontrol seinalea haizearen eraginez ardatzaren momentuan ematen diren aldaketei aurreratzea ahalbidetzen da. Guzti honek, transmisio trenaren karga %80 baten gutxitzea egiten du, kontrol esfortzua larregi handitu barik. Aurrerago, LIDAR sentsoreak egiten dituen aurre-neurketen kalitatearen aurrean SMPCak duen sentikortasuna aztertzen da. Entsegu bankuan lorturiko emaitz esperimenduzkoek, LIDAR sentsorearen instalazioa justifikatzeko, aurretik egindako neurketen banda zabalera 0.75-1 Hz-etako tartean egon behar dutela ondorioztatzen dute. Banda zabalera hauek LIDAR neurketen aurretiko prozesamendua egitea beharrezkoa egin dezakete, airesorgailuen kontrolen literaturan ondo deskribatutako teknikak erabiliz.

Abstract

Today, wind energy has become one of the most promising renewable energy sources of the last decade, with a total installed wind turbines capacity worldwide of 205 GW in 2019. In recent years, intending to increase the nominal power generation capacity of wind turbines, the height of the tower and the size of the turbine (especially the rotor diameter and the length of the blades) have been increased. This structural enlargement results in greater flexibility of the components and an increment in the system's vibrations, which produces high tensions in those components causing a reduction in their useful life. In this regard, the wind turbine control becomes crucial since it helps to reduce the structural loads.

In this context, model predictive control (MPC) is an advanced control technique that has been used for a long time in the industry. This technique incorporates an optimal solution, in real-time, to the control problem in the state space, over a finite horizon and includes the system's constraints. These features make the MPC a powerful tool to deal with systems of multiple inputs and outputs, which include constraints and predictions of disturbances and/or references.

Considering the highly non-linear nature of a wind turbine's aerodynamics in the design of an MPC controller, the linearization of its behavior at multiple points of operation or, the use of a simplified non-linear model are needed. Unfortunately, both options have practical severe implementation problems considering the technical limitations of currently available control platforms and the safety margins required for these machines.

This Dissertation proposes an MPC controller that uses a single internal linear model (SMPC), which facilitates its practical implementation. This controller aims to reduce the structural load on the transmission train and/or the wind turbine rotor.

Chapter two presents the state-of-the-art of the topic under analysis. In particu-

lar, the main elements that comprise a wind turbine and its operating principles are described. Also, the load sources that cause the system vibrations are analyzed, focusing on the drive train. Finally, brief descriptions of different methods that are currently used to mitigate vibrations are presented.

To study different proposed controllers, a numerical simulation environment and a real-time experimental environment have been implemented. For this study, at the numerical simulation environment, a large-scale reference wind turbine model based on the 5 MW NREL has been used in the chapter three of this Dissertation. On the other hand, a test bench, designed and built specifically for this Dissertation, has been used for the experimental validation. This test bench consists of a *Hardware-in-the-loop* (HiL) simulator, which faithfully reproduces the turbine drive train's dynamic behavior on an electric machine scale bench. The designed control algorithms are applied to the generator in this platform; using rapid prototyping techniques of controllers that use the same simulation schemes of the first study.

In Chapter four of this Dissertation, the design of an SMPC, its internal model, cost function, and a stability test based on *Lyapunov* theory are presented. The design of two versions of the new controller is also described, which does not consider input perturbation preview in their design. Numerical simulations and the experimental tests carried out demonstrates the effectiveness of the proposed SMPC controls, reducing by a third the torque suffered by the turbine's low-speed shaft.

Finally, chapter five of this Dissertation presents the third version of the designed SMPC, in which, through the use of a LIDAR sensor, the incoming disturbance is calculated in advance. Afterward, incorporating this preview in the prediction made by the internal model of the SMPC, the control signal may anticipate the appearance of alterations in the torque of the shaft due to the incident wind. Thus, reducing up to 80 % the load in the drive train, without hardly increasing the control efforts. Later, the SMPC performance's sensitivity to the quality of the preview obtained from the LIDAR sensor is studied. The experiments performed in the real-time test bench indicate that the wind preview must have a bandwidth of at least 0.75 - 1 Hz with enough quality. The reduction of structural load justifies the installation of the LIDAR system. These bandwidths may require pre-processing of the LIDAR measurements, using techniques already described in the wind turbine control literature.

Lista de acrónimos

| | |
|------|--------------------------------------|
| BPF | Band Pass Filter |
| CPC | Collective Pitch Control |
| DEL | Damage Equivalent Load |
| DFIG | Doubly Fed Induction Generator |
| FFT | Fast Fourier Transform |
| HAWT | Horizontal Axis Wind Turbine |
| HSS | High Speed Shaft |
| IPC | Individual Pitch Control |
| KF | Kalman Filter |
| LPF | Low Pass Filter |
| LSS | Low Speed Shaft |
| MD | Measured Disturbance |
| MIMO | Multiple Input Multiple Output |
| MMPC | Multiple Model Predictive Control |
| MPC | Model Predictive Control |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| MV | Manipulated Variable |
| NMPC | Nonlinear Model Predictive Control |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |

| | |
|------|--|
| PMSG | Permanent Magnet Synchronous Generator |
| SCIG | Squirrel Cage Induction Generator |
| SMPC | Single Model Predictive Control |
| UO | Unmeasured Outputs |
| WT | Wind Turbine |

Contenido

| | |
|---|--------------|
| Agradecimiento | iii |
| Resumen | v |
| Laburpena | ix |
| Abstract | xi |
| Lista de acrónimos | xiii |
| Lista de Figuras | xxi |
| Lista de Tablas | xxvii |
| 1 Introducción | 1 |
| 1.1 Contexto de la tesis | 1 |
| 1.2 Introducción a la tesis | 2 |
| 1.3 Objetivos | 7 |
| 1.4 Estructura del documento | 7 |
| 2 Aerogeneradores: arquitectura y control | 11 |
| 2.1 Introducción | 11 |
| 2.2 Arquitectura de los aerogeneradores | 13 |
| 2.2.1 Turbina | 14 |
| 2.2.2 Góndola | 15 |
| 2.2.3 Torre | 16 |
| 2.2.4 Generador | 16 |
| 2.3 Principios de la generación eólica | 18 |
| 2.4 Cargas en un aerogenerador | 21 |
| 2.4.1 Cargas en el tren de transmisión | 22 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 2.4.2 | Análisis de las cargas de fatiga | 26 |
| 2.5 | Control del aerogenerador | 27 |
| 2.5.1 | Control para reducción de carga | 30 |
| 2.6 | Conclusiones | 35 |
| 3 | Modelado del aerogenerador, simulación y banco de ensayos | 37 |
| 3.1 | Introducción | 37 |
| 3.2 | Aerogenerador NREL 5MW | 38 |
| 3.3 | Estructura del modelo | 39 |
| 3.3.1 | Modelo del Viento | 39 |
| 3.3.2 | Modelo aerodinámico | 41 |
| 3.3.3 | Modelo del generador | 41 |
| 3.3.4 | Modelo del tren de transmisión | 44 |
| 3.3.5 | Modelo del control de <i>pitch</i> | 46 |
| 3.4 | Simulación | 48 |
| 3.4.1 | Resultados simulación | 48 |
| 3.5 | Banco de ensayos | 50 |
| 3.5.1 | Turbina | 52 |
| 3.5.2 | Control | 55 |
| 3.5.3 | Resultados banco de ensayos | 57 |
| 3.6 | Conclusiones | 57 |
| 4 | Diseño de un control predictivo basado en un único modelo lineal | 61 |
| 4.1 | Introducción | 61 |
| 4.2 | Modelo interno de la planta | 62 |
| 4.3 | Principio de funcionamiento de un MPC | 64 |
| 4.3.1 | Propuesta de un SMPC para aerogeneradores | 67 |
| 4.3.2 | Estabilidad del controlador | 71 |
| 4.3.3 | Versiones del SMPC | 71 |
| 4.3.4 | Implementación del SMPC | 74 |
| 4.4 | Rendimiento potencial del SMPC: simulaciones numéricas | 75 |
| 4.4.1 | Cargas extremas | 76 |
| 4.4.2 | Cargas de fatiga | 78 |
| 4.4.3 | Consideraciones finales | 80 |
| 4.5 | Experimentos de control en tiempo real | 81 |
| 4.5.1 | Cargas extremas | 82 |
| 4.5.2 | Cargas de fatiga | 82 |
| 4.5.3 | Carga computacional | 84 |
| 4.6 | Conclusiones | 85 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 5 | Reducción de la carga estructural mediante un SMPC asistido por LIDAR | 87 |
| 5.1 | Introducción | 87 |
| 5.2 | SMPC lineal asistido por LIDAR | 88 |
| 5.3 | Rendimiento potencial del controlador | 91 |
| 5.3.1 | Resultados del estudio basado en simulaciones | 91 |
| 5.3.2 | Modificaciones a la plataforma experimental | 92 |
| 5.3.3 | Experimentos de control en tiempo real | 93 |
| 5.4 | Mediciones de LIDAR realistas | 98 |
| 5.4.1 | Generación de mediciones LIDAR realistas | 100 |
| 5.4.2 | Enfoque y rango del ancho de banda | 102 |
| 5.5 | Rendimiento realista para el SMPC asistido por LIDAR: Experimentos de control en tiempo real | 103 |
| 5.5.1 | Carga computacional | 110 |
| 5.6 | Conclusiones | 110 |
| 6 | Conclusiones y trabajo futuro | 113 |
| 6.1 | Conclusiones | 113 |
| 6.2 | Resumen de las principales aportaciones | 115 |
| 6.3 | Publicaciones derivadas del presente trabajo | 118 |
| 6.4 | Líneas de trabajo futuro | 118 |
| 6.5 | Agradecimientos | 120 |
| A | Configuración de los controladores SMCP | 121 |
| A.1 | Implementación del observador de estado | 121 |
| A.2 | Ajustes del SMPC para el estudio de rendimiento potencial | 123 |
| A.3 | Ajustes del SMPC para las pruebas de control en tiempo real | 123 |
| B | Resultados de los controladores SMPC | 125 |
| B.1 | Rendimiento potencial | 125 |
| B.2 | Experimentos de control en tiempo real | 127 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|--|----|
| 2.1 | Capacidad instalada <i>Onshore</i> vs <i>Offshore</i> a nivel mundial. | 12 |
| 2.2 | Evolución del diámetro del rotor en los aerogeneradores. | 13 |
| 2.3 | Aerogenerador de eje horizontal. | 14 |
| 2.4 | Fuerzas de sustentación y de arrastre. | 18 |
| 2.5 | Coefficientes de Potencia de diferentes diseños de turbinas de viento | 21 |
| 2.6 | Tren de transmisión modular. | 23 |
| 2.7 | Tren de transmisión directo. | 24 |
| 2.8 | Modos estructurales del rotor. | 26 |
| 2.9 | Regiones de operación de un aerogenerador. | 28 |
| | | |
| 3.1 | Estructura del modelo del aerogenerador. | 39 |
| 3.2 | Principales consignas de viento | 40 |
| 3.3 | Modelo aerodinámico | 41 |
| 3.4 | Comportamiento de C_p con respecto a λ y β | 42 |
| 3.5 | Modelo del generador. | 44 |
| 3.6 | Tren de transmisión: Modelo tres masas. | 45 |
| 3.7 | Diagrama de bloques Aerogenerador: modelo del control de pitch. . | 47 |
| 3.8 | Resultados prueba de funcionamiento del modelo desarrollado, a nivel de simulación, ante una entrada de viento tipo escalón: Los ejes de ordenadas azul y rojo corresponden a los aerogeneradores de 5 MW y 2 KW respectivamente. | 49 |
| 3.9 | FFT de la señal T_{LSS} (a) Aerogenerador de 5 MW; (b) Aerogenerador 2 kW. | 51 |
| 3.10 | Banco de ensayos. | 52 |
| 3.11 | Diagrama de bloques del banco de ensayos. | 53 |
| 3.12 | Resultados prueba de funcionamiento del modelo desarrollado, a nivel experimental, ante una entrada de viento tipo escalón: Los ejes de ordenadas azul y rojo corresponden al aerogenerador de 5 MW y al banco de ensayos respectivamente. | 58 |

| | | |
|------|--|----|
| 3.13 | FFT de la señal T_{LSS} del Banco de Ensayos. | 59 |
| 4.1 | Estrategia del MPC | 65 |
| 4.2 | Estructura básica del MPC | 66 |
| 4.3 | Modelo interno MPC | 69 |
| 4.4 | Versión 1: Estimación T_{aero} | 72 |
| 4.5 | Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 76 |
| 4.6 | Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 77 |
| 4.7 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 79 |
| 4.8 | Velocidad del generador (ω_{gen}) y ángulo de <i>pitch</i> (β) para un vien- to de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulencia y, sus respectivas FFT. Control <i>Baseline</i> (negro) y versión SMPC-UD (rojo). | 81 |
| 4.9 | Par aerodinámico efectivo (negro), estimación externa del SMPC- MD (verde) y estimación interna del SMPC-UD (rojo). | 82 |
| 4.10 | Rendimiento experimental ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC- MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 83 |
| 4.11 | Potencia generada por el accionamiento Unidrive Regen en el ban- co de ensayos a un viento de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulen- cia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 84 |
| 4.12 | Transformada rápida de Fourier de las señales de interés de las figuras 10 y 11 a un viento de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulen- cia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 85 |
| 5.1 | SMPC asistido por LIDAR | 90 |
| 5.2 | Versión 3: Previsualización T_{aero} | 90 |
| 5.3 | Esquema de la plataforma experimental modificada | 94 |
| 5.4 | Rendimiento experimental ante una ráfaga alta en $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo). | 95 |
| 5.5 | Variable manipulada T_{em}^* ante una ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo). | 96 |

| | | |
|------|---|-----|
| 5.6 | Rendimiento experimental ante ráfagas bajas $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo). | 97 |
| 5.7 | Rendimiento experimental ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo). | 99 |
| 5.8 | Bloque LIDAR en el simulador HiL NREL 5MW: Generación experimental de medidas LIDAR realistas. | 103 |
| 5.9 | Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 14 m/s con un 18 % de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10 % de error en el modelo (amarillo). | 104 |
| 5.10 | Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 18 m/s con un 17 % de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10 % de error en el modelo (amarillo). | 105 |
| 5.11 | Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 24 m/s con un 15 % de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10 % de error en el modelo (amarillo). | 105 |
| 5.12 | Rendimiento experimental con viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y 10 % de error interno en el modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MDL con una coherencia LIDAR con ancho de banda de 1 Hz (azul claro) y versión SMPC-UD (rojo).107 | 107 |
| 5.13 | Potencia eléctrica generada medida (escalada) por el accionador UNIDRIVE REGEN en el Simulador HIL del aerogenerador NREL de 5MW. Viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro) y versiones SMPC-MDL (azul), SMPC-UD (rojo) y SMPC-MDL con ancho de banda de 1 Hz en la medición del LIDAR (azul claro).108 | 108 |
| 5.14 | Transformaciones rápidas de Fourier de las señales de interés de las figuras 5.12 y 5.13. Viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro) y versiones SMPC-MDL (azul), SMPC-UD (rojo) y SMPC-MDL con ancho de banda de 1 Hz en la medición del LIDAR (azul claro). | 109 |
| B.1 | Rendimiento potencial ante escalón de viento: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 126 |

| | | |
|------|---|-----|
| B.2 | Rendimiento potencial ante escalón de viento y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 127 |
| B.3 | Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$ y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 128 |
| B.10 | Rendimiento potencial ante escalón de viento: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 128 |
| B.4 | Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$ y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 129 |
| B.5 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 130 |
| B.6 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 131 |
| B.7 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 132 |
| B.8 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 133 |
| B.9 | Rendimiento potencial ante viento turbulento a 24 m/s con un 15% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 134 |
| B.11 | Rendimiento potencial ante escalón de viento y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 135 |
| B.12 | Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 136 |
| B.13 | Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$ y un 10% de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 137 |
| B.14 | Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 138 |

| | |
|--|-----|
| B.15 Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18 % de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 139 |
| B.16 Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 140 |
| B.17 Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17 % de turbulencia: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 141 |
| B.18 Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 142 |
| B.19 Rendimiento potencial ante viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control <i>Baseline</i> (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo). | 143 |

Lista de Tablas

| | | |
|-----|---|----|
| 2.1 | Principales fabricantes de aerogeneradores en el 2015. | 17 |
| 3.1 | Aerogenerador de referencia NREL 5MW. | 38 |
| 3.2 | Parámetros de los aerogeneradores de 5MW y 2kW | 48 |
| 3.3 | Características principales tarjeta PCI-6221. | 54 |
| 3.4 | Asignación de variables tarjeta PCI-6221. | 54 |
| 3.5 | características principales UNIDRIVE SP de 400V 2403. | 55 |
| 3.6 | Características principales motor de arrastre. | 55 |
| 3.7 | Asignación de entradas y salidas tarjeta PCI-6221. | 56 |
| 3.8 | Características principales UNIDRIVE SP de 400V 2402. | 57 |
| 3.9 | Características principales generador. | 57 |
| 4.1 | Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas extremas. | 78 |
| 4.2 | Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas de fatiga. | 80 |
| 5.1 | Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas extremas. | 92 |
| 5.2 | Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas de fatiga. | 93 |

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto de la tesis

El trabajo de investigación que ha dado como resultado esta tesis doctoral se ha desarrollado en los Grupos de Investigación en Electrónica Aplicada APERT (Applied Electronics Research Team) y en Automática Experimental (GAUDEE), ambos de la Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU). Las actividades de investigación del grupo APERT se enmarcan, principalmente, en las siguientes líneas:

- **Circuitos reconfigurables y sistemas en un único chip (*System on Chip, SoC*):** esta línea está orientada al estudio y al desarrollo de sistemas digitales optimizados para lógica reconfigurable. Para ello, la investigación se centra en el uso de FPGAs (*Field Programmable Gate Arrays*) de próxima generación de alta capacidad para integrar sistemas digitales en un solo circuito, así como en el uso de su capacidad de reconfiguración: diseño orientado a la síntesis, arquitecturas y núcleos de interconexión, mejora de los niveles de seguridad (*safety*) y técnicas de tolerancia a fallos (SEUs). Además, hay una línea de investigación en los circuitos digitales de comunicación para la industria 4.0.
- **Circuitos de control y potencia para convertidores de energía:** esta línea de investigación está orientada al diseño y estudio de convertidores de potencia para la generación, conversión, almacenamiento y transmisión de energía eléctrica.

El grupo GAUDEE desarrolla sistemas avanzados de física experimental, instru-

mentación y control en sentido amplio, con énfasis en dispositivos, experimentos o sistemas con interés combinado científico, tecnológico e industrial. Esta tesis se encuadra en la fusión de las líneas de investigación “circuitos de control y potencia para convertidores de energía” de APERT y “sistemas avanzados de control” de GAUDEE.

1.2 Introducción a la tesis

La energía eólica es una fuente de energía limpia e inagotable que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y preserva el medio ambiente. Este tipo de energía ha sido utilizada desde hace muchos años, pero no fue hasta principios del siglo XX que se comenzaron a utilizar turbinas eólicas en la producción de electricidad. Hoy en día, la energía eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más prometedoras de la última década, llegando a ser la segunda forma de generación de energía en Europa después del gas natural [1].

Hoy en día, muchos de los aerogeneradores instalados han alcanzado el 75 % de su vida útil, lo que ha provocado la aparición de fallos relacionados con el desgaste de algunos de sus componentes. En este mismo contexto, los aerogeneradores, además de los daños causados por el deterioro natural de sus componentes, se enfrentan a algunos de los siguientes retos: manejo de la intermitencia del viento, preservación de la fiabilidad en la red y reducción de la carga estructural. Una de las mayores limitaciones de un aerogenerador es su complejidad estructural y una de las principales causas de esta complejidad es la fuerza excitante que conlleva diferentes niveles de vibración en el sistema. En este sentido, hay que destacar que se producen grandes vibraciones en las palas y en la torre de un aerogenerador debido a las altas velocidades del viento y a la altura de las torres. Además, hay que tener en cuenta que en los últimos años la tendencia a fabricar aerogeneradores más grandes ha ido en aumento, dando lugar a un aumento en las dimensiones de algunos de sus componentes. Como consecuencia, estos aerogeneradores verán agravados los problemas de vibraciones debido a las grandes cargas que se producen en la parte superior de la torre, entre las que se incluyen las del generador y las de la multiplicadora [2–4].

Las ráfagas y los vientos turbulentos pueden excitar modos que pueden producir vibraciones torsionales en el tren de transmisión de un aerogenerador, lo que a su vez produce grandes esfuerzos en los componentes, siendo la causa principal de la reducción de su vida útil. Por otro lado, como hay vibraciones torsionales en el tren de transmisión, éstas pueden convertirse en oscilaciones de energía eléctrica. Este efecto es altamente indeseable para la operación de un sistema de energía, ya que las oscilaciones pueden interactuar con los modos de operación del siste-

ma [5]. Debido a que las vibraciones causan daños en los distintos componentes de un aerogenerador, es necesario realizar un estudio enfocado al tratamiento y mitigación de las mismas. Por otra parte, la búsqueda de instalaciones más seguras, más grandes [6] y más rentables a medio y largo plazo, ha hecho del sistema de control uno de los componentes esenciales de las turbinas eólicas (WT, *Wind Turbine*) modernas. Este sistema de control ayuda a reducir tanto los costos de fabricación como los de mantenimiento debido a que, con su aplicación, se puede reducir las cargas en un aerogenerador, así como ampliar la capacidad de energía extraída y además, puede permitir una integración eficiente de las mejoras que se pueden hacer al sistema, como por ejemplo, la adición de sensores.

El control predictivo basado en modelo (MPC, *Model Predictive Control*) es una técnica de control avanzada que ha dado muy buenos resultados durante décadas en muchas aplicaciones industriales [7]. Esta técnica incluye, además de otros elementos, la solución en tiempo real al problema del control óptimo sobre un horizonte finito y con restricciones. Esto hace que el MPC sea una herramienta muy poderosa para la gestión de sistemas con múltiples entradas y salidas, incluyendo en su formulación restricciones y predicciones futuras en las perturbación y referencias. Sin embargo, los problemas de carga computacional y de convergencia plantean un gran desafío en la implementación práctica de este tipo de controladores, debido a que los aerogeneradores deben alcanzar niveles de confiabilidad sumamente exigentes [8]. Así pues, durante casi dos décadas, han habido numerosas contribuciones académicas relacionadas con la aplicación de los MPC a los aerogeneradores (véase, por ejemplo, [9–11] y sus referencias).

La naturaleza altamente no lineal de la aerodinámica de un aerogenerador es una de sus características más notables. Esto obliga ya sea a linealizar el comportamiento de éste en múltiples puntos de operación [12–14], dando como resultado un control predictivo basado en múltiples modelos lineales internos (MMPC, *Multiple Model Predictive Control*), o a utilizar un modelo no lineal simplificado [15, 16], dando como resultado un control predictivo basado en modelo no lineal (NMPC, *Nonlinear Model Predictive Control*). Desafortunadamente, si se consideran las limitaciones técnicas de las plataformas de control disponibles y los márgenes de seguridad actualmente requeridos para estas máquinas, ambas opciones tienen serios problemas de implementación. Por un lado, la aplicación de las técnicas lineales del MMPC obliga a diseñar múltiples controladores, cada uno con su modelo interno, relacionados con los diferentes puntos de operación. Por otra parte, es necesario mantener activo, de forma paralela, al menos una parte importante (el observador de estados) de todos estos controladores durante la ejecución, para asegurar una transición suave de uno a otro, mientras la turbina recorre todo el rango de funcionamiento. Asimismo, el viento efectivo debe ser estimado de manera rápida y segura, a fin de decidir de manera correcta los instantes de

transición. Ese paralelismo computacional aumenta considerablemente la carga del procesador y el riesgo de tener problemas de estabilidad. Por lo tanto, la precisión con la que el conjunto de modelos lineales reproduce el comportamiento del aerogenerador y, en consecuencia, la calidad de la predicción y el rendimiento del controlador resultante pueden ser bastante limitados. De hecho, en un reciente estudio aplicativo [17] los resultados presentados son sólo ligeramente mejores que los obtenidos por el controlador de referencia. Sin embargo, se mantienen las ventajas que ofrece el MPC referentes a la imposición de restricciones en los parámetros de ejecución y a la posibilidad de añadir nuevos sensores.

Asimismo, la utilización de la metodología del NMPC obliga a resolver *on-line* un problema de optimización no convexa y, lo que es más importante, cuya convergencia no está garantizada de antemano. Esto implica una carga computacional mucho mayor, al menos, si el modelo interno recoge suficientes grados de libertad. Esto obliga a enfrentarse de nuevo ante el equilibrio entre la carga computacional y el rendimiento: si se limita la primera, restringiendo el número máximo de iteraciones y/o se renuncia a un cierto número de grados de libertad en el modelo interno no lineal simplificado, también se limita el segundo. En este sentido, existen numerosos trabajos, entre los que destaca [16], dedicados al estudio del potencial de este tipo de controladores y que se basan exclusivamente en simulaciones numéricas, donde se demuestra el gran potencial que ofrecen, pero que reconocen abiertamente la imposibilidad de su implementación en las actuales plataformas de control industrial. Recientemente, se han realizado interesantes esfuerzos [18, 19] para posibilitar la implementación práctica del NMPC aplicado a un aerogenerador. Por otra parte, resulta muy difícil garantizar con antelación la estabilidad del control para ambos tipos de controladores. En el mejor de los casos, es necesario imponer restricciones a los estados terminales, lo cual suele limitar el rendimiento esperado. Por lo tanto, a menudo se asume un horizonte de predicción lo bastante largo como para evitar problemas de estabilidad [20]. Por todo ello, aunque se logre una adecuada implementación de un NMPC en tiempo real [21], resulta difícil llevarlo a un aerogenerador en la práctica.

Por otra parte, es importante considerar que en la actualidad el sistema de control de *pitch* del aerogenerador, que entra en funcionamiento cuando el aerogenerador trabaja en la región III, se encuentra clasificado como un sistema de seguridad dentro de los protocolos de certificación de los aerogeneradores. Como consecuencia, su funcionamiento influye en aspectos relacionados con la estructura y su entorno. Esto, entre otras razones, dificulta en gran medida el convencer a un fabricante de que implemente un controlador distinto de los ya conocidos controladores Proporcional-Integral de ganancia programada de alta robustez y madurez, empleados para este efecto. Sin embargo, la gran mayoría de los enfoques mencionados utilizan el *pitch* como la principal variable manipulada del

MPC, lo que obliga a los fabricantes a hacer una apuesta arriesgada, tomando en consideración todos los aspectos relacionados con la implementación que han sido mencionados anteriormente. En este punto, se plantea la siguiente pregunta: ¿Sería posible proponer una metodología MPC para aerogeneradores que, utilizando un único modelo interno lineal, permita explotar los innegables potenciales de dicha metodología para mejorar algún aspecto importante del funcionamiento de los aerogeneradores, en la práctica?. Esta tesis tiene como finalidad responder a tal pregunta.

Como ya se ha mencionado anteriormente, uno de los principales objetivos del control de los aerogeneradores es reducir la fatiga y las cargas extremas en el tren motriz y las palas, manteniendo al mismo tiempo la acción de control limitada y la potencia generada estable. Las mejoras en estos aspectos se traducen en una mayor vida útil del aerogenerador, así como una reducción en el mantenimiento, lo que permite abaratar el costo de la energía. Sin embargo, esta es una tarea difícil, ya que los transitorios causados por las ráfagas y la turbulencia se traducen en perturbaciones desconocidas para el controlador. Los controladores basados en *feedback* sólo pueden compensar estos transitorios con un retardo, cuando sus efectos se manifiestan en las salidas del sistema y los actuadores del aerogenerador propagan la correspondiente acción de control generada. Este retardo podría compensarse utilizando un controlador que incluya una acción *feedforward*, pero se requiere una medición suficientemente temprana de dichas perturbaciones. En este sentido, un LIDAR Doppler podría proporcionar esta medición.

En este contexto, [22] propone por primera vez un control *feedforward* para controlar un aerogenerador, utilizando para ello las mediciones de una torre meteorológica, debido a que los sensores LIDAR eran demasiado costosos en aquel entonces. Más tarde, el uso de la fibra óptica redujo sustancialmente los costos, y el LIDAR comenzó a ser utilizado para mediciones remotas del viento incidente [23]. Desde entonces, el control de los aerogeneradores basados en LIDAR ha sido estudiado para vientos tanto por debajo (región 2) como por encima (región 3) de su valor nominal. Sin embargo, se ha demostrado en [24, 25] que las mejoras obtenidas en la captación de energía no compensan suficientemente las desventajas asociadas al control asistido por LIDAR (fluctuaciones en la carga estructural y en el par) para un aerogenerador operando en la región 2. Por lo tanto, gran parte de los trabajos se han centrado en el uso del control asistido por LIDAR, que se basa en la previsualización, para regular la velocidad del rotor y mitigar las cargas estructurales que se producen en la región 3. De hecho, el potencial de este enfoque ha sido ampliamente demostrado al utilizar la previsualización efectiva del viento en todo el rotor para el control colectivo del *pitch*, [16, 26–34], así como el control individual del *pitch* en cada pala, [35–38]. Los controladores mencionados anteriormente van desde los más sencillos, como son los *feedforwards*

basados en modelos inversos [30], hasta los más complejos como los controladores predictivos basados en modelo (MPC). Estos MPC utilizan la previsualización de la perturbación producida por el viento incidente, para optimizar las acciones de control durante el horizonte de predicción, evitando en cierta medida los efectos del retardo de la estimación que aparecen en los controladores basados en retroalimentación (*feedback*) [16, 34, 35], lo cual provoca una mejora sustancial en el rendimiento del sistema controlado. Sin embargo, la mejora alcanzada con este método está condicionada en gran medida a la calidad de las mediciones del viento efectivo que se puede realizar, en la práctica, con un LIDAR.

En consecuencia, en esta tesis se propone un MPC que utiliza un único modelo lineal interno (SMPC, *Single Model Predictive Control*) en todo el rango operacional del aerogenerador, con el objetivo de mejorar sustancialmente aspectos importantes de su funcionamiento, como por ejemplo, reducir significativamente la carga sobre el rotor y el eje del aerogenerador, utilizando sólo el par del generador como variable manipulada. En este caso, en el modelo de predicción no se incluye ningún elemento no lineal, lo que implica que la parte aerodinámica del aerogenerador queda fuera del control y es controlado por el control de referencia externo. Con la finalidad de explotar todas las potencialidades que ofrece el control MPC, se han diseñado tres versiones del mismo, siendo la principal diferencia entre ellas la forma en como se calcula la predicción del par aerodinámico, que es considerado como perturbación de entrada, medida o no medida, al controlador. En la primera versión, la predicción que representa las fluctuaciones del par aerodinámico se obtiene mediante la derivada de la velocidad del generador y es considerada como perturbación medida. En la segunda versión, el observador de estado (filtro de Kalman) del controlador MPC es el que se encarga de estimar todo el par aerodinámico y éste es considerado como perturbación no medida. El estudio de las dos primeras versiones se encuentra descrito en el capítulo 4 de esta memoria de tesis. En la tercera versión, descrita en el capítulo 5 de la presente memoria, el viento efectivo incidente es medido por un sistema LIDAR. Esto permite obtener, de manera aproximada, el par aerodinámico generado en el rotor con un segundo de antelación. Esta señal, al igual que en la primera versión, es considerada como una perturbación medida. El proceso de validación se lo realiza mediante simulación numérica y experimentación a través de un banco de ensayos. En este proceso, las dos primeras versiones son contrastadas contra el control de referencia y posteriormente son comparados los resultados obtenidos entre la segunda y tercera versión contra el control de referencia.

1.3 Objetivos

Llegado a este punto, la pregunta que surge es:

¿Sería posible proponer una metodología MPC para aerogeneradores que, utilizando un único modelo interno lineal, permita explotar los innegables potenciales de dicha metodología para mejorar algún aspecto importante del funcionamiento de los aerogeneradores, en la práctica?

El objetivo principal de esta tesis es dar respuesta a esta pregunta y para ello, se han planteado los siguientes objetivos específicos:

1. Realizar un estudio del estado del arte relacionado con los Sistemas de Conversión de Energía Eólica (WECS, *Wind Energy Conversion System*), sus principales elementos y problemas a los que se enfrentan enfocando un principal interés en la vibraciones torsionales en el eje de transmisión.
2. Modelar los diferentes sistemas a ser utilizados en la plataforma de simulación y verificar su fiabilidad a través de pruebas de control en tiempo real realizadas contra un simulador Hardware-in-the-loop (HiL, *Hardware-in-the-loop*) que reproduce de manera realista el comportamiento torsional del eje de una turbina eólica de referencia.
3. Diseñar varias versiones de un controlador MPC que reduzca sustancialmente la carga estructural que sufren los aerogeneradores en la región III de funcionamiento, garantizando en todo caso la viabilidad de su implementación práctica.
4. Estudiar la aplicabilidad de los controladores MPC propuestos sobre la plataforma experimental desarrollada.
5. Difundir los resultados a través de publicaciones especializadas, científicas y técnicas.

1.4 Estructura del documento

La presente tesis consta de seis capítulos y un anexo. Además de este capítulo introductorio, el contenido del documento está dividido de la siguiente forma:

2. **Aerogeneradores: arquitectura y control:** en este capítulo se ofrece una visión general de los distintos componentes que conforman un aerogenerador y su principio de funcionamiento. Se describen las principales fuentes de carga que provocan a que el sistema vibre, con especial atención en el tren de transmisión. Asimismo, se analizan las distintas regiones de

operación de un aerogenerador con respecto a la velocidad de viento. Para finalizar el capítulo se presenta una breve descripción de los diferentes métodos que en la actualidad se utilizan para mitigar las vibraciones.

3. **Modelado del aerogenerador, simulación y banco de ensayos:** en este capítulo se describe el modelo de un aerogenerador de 5 MW, el cual expone el comportamiento del aerogenerador NREL de 5 MW tomado como referencia en esta tesis. Este modelo se empleará para validar los controladores desarrollados en los capítulos 4 y 5. Además, se presentan los resultados de simulación derivados del modelo, con el objetivo de mostrar cómo, en determinadas condiciones, el tren de transmisión vibra. Para finalizar este capítulo se describe el banco de ensayos utilizado, así como también las pruebas de funcionamiento que se realizaron para validar y mostrar la efectividad de los controladores desarrollados.
4. **Diseño de un control predictivo basado en un único modelo lineal:** en este capítulo se presenta la propuesta de un SMPC, su modelo interno, función de coste y un análisis de estabilidad. También se describe el diseño de dos versiones del nuevo controlador. Se analiza el rendimiento potencial del sistema controlado mediante simulaciones numéricas. Finalmente se presentan los resultados de las versiones del SMPC obtenidos de la implementación experimental realizada en el banco de ensayos descrito en el capítulo 3.
5. **Diseño de un control predictivo basado en un único modelo lineal asistido por LIDAR:** en este capítulo se presenta cómo se extrae la perturbación entrante de las mediciones obtenidas con antelación por el LIDAR y se explica cómo encaja en el enfoque del SMPC, descrito en el capítulo anterior, correspondiente al caso donde no existe una previsualización de la perturbación. También, en este capítulo se describe como se obtienen mediciones LIDAR realistas y se presentan los resultados referentes a la reducción de la carga estructural obtenida en función de la calidad de la previsualización de un sistema LIDAR. Anteriormente, con el objetivo de estudiar el rendimiento potencial de la propuesta, se presentan los resultados comparativos obtenidos a partir de una previsualización perfecta de la perturbación. Para ello, al modelo de referencia NREL de 5 MW se expone a ráfagas coherentes y a campos eólicos estocásticos. Este estudio se lleva a cabo en primer lugar sobre la base de simulaciones numéricas y, posteriormente, utilizando prototipos de los controladores SMPC diseñados en tiempo real, aplicados al banco de ensayos descrito en el capítulo 3.
6. **Conclusiones y trabajo futuro:** este capítulo presenta las conclusiones extraídas de la presente tesis, así como las principales aportaciones de la

misma. A su vez, se describen las publicaciones derivadas del presente trabajo y se enumeran varias líneas de investigación propuestas por el autor para dar continuidad al trabajo abordado en la presente tesis.

7. **Apéndice A: Configuración de los controladores SMPC.** En este apéndice se describe la implementación del observador de estado para el controlador diseñado, así como los ajustes de las matrices de peso utilizadas en la función de coste.
8. **Apéndice B: Resultados de los controladores SMPC.** En este apéndice se presentan los resultados obtenidos en las pruebas de rendimiento potencial, así como en los experimentos de control en tiempo real.

Capítulo 2

Aerogeneradores: arquitectura y control

2.1 Introducción

Hoy en día, la eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más prometedoras de la última década, con un aumento de la capacidad instalada en Europa de 41 GW en 2005 a 205 GW en 2019 [39]. Existe una gran variedad de aerogeneradores y su clasificación resulta difícil, sin embargo se pueden clasificar en base a los criterios más conocidos [40, 41], como son: tipo de eje, disposición del rotor, número de palas, velocidad del rotor y emplazamiento. La mayoría de los aerogeneradores instalados tienen una configuración de tres palas, con disposición a barlovento y de eje horizontal (HAWT, *Horizontal Axis Wind Turbine*) [42], es por esta razón que este tipo de aerogenerador ha sido utilizado como referencia en esta tesis.

La capacidad total instalada de aerogeneradores a nivel mundial en el 2019 fue de 650 GW, de los cuales 54.2 GW corresponden a nuevas instalaciones en tierra u *Onshore* y 6.1 GW en el mar u *Offshore* (figura 2.1) [43]. En los últimos años, con la intención de aumentar la capacidad nominal de generación de potencia de los aerogeneradores, éstos han aumentado en tamaño, dando lugar a turbinas con palas más grandes [44]. En la figura 2.2 [45], se puede observar que este crecimiento es impulsado más por los aerogeneradores *Offshore*. Esto es debido a que en este tipo de aerogeneradores es de vital importancia reducir los altos costos de su infraestructura y minimizar el número de unidades por kW de capacidad instala-

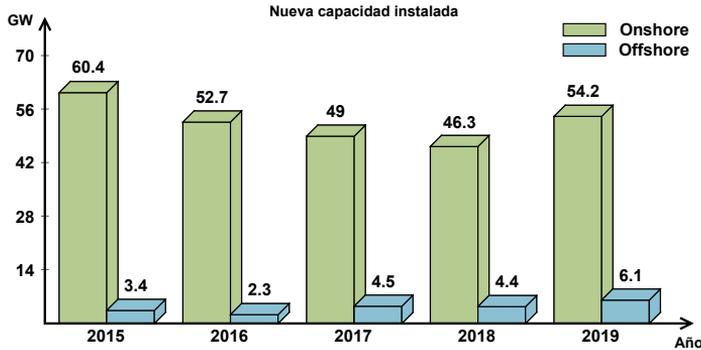


Figura 2.1: Capacidad instalada *Onshore* vs *Offshore* a nivel mundial.

da, y así facilitar el acceso y mantenimiento. No obstante, en los aerogeneradores *Onshore* también se percibe un aumento aunque éste es más moderado.

La complejidad en el diseño de los aerogeneradores modernos tiene como consecuencia el aumento en los costos de operación y mantenimiento, lo que conduce a un aumento en el precio de la energía eléctrica producida. Las dimensiones de los componentes presentan un problema adicional, debido a que si se incrementa el tamaño del rotor también se debe incrementar el tamaño de los demás componentes, lo que provocará un aumento en las cargas estructurales y esto a su vez conducirá a diferentes niveles de vibración en el sistema [3, 4]. Estas vibraciones producirán un desgaste prematuro de los distintos elementos que componen el aerogenerador. Como consecuencia de esto, la frecuencia del mantenimiento aumentará, reduciendo la rentabilidad del aerogenerador y, en última instancia, reduciendo la vida útil del mismo.

Por este motivo es necesario incorporar mecanismos que reduzcan estas vibraciones y/o sus consecuencias. En este sentido, esta tesis tiene como principal objetivo dar con un algoritmo de control que reduzca las vibraciones del tren de transmisión, y que su implementación no requiera de ningún sensor adicional o que aproveche de los sistemas ya instalados. Este algoritmo puede ser incorporado a los aerogeneradores instalados actualmente, previo análisis del hardware existente.

Este capítulo está organizado de la siguiente manera: la Sección 2.2 presenta una breve descripción de los distintos componentes que conforman un aerogenerador, para luego hablar sobre su principio de funcionamiento en la sección 2.3. Posteriormente, en la sección 2.4, se ven las principales fuentes de carga que conllevan

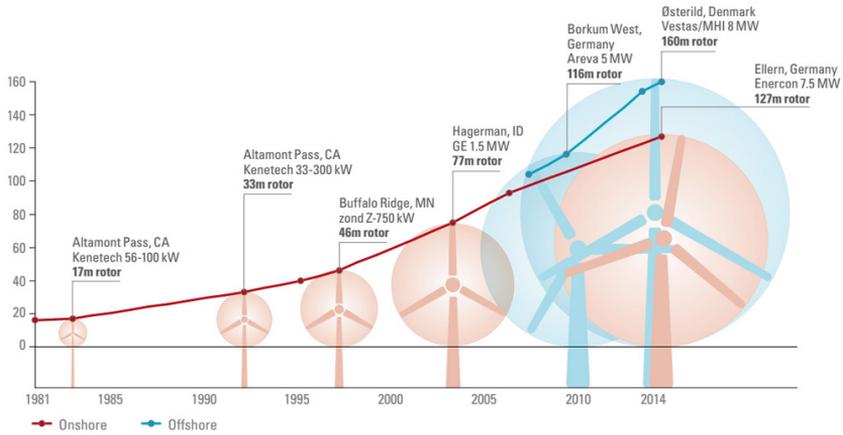


Figura 2.2: Evolución del diámetro del rotor en los aerogeneradores.

a que el sistema vibre, centrándose en el tren de transmisión. Además, considerando que las vibraciones torsionales se pueden producir, entre otros aspectos, por ráfagas y viento turbulento, se presenta un resumen de las distintas regiones de operación de un aerogenerador con respecto a la velocidad de viento en la sección 2.5. Asimismo, en la misma sección se presenta un resumen sobre los diferentes métodos que hoy en día se utilizan para mitigar las vibraciones, resaltando sus ventajas e inconvenientes. Finalmente en la Sección 2.6 se presentan las conclusiones a las cuales se ha llegado.

2.2 Arquitectura de los aerogeneradores

Antes de analizar el funcionamiento de un aerogenerador, primero se van a identificar las distintas partes que lo componen. En la figura 2.3 se presenta la arquitectura de un HAWT, así como sus principales componentes, en donde se puede destacar la conexión existente entre el rotor y los elementos que se encuentran alojados en el interior de la góndola. Al conjunto formado por la multiplicadora, ejes de conexión y el generador eléctrico se le denomina tren de transmisión [46, 47].

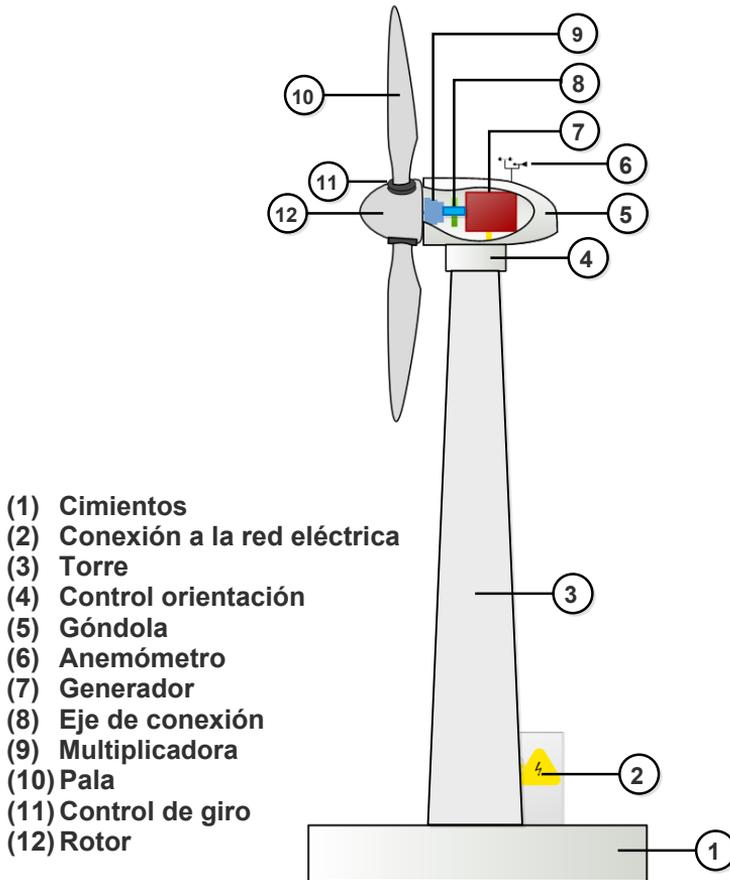


Figura 2.3: Aerogenerador de eje horizontal.

2.2.1 Turbina

La turbina se encuentra conformada por los elementos involucrados en el proceso de transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica. Estos son:

- Rotor: Está unido al eje principal y se encarga de recibir la energía cinética del viento proveniente de las palas y la convierte en energía mecánica de

rotación (ver figura 2.3, (12)). Su diseño es muy importante, ya que debe obtener la mayor captación de energía incluso en condiciones donde la velocidad del viento es muy baja. Puede estar ser dividido en 2 partes:

- La nariz, es un elemento que se sitúa en frente de la dirección del viento y tiene como objetivo el redireccionamiento del viento desde la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y, a la vez, evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.
- El buje (*hub*, término en inglés comúnmente utilizado) es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto es el encargado de transmitir la fuerza del viento al interior de la góndola. La unión al eje puede ser rígida o ligeramente flexible, dependiendo del número de palas con los que cuenta el aerogenerador.
- Palas: Son las responsables de captar la fuerza del viento. Debido a que se ven afectadas por distintas inclemencias climáticas y, en el caso de aerogeneradores que se encuentran instalados en el mar, a la salinidad, suelen ser fabricadas con materiales de gran resistencia estructural. Además, deben ser fácilmente mecanizables para poderles dar un diseño aerodinámico que minimice las cargas sobre el resto de la estructura. Considerando lo anteriormente dicho, los materiales empleados en su construcción son compuestos de fibra de vidrio y epoxis o poliéster, fibra de carbono etc.

2.2.2 Góndola

Es el chasis principal del aerogenerador (figura 2.3, (5)), se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. La góndola se construye en acero forjado y placas de fibra de vidrio y se encuentra unida a la torre por una corona dentada que permite la orientación del rotor al viento. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta que se conectan a los sistemas de control del aerogenerador.

Asimismo, alberga el tren de transmisión, el cual es el encargado de transmitir la energía producida por el giro del rotor al generador. Esta formado por el eje principal o eje de bajas velocidades, caja multiplicadora y eje secundario o eje de altas velocidades. El eje principal es una pieza tubular de acero macizo de gran diámetro unido solidariamente al rotor, sus velocidades de giro pueden variar según el modelo de aerogenerador y las condiciones de operación.

La multiplicadora, es una caja de engranajes que convierte la baja velocidad del rotor en una velocidad de giro adecuada para el funcionamiento del generador.

El giro se transmite de la multiplicadora al generador mediante el eje secundario, el cual es de menor diámetro que el eje principal.

2.2.3 Torre

Es la estructura que soporta la góndola y el rotor (figure 2.3, (3)). La altura de las torres oscilan entre 40 m y 140 m aproximadamente (ver tabla 2.1 [48–56]). Al elevar la torre y con ello la turbina que soporta, se consigue un aprovechamiento mayor de la fuerza del viento, pues a una mayor altura sobre el nivel del suelo mayor será su velocidad, y por lo tanto, también la velocidad de rotación de las palas. Su diseño suele consistir en un tronco cónico o tubular hueco y puede ser construida de acero o de hormigón híbrido prefabricado [51]. La estructura de la torre debe ser planteada y modelada para soportar el peso y resistir las cargas del viento.

En el interior de la torre se instalan los cables que se encargan de transportar la energía generada hasta la base y, de allí, a través de una línea subterránea, hasta la subestación, donde su tensión es elevada y se inyecta en la red eléctrica para ser distribuida a los puntos de consumo.

2.2.4 Generador

Es el responsable de transformar la energía mecánica que es transmitida por la turbina en energía eléctrica (figura 2.3, (7)). Existen fundamentalmente tres tipos de generadores que son comúnmente utilizados en aerogeneradores, éstos son:

- Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG, *Squirrel Cage Induction Generator*). Esta fue la máquina empleada en los primeros aerogeneradores. Por aquellos tiempos, como el coste de la electrónica necesaria para gobernar este tipo de máquina era excesivo, se utilizaron directamente conectadas a la red. Como consecuencia, operaban a velocidad constante, esta forma de operación resultó ser poco eficiente. Con el objetivo de solucionar este problema se dieron algunas mejoras, como las máquinas de polos cambiantes, que solventaban parcialmente ese problema. Además, ante la dificultad de producir máquinas de este tipo multipolares, es necesario el empleo de una multiplicadora con una relación elevada. Por todas estas razones, los generadores actuales no emplean este tipo de máquina.
- Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, *Doubly Fed Induction Generator*). Esta máquina vino a solventar los problemas anteriormente descritos de la SCIG. En este caso, y a diferencia de la SCIG, esta máquina tiene el rotor devanado. Como consecuencia, es posible controlar

la máquina desde el rotor, empleando un convertidor electrónico que solo tiene que procesar parte de la potencia total del aerogenerador (típicamente 30 %). De esta forma, el coste de la electrónica es asumible, permitiendo que el aerogenerador pueda operar a velocidad variable. La operación a velocidad variable, además de ser más eficiente, trae consigo otras mejoras como: reducción del ruido acústico, reducción de las cargas mecánicas, mejora de la calidad de la energía, etc. Sin embargo, el estator de estas máquinas sigue estando directamente conectado a la red, haciendo que su robustez frente a fallas en la red eléctrica sea bajo. Además, por los mismos motivos que en el SCIG, es necesario el empleo de multiplicadoras con elevadas relaciones.

- Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG, *Permanent Magnet Synchronous Generator*). Este tipo de máquina destaca por la posibilidad de ser producida con muchos polos. La consecuencia directa, es la eliminación total o parcial (relación pequeña) de la multiplicadora, lo que conlleva una simplificación del tren de transmisión. En este caso, la operación a velocidad variable requiere de un convertidor electrónico conectado al estator capaz de procesar toda la potencia del aerogenerador. Esta opción, la cual fue dejada a un lado en los primeros aerogeneradores que utilizaban SCIGs por ser demasiado costosa, actualmente es viable debido en gran parte a la reducción que han sufrido los precios de los convertidores electrónicos en los últimos años. Además, el hecho de emplear un convertidor procesando toda la potencia permite que estos generadores sean muy robustos ante fallas de la red eléctrica. Esta característica es cada vez más deseable en los aerogeneradores, puesto que las normativas de conexión a red son cada vez más estrictas en este sentido.

Tabla 2.1: Principales fabricantes de aerogeneradores en el 2015.

| COMPañÍA | PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO (%) | TIPO GENERADOR | ALTURA TORRE (m) |
|----------------|---------------------------------------|------------------|------------------------|
| Goldwind | 12.8 | PMSG | 90 - 140 |
| Vestas | 12 | PMSG, DFIG | 69 - 105 |
| GE | 9.2 | PMSG, DFIG | 80 - 131.4 |
| Siemens/Gamesa | 13.2 | PMSG, SCIG, DFIG | 63 - 125 |
| Enercon | 5.1 | DFIG | 58.7 - 135 |
| United Power | 4.7 | PMSG, DFIG | 65 - 95 |
| Ming Yang | 3.8 | PMSG, DFIG | 80.23 - 120 |
| Envision | 3.5 | PMSG, DFIG | 140 |
| CSIC Haizhuang | 3.4 | PMSG, DFIG | 62 - 107 |

Con la finalidad de evidenciar la aceptación que tienen los PMSG en la industria eólica, en la tabla 2.1 [57], se presentan a los principales fabricantes de aerogeneradores y sus prioridades en cuanto a tecnologías de generadores utilizadas. Los

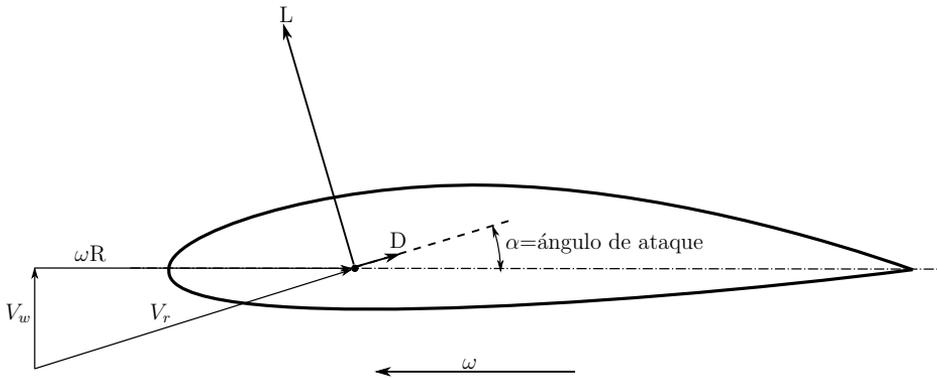


Figura 2.4: Fuerzas de sustentación y de arrastre.

aerogeneradores con generadores de imanes permanentes son producidos por ocho de los 9 fabricantes y además en su sistema se incluye el uso de una multiplicadora. Es por esto que en esta tesis se trabaja con un generador PMSG y como parte del tren de transmisión se considera la existencia de una multiplicadora.

Una vez identificados los distintos componentes de un aerogenerador y con el fin de conocer su funcionamiento y realizar posteriormente su modelado, en las siguientes secciones se presentan una serie de análisis relacionados con el principio de funcionamiento de un aerogenerador, las distintas cargas a las que se encuentra sometido y un estudio sobre los diferentes sistemas de control que son utilizados hoy en día para asegurar un correcto funcionamiento.

2.3 Principios de la generación eólica

La mayor parte de los aerogeneradores modernos basan su funcionamiento en la fuerza de sustentación (L , *Lift*) generada por las palas. Ahora bien, cualquier objeto, sin importar su geometría, que se encuentre en una corriente de aire experimentará una fuerza de arrastre (D , *Drag*). Por lo que, para generar una fuerza de sustentación es necesario que el objeto en cuestión tenga una forma aerodinámica. Por ejemplo, en el caso de los aerogeneradores, los perfiles de las palas están diseñados de tal manera que generan la máxima fuerza de sustentación, así como la mínima fuerza de arrastre [58]. En este sentido, aunque en el proceso de diseño de una turbina intervienen diversos factores [59], la elección del perfil de la pala es el parámetro más importante para conseguir un buen rendimiento aerodinámico y unas dimensiones óptimas de la turbina [60].

Por otra parte, la fuerza sobre la pala de un aerogenerador (figura 2.4) es el resultado de la acción de la velocidad relativa del aire (V_r) sobre ella. Esta velocidad es el resultado de la suma de la velocidad tangencial de la misma pala (ωR) y la velocidad del viento inducida (V_w). Del mismo modo, la velocidad del viento inducida es la velocidad del viento que llega a la turbina. Como se mencionó anteriormente, las fuerzas generadas en la pala son de dos tipos: fuerzas de sustentación (L , figura 2.4) normales a la V_r y fuerzas de arrastre (D , figura 2.4) o de resistencia paralelas a V_r . En la figura 2.4, se puede apreciar que la contribución del perfil a la fuerza motriz que tira de la pala en el mismo sentido de rotación, y por lo tanto contribuye a la generación de energía, es la siguiente:

$$F_t = L \sin \alpha - D \cos \alpha. \quad (2.1)$$

De (2.1) se deduce el interés de tener perfiles que den máximo L con mínimo D . A su vez, el ángulo de ataque del viento hacia la pala (α), es un parámetro importante a la hora de determinar el rendimiento aerodinámico de la turbina. En este sentido, con un valor moderado de α el flujo de aire sigue el contorno de la superficie de la pala. Al incrementarse α , el flujo de aire tiene más dificultad para seguir el contorno de la pala, llegando a tal punto que si se supera el ángulo α crítico, el aire va a ser incapaz de seguir el contorno de la pala. En este momento, las fuerzas de sustentación no pueden equilibrar a las fuerzas de arrastre y la turbina entra en pérdida. Los aerogeneradores actuales provechan este principio para limitar la energía capturada del viento. Para ello, incorporan mecanismos para girar las palas (*pitch*, termino en inglés comúnmente utilizado) y modificar el ángulo de ataque.

Por otro lado, la contribución del perfil a la fuerza que tiende a derribar la máquina o fuerza de empuje es

$$F_e = L \cos \alpha + D \sin \alpha. \quad (2.2)$$

En (2.2), también se observa el interés que tiene mantener valores bajos de D , para reducir el empuje de forma significativa. En caso de vientos muy elevados las fuerzas de empuje pueden ser muy elevadas. Por ello, el ángulo de ataque es una vez más modificado mediante el mecanismo del pitch.

Uno de los parámetros más importantes en la aerodinámica de la turbina es la relación de velocidad de la punta de la pala (λ , *Tip Speed Ratio*) [61], la cual depende de la velocidad del rotor ω_{rot} y V_w , y es definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_{rot} R}{V_w}. \quad (2.3)$$

Este parámetro juega un papel crucial en la potencia que puede extraerse del

viento a través de una turbina, la cual viene dada por la siguiente función no lineal [62]:

$$P = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A V_w^3, \quad (2.4)$$

donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por las palas y C_p es el coeficiente de potencia o rendimiento de la turbina. De todos los parámetros en 2.4, el único que puede ser modificado por el control mientras el aerogenerador opera es el C_p . Este parámetro depende de λ (2.3) y del ángulo de giro de la pala β o ángulo de *pitch*, el cual es fijado por el mecanismo del *pitch*.

Cuando el aerogenerador opera en la región II, el objetivo del control es extraer la máxima potencia. Para ello, el mecanismo del *pitch* fija el ángulo β a un valor tal que para las velocidades del viento inferiores a la nominal, exista una velocidad de giro de la turbina ω aceptable que permita que el ángulo de ataque de la pala α sea el óptimo o lo que es lo mismo que λ sea el óptimo. De esta forma, se consigue maximizar el valor de C_p y por lo tanto, también se maximiza la potencia extraída por la turbina.

En este sentido, para conseguir maximizar el valor de C_p para cualquier velocidad del viento una vez que se fija β , es necesario modificar λ . Esto obliga a operar el aerogenerador a velocidad variable. Además, el cambio de velocidad del rotor disminuye las tensiones a las que se encuentra expuesto en caso de ráfagas y arranques en altas velocidades

Sin embargo, cuando el aerogenerador opera en la región III, el mecanismo del *pitch* modifica β y como consecuencia también α para que la turbina entre en pérdida. Así, se consigue reducir el valor de C_p , manteniendo la potencia extraída por la turbina dentro de los límites de operación seguros.

Como ya se ha mencionado, la energía máxima que una turbina puede extraer del viento viene determinada por el máximo valor de C_p , el cual está fijado por el límite de Betz [63] en $\frac{16}{17} = 0,59$. En la figura 2.5 [64] se puede observar que al comparar varios diseños de turbinas de viento en función de su coeficiente de potencia, estos no llegan todavía a acercarse a este valor límite. Asimismo, de la figura 2.5 se concluye que a mayor número de palas mayor eficiencia. Pero este incremento debe ser limitado, ya que un mayor número de palas ofrecería mayor resistencia al viento y como consecuencia disminuiría la generación eléctrica [65].

Por otro lado, tomando como punto de partida la ecuación (2.4), es posible definir el par en el eje de la turbina como:

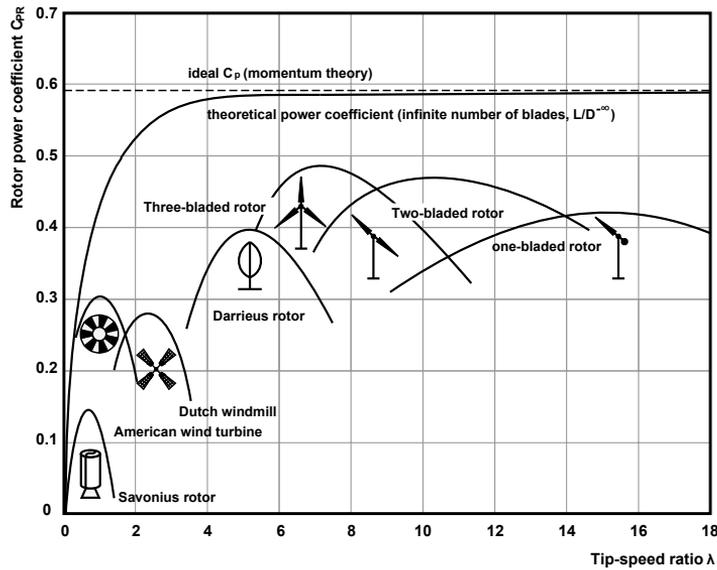


Figura 2.5: Coeficientes de Potencia de diferentes diseños de turbinas de viento

$$T_{aero} = \frac{1}{2\omega_{rot}} \rho A V_w^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2.5)$$

2.4 Cargas en un aerogenerador

El dimensionamiento estructural de un aerogenerador debe considerarse bajo tres aspectos diferentes: en primer lugar, se debe garantizar, desde el punto de vista de resistencia a la ruptura, que la turbina y sus componentes esenciales sean capaces de soportar las más altas velocidades de viento que puedan ocurrir. El segundo requisito es que la fatiga de los componentes no deben impedir la operación del aerogenerador a lo largo de su vida útil, por lo general de 20 a 30 años. Mientras que las tensiones con respecto a cargas extremas se pueden estimar con relativa facilidad, la fatiga se convierte en un problema dominante en los aerogeneradores. El tercer aspecto se refiere a la rigidez de los componentes. Por un lado, las estructuras con propiedades elásticas reducen la fatiga, pero por otro lado, las excitaciones externas producen vibraciones en componentes elásticos [64].

Las cargas en un aerogenerador son las fuerzas o momentos que éste experimenta

ya sea cuando se encuentra en operación o no. Una adecuada identificación de las diferentes cargas que experimenta el aerogenerador durante su vida útil es de gran importancia y parte del proceso de diseño de un aerogenerador [63]. En el estudio realizado por Sathe [66], cuyo objetivo era determinar si las cargas en un aerogenerador son influenciadas por la estabilidad atmosférica, se observó que en condiciones estables, las cargas relacionadas con la torre están principalmente influenciadas por la turbulencia, las cargas en las palas por una combinación entre el perfil de viento y la turbulencia, y las cargas en los rotores están influenciadas principalmente por el perfil de viento.

El punto de partida para el espectro total de cargas de un aerogenerador son las cargas que actúan en el rotor. Las causas de todas las fuerzas, que actúan sobre el rotor, son atribuibles a los efectos de las fuerzas aerodinámicas, gravitacionales e inerciales. Debido a esto en [64, 67, 68] utilizan al menos dos sistemas de coordenadas para representar las cargas en el rotor y las tensiones estructurales del aerogenerador. En este sentido, la falta de un estándar único genera ciertos inconvenientes para representar e identificar los distintos parámetros de cargas. En base a lo anteriormente expuesto, las cargas que actúan en el rotor pueden afectar, directa o indirectamente, al resto de componentes del aerogenerador. Al ser el tren de transmisión uno de sus principales componentes, en la siguiente sección se presenta un análisis de los distintos tipos de carga que pueden afectar a su comportamiento.

2.4.1 Cargas en el tren de transmisión

El tren de transmisión o sistema de conversión de potencia, es aquel que se encarga de convertir la energía mecánica, proveniente del rotor de la turbina, en energía eléctrica. El tren de transmisión se encuentra generalmente acomodado dentro de la góndola, además de los diferentes controladores y el sistema de orientación [64]. Sus principales componentes son el eje principal (*Main shaft*, figura 2.6) o eje de bajas velocidades (LSS, *Low Speed Shaft*), multiplicadora (Gearbox, figura 2.6), eje secundario o eje de altas velocidades (HSS, *High Speed Shaft* (figura 2.6)) y el generador (*Generator*, figura 2.6) [46, 47].

Debido a que este sistema es uno de los más importantes en el proceso de conversión de energía, es fundamental garantizar su correcto funcionamiento. Es por esto que en [69, 70] se resalta la necesidad de realizar estudios enfocados al análisis del comportamiento de la multiplicadora y del tren de transmisión en su totalidad, ante distintos controladores y condiciones de viento. Así los trenes de transmisión pueden clasificarse de acuerdo a su configuración como [71]:

- Modular o Convencional: En la actualidad la mayoría de los aerogeneradores

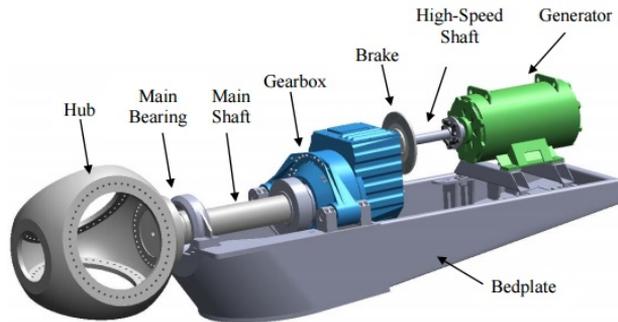


Figura 2.6: Tren de transmisión modular.

siguen esta configuración. Todos los componentes individuales del tren de transmisión están montados dentro de la placa de apoyo (*Bedplate*, figura 2.6) y esta a su vez está diseñada para ser torsionalmente rígida. En la figura 2.6 se pueden apreciar los componentes principales de esta configuración [72]. En este tipo de trenes, la multiplicadora sufre demasiado estrés debido a la turbulencia del viento. Si se traslada este problema a alta mar, en donde las velocidades de viento son más rápidas, el daño en las multiplicadoras se ve aumentado.

- Tren directo: A diferencia de la configuración modular, ésta no emplea multiplicadora, es decir, el generador se acopla directamente al rotor, lo que implica que tiene que ser capaz de producir potencia a bajas velocidades. Esto conlleva, a que el generador debe de ser lo suficientemente grande como para poder albergar una gran cantidad de polos. En la figura 2.7 se puede observar este tipo de configuración.

La principal ventaja de esta alternativa radica en la eliminación de la multiplicadora, la cual genera muchos problemas y aumenta los gastos de mantenimiento [73]. Los generadores sincrónicos de imanes permanentes son utilizados con este tipo de tren, siendo más superiores en términos de rendimiento energético, confiabilidad y mantenimiento, que los generadores de inducción doblemente alimentados [74]. Una desventaja de estos trenes es que requieren de un gran diámetro para lograr una velocidad adecuada y esto supone más masa estructural adicional, lo que ha conllevado a que todavía no se demuestre su supuesta mayor robustez en comparación con un sistema con multiplicadora [75].

Como ya se ha comentado anteriormente, el tren de transmisión es uno de los

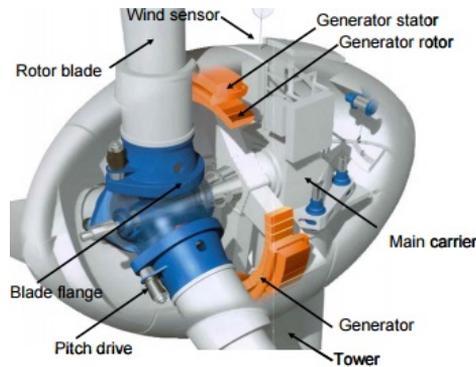


Figura 2.7: Tren de transmisión directo.

sistemas principales del aerogenerador, por lo que es de suma importancia conocer su comportamiento tomando en consideración los distintos tipos de carga. Zhu en [76] diferencia dos tipos de excitaciones dinámicas: externas e internas. La variación de la carga del viento, las fluctuaciones de la velocidad y el par del generador, la vibración estructural del chasis principal y de la torre, son consideradas excitaciones externas. En cambio, las excitaciones internas del eje principal y del acoplamiento flexible debido al error de montaje, así como las existentes en los engranajes dentro de la multiplicadora son consideradas como excitaciones internas del tren.

Considerando lo anteriormente dicho, el tren de transmisión, con sus masas rotatorias y componentes torsionalmente elásticos, es un sistema capaz de vibrar. Los modos de vibración pueden ser excitados por influencias externas en ambos terminales del tren. En un extremo está el rotor, donde aparte de las fluctuaciones estocásticas del par causado por la turbulencia del viento, se generan además variaciones cíclicas causadas por el giro de las palas, las cuales representan una fuente ideal de excitación. En el otro extremo está el generador eléctrico, el cual está conectado a la red o a una carga en particular, y en algunos casos puede vibrar [64]. Como parte de las consideraciones dinámicas, al analizar las vibraciones se debe considerar que las palas son parte de las masas rotatorias, debido a su influencia en el funcionamiento dinámico a causa de su comportamiento elástico. El tren de transmisión tiene cierta flexibilidad y por lo tanto tiene frecuencias propias en su dinámica. En el caso de que alguna de estas frecuencias propias coincida con alguna excitación armónica, el tren de transmisión resuena, perjudicando la fiabilidad de la turbina. Durante la resonancia, el sistema experimenta grandes vibraciones de torsión y cargas fluctuantes [69]. Las resonancias

vibratorias en el tren de transmisión pueden ejercer una influencia considerable en la carga dinámica de los componentes, en la calidad de la potencia de salida e incluso en el ruido mecánico. Dentro de los diferentes tipos de vibración que puede afectar a un tren de transmisión cabe destacar la vibración torsional. La vibración torsional es un movimiento angular oscilatorio que causa torsión en el eje de un sistema; este movimiento oscilatorio se superpone sobre el movimiento de rotación constante de una máquina rotativa.

El movimiento que se genera por una vibración torsional no es relevante al menos que este afecte al funcionamiento del sistema [77]. Los cambios rápidos en la tensión de la red, como los huecos de tensión, así como los fenómenos transitorios (conmutación en la potencia de la red) generan oscilaciones de potencia y consecuentemente vibraciones torsionales en el tren de transmisión. En algunas ocasiones, la aerodinámica del aerogenerador también se convierte en una fuente de vibraciones torsionales [78]. Las ráfagas y los vientos turbulentos pueden excitar modos que pueden producir vibraciones torsionales en el tren de transmisión de un aerogenerador, esto a su vez produce grandes tensiones en los componentes, siendo la causa principal de la reducción de la vida útil de los mismos.

Por otra parte, al existir vibraciones torsionales en el tren de transmisión, estas se pueden convertir en oscilaciones de energía eléctrica. Este efecto es altamente indeseable para el funcionamiento de un sistema de potencia, ya que las oscilaciones pueden interactuar con los modos de operación del sistema eléctrico [5].

Asimismo, el acople existente entre el tren de transmisión y la turbina de un aerogenerador, se ve afectado por la velocidad de giro del rotor, las variaciones en el flujo del viento alrededor de la pala y el funcionamiento del control de giro de las palas. Este último excitará dos modos estructurales del rotor, los cuales se pueden ver en la figura 2.8 [79].

En primer lugar, la figura 2.8a muestra el funcionamiento correcto del control de giro, el cual afecta a cada una de las palas de manera independiente. En segundo y tercer lugar, figuras 2.8b y 2.8c respectivamente, se aprecian los modos generados, estos consisten en oscilaciones donde dos palas se doblan en direcciones opuestas en el plano del rotor y pudiéndose en algunos casos quedar una pala quieta como se puede apreciar en el modo generado 2 [80]. Las vibraciones combinadas de todas las palas se propagan en el sistema fijo a tierra, haciendo que el hub del rotor y la góndola se muevan [81].

Dado que las vibraciones producen daños en los diferentes componentes, se ve la necesidad de realizar estudios enfocados al tratamiento y mitigación de las mismas. Es por esto que la principal aportación de esta tesis es el desarrollo de un controlador que mitigue las vibraciones torsionales en el eje de bajas velocidades

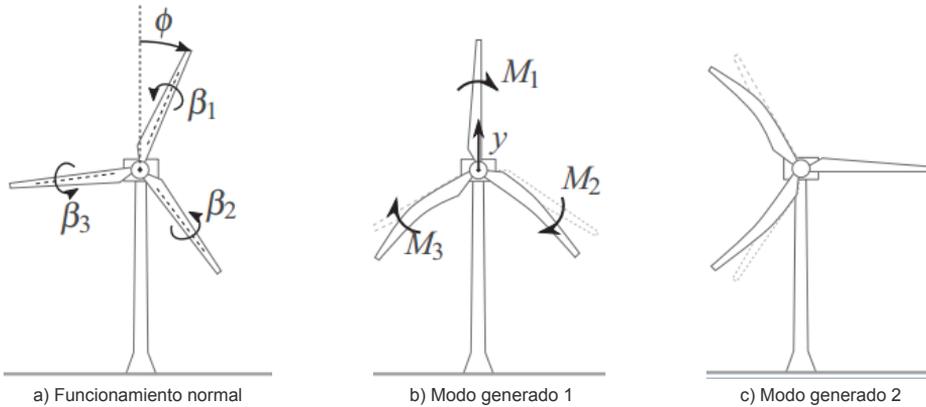


Figura 2.8: Modos estructurales del rotor.

del tren de transmisión de un aerogenerador.

2.4.2 Análisis de las cargas de fatiga

Durante la vida útil de un aerogenerador, la mayoría de sus componentes mecánicos están sujetos a tensiones variables, debido a la fluctuación de la velocidad de viento y también a los efectos de la excitación armónica causados por la rotación del rotor. Así, por ejemplo, la leve diferencia en el peso de las tres palas que está presente en todo momento, provocará una carga giratoria en el eje principal, cuya amplitud y frecuencia están en función de la velocidad de giro del rotor. Tomando en consideración lo antes expuesto, el análisis de carga de fatiga de un aerogenerador se centra en el hecho de aplicar una carga repetidamente. Estos ciclos de carga cubren un amplio rango de magnitudes y un gran número de incidencias [82].

Saber cómo se degradan los componentes con el paso del tiempo es muy importante, ya que puede dar una estimación de la vida útil restante antes de que pierdan su funcionalidad. Para extender la vida útil de un aerogenerador, es necesario conocer la vida útil consumida (o el daño acumulado). Por otro lado, la acumulación de daños está directamente relacionada con la carga de fatiga que experimenta el aerogenerador. Para realizar este análisis es necesario llevar a cabo un método de conteo de ciclos, a partir de los cuales se podrá obtener el daño ocasionado por cada ciclo y concluir así el daño total que sufre la estructura debido a fatiga. Existen muchos métodos para evaluar la fatiga en los componentes

de una máquina [83]. En este sentido, el método de conteo de ciclos más utilizado en este aspecto es el denominado *método rainflow*, el cual es muy conocido en la industria aeronáutica y es aplicado en el ámbito de los procedimientos de mantenimiento y prolongación de la vida útil [84]. Éste método se ha vuelto popular debido a su simplicidad y es por esta razón que se lo ha utilizado en esta tesis.

El cálculo de las cargas de fatiga es complicado y hay que hacer varias suposiciones. Por este motivo, y con el objeto de facilitar su análisis, la totalidad de las cargas colectivas que la turbina podrá experimentar durante todo su ciclo de vida son combinadas en una carga equivalente de daño (DEL, *Damage Equivalent Load*). La carga de fatiga puede ser expresada por el DEL que, para una velocidad media específica de viento, turbulencia, corte de viento y densidad del aire se determina por:

$$DEL = \sqrt[m]{\frac{1}{N_{eq}} \sum_i n_i (\Delta F_i)^m}, \quad (2.6)$$

donde n_i es el número de ciclos de carga, ΔF_i es la amplitud del ciclo de carga, y m es el exponente *Wöler*, el cual está relacionado con el material que están contruidos los elementos a analizar. En esta tesis, debido a que se analiza los momentos de flexión del eje, el material a ser utilizado es acero, por lo tanto $m = 4$. N_{eq} es el número equivalente de ciclos de carga, que se asume que es 2×10^6 ciclos [85]. El análisis de carga de fatiga es muy útil cuando se quieren comparar diferentes diseños de controladores, debido que se puede ver el grado de afectación que éstos pueden ocasionar al momento de ser aplicados al aerogenerador.

2.5 Control del aerogenerador

El control de un aerogenerador desempeña un papel esencial debido a que, por un lado, el controlador debe encargarse de extraer en todo momento la máxima energía del viento y por otro lado, éste puede reducir las cargas de fatiga en los diferentes componentes y por lo tanto aumentar su vida útil.

Tomando como referencia la curva de potencia típica de un aerogenerador (figura 2.9, [86, 87]), se pueden definir los diferentes objetivos de control para todo el rango de operación del aerogenerador. En este sentido, por ejemplo, cuando éste opera en región II, es decir, cuando la velocidad del viento está por debajo de su valor nominal, el control tiene como objetivo maximizar la captura de energía eólica. Sin embargo, cuando la velocidad del viento excede el valor nominal, el

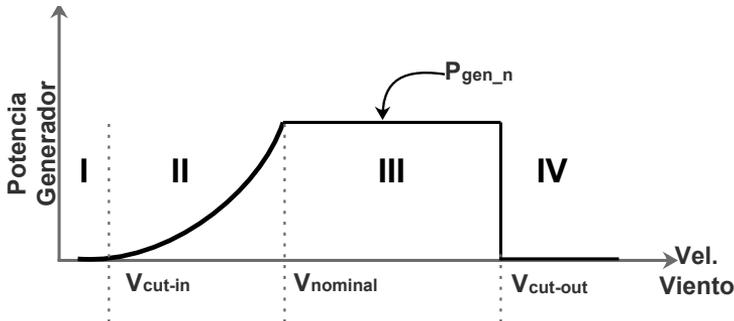


Figura 2.9: Regiones de operación de un aerogenerador.

objetivo de control es mantener la potencia a su valor nominal, permitiendo de esa forma preservar la integridad del aerogenerador.

En base a lo anteriormente expuesto, en la figura 2.9 se puede observar como el funcionamiento de un aerogenerador puede ser dividido en cuatro regiones de operación. Las velocidades de viento consideradas como límites entre estas regiones son: V_{cut-in} y $V_{cut-out}$ que corresponden a los límites inferior y superior de la velocidad de viento permitida y $V_{nominal}$ que es la velocidad de viento nominal. A continuación se presenta una descripción de las 4 regiones de operación, las cuales son:

- Región I: En esta región la velocidad de viento no supera el valor de V_{cut-in} y por ende la potencia generada es muy baja. Por consiguiente, el aerogenerador no opera debido a que deja de ser rentable.
- Región II: También llamada de carga parcial, la velocidad de viento supera la V_{cut-in} pero es menor que $V_{nominal}$ [88]. El objetivo principal en esta región es maximizar la potencia generada. En este sentido, existen una serie de controladores que permiten alcanzar este objetivo y se denominan algoritmos de seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*) [76, 89–95]. En esta región el ángulo de *pitch* se mantiene constante en un valor que garantice la mayor extracción de la energía del viento.
- Región III: También llamada de carga total, la velocidad de viento es superior a $V_{nominal}$ pero está por debajo de $V_{cut-out}$. En este caso el objetivo principal del control es mantener la potencia alrededor de su valor nominal P_{gen_n} . Esto se consigue con ayuda del control de *pitch*, el cual modifica el ángulo β de la pala manteniendo, de esta manera, la velocidad del generador

en su valor nominal.

Control de orientación y giro

Estos controles tienen dos importantes funciones, la primera es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor y la segunda es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la estructura (superiores a $V_{cut-out}$). El control de orientación, utiliza principalmente la señal proveniente de la veleta. El actuador del accionamiento de orientación comienza a girar el sistema de corona dentada instalada en la base de la góndola, de tal forma que el aerogenerador se encuentre orientado en la posición óptima para recibir el viento. Este control no se realiza inmediatamente debido a que es necesario primero garantizar que el viento a cambiado de dirección de manera estable antes de que se produzca el giro de la góndola, caso contrario daría lugar a un movimiento errático del sistema lo que reduciría su eficiencia.

El control de *pitch* está conformado por sensores que detectan cuándo la velocidad de giro del rotor sobrepasa su valor nominal y, por consecuencia, la potencia generada también. Esto se produce por la existencia de velocidades de viento superiores a la nominal. Cuando esto sucede, cada pala es accionada a través de un actuador de giro (servo), el cual cambia la deflexión de la pala de tal modo que, la aerodinámica del aerogenerador es modificada. Estos servos pueden ser operados por diferentes referencias de control, a lo que se le denomina control de giro individual (IPC, *Individual Pitch Control*) [96–98].

Cuando se utiliza una misma referencia de control para los tres servos, se lo denomina control de giro colectivo (CPC, *Collective Pitch Control*) o simplemente control de giro [99]. En ambos casos las palas del rotor rotan en su propio eje modificando al ángulo de paso β . El ángulo β indica la posición en la cual las palas están recibiendo el viento, su modificación reduce la velocidad del rotor hasta su valor nominal y hace que la turbina no exceda su capacidad máxima. La energía generada bajo estas condiciones se mantendrá al máximo de acuerdo a las especificaciones de la turbina pero sin exceder su límite [100, 101].

Tomando en consideración lo antes expuesto, *Bossanyi* en [102] plantea que el diseño del control de giro de las palas necesita tener mucho cuidado, ya que de él depende el mantener la potencia generada en su valor nominal cuando el aerogenerador entra a trabajar en zonas de velocidad de viento superior a su valor nominal. Además, los algoritmos de control utilizados deben de estar diseñados para evitar cargas excesivas, siendo la reducción

de carga un objetivo explícito [99, 100, 103–108].

- Región IV: En esta región la velocidad del viento supera la $V_{cut-out}$ y el aerogenerador debe ser apagado. Esto se realiza con el fin de protegerlo contra daños por fatiga y tensiones mecánicas. Por lo tanto, al igual que en la región I, la unidad de control emite la orden de parada y los frenos detendrán la turbina. En este caso, el ángulo β se fija generalmente en 90° .

A fin de cumplir con todos los objetivos planteados para cada una de las regiones de operación, se han estudiado y aplicado diferentes teorías de control [107]. Es por esto que, en esta tesis, el algoritmo de control utilizado para este efecto, es el que aparece descrito en el modelo de NREL de 5MW [109] como el método habitual para controlar el par del generador. En adelante, a este control se le denominará *control Baseline*.

Por otro lado, en [110] se afirma que la frecuencia asociada con el modo de torsión fundamental del tren de transmisión varía con el ángulo β . Es por esto que las oscilaciones del tren y la fatiga del mismo son más significativas en condiciones de operación de alta velocidad del viento en donde el control de giro está activo (región III). Por esta razón, los estudios y aportaciones presentadas en esta tesis se centran en esta región de operación.

La existencia de vibraciones en un aerogenerador puede provocar diferentes tipos de daños que afectan directa o indirectamente a la productividad y, por tanto, reducen su eficiencia. Por consiguiente, es necesario disponer de un control de vibraciones para mejorar la respuesta estructural de los aerogeneradores y su fiabilidad, aumentando así la vida útil de sus componentes.

2.5.1 Control para reducción de carga

Existen diferentes estrategias de control aplicadas a reducir o suprimir las cargas que se presentan en un aerogenerador [111]. En este sentido, se pueden destacar dos estrategias de control que son efectivas, una pasiva y otra activa.

Dentro del control pasivo, se pueden considerar a los amortiguadores mecánicos. Este tipo de control presenta un excelente rendimiento en términos de mitigación de vibraciones. Sin embargo, su implementación es bastante compleja ya que se necesita un aumento mecánico significativo cuando se trabaja con turbinas eólicas de alta capacidad. Por otro lado, en el control activo, se pueden destacar los controladores de sistema que juegan un papel esencial en la obtención del máximo rendimiento de un aerogenerador. Entre los controladores más utilizados dentro del campo del control de vibraciones se encuentran el H_∞ , el LQR y el MPC entre otros. Una de las limitaciones del uso de los dos primeros controladores

está relacionada con la fiabilidad del modelo de la planta utilizada en su diseño. Además, se requieren mediciones precisas para estimar los estados, por lo que su implementación es muy desafiante.

Los sistemas de control activo se utilizan para mitigar la respuesta de estructuras sometidas a excitaciones internas o externas. Estos sistemas normalmente se componen de actuadores que imparten una fuerza o movimiento a la estructura, en la dirección opuesta a la vibración.

La amortiguación de las vibraciones torsionales en el tren de transmisión pueden ser realizadas ya sea por el control de orientación de las palas o por el control de par del generador. Siendo este último el más efectivo. La utilización de filtros pasa banda (BPF, *Band Pass Filter*) como propuesta de diseño para amortiguar las vibraciones torsionales es adoptada con éxito en muchos aerogeneradores [3, 5, 102, 112, 113].

Una aplicación de este criterios de amortiguación la aplica *Licari* en [5]. En primer lugar, utiliza un filtro *notch* en cascada con dos BPF de segundo orden. Esto con la finalidad de extraer la frecuencia de vibración de la velocidad del generador y así añadir un pequeño rizado (en esta frecuencia) al par del generador demandado con el fin de amortiguar la vibración torsional [114]. En segundo lugar, utiliza un amortiguador basado en el modelo. El efecto de amortiguación lo obtiene mediante la selección cuidadosa de la posición de los polos resonantes en lazo cerrado del tren motriz y de la pala. Para lograr una buena estimación del estado a pesar de tener incertidumbre en el modelo y ruido de medición, utiliza un filtro de *Kalman* de tiempo discreto (KF, *Kalman Filter*). Para asegurarse una implementación exitosa, *Licari* considera un modelo de tren de transmisión de tres masas representado en el KF. La estimación del par aerodinámico se obtiene de forma sencilla, mediante el uso de ecuaciones diferenciales, pero es muy sensible al ruido de medición. Con el fin de mitigar el problema del ruido asociado con derivadas, también utilizó un filtro paso bajo (LPF, *Low Pass Filter*) en su diseño. En base a lo anteriormente expuesto, se pueden identificar una serie de problemas relacionados con la implementación de los dos métodos. Al utilizar el amortiguador basado en BPF la estabilidad y desempeño del sistema se ven comprometidos si éste es sometido a un modelo con incertidumbres. En ese caso, se debe reajustar el amortiguador para asegurarse un buen rendimiento. En cambio, con el amortiguador basado en modelo, es necesario tener la mayor precisión posible, pues mientras más real sea el modelo de la planta implementado en el KF, mejor es el rendimiento del filtro y, por lo tanto, la eficacia del amortiguador.

Geng en [115] presenta otra solución basada en un método de amortiguación activa de vibraciones torsionales en un sistema de conversión de energía basado en generadores síncronos de imanes permanentes. En este método, se parte del

supuesto de que las oscilaciones en la velocidad del generador pueden ser observadas desde el punto de vista eléctrico del eje, esto implica que, la oscilación de la velocidad se verá reducida si las oscilaciones del par del eje son amortiguadas. En base a lo anteriormente dicho, un compensador es incluido en el lazo del control de par del generador y así amortiguar las oscilaciones en la velocidad del generador. El efecto del amortiguamiento es más grande mientras mayor sea la ganancia de compensación. Sin embargo, aquí se presenta un problema ya que esto ocasiona que la respuesta en frecuencia de la velocidad cambie. Por tal razón, en la elección de la ganancia de compensación se debe considerar el equilibrio entre el efecto de la amortiguación y la respuesta en frecuencia del sistema. En este artículo, también se destacan los diferentes inconvenientes que se pueden tener al tratar de obtener señales en una aplicación real. Es por esto que se en el diseño del controlador de esta tesis han sido considerados los errores de cuantificación y el retardo computacional.

Como se ha mencionado anteriormente los sistemas de control activo proporcionan un mejor comportamiento estructural de un sistema. A fin de mitigar la vibración estructural, estos dispositivos utilizan uno o más accionadores que aplican pares o fuerzas a una estructura mediante un algoritmo de control. Es por esto que, en el diseño de nuevos controladores, es importante considerar que éstos no deben requerir ningún elemento adicional a los que ya se encuentran instalados en el aerogenerador. De esta manera, el proceso de instalación de los mismos será mas sencillo y óptimo.

Los controladores del sistema o algoritmos de control, juegan un papel importante en la obtención del máximo rendimiento de los aerogeneradores así como el incremento de su vida útil. Los controladores están diseñados para mejorar la respuesta del sistema basado en una salida deseada. La forma tradicional de controlar un aerogenerador, con múltiples objetivos, es diseñar diferentes lazos de control. Cada uno de ellos afectará de forma independiente al funcionamiento del aerogenerador. Por ejemplo, un método tradicionalmente usado en el control de giro de las palas es el control PID, este controlador también es utilizado en el control de par, mostrando un buen efecto cuando es cuidadosamente sintonizado y ajustado a una aplicación específica. Una desventaja que tiene, es que los lazos de control deben de ser diseñados para no interferir unos con otros. De darse el caso, podría producirse desestabilización en la turbina.

En la actualidad, existen técnicas de control más avanzadas. Estas técnicas permiten alcanzar múltiples objetivos con menos bucles de control, manteniendo un comportamiento estable en lazo cerrado [116]. Los controladores del sistema están diseñados para mejorar la respuesta del sistema basada en una salida deseada. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos y las

principales aportaciones en el campo de la mitigación de vibraciones.

El control activo del controlador H_∞ toma la información de la vibración, ya sea de velocidad o aceleración, como retroalimentación y de esa manera consigue suprimir la vibración. Este controlador posee múltiples salidas y múltiples entradas y esta descrito por una función de estado [117].

En un aerogenerador, el par del aerogenerador fluctúa por la oscilación del viento, generando oscilaciones en el par de torsión debido a la diferencia entre la inercia de la turbina y del generador. Estas oscilaciones causan una fatiga excesiva en el eje de la turbina, lo que puede ocasionar daños en el mismo. La medición del par de torsión es difícil en máquinas rotativas reales, lo que implica la necesidad de un método de medición del par torsional. En este sentido, *Morinaga* en [118] realiza una estimación del par torsional utilizando un observador H_∞ y las oscilaciones del par de torsión son controladas y a la vez suprimidas mediante un control H_∞ aplicado a la corriente del estator del PMSG. Este controlador se ha validado mediante simulaciones y no considera a la multiplicadora en el modelo utilizado.

Li en [119] presenta una aplicación de este controlador en aerogeneradores *off-shore*. En este trabajo emplean un método H_∞ para optimizar la ganancia del controlador y así reducir las cargas inducidas por las olas. Este controlador ha sido simulado junto con un modelo no lineal de alta fidelidad, demostrando la eficacia de los controladores para reducir las cargas de fatiga en muchos de los componentes claves del aerogenerador. Una desventaja del controlador planteado es que no trabaja correctamente en condiciones de viento extremo y olas. Esto les ha permitido concluir que el controlador H_∞ estándar carece de suficiente fiabilidad para soportar fallas y que además su diseño no es económico. Planteando así la realización de nuevos estudios en este tipo de aerogeneradores.

Park en [120], presenta dos algoritmos de control de orientación de las palas un IPC y un CPC. Ambos controles utilizan un LQR con una acción integral, lo que permite la cancelación del error en estado estacionario y un filtro *Kalman* como estimador de estados y de la velocidad del viento. El CPC puede controlar conjuntamente la velocidad del rotor y los momentos de flexión colectivos de la pala, de esta manera mejora el equilibrio entre la regulación de velocidad del rotor y la reducción de carga, mientras que el IPC puede reducir las cargas fluctuantes en las palas. El controlador de paso colectivo es el controlador principal, mientras que el control de paso individual se puede añadir al primero como un mecanismo *ON-OFF*. La validación de este algoritmo fue realizada mediante simulaciones por ordenador, utilizando un modelo de alta fidelidad que contenía varios grados de libertad y condiciones de viento constantes y turbulentas. Los resultados de la simulación mostraron que los CPC y los IPC propuestos lograron una regulación de velocidad del rotor muy buena y una reducción significativa de los momentos

de flexión de la palas.

Danyong en [121], utiliza un controlador LQR basado en un control multivariable. Con esto se consigue rechazar las perturbaciones del viento y mitigar las cargas, aumentando la amortiguación en los modos de la torre y tren de transmisión. Para este último, el controlador incrementa el par constante del generador (en la región III) con una pequeña señal y así agregarle amortiguación. Los resultados se encuentran validados mediante simulaciones. Una desventaja que tiene con este controlador es que posee una aplicación práctica limitada, debido a los desafíos que se presentan al obtener mediciones precisas de los estados del controlador. Esto obliga a añadir un estimador de estado en cualquier aplicación práctica.

El control predictivo basado en modelo es un método de control que ha sido utilizado en aplicaciones industriales desde hace varias décadas. Su principio de funcionamiento consiste en utilizar un modelo de proceso para predecir explícitamente las salidas de la planta, y luego utiliza estas predicciones para calcular una secuencia de entradas de control futuras que optimicen las salidas futuras de la planta. El MPC está relacionado con muchos métodos de control óptimo, como el control LQR. Al igual que en el control óptimo, en lugar de aplicar una ley de control, se especifica un objetivo del controlador, el cual está basado en el rendimiento resultante esperado. La optimización del controlador se realiza generalmente en línea, lo que permite la incorporación de restricciones de control y de proceso, siendo esta característica la que ha contribuido a su creciente uso [82].

Dentro del control de grandes aerogeneradores de eje horizontal, *Spencer* en [122] propone el diseño de un MPC que utiliza predicciones de condiciones futuras del viento a fin de mejorar su rendimiento en todas las regiones de operación. Para este estudio se ignoró el hecho de que el aerogenerador es un sistema no lineal, así como las transiciones entre las diferentes regiones de operación. De los resultados obtenidos mediante simulación concluye que, el conocer la futura condición del viento ayuda a reducir las cargas significativamente, pero el efecto es más importante cuando el viento está cambiando rápidamente. Además, el hecho de tener un tiempo de previsualización más largo, trae mejoras significativas en el control.

Jain en [123] asegura que si bien es cierto, conocer las condiciones futuras del viento da una ventaja al MPC sobre otros controladores, surge un problema relacionado a los costos de los equipos que se necesitan para realizar esta medición. Adicionalmente, afirma que el proceso de sintonización del MPC es una parte crucial del diseño, principalmente si se tiene múltiples objetivos. Por esta razón, plantea un procedimiento de ajuste para un MPC continuamente linealizado, mediante la formación de una función objetiva que cuenta explícitamente con 5

diferentes índices de rendimiento. Para el estudio no considera un conocimiento previo del viento, lo que le permite concluir que un MPC bien sintonizado, mediante la optimización multiobjetiva, puede superar a un controlador convencional como el PID en las condiciones antes mencionadas. Sin embargo, en condiciones de baja velocidad de viento, el MPC no resulta beneficioso sobre el control basado en el par de referencia. En general, el estudio presentado indica que se puede establecer un procedimiento relativamente sistemático para ajustar adecuadamente el controlador MPC y que este MPC puede producir una mayor flexibilidad que los controladores convencionales cuando la potencia de salida necesita estar limitada a un cierto valor.

En base a lo anteriormente dicho, el control predictivo basado en modelo ha sido un método eficaz para abordar los problemas de control condicionados por múltiples variables. Considerando que el aerogenerador es un sistema MIMO (MIMO, *Multiple Input Multiple Output*) con restricciones en sus entradas y salidas, la utilización del MPC para amortiguar las vibraciones resulta efectivo. Es por esto que en esta tesis, se presentan 3 propuestas de control MPC para mitigar la vibraciones en el eje de baja velocidad del tren de transmisión. Dos de los controladores se encuentran diseñados de tal manera que no necesitan ningún dispositivo o sensor adicional para su funcionamiento, esto permite que puedan ser instalados fácilmente en los aerogeneradores que ya están en operación. La tercera propuesta, necesita de un sensor adicional que permita obtener la velocidad del viento con antelación. Hoy en día, esto no es ninguna limitación debido a que, en los nuevos aerogeneradores, se está considerando la utilización de un LIDAR para el control de pitch. Esto permitirá aprovechar la información que brinda este sensor e introducirla al controlador ya diseñado.

2.6 Conclusiones

Hoy en día, existen varios tipos de aerogeneradores, sin embargo aquellos que cuentan con turbinas de eje horizontal y tres palas orientadas a barlovento con velocidad de operación variable se han convertido en una opción predominante. Con el objetivo de maximizar la captura de energía en un rango de velocidades de viento establecido, los aerogeneradores se han hecho cada vez más grandes y más altos. Este incremento, ha ocasionado que el sistema sufra diferentes niveles de vibración. En este sentido, los vientos turbulentos y las ráfagas pueden excitar modos que conducen a la generación de vibraciones torsionales en el tren de transmisión, estas vibraciones sumadas al aumento de tamaño de los componentes llegan a producir grandes esfuerzos en los elementos que conforman el tren de transmisión y por ende en el aerogenerador.

Existen diferentes estrategias de control aplicadas a reducir o suprimir las cargas que se presentan en un aerogenerador. En este sentido, se pueden destacar dos estrategias de control, una pasiva y otra activa. Dentro del control pasivo, se pueden considerar a los amortiguadores mecánicos. Pese a que este tipo de control presenta un gran rendimiento en lo que respecta a mitigación de vibraciones, su implementación es bastante compleja, debido a que se necesita un aumento mecánico significativo cuando se trabaja con aerogeneradores de alta capacidad. Por otro lado, dentro del control activo, se encuentran los controladores de sistema. Éstos juegan un papel esencial en la obtención del máximo rendimiento de un aerogenerador. Entre los controladores más utilizados, dentro del campo del control de vibraciones, se encuentran el H_∞ , el LQR y el MPC, entre otros. Una de las limitaciones que presentan los dos primeros controladores, está relacionada con la fiabilidad que debe tener el modelo de la planta, utilizada en su diseño. Además, se requieren mediciones precisas para estimar los estados, por lo que su implementación es muy desafiante.

El MPC ha sido relacionado con muchos métodos de control óptimo. Su principio de funcionamiento se centra en un objetivo de control, el cual está basado en un rendimiento esperado. Para un sistema MIMO con características operativas específicas, como son los aerogeneradores, el uso del MPC en el control de la amortiguación de las vibraciones es útil, ya que es una herramienta eficaz para tratar los problemas de control condicionados por múltiples variables, con restricciones de entrada y salida. Es por ello que en esta tesis se propone una solución para el control de las vibraciones basada en un controlador MPC.

En el siguiente capítulo, se describen los diferentes modelos de los componentes de un aerogenerador que han sido empleados a nivel de simulación y experimentación. Además, se presenta el modelo interno de la planta que es usado en el diseño del controlador. Por último, se detalla el banco de ensayos utilizado para la validación experimental.

Capítulo 3

Modelado del aerogenerador, simulación y banco de ensayos

3.1 Introducción

Los controladores diseñados en esta tesis son controladores basados en modelo. Es por esto que para su diseño es importante contar con un modelo fiable de la planta a ser controlada. Como ya se ha comentado previamente, el tipo de aerogenerador más utilizado es aquel que emplea una turbina de eje horizontal orientada a barlovento y que tiene tres palas [42]. Por esta razón, se ha seleccionado al aerogenerador del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL, *National Renewable Energy Laboratory*) (sección 3.2) como sistema de referencia, ya que cumple con estas características establecidas y también es de uso común en la literatura.

El objetivo de esta tesis es reducir las vibraciones en el tren de transmisión. En este contexto, es importante que el modelo utilizado sea capaz de reproducir las vibraciones en el eje. De lo contrario, no sería posible probar la efectividad del control desarrollado. Todos los componentes del aerogenerador han sido modelados en función de las distintas ecuaciones que describen su comportamiento. El modelado obtenido a partir del comportamiento físico, proporciona un modelo no lineal, el cual es utilizado para simular el comportamiento del aerogenerador. Para probar el modelo de aerogenerador obtenido, se realiza una serie de simulaciones de todo el sistema considerando como entrada del mismo diferentes perfiles de viento: escalones, ráfagas extremas y turbulento.

Este capítulo describe el modelo de aerogenerador que se empleará para validar los controladores desarrollados en el próximo capítulo. El modelo desarrollado expone el comportamiento del aerogenerador NREL de 5 MW tomado como referencia en esta tesis. Los resultados de simulación derivados del modelo se utilizarán para mostrar como, en determinadas condiciones, el tren de transmisión vibra. Además, con el objetivo de mostrar la efectividad de los controladores en condiciones más reales, este capítulo también describe el banco de ensayos desarrollado. Sin embargo, este banco tiene una potencia de 2 kW. Por esta razón, se ha escalado el modelo de 5 MW a uno de 2 kW de forma que el comportamiento dinámico de ambos modelos sea el mismo. De esta manera, los resultados obtenidos del banco de ensayos son directamente extrapolables al aerogenerador NREL de 5 MW. A continuación se procederá a describir este aerogenerador.

3.2 Aerogenerador NREL 5MW

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables, perteneciente al Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norte América, ha desarrollado y publicado un modelo de aerogenerador de referencia de 5MW, el cual ha sido desarrollado específicamente para actuar como referencia en varios estudios relacionados con aerogeneradores y para dar a los investigadores un acceso sin restricciones a un modelo completo de aerogenerador [109].

El aerogenerador NREL 5MW posee una turbina con rotor a barlovento de tres palas con un sistema de control de velocidad variable y paso activo. Su configuración se ajusta a la mayoría de las turbinas modernas *Onshore* y *Offshore*. En la tabla 3.1 se resume los principales parámetros de este modelo de aerogenerador de referencia.

Tabla 3.1: Aerogenerador de referencia NREL 5MW.

| Descripción | Parámetro | Valores nominales |
|--|------------------------------|-------------------|
| Potencia nominal | PNOM [MW] | 5 |
| Velocidad de viento limite inferior | Vcut-in [m/s] | 3 |
| Velocidad de viento limite superior | Vcut-out [m/s] | 24 |
| Velocidad de viento valor nominal | Vnom [m/s] | 11.4 |
| Radio rotor | R [m] | 63 |
| Velocidad nominal generador | $\bar{\omega}_{gen}$ [rad/s] | 122.9 |
| Torque nominal generador | T_{em} [Nm] | 43093.55 |
| Relación óptima de velocidad de punta de la pala | λ_{opt} | 7.55 |
| Palas | | 3 |

Este modelo, ha sido utilizado en muchos estudios centrados en la aerodinámica de aerogeneradores, dinámica de sistemas y control. Es por esta razón que ha

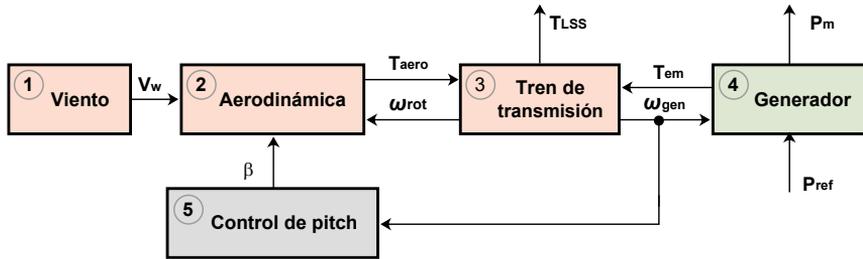


Figura 3.1: Estructura del modelo del aerogenerador.

sido escogido como modelo de referencia en esta tesis.

3.3 Estructura del modelo

En la figura 3.1 se muestra el diagrama de bloques que representa el funcionamiento del aerogenerador dividido en submodelos. A continuación se describen cada uno de los bloques que componen el modelo.

3.3.1 Modelo del Viento

En un análisis de cargas completas es necesario tener en cuenta una serie de escenarios predefinidos, por ejemplo, la posibilidad de representar un estado de funcionamiento o un modo de fallo. Cada situación necesita ser evaluada en un amplio rango de condiciones externas tales como velocidad media del viento, turbulencia y valores iniciales. A este grupo de simulaciones se les denomina casos de carga. Los diferentes casos de carga que deben tenerse en cuenta se definen, por ejemplo, en las directrices de la IEC [124]. No todos los casos de carga son relevantes para el diseño y validación del control, ya sea porque éste no afecta a las cargas que se producen, o porque generalmente no afectan el diseño de la turbina. Por ejemplo, durante las tormentas la mayoría de las turbinas están en modo de reposo, y el ángulo de giro de las palas simplemente se mantienen en un valor fijo, por consiguiente la turbina no es controlada.

Los campos de viento utilizados habitualmente en simulaciones aero-elásticas son series temporales de vectores tridimensionales de velocidad del viento, calculados en puntos de una cuadrícula vertical bidimensional que se fija en el espacio. El

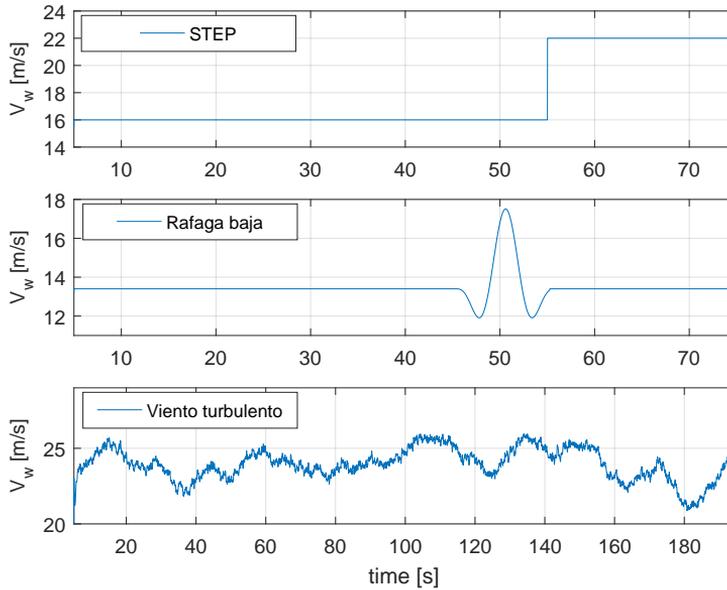


Figura 3.2: Principales consignas de viento

modelo del viento tiene como objetivo obtener la velocidad de viento equivalente, la cual puede ser representada como una serie temporal ($V_w(t)$) y que, junto con un modelo simplificado de la aerodinámica (figura 3.3), genera el par equivalente que produce el campo de velocidades del viento incidente en el aerogenerador. Por lo antes expuesto, en esta tesis no se genera un modelo de viento sino que se utiliza en su lugar consignas de viento efectivas (V_w , figura 3.1 (1)). En la figura 3.2 se presentan las principales consignas de viento utilizadas en esta tesis y son del tipo: escalón, ráfagas y viento turbulento. Estas dos últimas consignas cumplen lo establecido en el estándar IEC 61400 [124], en lo que se refiere a condiciones de viento dentro del diseño de un aerogenerador. Además, la consigna de viento turbulento ha sido generada utilizando el *software Turbsim* [125]. Es importante indicar que pese a que el perfil de viento turbulento (3.2) supera por pequeños instantes de tiempo los 25 m/s ($V_{cut-out}$), el aerogenerador no entra en proceso de paro. Esto se da debido a que es necesario que el aerogenerador se encuentre operando sobre 25 m/s continuamente por al menos diez minutos para que se realice un paro .

A pesar de que la entrada de escalón es una señal de viento poco realista, en algunos estudios es utilizada con el único propósito de analizar el comportamiento

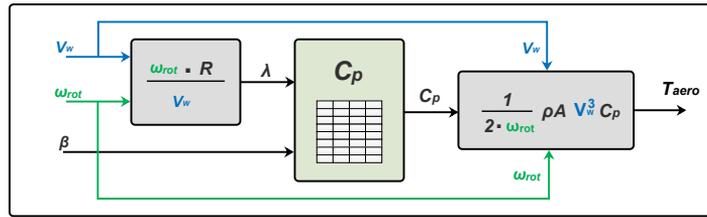


Figura 3.3: Modelo aerodinámico

del aerogenerador ante cambios extremos de la velocidad del viento [5, 78, 112, 121].

3.3.2 Modelo aerodinámico

El principio de funcionamiento del aerogenerador ha sido revisado a profundidad en la sección 2.3. En él se expone, entre otros aspectos, que el par aerodinámico o par en el eje de la turbina y la potencia aerodinámica vienen dados por las ecuaciones 2.5 y 2.4.

El modelo aerodinámico utilizado en esta tesis (ver figura 3.1 (2)) es una representación de las ecuaciones citadas anteriormente. En la figura 3.3 se puede observar la estructura interna de este bloque. El coeficiente de potencia (C_p) es de especial interés para propósitos de control. En esta tesis, el C_p se ha obtenido mediante una tabla de referencia de dos dimensiones [126]. En la figura 3.4 [127] se muestra la variación de C_p con respecto a λ y β .

3.3.3 Modelo del generador

Como se ha explicado previamente (sección 2.2.4), esta tesis se ha centrado en los aerogeneradores equipados con generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG). Éstos presentan las siguientes ventajas [128, 129]:

- Son auto excitados, operan con un alto factor de potencia y tienen alta eficacia.
- Proporciona un alto par a bajas velocidades, lo que permite prescindir de la multiplicadora o reducir la relación de multiplicación de la misma.

Sin embargo tienen la desventaja de un mayor coste inicial, limitaciones en la temperatura de operación y el riesgo de la desmagnetización de los imanes per-

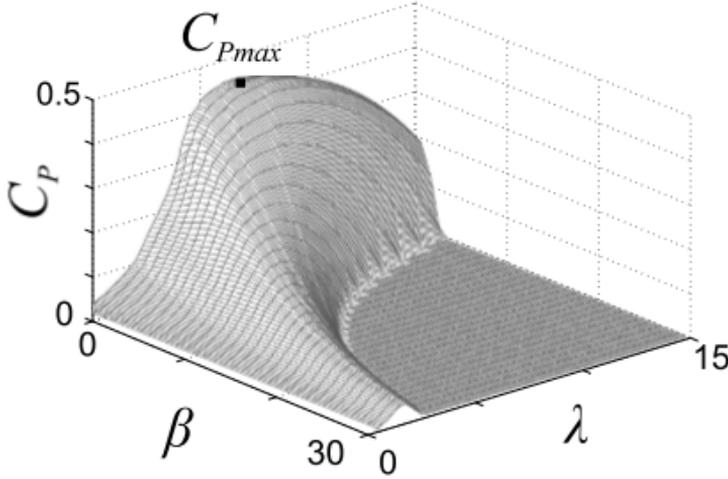


Figura 3.4: Comportamiento de C_p con respecto a λ y β

manentes. El avance de la electrónica de potencia ayuda a los sistemas de energía eólica a aumentar su fiabilidad y la calidad de la energía que generan mediante la reducción de la tensión mecánica de la turbina y el aumento del rendimiento al tener un mejor control de todo el sistema.

Tradicionalmente, el comportamiento eléctrico que representa un PMSG está en el marco de referencia síncrono dq , donde el eje d se encuentra sincronizado con el flujo de la máquina ψ_m [130]. Para transformar las magnitudes del sistema estacionario abc al sistema síncrono dq , se emplean la transformadas de Clarke y Park. Las tensiones del estátor del PMSG transformadas al sistema dq se representan como:

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - L_{sq} p \omega_{gen} i_{sq} \quad (3.1)$$

y

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + L_{sd} p \omega_{gen} i_{sd} + \psi_m p \omega_{gen}, \quad (3.2)$$

donde p es el número de pares de polos, ω_{gen} es la velocidad del generador, i_{sd} e i_{sq} son las corrientes del estátor en el sistema dq , R_s es la resistencia de los

devanados del estátor y L_{sd} y L_{sq} son las inductancias del estátor en el sistema dq . Por otra parte, ψ_m es el flujo magnético generado por los imanes y está sincronizado con el eje d [130]. Asimismo, el par electromagnético desarrollado por el generador, considerando que las inductancias L_{sd} y L_{sq} son iguales ($L_{sd} = L_{sq} = L_s$) se describe como:

$$T_{em} = \frac{3p}{2} \psi_m i_{sq}. \quad (3.3)$$

La ecuación (3.3) [131] demuestra que el control del par del PMSG se obtiene por medio del control de la corriente i_{sq} . En lo que se refiere al control de la corriente i_{sd} , éste responde a criterios relacionados con la minimización de las pérdidas en el generador [132]. En la mayoría de los casos, la referencia de la corriente i_{sd} se mantiene a cero, reduciéndose, de esta forma, las pérdidas resistivas en los devanados del estátor.

Al igual que en el modelo aerodinámico, el comportamiento del generador se ve reflejado mediante la implementación de las ecuaciones que describen su comportamiento. En la figura 3.5 se puede observar la estructura interna del bloque generador (figura 3.1 (4)). Las entradas a este bloque son la potencia de referencia P_{ref} y la velocidad del generador ω_{gen} . Combinando estas entradas según (3.4) se obtiene la consigna de par del generador T_{em}^* . En este punto, es importante indicar que para realizar las pruebas de simulación se ha planteado un modelo simplificado del aerogenerador. En este modelo simplificado se ha asumido que la dinámica eléctrica del sistema está en estado estacionario cuando se aborda la dinámica mecánica. Esto permite que el subsistema conformado por el generador y los convertidores de potencia asociados al mismo sea modelado como un sistema de primer orden con una constante de tiempo T_{lag} como se puede ver en la ecuación (3.5) [115, 133]:

$$P_{ref} = \omega_{gen} T_{em}^* \quad (3.4)$$

$$\frac{d}{dt} T_{em} = -\frac{1}{T_{lag}} T_{em} + \frac{1}{T_{lag}} T_{em}^* \quad (3.5)$$

El valor asignado a la variable P_{ref} es 5 MW, que es la potencia del aerogenerador de referencia y el valor asignado a T_{lag} es de 0.1 segundos debido a que se trata de un ajuste comúnmente empleado en el diseño del lazo de control de par en este tipo de aerogeneradores [115].

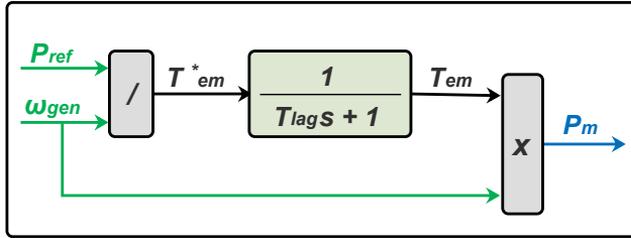


Figura 3.5: Modelo del generador.

3.3.4 Modelo del tren de transmisión

La estructura mecánica de un tren de transmisión puede ser modelada mediante un sistema de cuerpos rígidos (masas) unidos a través de ejes. Dependiendo de la aplicación y de los componentes a ser considerados en el estudio, el modelado del sistema puede tener desde una masa hasta varias de ellas [134].

El modelo más comúnmente utilizado en la representación del tren de transmisión es el de dos masas, donde una masa representa al rotor y la otra al generador. Además se toma en cuenta la flexibilidad de los ejes y se asume que las palas son rígidas [135, 136]. Como se ha mencionado anteriormente, para reproducir las vibraciones torsionales es necesario trabajar con modelos de trenes superiores a dos masas con la finalidad de describir de mejor manera el comportamiento dinámico del mismo. Es por esto que en esta tesis se utiliza un modelo de tres masas.

La primera masa representa a la parte flexible de las palas, la segunda a la parte rígida de las palas unidas con el *hub* y la tercera al generador [112, 137]. Se ha seleccionado este modelo debido a que es importante representar la influencia de las palas en el caso de que existan cambios bruscos en la velocidad del viento y por consecuencia comience a actuar el control del *pitch*.

La figura 3.6 muestra el modelo de tres masas utilizado donde:

- J_{bl} , J_h y J_g representan las inercias de la parte flexible de la pala, de la parte rígida de la pala y el *hub* y la inercia del generador respectivamente.
- K_{bl} y D_{bl} son la rigidez efectiva y el amortiguamiento de la pala.
- K_{sh} y D_{sh} son la rigidez y el amortiguamiento resultante de los ejes de altas y bajas.
- Θ_{rot} y ω_{rot} son la posición angular y velocidad del rotor.

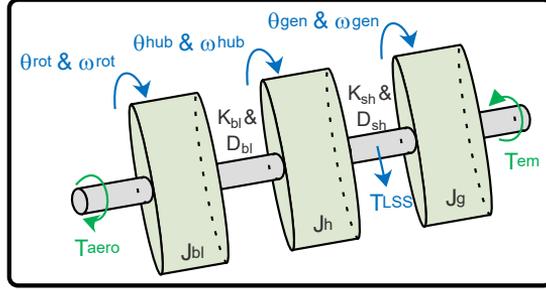


Figura 3.6: Tren de transmisión: Modelo tres masas.

- Θ_{hub} y ω_{hub} son la posición angular y velocidad del *hub*.
- Θ_{gen} y ω_{gen} son la posición angular y velocidad del generador.
- T_{aero} , T_{em} y N_{gear} son el par proveniente de la turbina, el par electromagnético del generador y el ratio de la multiplicadora respectivamente.

Las ecuaciones dinámicas referidas al eje de bajas velocidades (LSS) incluyendo los componentes del par externo son detalladas a continuación [112, 138]:

$$\begin{aligned}
 J_{bl} \frac{d}{dt} \omega_{rot} &= T_{aero} - K_{bl}(\Theta_{rot} - \Theta_{hub}) - D_{bl} \frac{d}{dt} (\Theta_{rot} - \Theta_{hub}), \\
 J_h \frac{d}{dt} \omega_{hub} &= -K_{bl}(\Theta_{hub} - \Theta_{rot}) - K_{sh}(\Theta_{hub} - \frac{\Theta_{gen}}{N_{gear}}) - \\
 &\quad D_{bl} \frac{d}{dt} (\Theta_{hub} - \Theta_{rot}) - D_{sh} \frac{d}{dt} (\Theta_{hub} - \frac{\Theta_{gen}}{N_{gear}}), \\
 \frac{J_g}{N_{gear}} \frac{d}{dt} \omega_{gen} &= -N_{gear} T_{em} - K_{sh}(\frac{\Theta_{gen}}{N_{gear}} - \Theta_{hub}) - D_{sh} \frac{d}{dt} (\frac{\Theta_{gen}}{N_{gear}} - \Theta_{hub}), \\
 \frac{d}{dt} \Theta_{rot} &= \omega_{rot}, \quad \frac{d}{dt} \Theta_{hub} = \omega_{hub}, \quad \frac{d}{dt} \Theta_{gen} = \omega_{gen}.
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Las vibraciones torsionales que se presentan en el tren de transmisión son estudiadas a través del par que se produce en el eje de baja velocidad T_{LSS} y se calcula mediante:

$$T_{LSS} = K_{LSS}(\Theta_{hub} - \frac{\Theta_{gen}}{N_{gear}}) + D_{LSS}(\frac{\omega_{gen}}{N_{gear}} - \omega_{rot}), \tag{3.7}$$

donde, K_{LSS} y D_{LSS} representan la rigidez y el amortiguamiento del eje de baja velocidad.

La frecuencia natural de las vibraciones torsionales f_1 y f_2 de un modelo de tres masas está dado por:

$$f_{1,2} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{-\frac{b}{2} \mp \frac{\sqrt{b^2 - 4c}}{2}} \quad \text{donde,} \quad (3.8)$$

$$b = - \left[K_{bl} \left(\frac{1}{J_{bl}} + \frac{1}{J_h} \right) + K_{sh} \left(\frac{1}{J_h} + \frac{1}{J_g} \right) \right] \quad y$$

$$c = K_{bl} K_{sh} \left(\frac{J_{bl} + J_{bl} + J_{bl}}{J_{bl} J_{bl} J_{bl}} \right).$$

En este modelo, los parámetros J_{bl} , J_h y K_{bl} son desconocidos. Pero pueden ser obtenidos si se conocieran los valores de las frecuencias f_1 y f_2 . En este sentido, Chen en [112] realiza una serie de simulaciones a fin de identificar los valores de las frecuencias naturales. Con ayuda de un viento turbulento tridimensional generado en Turbsim [125] se simulan distintos ambientes de afectación al rotor. Conforme al análisis de la densidad espectral de potencia del T_{LSS} , se pueden extraer dos frecuencias de oscilación dominantes una en 1.7 Hz y otra en 4 Hz, que corresponden a la frecuencia de la pala en el modo del plano simétrico y la frecuencia del modo del tren de transmisión, respectivamente.

Los parámetros utilizados en esta sección se encuentran detallados en la tabla 3.2. Cabe indicar que estos valores corresponden al generador de 5MW, pero debido a la limitación de potencia del banco de ensayos implementado (sección 3.5) el aerogenerador ha sido escalado a uno de 2 kW de potencia. En la sección 3.4 se presenta una comparativa de comportamiento entre ambos aerogeneradores, confirmando que el escalado utilizado es válido.

3.3.5 Modelo del control de *pitch*

El control del *pitch* desarrollado (figura 3.1, (5)) se detalla en [126]. Este modelo, utiliza un control PI de ganancia programada para controlar el ángulo de giro de las palas β :

$$\beta_{ref} = K_P(\beta)\omega_{err} + K_I(\beta) \int \omega_{err}, \quad (3.9)$$

y sus ganancias dependen de la linealización de la producción de energía sensible al ángulo β :

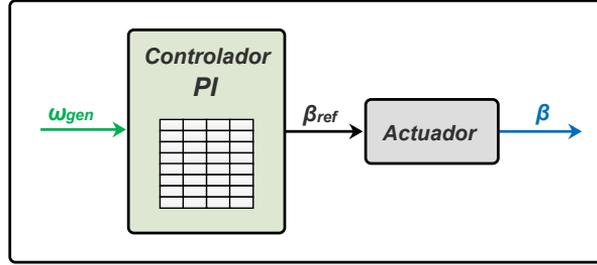


Figura 3.7: Diagrama de bloques Aerogenerador: modelo del control de pitch.

$$K_{P/I}(\beta) = K_{P/I,0} \frac{\beta_2}{\beta_2 + \beta}, \quad (3.10)$$

donde $\omega_{err} = \omega_{nominal} - \omega_{gen}$, $K_{P/I}$ son las constantes proporcional e integral, $K_{P/I,0}$ son las ganancias base para $\beta = 0^\circ$ y β_2 es el ángulo donde la sensibilidad del *pitch* es doble.

En la figura 3.7 se presenta la estructura interna de este modelo, en donde se destacan dos bloques: control PI y modelo de actuador del *pitch*. Este último está representado por un sistema de segundo orden como se puede apreciar en la ecuación (3.11).

$$\ddot{\beta} = \frac{1}{\tau_\beta} (u_\beta^\Lambda - \dot{\beta}), \quad (3.11)$$

donde τ_β es una constante de tiempo y Λ es un retardo medido desde la entrada u_β hasta la velocidad de paso $\dot{\beta}$. El actuador también posee un regulador proporcional con una constante K_β , resultando en un servo del *pitch* definido como [126]:

$$u_\beta = K_\beta (\beta_{ref} - \beta_{meas}). \quad (3.12)$$

3.4 Simulación

Los algoritmos de control tienen que ser validados antes de poder ser integrados en el control de un aerogenerador real. El objetivo del proceso de validación del funcionamiento de un aerogenerador, es establecer que los parámetros escogidos para el modelo representan adecuadamente el comportamiento dinámico de los componentes. Las simulaciones constituyen el primer paso de ese proceso de validación. Una vez verificado el funcionamiento en simulación, a continuación se pasa a experimentar los controladores en un banco de ensayos. Éste constituye el segundo paso en el proceso de validación previa implementación en un aerogenerador real. Los modelos de simulación planteados en esta tesis han sido diseñados en el entorno de desarrollo *Matlab/Simulink*.

Debido a las características de las máquinas del banco de ensayos implementado, se ha visto la necesidad de escalar los parámetros del aerogenerador de 5 MW a una potencia de 2 kW. En este sentido, se han escalado todos los parámetros del aerogenerador, además de la potencia, para obtener el mismo comportamiento dinámico en ambos casos. Para este efecto, se ha utilizado una multiplicadora virtual (Ratio, 3.2) y en función del tipo de variable se ha aplicado el escalado correspondiente. En la tabla 3.2 se detallan los parámetros principales de ambos generadores.

Tabla 3.2: Parámetros de los aerogeneradores de 5MW y 2kW

| Parámetro | NREL 5MW | Bancada 2kW |
|--|---------------------|---------------------------------------|
| Ratio \rightarrow Rt = $\sqrt{(5e6/2e3)}=50$ | | |
| Rotor | | |
| Radio (R) [m] | 63 | $63/Rt = 1,2600$ |
| Inercia de las palas (J_{bl}) [kgm^2] | $3.1263 \cdot 10^7$ | $3,1263 \cdot 10^7 / Rt^4 = 5,0021$ |
| Inercia del <i>hub</i> (J_h) [kgm^2] | $4.1812 \cdot 10^6$ | $4,1812 \cdot 10^6 / Rt^4 = 0,6690$ |
| Generador | | |
| Inercia referida al LSS (J_g) [kgm^2] | $5.0255 \cdot 10^6$ | $5,0255 \cdot 10^6 / Rt^4 = 0,8041$ |
| Tren de transmisión | | |
| Rigidez palas (K_{bl}) [Nm/rad] | $1.3483 \cdot 10^9$ | $1,3483 \cdot 10^9 / Rt^4 = 215,7280$ |
| Rigidez ejes (K_{sh}) [Nm/rad] | 867637000 | $867637000 / Rt^4 = 138,8219$ |
| Multiplicadora (N_{gear}) | 97 | $97 / Rt = 1,9400$ |

3.4.1 Resultados simulación

Con el objeto de mostrar que el modelo desarrollado es capaz de reproducir las vibraciones en el eje de bajas y, considerando que los cambios bruscos en la velocidad de viento conllevan la aparición de vibraciones torsionales en el tren de

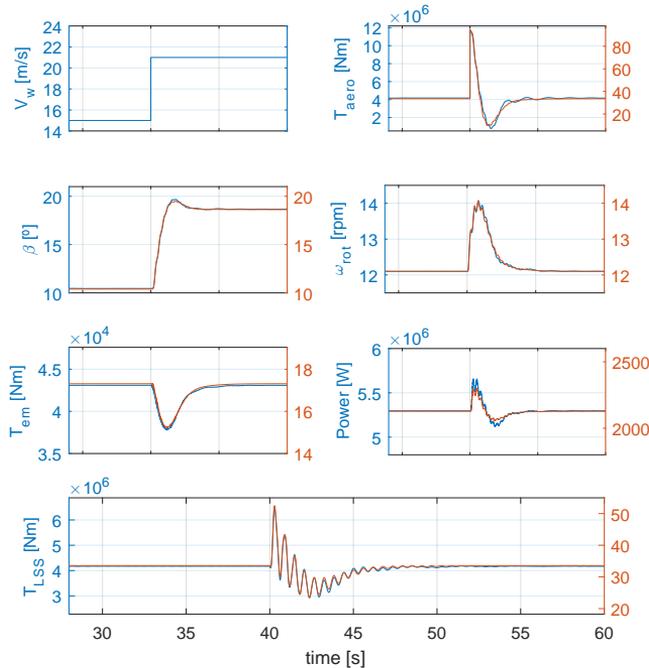


Figura 3.8: Resultados prueba de funcionamiento del modelo desarrollado, a nivel de simulación, ante una entrada de viento tipo escalón: Los ejes de ordenadas azul y rojo corresponden a los aerogeneradores de 5 MW y 2 KW respectivamente.

transmisión del aerogenerador, se ha optado por simular la respuesta del generador ante una entrada escalón en el perfil del viento.

Las vibraciones tienen mayor presencia en la región III de funcionamiento, es por esta razón que en las pruebas realizadas sólo se consideran velocidades de viento comprendidas entre 11.4 m/s y 25 m/s. Para el análisis de los resultados, se ha tomado como base un escalón en la velocidad de viento de 15 m/s a 21 m/s, el cual se produce en el segundo 40. En la figura 3.8 se presentan los resultados obtenidos en esta prueba de funcionamiento entre los modelos de aerogenerador de 5MW y 2kW.

Como se puede observar en la figura 3.8, las distintas señales que representa el comportamiento de ambos generadores presentan características similares de funcionamiento. Al encontrarse en región III, la velocidad de giro del rotor al igual que el par electromagnético del generador así como el par aerodinámico se encuentran en su valor nominal. En el instante que ocurre el escalón de viento, el

aerogenerador comienza a acelerarse ocasionando que el control de *pitch* empiece a funcionar, de esta manera el ángulo β incrementa su valor y por consecuencia ω_{rot} retorna a su valor nominal ocasionando que el resto de señales también lo hagan. El par en el eje de baja velocidad (T_{LSS}) es una de las señales más importantes de esta figura, ya que en ella se puede ver a simple vista que el cambio brusco en la velocidad de viento ocasiona la formación de oscilaciones en el T_{LSS} antes de estabilizarse. Estas oscilaciones son fruto de las vibraciones torsionales.

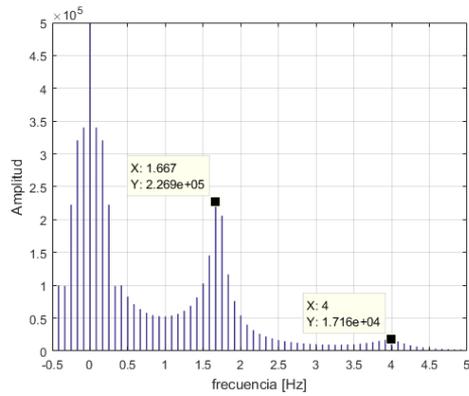
En este sentido y considerando lo expuesto en la sección 3.3.4 se procede a realizar una *FFT* a las señales de par en el eje de baja velocidad obtenidas. Como se puede ver en la figura 3.9, ambos aerogeneradores presentan las dos frecuencias de oscilación dominantes 1.7 Hz y 4 Hz, que corresponden a la frecuencia de la pala en el modo del plano simétrico y la frecuencia del modo del tren de transmisión, respectivamente.

Una vez concluido el modelado y simulación del sistema, a continuación se procede a explicar el banco de ensayos utilizado en esta tesis.

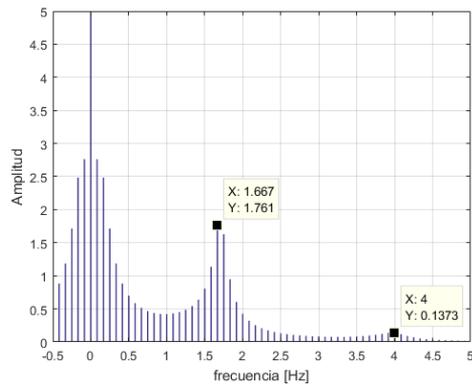
3.5 Banco de ensayos

Como ya se ha comentado anteriormente, los resultados obtenidos del banco de ensayos constituyen el segundo paso en el proceso de validación de los controladores desarrollados en esta tesis. En este punto, se espera ver la influencia de todos aquellos efectos que no se tienen en cuenta en las simulaciones, como por ejemplo: retardo y ruido en las medidas. En esta sección, se describe la puesta en marcha del banco de ensayos, que permitirá comprobar, en un entorno real, los resultados de simulación del modelo desarrollado. Como se puede ver en la figura 3.10 el banco de ensayos implementado se compone de tres bloques principales, que son:

1. Host-PC: Está conformado básicamente por un ordenador donde se implementan los diseños de todo el sistema (*Host*). Éste se encarga de compilar los modelos realizados en *Matlab/Simulink* Real-Time y a través de un enlace ethernet se descargan en los dos ordenadores (*Target 1* y *Target 2*, figura 3.11). El *target 1* ejecuta el modelo de la turbina, mientras que el *target 2* se encarga de ejecutar el control de *pitch* y el control MPC desarrollado en esta tesis. La ejecución de todo el sistema es en tiempo real y la comunicación entre estos tres equipos es permanente, lo que facilita la visualización de las señales, así como el control del sistema en cualquier instante de tiempo.



(a)



(b)

Figura 3.9: FFT de la señal T_{LSS} (a) Aerogenerador de 5 MW; (b) Aerogenerador 2 kW.

2. Turbina: Este bloque se encarga de emular el funcionamiento de la turbina, el actuador de la palas y el tren de transmisión (ecuaciones 2.3, 2.5, 3.6 y 3.11). Está compuesto de un ordenador y una tarjeta de adquisición NI 6221 [139] (*Target* 1), del accionador *Unidrive SP* 2403 [140, 141] y del motor de arrastre [142].
3. Control: En este bloque se ejecuta el control desarrollado en esta tesis descrito en detalle en el capítulo 4, así como el control de *pitch*. Este bloque está compuesto de un ordenador y una tarjeta de adquisición NI 6221 (*Target* 2), del accionador *Unidrive SP* 2402 y del generador. Dentro de este bloque,

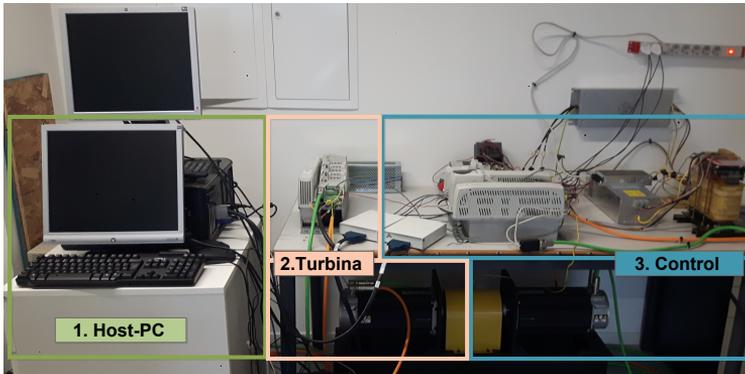


Figura 3.10: Banco de ensayos.

además, se encuentra la etapa de conexión a la red, siendo el Unidrive SP 2402 Regen es el responsable de la misma.

En la figura 3.11, se puede observar una representación del funcionamiento de los bloques descritos anteriormente. En las siguientes secciones se presenta una mayor descripción de los bloques Turbina y Control.

3.5.1 Turbina

Este bloque se encarga de simular el funcionamiento de la turbina eólica modelada en las secciones anteriores (3.3.1, 3.3.2, 3.3.4 y 3.3.5). Está compuesto por dos elementos principales que son el *target* 1 ó *xPC Target* y el motor de arrastre. El motor de arrastre está conectado al accionador Unidrive SP 2403, el cual se encarga de su control. En la figura 3.11, (2) se presenta una descripción de los distintos subsistemas, así como variables, que conforman este bloque. A continuación, se describirán más en detalle algunos de los subsistemas más importantes:

- **xPC target 1:** Proporciona los medios para convertir un PC de uso general en un sistema que permite la adquisición de datos, el prototipado rápido y la simulación de hardware, todo en un solo bucle [143]. Es en este PC donde se descargan los modelos de los siguientes subsistemas:
 - Viento: De este bloque se obtiene la velocidad de viento (V_w) ejecutando el modelo de viento desarrollado en la subsección 3.3.1.
 - Actuador de palas: Este bloque se encarga de ejecutar el modelo del actuador de las palas. De esta forma, el ángulo β sigue a la referencia

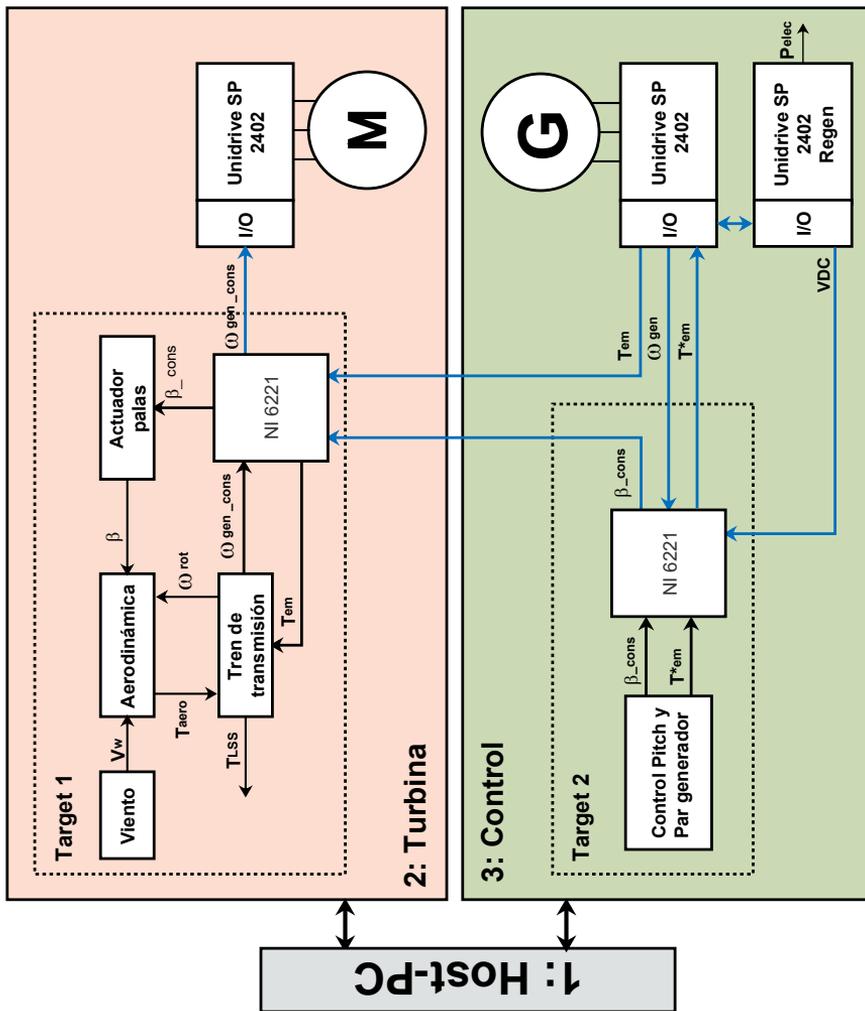


Figura 3.1.1: Diagrama de bloques del banco de ensayos.

generada por el control β_{cons} preservando su dinámica real.

- Aerodinámica: La velocidad de viento, junto con el ángulo β y la velocidad de giro de las palas (ω_{rot}) son leídas por este bloque para, a continuación, implementar la ecuación (2.5). De esta forma, este bloque determina el par aerodinámico (T_{aero}) desarrollado por la turbina.
- Tren de transmisión: En este bloque se encuentran implementadas las ecuaciones que describen el modelo de tres masas (3.6). Con el par aerodinámico y el par del generador T_{em} son calculadas la velocidad del rotor ω_{rot} y consigna de velocidad del generador (ω_{gen_cons}). Esta consigna es enviada al motor de arrastre, que al estar conectado mediante un eje al generador, ocasiona que este último también comience a girar a la misma velocidad.

Como medio de adquisición de datos, en esta tesis se utiliza la tarjeta NI PCI-6221 de National Instruments [139], sus principales características así como las distintas variables que se encuentran conectadas a ella (entradas/salidas) son detalladas en las tablas 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3: Características principales tarjeta PCI-6221.

| PCI-6221 | DESCRIPCIÓN |
|--------------------------------|--|
| Entrada Analógica, AI | 8 en modo diferencial, 16 en <i>single ended</i> , resolución ADC de 16 bits, tasa de muestreo 256KS/s canal sencillo y 256KS/s multi-canal(total), entrada en tensión: $\pm 10V$, $\pm 5V$, $\pm 1V$, $\pm 0,2V$. |
| Salida Analógica, AO | 2 salidas, resolución DAC de 16bits, tasa de muestreo 833 KS/s 1 canal y 740KS/s 2 canales, salida $\pm 10V$. |
| Entrada/Salida Digital-PFI, DI | 8 salidas/entradas digitales, cada terminal configurable de forma independiente, 16 entradas/salidas PFI (PFI1 0-7)(PFI2 8-15), salida/entrada 20V. |

Tabla 3.4: Asignación de variables tarjeta PCI-6221.

| PCI-6221 | DESCRIPCIÓN |
|-----------------------|--|
| Entrada Analógica, AI | Ch 1 y 3 Tensión, $\pm 10V$, DIFF Señales I_{act} y β_{cons} |
| Salida Analógica, AO | Ch 1 Señal W_{gen_cons} |
| Entrada Digital, DI | P0.0 Señal <i>Enable</i> |

- **Unidrive SP 2403 y motor de arrastre:** El Unidrive es un accionamiento de alto rendimiento que realiza el control del motor. En la tabla 3.5 se presenta un resumen de las principales características de este accionamiento [141].

Tabla 3.5: características principales UNIDRIVE SP de 400V 2403.

| SP 2403 | DESCRIPCIÓN |
|--------------------------------|-------------|
| AMPERAJE NORMAL | |
| Corriente de salida máxima (A) | 29 |
| Potencia Nominal a 400V (kW) | 15 |
| Corriente de pico (A) | 31 |

La configuración de este accionamiento se realiza mediante el software CTSoft de *Control Techniques* [140]. El motor que se utiliza es un Unimotor FM [142], cuyas características principales se resumen en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Características principales motor de arrastre.

| CARACTERÍSTICAS | DESCRIPCIÓN |
|-----------------------|----------------------|
| Modelo | 142U2E300BACAA165240 |
| Corriente nominal (A) | 14.7 |
| Potencia (kW) | 5.65 |
| Velocidad (rpm) | 3000 |
| Par nominal (Nm) | 18 |
| Kt (Nm/A) | 1.6 |

3.5.2 Control

En este bloque se realiza el control del generador, así como la conexión a la red de la energía generada. Está compuesto por dos elementos principales que son el *target 2* ó *xPC target 2* y el generador. Este último se encuentra conectado al Unidrive SP 2402 el cual se encarga de su control y este a su vez al Unidrive SP 2402 Regend que es el responsable de la conexión a la red. A continuación se presenta una descripción de este bloque y sus diferentes subsistemas:

- **xPC target 2:** En este *target* se descargan los modelos de los siguientes subsistemas:
 - Control de par generador y control de *pitch*: En la región III el objetivo es mantener la potencia en su valor nominal. Para esto se utiliza el control de par del generador y el control de *pitch*. El primero utiliza la ω_{gen} medida del generador y calcula la consigna de par (T_{em}^*), este

par es enviado al Unidrive, quien a su vez actúa sobre el generador. Paralelamente, el segundo calcula la consigna del ángulo de *pitch* β_{cons} necesario para mantener la velocidad del generador en su valor nominal y enviarla al bloque turbina.

Al igual que en el bloque anterior, se utiliza la tarjeta de adquisición NI PCI-6221 de National Instruments [139]. Adicionalmente a las entradas y salidas ya detalladas anteriormente, en este bloque se utiliza la entrada contadora que es la que permite medir la velocidad del generador mediante su encoder. Sus características principales son:

- Contadora/Temporizador: 2 contadores/temporizadores, 32 bits de resolución, contador de medidas: pulso, periodo, etc., contador de posición: encoder cuadratura x1, x2, x4.

En la tabla 3.7 se presenta un detalle de la entrada y salida utilizadas.

Tabla 3.7: Asignación de entradas y salidas tarjeta PCI-6221.

| PCI-6221 | DESCRIPCIÓN |
|-----------------------|--|
| Entrada Analógica, AI | Ch 0 Tensión, $\pm 10V$, DIFF Señal VDC |
| Salida Analógica, AO | Ch 0 y Ch1 Señales β_{cons} y P_{cons} |
| Entrada Digital, DI | P0.0 Señal $enable_{uni}$ |
| Salida Digital, DO | P0.1 y P0.2 Señales $rele$ y $enable$ |
| Contador | PFI 8, PFI 10, Cuadratura modo x4, Filtro ancho pulso 125 ns Señal W_{gen} |

Además de las señales que se encuentran relacionadas con el funcionamiento del aerogenerador, existen otras que son utilizadas en el proceso de puesta en marcha de la bancada y se encuentran relacionadas con el accionamiento del Unidrive Regen.

- Unidrive SP 2402 y motor generador:

Las características principales del Unidrive se encuentran detalladas en la tabla 3.8 [141]. La configuración de este accionamiento, al igual que en anterior, se la realiza mediante el software CTSof de *Control Techniques* [142], y el generador que se utiliza es un Unimotor FM [142], cuyas características principales se resumen en la tabla 3.9.

Tabla 3.8: Características principales UNIDRIVE SP de 400V 2402.

| SP 2402 | DESCRIPCIÓN |
|--------------------------------|-------------|
| AMPERAJE NORMAL | |
| Corriente de salida máxima (A) | 21 |
| Potencia Nominal a 400V (kW) | 11 |
| Corriente de pico (A) | 23 |

Tabla 3.9: Características principales generador.

| CARACTERISTICAS | DESCRIPCIÓN |
|-----------------------|----------------------|
| Modelo | 142U2E400VACAB165240 |
| Corriente nominal (A) | 19.5 |
| Potencia (kW) | 5.11 |
| Velocidad (rpm) | 4000 |
| Par nominal (Nm) | 12.2 |
| Kt (Nm/A) | 1.2 |

3.5.3 Resultados banco de ensayos

A fin de validar en el banco de ensayos el comportamiento de los modelos diseñados, se ha procedido a realizar una serie de pruebas de funcionamiento a diferentes velocidades de viento, siempre considerando la operación en la región III. Al igual que en la sección 3.4, para presentar los resultados obtenidos se utiliza una consigna de viento del tipo escalón de 15 [m/s] a 21 [m/s], el cual se produce en el segundo 40. En la figura 3.12, se presentan los resultados obtenidos.

Como se puede observar en la figura 3.12, las diferentes señales que muestran el funcionamiento del banco de ensayos presentan características similares al aerogenerador de 5 MW, lo que nos permite determinar que el banco de ensayos funciona como el aerogenerador escalado de 2kW y como consecuencia igual que el referencia de 5MW. Si se analiza el comportamiento del T_{LSS} del eje de baja velocidad del tren de transmisión, se puede apreciar en el segundo 40 un pico de subida en la señal y la vibración subsiguiente como consecuencia del escalón en la velocidad de viento. En este sentido, en 3.13 se puede apreciar los resultados de la *FFT* realizada al par en el eje de baja velocidad, en donde nuevamente se puede comprobar que se encuentran presentes las dos frecuencias de oscilación dominantes en el modelo.

3.6 Conclusiones

En este capítulo se han tratado tres temas importantes: modelado, simulación y experimentación a través del banco de ensayos.

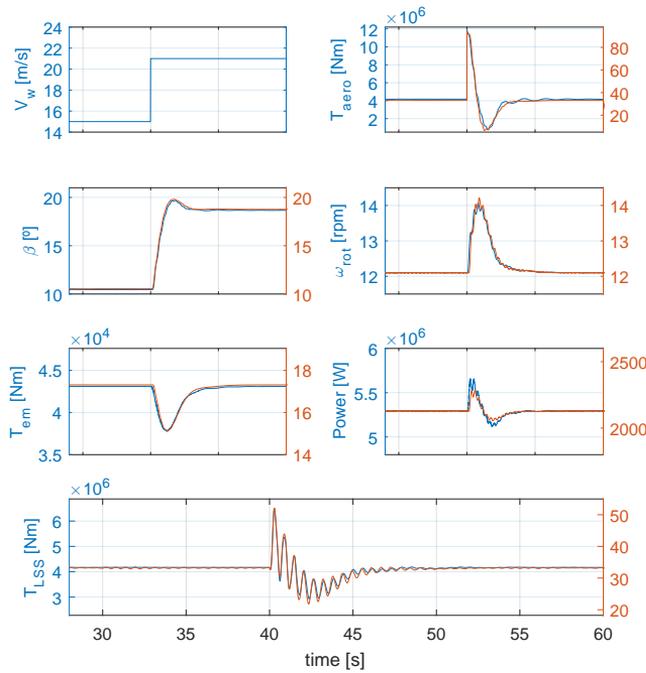


Figura 3.12: Resultados prueba de funcionamiento del modelo desarrollado, a nivel experimental, ante una entrada de viento tipo escalón: Los ejes de ordenadas azul y rojo corresponden al aerogenerador de 5 MW y al banco de ensayos respectivamente.

En la primera parte se ha desarrollado un modelo de aerogenerador simplificado, basado en el aerogenerador de 5MW diseñado por NREL. Este modelo está formado por una serie de subsistemas que representan matemáticamente el comportamiento de los diferentes elementos que intervienen en un aerogenerador, como son: la aerodinámica, el tren de transmisión, el generador y el control de giro de las palas. Por otro lado, la modelización del viento ha sido considerada como la principal fuente de la aerodinámica. Cada uno de estos subsistemas ha sido modelado en *Simulink*.

En la segunda y tercera parte se han validado los distintos modelos desarrollados a través de la simulación y experimentación por medio de un banco de ensayos. Esto se realiza con la finalidad de establecer que los parámetros escogidos para el modelo representan adecuadamente el comportamiento dinámico de los componentes. Tomando en consideración que el banco de ensayos implementado tiene una potencia de 2 kW, ha sido necesario escalar los parámetros del aerogenerador

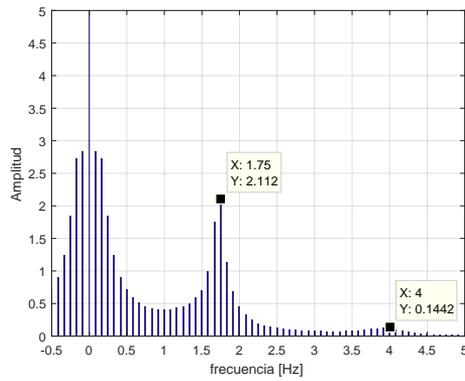


Figura 3.13: FFT de la señal T_{LSS} del Banco de Ensayos.

base. En ambas pruebas se ha tomado como referencia un escalón de viento de 15 m/s a 21 m/s como entrada. Dentro de la validación del comportamiento de los modelos desarrollado, se ha realizado un análisis en frecuencia de las oscilaciones presentadas en el par del eje de baja velocidad, comprobándose la presencia de los dos frecuencias de oscilación dominantes una en 1.7 Hz y la otra en 4Hz. En base a los resultados obtenidos tanto en simulación como en experimentación, se puede concluir que el modelo desarrollado y el banco de ensayos presentan un alto grado de correlación, lo que permite que ambos modelos puedan emplearse durante el proceso de validación de los controladores que se desarrollarán a continuación. El primer paso en ese proceso lo constituirán las simulaciones. Una vez que los resultados de simulación sean aceptables, los controladores serán probados en el banco de ensayos. De esta forma, los resultados del banco constituirán el segundo paso en el proceso de validación de los controladores previo a la implementación de éstos en un aerogenerador real.

Capítulo 4

Diseño de un control predictivo basado en un único modelo lineal

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta el diseño de un control predictivo y su aplicación al modelo dinámico de un aerogenerador. Este controlador permite reducir la carga estructural en el tren de transmisión y/o en el rotor del aerogenerador. El modelo de predicción utilizado no considera ningún elemento no lineal, eso deja fuera del modelo interno MPC la parte aerodinámica. Por lo tanto, se tendrá que estimar la perturbación de entrada mediante métodos indirectos basados en las mediciones tomadas de la turbina y, si es necesario, apoyarse en modelos no-lineales externos.

El objetivo específico de los controladores implementados se centra en mitigar las vibraciones que se producen en el tren de transmisión cuando un aerogenerador opera a velocidades de viento superiores a las nominales. Para analizar los controladores diseñados, se compara el rendimiento de dos versiones del controlador con el control *Baseline*. En este proceso de análisis, en primer lugar, se utilizan simulaciones numéricas para estudiar el rendimiento y, en segundo lugar, se pone en práctica la metodología propuesta utilizando prototipos de los controladores que se ejecutan en tiempo real en el banco de ensayos diseñado para este fin. En este sentido, pese a utilizar un único modelo lineal interno en todo el rango de aplicación, el controlador mantiene baja su complejidad y la carga computacional

asociada a su implementación.

A continuación se presentan algunos aspectos teóricos relacionados con el control predictivo que explican la formulación de la ley de control, además se discuten las restricciones consideradas en el diseño y se muestran los resultados obtenidos en las pruebas de implementación en tiempo real.

4.2 Modelo interno de la planta

El modelo del proceso juega un papel decisivo en el controlador. Este modelo debe ser capaz de capturar la dinámica del proceso para predecir de forma precisa la evolución del sistema. Al mismo tiempo, este modelo, debe de ser lo suficientemente simple de implementar y entender. Las distintas metodologías del control predictivo difieren fundamentalmente en el tipo de modelo utilizado. Tomando en consideración lo antes expuesto, la principal contribución de esta tesis es diseñar un MPC con un único modelo interno lineal, el cual es asistido de ser necesario, por modelos auxiliares no lineales externos. En este sentido, al trabajar únicamente en la región III de funcionamiento, el modelo de la planta que va a ser utilizado en el diseño del controlador es la unión de los modelos del tren de transmisión y del generador. A continuación se presenta el modelo interno de la planta, representado en espacio de estados en tiempo continuo:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A_c x + B_c u + B_{cp} u_p \\ y &= C_c x + D_c u + D_{cp} u_p, \end{aligned} \quad (4.1)$$

donde x es el vector de estado, u (variable manipulada) y u_p (perturbación) son las entradas al sistema e y son las salidas. Considerando lo anterior, las matrices que conforman el modelo de la planta son las siguientes:

$$\begin{aligned} x &= \left[\omega_{rot} \ (\theta_{rot} - \theta_{hub}) \ \omega_{hub} \ \left(\theta_{hub} - \frac{\theta_{gen}}{N_{gear}} \right) \ \omega_{gen} \ T_{em} \right]^T \\ u &= T_{em}^*, \ u_p = T_{aero} \\ y &= [\omega_{rot} \ T_{LSS} \ T_{blades} \ \omega_{gen} \ T_{em} \ P_{mec}]^T \end{aligned} \quad (4.2)$$

donde Θ_{rot} y ω_{rot} son la posición angular y velocidad del rotor, Θ_{hub} y ω_{hub} son la posición angular y velocidad del hub, Θ_{gen} y ω_{gen} son la posición angular y velocidad del generador, T_{aero} , T_{em} , T_{em}^* y N_{gear} son el par proveniente de la turbina, el par electromagnético del generador, la consigna de par del generador y el ratio de la multiplicadora respectivamente, T_{LSS} , T_{blades} son el par en el eje de baja velocidad y el par en la parte flexible de las palas respectivamente.

Finalmente P_{mec} es una salida auxiliar asociada a la potencia mecánica generada, definida en la expresión (4.4).

$$\begin{aligned}
 A_c &= \begin{bmatrix} \frac{-D_{bl}}{J_{bl}} & \frac{-K_{bl}}{J_{bl}} & \frac{D_{bl}}{J_{bl}} & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{D_{bl}}{J_h} & \frac{K_{bl}}{J_h} & \frac{-(D_{bl}+D_{sh})}{J_h} & \frac{-K_{sh}}{J_h} & \frac{D_{sh}}{N_{gear}J_h} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \frac{-1}{N_{gear}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{N_{gear}*D_{sh}}{J_g} & \frac{N_{gear}*K_{sh}}{J_g} & \frac{-D_{sh}}{J_g} & \frac{N_{gear}^2}{J_g} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{lag}} \end{bmatrix} \\
 B_c &= \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{lag}} \end{bmatrix}, B_{cp} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_{bl}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\
 C_c &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & K_{sh} & 0 & 0 \\ 0 & K_{bl} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \bar{T}_{em} & \bar{\omega}_{gen} \end{bmatrix}, D_c = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, D_{cp} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (4.3)
 \end{aligned}$$

donde J_{bl} , J_h y J_g representan las inercias de la parte flexible de la pala, de la parte rígida de la pala y el *hub* y la inercia del generador respectivamente, K_{bl} y D_{bl} son la rigidez efectiva y el amortiguamiento de la pala, K_{sh} y D_{sh} son la rigidez y el amortiguamiento resultante de los ejes de altas y bajas, T_{lag} , \bar{T}_{em} y $\bar{\omega}_{gen}$ son la constante de tiempo del generador, el par y la velocidad nominal del generador respectivamente.

En (4.2), la salida auxiliar P_{mec} puede ser utilizada para estabilizar la potencia mecánica generada ($P_m = T_{em}\omega_{gen}$), dado que:

$$\begin{aligned}
 P_{mec} &= \bar{T}_{em}\omega_{gen} + \bar{\omega}_{gen}T_{em} \\
 &= \bar{T}_{em}(\bar{\omega}_{gen} + \Delta\omega_{gen}) + \bar{\omega}_{gen}(\bar{T}_{em} + \Delta T_{em}) \\
 &= 2\bar{T}_{em}\bar{\omega}_{gen} + (\bar{T}_{em}\Delta\omega_{gen} + \bar{\omega}_{gen}\Delta T_{em}) \\
 &= 2\bar{P}_m + \Delta P_m, \quad (4.4)
 \end{aligned}$$

donde ΔP_m representa a las fluctuaciones que se generan en la potencia mecánica nominal. Utilizando la expansión en serie de Taylor de primer orden se puede obtener una representación lineal aproximada de la misma:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_m &= P_m - \bar{P}_m \\
 &\cong \left. \frac{\partial P_m}{\partial \omega_{gen}} \right|_{\bar{\omega}_{gen}} (\omega_{gen} - \bar{\omega}_{gen}) + \left. \frac{\partial P_m}{\partial T_{em}} \right|_{\bar{T}_{em}} (T_{em} - \bar{T}_{em}) \\
 &= \left. \frac{\partial P_m}{\partial \omega_{gen}} \right|_{\bar{\omega}_{gen}} \Delta \omega_{gen} + \left. \frac{\partial P_m}{\partial T_{em}} \right|_{\bar{T}_{em}} \Delta T_{em} \\
 &= \bar{T}_{em} \Delta \omega_{gen} + \bar{\omega}_{gen} \Delta T_{em}
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

En base a lo anteriormente expuesto, ΔP_m puede ser penalizada asignando una referencia de $2\bar{T}_{em}$ a la salida P_{mec} . Cabe señalar que este criterio es válido para toda la región III de funcionamiento.

Una vez planteado el modelo lineal interno que utilizará el MPC para predecir la evolución del sistema, a continuación se presenta la formulación del control predictivo que se ha diseñado en esta tesis y sus dos versiones.

4.3 Principio de funcionamiento de un MPC

El MPC forma parte de los controladores óptimos, lo que implica que las acciones responden a la optimización de un criterio. El criterio a optimizar, o función de coste, está relacionado con el comportamiento futuro del sistema, el cual se predice gracias a un modelo dinámico del sistema, llamado modelo de predicción. Todo esto ocurre dentro de un intervalo de tiempo llamado horizonte de predicción, en el cual, el controlador predice la respuesta futura del sistema para un conjunto dado de cambios de entrada. A la duración de estos cambios (en segundos si es en continuo o en periodos de muestreo si es discreto) se llama horizonte de control y tiene una longitud N_c .

En la figura 4.1 se muestra el principio básico de funcionamiento del control predictivo, el cual se caracteriza por la siguiente estrategia [144]:

- Las salidas futuras para un horizonte determinado N , llamado horizonte de predicción, se predicen en cada instante t utilizando el modelo del proceso. Estas predicciones de la salida $y(t+k|t)$ para $k = 1, \dots, N$, dependen de los valores conocidos en cada instante t (entradas y salidas conocidas) y de las señales de control $u(t+k|t)$, $k = 0, \dots, N-1$, que han de ser calculadas y enviadas al sistema.

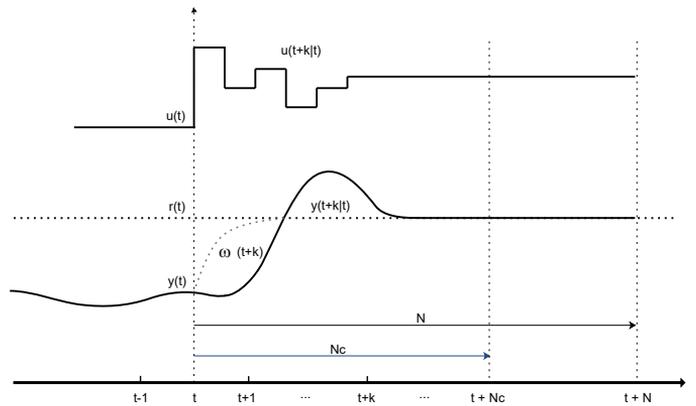


Figura 4.1: Estrategia del MPC

- La secuencia de las señales de control futuras se calcula minimizando un criterio para mantener el proceso lo más cerca posible de la trayectoria de referencia $\omega(t+k)$. Este criterio toma normalmente la forma de una función cuadrática del error entre la salida predicha y la trayectoria de referencias futuras ($r(t+k|t)$). En la mayor parte de los casos se incluye también el esfuerzo de control dentro de la función de coste. La solución explícita se puede obtener cuando el criterio es cuadrático y el modelo lineal; en caso contrario se ha de utilizar un método numérico para buscar la solución.
- El MPC predice y optimiza con N_c cambios de entrada, pero solo el primer elemento $u(t|t)$ del vector de la señal de control se aplica al proceso real en el instante de tiempo actual. Los demás elementos de este vector calculado pueden ser despreciados u olvidados, ya que en el siguiente instante de muestreo todas las secuencias de tiempo se desplazan y se obtiene una nueva medición de la salida $y(t+1)$ repitiendo todo el procedimiento nuevamente. Esto lleva a una nueva entrada de control $u(t+1|t+1)$, la cual es generalmente diferente de la calculada previamente; a este concepto se le conoce como horizonte recesivo o deslizante.

Con la finalidad de implementar la estrategia antes descrita, se utiliza la estructura mostrada en la figura 4.2, en donde se pueden observar dos bloques principales: el modelo y el optimizador. El primero está relacionado con el modelo utilizado (sección 4.2) para predecir las salidas futuras de la planta, basándose en los valores pasados y actuales así como en las acciones futuras de control óptimas

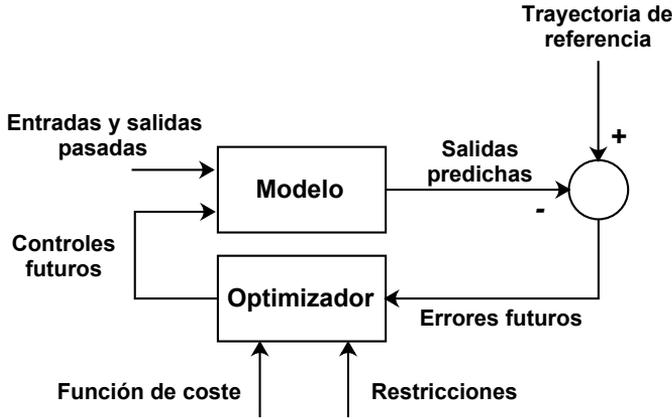


Figura 4.2: Estructura básica del MPC

propuestas. Estas acciones son calculadas a través del optimizador tomando en consideración la función de coste así como las restricciones consideradas.

En cada instante de tiempo, el controlador MPC optimiza la evolución futura del sistema durante un horizonte finito respetando algunas restricciones. En este sentido, el problema de optimización puede ser descrito como:

$$\min_{y_k, u_k} \sum_{k=0}^{N-1} J(y_k, u_k) + V_f(x_N) \quad \forall k = (0, 1, \dots, N-1), \quad (4.6)$$

donde:

$$\begin{cases} x_{k+1} &= f(x_k, u_k, v_k, d_k) \\ y_k &= h(x_k, u_k, v_k, d_k). \end{cases} \quad (4.7)$$

La función de coste (4.6) está conformada por un coste de etapa $J(y, u)$ y una función de coste terminal $V_f(x)$. Los estados y las entradas están restringidos de tal manera que $x_k \in X \subseteq \mathbb{R}^n$ y $u_k \in U \subseteq \mathbb{R}^v$ y estos a su vez contienen el origen en su interior. Finalmente $x_N \in X_f \subseteq \mathbb{R}^n$ es un conjunto terminal, v_k y d_k son los vectores de perturbación medida y no medida, respectivamente. La función de coste proporciona una secuencia de entrada óptima $u_0^*, u_1^*, \dots, u_{N-1}^*$ y una secuencia de estado óptimo x_1^*, \dots, x_{N-1}^* , en donde, como se dijo anteriormente,

solo se considerará la primera entrada y el resto será descartado. Debido a que el estado inicial $x(0)$ usualmente no es medido, se utiliza un observador para estimar el estado inicial $\hat{x}(0)$. La secuencia óptima de entrada, obtenida mediante la resolución de (4.6), tiene N_c valores diferentes (horizonte de control), siendo $1 \leq N_c \leq N$. En (4.7) se encuentra descrito el sistema dinámico como un modelo discreto en el tiempo.

En el problema de optimización se pueden incluir todas las restricciones necesarias, es por esto que se ha convertido en un método de control muy popular en la industria (especialmente en la de procesos químicos). Las restricciones se derivan de los límites físicos del sistema o de las especificaciones del mismo, ya sea por factores de seguridad o de rendimiento. Sin embargo, resolver el problema de optimización provoca un aumento en el tiempo de computo y en algunos casos puede ser computacionalmente imposible. Para los sistemas pequeños y medianos, el desarrollo de un MPC explícito [145] ofrece una solución muy competitiva, mientras que para los sistemas grandes los métodos de conjunto activo y de punto interior son lo mas comunmente utilizados [146–148].

4.3.1 Propuesta de un SMPC para aerogeneradores

El tren de transmisión es uno de los componentes que más probabilidad tiene de fallar durante la vida útil de un aerogenerador [149]. Es por esto que su estudio se ha convertido en un tema de gran interés considerando que la tendencia actual es instalar turbinas cada vez más grandes y, por consiguiente más flexibles [150], en lugares inaccesibles y sujetos a perturbaciones de excitación (*offshore*). Por lo tanto, el principal objetivo de esta tesis es reducir las cargas en el tren de transmisión de un aerogenerador. Sin embargo, aunque la eliminación de las vibraciones de torsión en el eje es el principal objetivo del control, la flexibilidad del MPC permite también considerar otros objetivos, entre los que se puede mencionar la reducción de la carga estructural en las palas y el equilibrio entre las perturbaciones mecánicas y eléctricas, en el contexto del generador. Puesto que las cargas estructurales antes mencionadas tienden a aparecer con más fuerza en la región III de funcionamiento de un aerogenerador, es por esto que el estudio se limitará sólo a esta región, en la que la velocidad del viento es superior a la nominal, aunque no habría ningún problema ampliar el estudio a otras regiones. Por ejemplo, en la región II la velocidad del rotor ω_{rot} debería también ser fijada como objetivo de control (además del par T_{LSS}). La referencia deseada para ω_{rot} podría ser, siguiendo las técnicas clásicas de control de aerogeneradores (consultar, por ejemplo [59]), la que busca obtener la máxima potencia generada: $\omega_{rot_ref} = V_w \lambda_{opt} / R$, siendo λ_{opt} el ratio óptimo de velocidad de punta de pala de la turbina.

La principal contribución de esta tesis es plantear un MPC con un único modelo lineal interno (SMPC) ayudado, de ser necesario por elementos exógenos, los cuales no está incluidos en el problema de optimización, que pueden contener modelos no lineales auxiliares. Como se ha descrito anteriormente, el controlador MPC utiliza una predicción de las salidas futuras con el fin de ofrecer cambios de entrada óptimos. Esto proporciona las dos funciones principales de un controlador MPC, que son la predicción y la optimización, para lograr esto el controlador MPC debe tener un modelo fiable de la planta. En (4.7) se ha representado el sistema como un modelo general en tiempo discreto. Al utilizar solo remodelación lineal, el modelo general anteriormente planteado ahora se convierte en un modelo lineal de tiempo discreto representado por el siguiente espacio de estados:

$$\begin{cases} x_{k+1} = Ax_k + Bu_k + B_v v_k + B_d d_k \\ y_k = Cx_k + Du_k + D_v v_k + D_d d_k, \end{cases} \quad (4.8)$$

donde:

$$\begin{aligned} x &= [\omega_{rot} \ (\Theta_{rot} - \Theta_{hub}) \ \omega_{gen} \ (\omega_{hub} - \frac{\omega_{gen}}{N}) \ \omega_{gen} \ T_{em}]^T \\ y &= [T_{LSS} \ T_{blades} \ \omega_{gen} \ T_{em} \ P_{mec}]^T. \end{aligned}$$

El modelo lineal interno utilizado por el SMPC está representado en (4.8). Cabe señalar que ese modelo no ha sido obtenido mediante linealización, ya que deja por fuera la parte no lineal del modelo del aerogenerador, descrita por (2.3) y (2.5). Por lo tanto, sólo se incluye el modelo de tres masas correspondiente a la parte mecánica, más el modelo simplificado de la dinámica correspondiente a la parte eléctrica del generador. Además, este modelo interno posee dos entradas $u = [T_{aero} \ T_{em}^*]^T$ que representan el par aerodinámico aplicado al rotor del aerogenerador y la consigna de par del generador respectivamente. Las salidas no medidas (UO, Unmeasured Output, figura 4.3) de mayor interés son el par aplicado al eje de baja velocidad del tren de transmisión, T_{LSS} , el par que se observa en la parte flexible de las palas T_{blades} , la velocidad del generador ω_{gen} , el par del generador T_{em} y la salida auxiliar P_{mec} , que puede ser usada para estabilizar la potencia mecánica $P_m = T_{em}\omega_{gen}$ (ver sección 4.2). En base a lo anteriormente expuesto, en la figura 4.3, se presenta el diagrama de bloques del modelo interno utilizado en el diseño del controlador, así como las distintas señales que intervienen en él.

Con la finalidad de formular explícitamente el problema de optimización del MPC, es necesario definir la naturaleza de las señales antes mencionadas. La referencia del par del generador T_{em}^* es la variable manipulada (MV, *Manipulated Variable*)

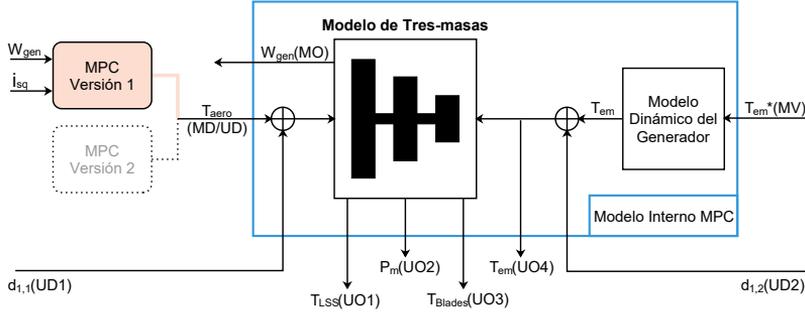


Figura 4.3: Modelo interno MPC

y el par aerodinámico T_{aero} se considera una perturbación. La velocidad del generador es la única salida medida y el principal objetivo de control es la reducción de las vibraciones de torsión mediante la disminución del T_{LSS} . No obstante, también se puede considerar, como objetivos de control parcial y/o restricciones a T_{blades} para limitar la carga en las palas y a P_{mec} para equilibrar la transferencia dinámica de las vibraciones entre las partes mecánicas y eléctricas de los aerogeneradores. Finalmente, como se recomienda en [109], el par del generador T_{em} debe ser restringido, pudiendo exceder como máximo el 10% de su valor nominal.

Como se ha dicho anteriormente, en cada instante de tiempo el controlador calcula una secuencia de salidas futuras mediante la resolución de un problema de optimización, en el que sólo la primera salida del controlador se aplica a la planta. La función de coste para el problema de optimización es la suma cuadrática de las salidas del controlador y las desviaciones de las salidas de la planta con respecto a una determinada trayectoria de referencia a lo largo del horizonte de predicción. En este sentido y considerando (4.6) se plantea la siguiente función:

$$J(y_k, u_k) = (r_k - y_k)^T Q (r_k - y_k) + (u_k - u_{k-1})^T R (u_k - u_{k-1}), \quad (4.9)$$

donde Q y R son las matrices de peso que penalizan la desviación de los objetivos de salida (r) y los incrementos de entrada respectivamente. Los pesos Q y R son parámetros de sintonización para el controlador y pueden ser usados para determinar los objetivos del mismo. El ajuste de los pesos se describe en los Apéndice A.2 y A.3. Además, se impone una dura restricción a la salida no medida $T_{em} < T_{em_max} = 47402,91$ Nm.

En este punto, es importante aclarar que en las pruebas experimentales se dispone de un valor medido de T_{em} a través de las corrientes del generador y de P_m a través del controlador del lado de la red. El inconveniente que se tiene es que ambas señales suelen tener un alto nivel de ruido electromagnético, lo que las hace contraproducentes para la estabilidad del observador de estado. Por lo tanto, son estas señales consideradas como salidas no medidas UO en esta formulación de MPC.

Como se puede deducir a partir del enfoque anterior, el control del aerogenerador sigue dividido en dos lazos de control independientes. Uno de ellos, el control de *pitch* de referencia, es el responsable de mantener ω_{gen} en su valor nominal. El otro lazo utiliza el par del generador para reducir las cargas, mientras que su efecto sobre la potencia eléctrica suministrada a la red es restringido. Esta restricción es importante, dado que la MV (T_{em}^*) propuesta tiene un impacto directo en la potencia extraída. Por lo tanto, cuando se eliminan las vibraciones en la parte mecánica, éstas pueden ser o no transferidas a la parte eléctrica. Este comportamiento no es tan sencillo debido a que ω_{gen} , que es el otro componente de la potencia mecánica, es estabilizada por el mismo controlador. Por lo tanto, el estudio y la posterior restricción de este efecto (compromiso entre las vibraciones mecánicas y eléctricas) es uno de los principales puntos de interés del estudio realizado en esta tesis.

El primero de los dos lazos de control independientes, que se mencionan anteriormente, se implementa siguiendo la metodología *gain-scheduled PI*, de uso general en este tipo de aerogeneradores. De esta forma, la principal responsabilidad de la seguridad de la turbina eólica continua en manos de un método altamente fiable. Sin embargo, cabe señalar que, aunque ambos lazos de control son independientes, estos mantienen una constante interacción indirecta entre sí. Por ejemplo: el objetivo principal del controlador SMPC consiste en minimizar el T_{LSS} , esto se consigue reduciendo el T_{em} cuando se produce un aumento del T_{aero} y de esta manera evitar la torsión en el eje, que más tarde pueda, a su vez, provocar nuevas oscilaciones mecánicas que suelen regenerarse. Esta reducción en T_{em} causará un incremento adicional (en relación a su comportamiento sin control de vibraciones) en ω_{gen} , al que el control de *pitch* debe reaccionar. Es más, cómo de bien responda el lazo de control de *pitch* afectará, a su vez, a la perturbación de entrada al rotor, dado que el *pitch* afecta a T_{aero} . Por otra parte, si no se hace nada para prevenir la torsión del eje o si el controlador falla a la hora de hacerlo, la subsiguiente vibración mecánica en el eje también afectará a ω_{gen} y, de nuevo, al control del *pitch*. De esta manera, está claro que no se puede saber de antemano, si el efecto de un lazo sobre el otro será positivo o negativo, porque depende de lo bien que cada uno haga su trabajo. Lo que sí está claro es que resulta importante estar atento a esa interacción indirecta, e incluso considerar ajustes coordinados

de la agresividad y la robustez de ambos bucles de control (ver sección 4.4.3).

4.3.2 Estabilidad del controlador

Para analizar la estabilidad de un controlador MPC, el comportamiento del sistema debe ser estudiado sobre un horizonte infinito, incluso en el caso de que dicho controlador sólo se defina sobre un horizonte finito [32]. Esta suposición ha dado lugar a lo que se conoce como MPC en modo dual, donde un controlador terminal comienza a controlar el sistema una vez que se alcanza el estado final de la predicción. El coste asociado a este controlador es el coste terminal $V_f(x_N)$ presentado en (4.6). Cómo el controlador terminal, el coste y las restricciones necesitarán ser establecidos, con el fin de asegurar la estabilidad, depende del tipo de planta y de las restricciones impuestas. Si la planta es lineal, asintóticamente estable y sólo tiene restricciones de control, pero no restricciones de estado, el controlador terminal puede ser simplemente $u(k) = 0$ para $k > N$ (problema del regulador). Ahora bien, la función de coste (4.9) sobre un horizonte infinito se ve exactamente como (4.6), si el coste terminal es

$$V_f(x_N) = x_N^T \bar{Q} x_N, \quad (4.10)$$

donde al resolver la ecuación matricial de Lyapunov (4.11) [151]

$$A^T \bar{Q} A = \bar{Q} - C^T Q C, \quad (4.11)$$

se proporciona la matriz de peso terminal \bar{Q} , conociendo A, C y Q. donde (4.11) es conocida como la ecuación matricial de Lyapunov [151]. Para obtener la matriz de peso terminal es necesario conocer los valores de las matrices A, C y Q.

Asimismo, es bien conocido que $\bar{Q} \geq 0$ si $Q \geq 0$ y A tiene todos sus valores propios dentro de la circunferencia unitaria. Además, en este caso, imponer una restricción terminal resulta innecesario. De este modo, al utilizar un costo terminal dado por (4.10)-(4.11), en la expresión (4.6) y una matriz de peso Q definida positiva en (4.9), se puede garantizar de antemano la estabilidad del controlador SMPC.

4.3.3 Versiones del SMPC

En esta tesis se han desarrollado dos versiones diferentes del controlador SMPC propuesto. La mayor diferencia entre ellas es la forma de obtener el par aerodinámico T_{aero} , que aparece como una entrada de perturbación en el modelo interno (ver figura 4.3). A continuación se presenta un detalle de cada una de las versiones diseñadas:

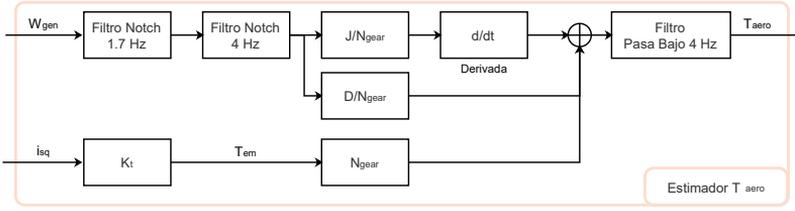


Figura 4.4: Versión 1: Estimación T_{aero}

Versión 1: Par aerodinámico como perturbación medida

En esta versión, el T_{aero} es considerado como una perturbación medida (MD, *Measured Disturbance*) durante el diseño del controlador. Su estimación se realiza de forma independiente y utiliza un modelo físico de una sola masa para el tren de transmisión [152]:

$$J \frac{d}{dt} \omega_{rot} = T_{aero} - T_{em} - T_{loss} = T_{aero} - T_{em} - D \omega_{rot} \quad (4.12)$$

donde J y D son el momento de inercia y el coeficiente de amortiguamiento del tren de transmisión respectivamente. Este método es muy conocido [153] y se utiliza para obtener la derivada de la velocidad del rotor mediante la velocidad medida del generador, sabiendo que $\omega_{rot} = \omega_{gen}/N_{gear}$. La obtención de la derivada de la velocidad del generador involucra trabajar con una etapa de filtrado, lo que representa una desventaja, ya que el proceso puede someterse a retardos propios del método utilizado (ver figura 4.4).

Por otro lado, para proporcionar robustez al controlador, se han añadido al modelo interno dos entradas de perturbaciones no medidas que representan los errores de estimación de T_{aero} y T_{em} y son ΔT_{aero} (UD1) y ΔT_{em} (UD2), respectivamente. Tales errores se estiman internamente a través del observador de estado (filtro *Kalman*) incorporado en el controlador SMPC. En este sentido, cuando es considerado un vector d de perturbaciones de entrada no medidas, se debe elegir un modelo de perturbación de entrada como el que se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \dot{x}_{id} &= A_{id}x_{id} + B_{id}w_{id} \\ d &= C_{id}x_{id} + D_{id}w_{id}, \end{aligned} \quad (4.13)$$

donde A_{id} , B_{id} , C_{id} y D_{id} son matrices constantes de espacio de estado, x_{id} es el vector de los estados del modelo de perturbación de entrada y w_{id} es un vector de entradas de ruido blanco adimensional, con media cero y varianza unitaria.

En base a lo anteriormente expuesto, el modelo de planta utilizado por el observador se amplía incorporando los modelos de perturbación. Concretamente, se utiliza un integrador para ΔT_{aero} (*offset-free*) y una ganancia estática para ΔT_{em} (figura 4.3 señales $d_{1,1}$ y $d_{1,2}$) con el fin de mantener la observabilidad del estado. En este caso, considerando (4.8) y (4.13) se tiene:

$$u_p = v = [T_{aero}]; \quad d = [\Delta T_{aero} \quad \Delta T_{em}]^T; \quad w_{id} = [w_1 \quad w_2]^T, \quad (4.14)$$

y el modelo de predicción en tiempo continuo expresado en espacio de estados es el siguiente:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A_c x + B_c u + B_{cp} v + B_{cd} d \\ y &= C_c x + D_c u + D_{cp} v + D_{cd} d, \end{aligned} \quad (4.15)$$

donde d se obtiene del modelo (4.13).

$$B_{cd} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_{bl}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{-N_{gear}^2}{J_{gen}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad A_{id} = [0], \quad B_{id} = [1 \quad 0], \quad C_{id} = \begin{bmatrix} G_1 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad D_{id} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & G_2 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

donde G_1 y G_2 son ganancias que representan las magnitudes estimadas para las perturbaciones no medidas.

Versión 2: Par aerodinámico como perturbación no medida

Para la segunda versión, el T_{aero} es declarado como una entrada de perturbación no medida (UD1) en el modelo interno. De esta manera, el observador de estado estima todo el T_{aero} evitando de esta manera tener un bloque de cálculo externo conectado al modelo MPC (figura 4.3). El modelo de perturbación para ΔT_{aero}

es el mismo que el utilizado en la versión 1 pero con el correspondiente aumento del factor de escala para cubrir todo el rango de valores del T_{aero} completo, dado que esta entrada antes solo representaba su error de estimación. Considerando (4.8) se tiene:

$$v = 0; d = [T_{aero} \quad \Delta T_{em}]^T; w_{id} = [w_1 \quad w_2]^T. \quad (4.17)$$

el modelo de predicción en tiempo continuo expresado en espacio de estados es el siguiente:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A_c x + B_c u + B_{cd} d \\ y &= C_c x + D_c u + D_{cd} d \end{aligned} \quad (4.18)$$

donde d se obtiene del modelo (4.13)

$$B_{cd} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_{bl}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{N_{gear}^2}{J_{gen}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, A_{id} = [0], B_{id} = [1 \quad 0], C_{id} = \begin{bmatrix} G_3 \\ 0 \end{bmatrix}, D_{id} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & G_2 \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

la ganancia G_3 ha sido incrementada con respecto a G_1 con el fin de cubrir el rango completo de T_{aero} . Una vez más, es inevitable tener un retraso en la estimación, por lo que nos enfrentamos nuevamente al compromiso entre la velocidad de estimación y la sensibilidad al ruido de la medición de ω_{gen} .

4.3.4 Implementación del SMPC

El modelo interno se discretiza (por *ZOH*) y, al igual que los controladores SMPC de tiempo discreto implementados, utiliza una frecuencia de muestreo estándar de 80 Hz. para esta aplicación. El tiempo de predicción es sólo 1 segundo y ha sido seleccionado considerando las frecuencias de vibración f_1 y f_2 , obtenidas en la sección 3.3.4. De este modo, el horizonte de predicción es $N = 80$ para la implementación de ambas versiones del controlador. Finalmente, el horizonte de control es $N_C = 20$, con la finalidad de limitar la carga computacional.

4.4 Rendimiento potencial del SMPC: simulaciones numéricas

Como se ha indicado en la sección introductoria, uno de los principales objetivos de esta tesis se centra en la aplicación práctica de los controladores SMPC en las plataformas de automatización que se utilizan comúnmente hoy en día en el campo de los aerogeneradores. De tal manera que la complejidad y la carga computacional relacionadas con estos controladores se establece al mínimo, mientras se mantiene su robustez y confiabilidad suficientemente alta. Además se debe tomar en cuenta importantes aspectos prácticos de la implementación, como es el retardo (computacional, dispositivos de E/S, transporte,...) y el ruido (cuantificación y/o electromagnética). Aunque, en efecto algunos aspectos (ruido de cuantificación, retardos en los sensores y actuadores, errores de modelización...) pueden ser considerados (de hecho, se han incluido en la simulaciones) en estudios basados en simulaciones numéricas, otros aspectos son más difíciles de caracterizar.

Por tanto, el estudio del rendimiento del control se divide en dos partes: En la primera parte, se analiza el máximo potencial de las dos versiones del controlador propuesto, a través de la utilización de simulaciones numéricas, incluyendo efectos más conocidos como el ruido de cuantificación y el retardo de los sensores, actuadores y procesamiento de los datos. Esto también incluiría un análisis de robustez ante errores de modelamiento, centrándose principalmente en cambios incrementales de los momentos de inercia de J_{bl} y J_{hub} , debido a la acumulación de hielo/insectos/suciedad en el rotor. Este efecto tiene consecuencias importantes en el comportamiento dinámico del WT, ya que constituyen el principal problema que presentan los métodos clásicos de atenuación de este tipo de vibraciones, como es el caso de los amortiguadores de filtro pasa-banda [5].

En este sentido, el estudio de rendimiento potencial se dedica a buscar hasta que punto puede llegar la atenuación de las vibraciones mecánicas y el precio que se pagaría por ello. Este planteamiento es común en trabajos como [16]. Por tanto esto no es un ajuste “realista” del MPC, especialmente por las perturbaciones que son introducidas en la potencia generada. Es precisamente por esta razón, y también para reducir la sensibilidad al ruido de la medición, que posteriormente se utilizan ajustes más relajados del SMPC (ver sección 4.5). Por lo tanto, las perturbaciones de la potencia entonces son mucho más bajas, no más del 10 % del valor de la potencia nominal. Sin embargo, como era de esperar, el rendimiento del control también se reduce correspondientemente. Alternativamente, se podría haber utilizado la salida P_{mec} para equilibrar las perturbaciones mecánicas y eléctricas se pueden encontrar explicaciones adicionales al respecto en la sección 4.2. Todos los ajustes del controlador SMPC pueden consultarse en el Apéndice

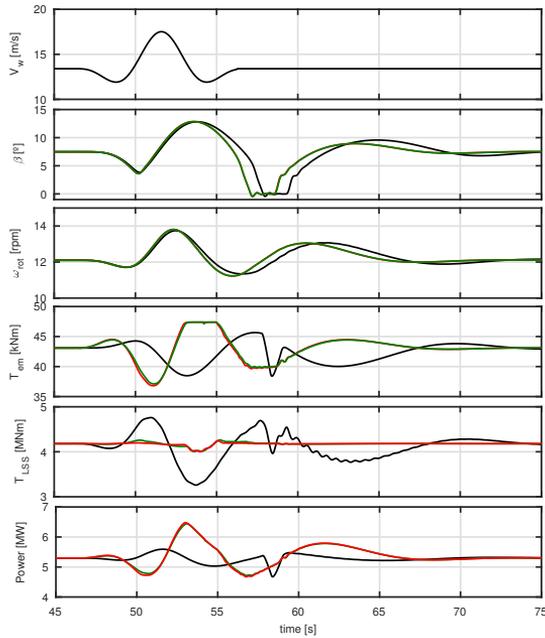


Figura 4.5: Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

A.2.

Ambos estudios de rendimiento se centran como es costumbre [16], por un lado, en la reducción de las cargas extremas en eventos de ráfagas y, por otro lado, en las cargas de fatiga en condiciones de turbulencia.

4.4.1 Cargas extremas

Las series temporales correspondientes a las consignas de viento utilizadas, han sido creadas conforme al estándar IEC 61400 [124] como ráfagas de operación extrema, a $V_{nominal} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$ (ráfaga baja) y a $V_{cut-out} = 25 \text{ m/s}$ (ráfaga alta). En base a lo anteriormente expuesto, el rendimiento de las dos versiones del SMPC y del controlador *Baseline* se comparan, para este tipo de entradas de viento, en las figuras 4.5 y 4.6. En particular, se presentan las señales correspondientes a la velocidad efectiva del viento en el rotor (V_w), el ángulo de *pitch* de las palas (β), la velocidad del rotor (ω_{rot}), el par del generador (T_{em}), el par de torsión del eje a baja velocidad (T_{LSS}) y la potencia mecánica generada. La

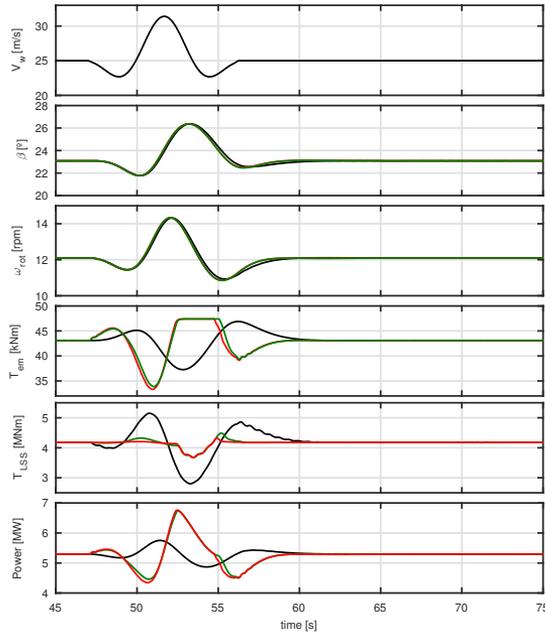


Figura 4.6: Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

potencia mecánica se calcula multiplicando la velocidad por el par del generador. Así, la potencia nominal observada será el producto entre el par nominal del generador y su velocidad nominal, cuyos valores pueden encontrarse en la tabla 3.1.

La reducción alcanzada en las cargas extremas del par de torsión en el eje de baja velocidad y las correspondientes vibraciones en el tren de transmisión son evidentes; visualmente en las figuras 4.5 y 4.6, y numéricamente en la tabla 4.1, en donde se presenta el porcentaje de reducción con respecto al control *Baseline*, en términos de su valor máximo (Max) y desviación estándar (σ). Sólo la saturación transitoria en la MV (T_{em}) impide durante unos segundos la compensación de las vibraciones torsionales.

Además, para comprobar la robustez ante errores de modelado, se han considerado incrementos puntuales en la masa del rotor del aerogenerador. Específicamente, se han introducido cambios en J_{bl} y J_{hub} que inducen una variación del 10% en las frecuencias naturales del sistema mecánico del modelo del aerogenerador, y los resultados correspondientes han sido añadidos a la comparación. La robustez

Tabla 4.1: Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas extremas.

| Resultados | | Simulaciones Numéricas | | | | Experimentación en Tiempo-Real | | | |
|--------------|-------------------|------------------------|-------|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-------|
| | | 0 % | | 10 % | | 0 % | | 10 % | |
| Error Modelo | | MD | UD | MD | UD | MD | UD | MD | UD |
| Versión SMPC | | MD | UD | MD | UD | MD | UD | MD | UD |
| Gust down | Max T_{LSS} | -85.7 | -88.4 | -89.4 | -96.3 | -36.1 | -41.7 | -38.7 | -52.3 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -87.5 | -89.7 | -94.4 | -97.6 | -51.1 | -49.3 | -54.5 | -60.4 |
| Gust up | Max T_{LSS} | -68.5 | -85.5 | -76.9 | -90.2 | -23.9 | -45.1 | -24.9 | -46.4 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -73.9 | -77.4 | -77.4 | -81.2 | -41.3 | -43.7 | -44.0 | -46.8 |

de estos controladores es claramente muy alta (ver tabla 4.1), dado que el rendimiento del sistema controlado ha sido alterado levemente por los considerables incrementos introducidos en la masa del rotor. De hecho, las prestaciones del SMPC, obtenidas con un error interno en el modelo del 10 %, son aún mejores. Este efecto se debe a que la dinámica de la planta es más lenta (mayor inercia en el rotor) y la correspondiente reducción del impacto en el rendimiento debido a los retardos de la estimación del T_{aero} , que constituye en este caso el principal problema de implementación.

Sin embargo, las perturbaciones en la potencia generada, cuando el SMPC está activo, se han incrementado de forma considerable, debido a que la MV afecta de forma directa a la potencia. Por lo tanto, el esfuerzo del controlador SMPC debe ser penalizado y es necesario alcanzar un equilibrio entre la estabilidad mecánica y eléctrica.

4.4.2 Cargas de fatiga

Para evaluar la reducción de las cargas de fatiga, se ha aplicado al entorno de simulación un conjunto de campos de viento turbulentos de tipo A según el estándar IEC 61400-1 [124] en la región de funcionamiento a plena carga. Las consignas de viento turbulento tienen velocidades medias de 14, 18 y 24 m/s., y 18, 17 y 15 % de turbulencia, respectivamente, estas consignas han sido generadas con Turbsim [125]. A fin de mostrar el comportamiento dinámico del sistema controlado, los resultados de la simulación se presentan en la figura 4.7 para un viento con una velocidad media de 24 m/s y 15 % de turbulencia. Una vez más, es evidente la reducción de la torsión del eje y el correspondiente incremento de las perturbaciones de la potencia, debido a la fuerte acción del control SMPC.

Sin embargo, el comportamiento a baja frecuencia de la velocidad del rotor (ω_{rot}) y el ángulo de *pitch* (β) se mantienen casi inalterados (ver sección 4.4.3). Ade-

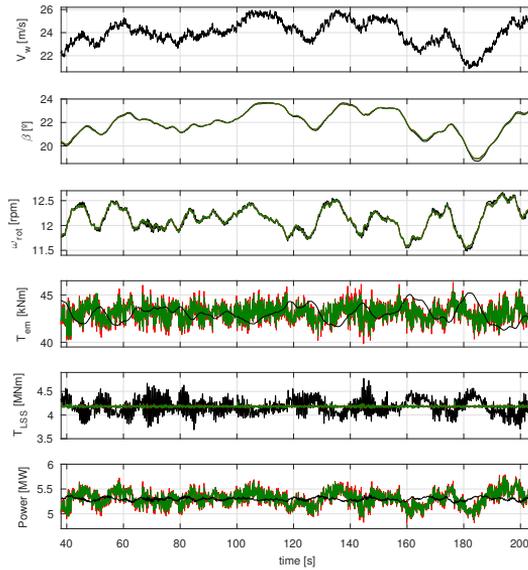


Figura 4.7: Rendimiento potencial ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15 % de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

más, las cargas equivalentes de daño (DEL, sección 2.4.2) para el T_{LSS} han sido calculadas utilizando el método estándar *rainflow counting* con un exponente de *Wohler* de 4, típico para ejes de generadores hechos de acero (ver sección 2.4.2) [154]. La desviación estándar (σ) del T_{LSS} (porcentaje de reducción respecto a la línea de base) y el incremento de la potencia media (*Mean POW*) han sido calculados y presentados en la tabla 4.2. En este punto se ha logrado reducir la carga de fatiga del tren de tracción del 85 % al 90 %. Además, la robustez de los controladores SMPC ante la incertidumbre de los parámetros en el modelo del aerogenerador, también se demuestra al observar los resultados obtenidos con un error de modelo del 10 % en las principales frecuencias naturales de torsión (ver tabla 4.2).

En el apéndice B.1 se puede encontrar el resto de los resultados obtenidos en esta sección.

Tabla 4.2: Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas de fatiga.

| Resultados | | Simulaciones Numéricas | | | | Experimentación en Tiempo-Real | | | |
|-------------------|-------------------|------------------------|-------|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-------|
| | | 0% | | 10% | | 0% | | 10% | |
| Error Modelo | Versión SMPC | MD | UD | MD | UD | MD | UD | MD | UD |
| Viento 14 m/s 18% | DEL T_{LSS} | -89.7 | -90.5 | -86.2 | -85.1 | -52.0 | -51.9 | -47.7 | -47.3 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -91.8 | -93.2 | -90.8 | -90.9 | -55.3 | -56.2 | -56.4 | -57.7 |
| | Mean POW | 0.5 | 0.5 | 0.65 | 0.66 | 0.72 | 0.78 | 0.82 | 0.87 |
| Viento 18 m/s 17% | DEL T_{LSS} | -86.4 | -87.8 | -87.6 | -87.5 | -34.2 | -31.6 | -33.7 | -34.1 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -91.2 | -92.7 | -92.7 | -93.1 | -47.3 | -46.9 | -51.9 | -52.2 |
| | Mean POW | 0.09 | 0.08 | 0.14 | 0.14 | -0.01 | 0.05 | 0.02 | 0.07 |
| Viento 24 m/s 15% | DEL T_{LSS} | -86.8 | -88.4 | -84.4 | -83.7 | -35.1 | -33.7 | -28.1 | -27.0 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -90.1 | -91.6 | -89.8 | -90.1 | -42.2 | -41.4 | -43.8 | -43.7 |
| | Mean POW | 0.18 | 0.17 | 0.17 | 0.17 | 0.10 | 0.15 | 0.09 | 0.14 |

4.4.3 Consideraciones finales

En primer lugar y con la finalidad de aclarar un aspecto importante expuesto en la sección 4.3.1, a continuación se analizará detalladamente el efecto que tienen los controladores SMPC en la velocidad del generador y en el ángulo de *pitch* de las palas. En la figura 4.8 se presenta la misma prueba descrita en la figura 4.7, pero para un intervalo de tiempo más pequeño (para una mejor visualización), donde se compara la versión *Baseline* con la versión UD del SMPC. En dicha figura se puede ver claramente cómo, efectivamente, la acción del SMPC elimina gran parte de la vibración de alta frecuencia de la velocidad del generador y, lo que es más importante, también del ángulo de *pitch* medido de las palas, lo que resulta en una reducción colateral de la fatiga de los actuadores de las palas. Por lo tanto, se observa que la reducción de la carga en el tren de transmisión también mejora el rendimiento del lazo de control de *pitch* estándar.

Por otro lado, al monitorizar el estado adicional del modelo extendido, asignado a la perturbación no medida en la versión UD del SMPC, se obtiene la estimación que el filtro interno de *Kalman* hace del par aerodinámico. Dicha señal, la salida del estimador externo de la versión MD (ver figura 4.4), y el par aerodinámico que se aplica efectivamente al modelo de la turbina se comparan en la figura 4.9. Ambos estimadores funcionan razonablemente bien, aunque hay un mayor retraso en la versión MD. No obstante, dado que los resultados de rendimiento obtenidos por ambas versiones son muy similares, parece que este error incremental en la estimación del T_{aero} de la versión MD se corrige en gran medida mediante la entrada adicional de ΔT_{aero} (UD1) (ver figura 4.3).

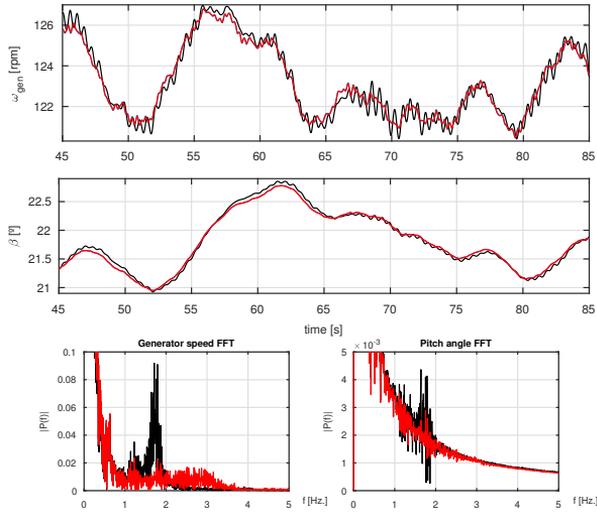


Figura 4.8: Velocidad del generador (ω_{gen}) y ángulo de *pitch* (β) para un viento de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15% de turbulencia y, sus respectivas FFT. Control *Baseline* (negro) y versión SMPC-UD (rojo).

Luego de analizar los resultados obtenidos en las simulaciones numéricas, se puede concluir que ambas versiones de SMPC tienen el potencial de reducir significativamente la carga en el tren de transmisión, ayudando, a su vez, al control del *pitch*. Sin embargo, se debe tener cuidado con el aumento de la inestabilidad eléctrica que aparece en la potencia generada, como consecuencia del intenso esfuerzo de control. Finalmente, los resultados no justifican el uso de la versión MD comparándola con la versión UD, más compacta. No obstante, todas estas observaciones deben ser confirmadas en un escenario más realista para la implementación y prueba del control.

4.5 Experimentos de control en tiempo real

La aplicabilidad práctica de los controladores SMPC es examinada en detalle mediante su implementación en la plataforma experimental en tiempo real descrita en la sección 3.5. Esta plataforma reproduce, de forma realista y con gran repetibilidad, el comportamiento del sistema sometido a prueba. De hecho, el par aerodinámico del aerogenerador es aplicado en el eje de un generador real, cuyo par es controlado en tiempo real por medio de un prototipo de los controladores SMPC propuestos en la sección 4.3. Como se ha indicado anteriormente, para las

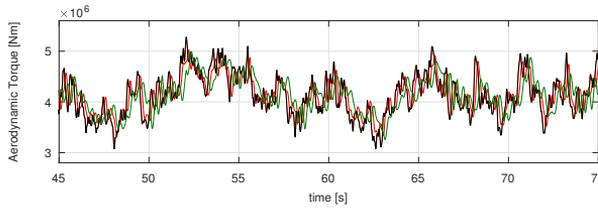


Figura 4.9: Par aerodinámico efectivo (negro), estimación externa del SMPC-MD (verde) y estimación interna del SMPC-UD (rojo).

pruebas del control en tiempo real, los controladores SMPC sufrirán una reducción en su agresividad y, como consecuencia de ello, en su rendimiento, debido a algunos aspectos de la implementación de los controladores. Se tendrá en cuenta especialmente la estabilidad de la potencia generada y el impacto del ruido de medición. De hecho, la diferencia en los rendimientos alcanzados, observada entre los escenarios de simulación (potencial) y de experimentación en tiempo real (realista), también puede ser considerada como una contribución de esta tesis. Todos los ajustes del SMPC utilizado en esta sección pueden consultarse en el Apéndice A.3.

4.5.1 Cargas extremas

Al igual que en la sección 4.4.1, dos consignas de viento de tipo ráfaga (alta y baja) son utilizadas en estas pruebas experimentales en el banco de ensayos. Sin embargo, tanto las configuraciones del control como las del observador de estado han sido suavizadas con la finalidad de reducir las perturbaciones en la potencia generada y lograr así un comportamiento aún más robusto para el sistema controlado. La tabla 4.1 presenta los resultados experimentales de manera numérica. La respuesta dinámica a las cargas extremas aún se mejora de forma significativa con respecto a la obtenida por el controlador *Baseline*. De hecho, la versión UD del SMPC alcanza hasta un 40 % a 50 % de reducción de carga extrema.

4.5.2 Cargas de fatiga

Las respuestas del sistema ante el viento con un 15 % de turbulencia y con una velocidad media de 24 m/s, son mostradas en la figura 4.10. La tabla 4.2 presenta las mejoras alcanzadas de forma numérica, donde se incluyen los resultados obtenidos con un error del 10 % en el modelo de la planta lo que permite estudiar nuevamente la robustez de los controladores.

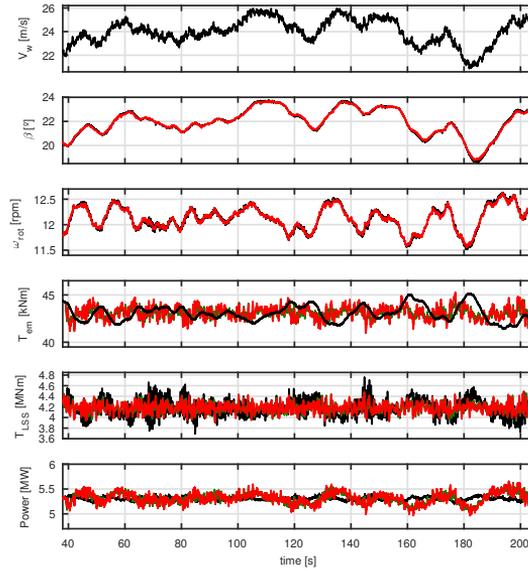


Figura 4.10: Rendimiento experimental ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

Ahora, el rendimiento se ha reducido al limitar la acción de control, evitando así una excesiva inestabilidad en la parte eléctrica del sistema. No obstante, alrededor de un tercio de la carga de torsión en el tren de transmisión, sigue siendo eliminada sin un aumento notable de la inestabilidad de la potencia generada. Para verificar en la práctica esa afirmación, se ha supervisado la potencia eléctrica suministrada a la red por el accionamiento Unidrive Regen (ver sección 3.5 figura 3.11). En la figura 4.11 se presentan las diferentes lecturas de la potencia, obtenidas del Unidrive, durante las pruebas en el banco de ensayos correspondientes a la figura 4.10. Se puede ver con claridad que casi no hay aumento en la estabilidad eléctrica cuando los controladores SMPC se encuentran activos.

En este punto, es interesante realizar un análisis de frecuencias sobre las señales de interés presentadas en las figuras 4.10 y 4.11. Por lo tanto, las transformadas rápidas de Fourier (FFT, *Fast Fourier Transform*) de dichas señales han sido calculadas y presentadas en la figura 4.12. En esta figura se puede observar que los efectos de las vibraciones de torsión sobre el ángulo de *pitch*, la velocidad del

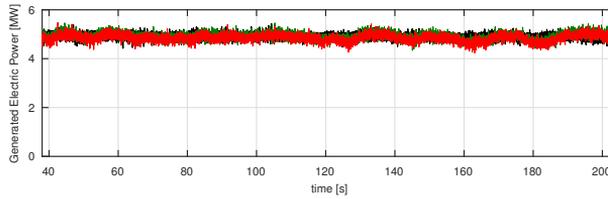


Figura 4.11: Potencia generada por el accionamiento Unidrive Regen en el banco de ensayos a un viento de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

generador y el par del eje a baja velocidad, están muy atenuados. También puede observarse que la potencia de algunos componentes de frecuencia, aumenta en cierta medida en el par del generador (MV) y, en consecuencia, en la potencia mecánica generada. De todos modos, también se puede constatar que, al otro lado del bus DC del convertidor *Back to Back*, las componentes frecuenciales de la potencia eléctrica generada, aportada a la red por los tres controladores implementados en esta comparativa, son muy similares. Ello se debe a la capacidad de filtrado de altas frecuencias de dicho bus y nos permite afirmar que el impacto en la estabilidad de la red de los nuevos métodos SMPC antivibración es poco importante.

En el apéndice B.2 se puede encontrar el resto de los resultados obtenidos en esta sección.

4.5.3 Carga computacional

Los controladores en tiempo real han sido implementados en un ordenador industrial Intel Core2 Duo E8400 3GHz, equipado con un núcleo *Simulink Real-Time*. El algoritmo KWIK [155], ha sido utilizado para resolver el problema de optimización cuadrática. La versión MD del SMPC se ha ejecutado en modo *multi-rate*, utilizando un núcleo para el estimador externo de T_{aero} (800 Hz) y otro para el controlador SMPC (80 Hz). Los retardos máximos de computo fueron de $1.50e-5$ y $2.82e-5$ s, respectivamente, lo que corresponde a un número máximo de iteraciones de 6 ($4.32e-5$ s, retraso máximo acumulado). Por otra parte, la versión más compacta UD ha sido ejecutada en un solo núcleo (80 Hz), dando un retardo máximo computacional de $3.41e-5$ s necesitando 4 iteraciones como máximo. En ambos casos, la carga computacional no alcanza el 0.4% de la capacidad disponible en nuestra plataforma, y, por lo tanto, el retardo correspondiente es insignificante. Asimismo, lo que es más importante, la estabilidad y fiabilidad en la ejecución determinista del algoritmo de control propuestos están garantizadas.

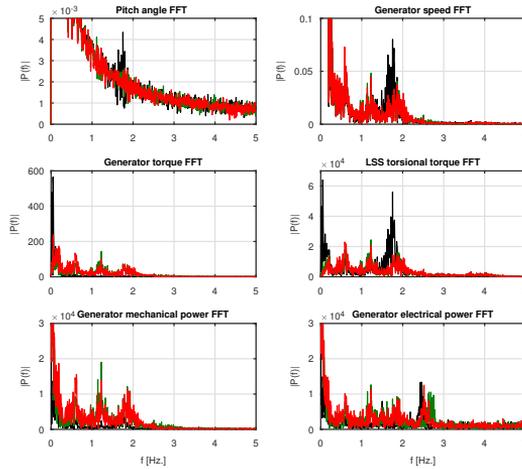


Figura 4.12: Transformada rápida de Fourier de las señales de interés de las figuras 10 y 11 a un viento de $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

Estas medidas de carga computacional se han obtenido a partir de datos recogidos durante la ejecución en tiempo real por la aplicación *Profiler* de *Real-Time Simulink* [156]. Los tiempos de ejecución se calculan a partir de los datos almacenados por las rutinas añadidas al código. Además, también se proporciona la distribución, en ciclos de ejecución, de la carga entre los diferentes núcleos del procesador.

4.6 Conclusiones

En este capítulo se ha propuesto un nuevo enfoque para el diseño de un controlador MPC, que permite reducir la carga estructural de aerogeneradores de gran tamaño. El MPC propuesto utiliza un único modelo interno lineal, que captura con suficiente detalle el comportamiento dinámico de las partes mecánicas y eléctricas del aerogenerador. Esto permite simplificar la aplicación práctica y garantizar de antemano la estabilidad de dichos controladores.

Dos versiones diferentes del controlador, sin capacidad de previsualizar perturbaciones de entrada, han sido diseñadas y su rendimiento potencial estudiado, utilizando simulaciones numéricas intensivas. Se ha considerado su funcionamiento en la región de operación por encima del valor nominal del viento, donde la carga

estructural es mayor, pero puede implementarse fácilmente en cualquier otra región. La principal diferencia que existe entre ellas estriba en los diferentes modos de realizar la estimación del par aerodinámico, el cual es considerado como una entrada de perturbación medida (versión 1) o no medida (versión 2). La reducción en carga estructural alcanzada es muy alta, mejorando además, el rendimiento del lazo de control de *pitch* estándar, que sigue actuando en paralelo.

Más tarde, con la ayuda del banco de ensayos implementado, se han realizado pruebas intensivas para confirmar el comportamiento del sistema controlado en un escenario realista con procesamiento en tiempo real. Los resultados experimentales respaldan la posibilidad de eliminar no menos de un tercio de la carga de torsión del eje, sin causar inestabilidad en la potencia eléctrica generada y sin que ello suponga una carga/retardo computacional importante para una plataforma de control modesta. Finalmente, ambos controladores han resultado ser suficientemente robustos frente a errores en el modelo interno utilizado y al ruido de medición.

En el próximo capítulo, se presenta una nueva versión del controlador, asistido por LIDAR. Esta versión se destaca por posibilitar la previsualización de las perturbaciones que inciden en el aerogenerador, permitiendo mejoras aún más significativas en el rendimiento alcanzado por el sistema controlado.

Capítulo 5

Reducción de la carga estructural mediante un SMPC asistido por LIDAR

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta la versión asistida por LIDAR del controlador SMPC descrito en el capítulo 4.1. Las medidas de viento incidente tomadas por este sensor enfocado a cierta distancia del rotor nos permiten calcular el par aerodinámico que van a generar las palas en los instantes siguientes. Esta información, si es suficientemente fidedigna y se obtiene con suficiente antelación, es muy útil para compensar los retardos del sistema, ya que se puede tener en cuenta al calcular el comportamiento dinámico futuro de la turbina durante el horizonte de predicción del SMPC.

De esta manera, cabe esperar que sean posibles importantes mejoras en el rendimiento sin necesitar grandes esfuerzos de control. Esto último, como es conocido, es muy importante en este caso ya que la acción de control está muy relacionada con la potencia generada. Por ello, si la actividad de control es muy abrupta, también lo puede ser el comportamiento de la potencia generada, provocando inestabilidad en la red eléctrica, algo que conviene evitar a toda costa. En el capítulo 4.1, se evitaba quitando agresividad al ajuste del SMPC, pero ello llevaba asociado inevitablemente una caída del rendimiento.

En este capítulo se sigue la misma metodología utilizada en el capítulo 4.1. Sin embargo, también se añade un estudio específico dedicado a la sensibilidad de nuestro controlador SMPC a los errores en las medidas LIDAR realistas. Se busca saber de antemano cómo de buenas deben ser las medidas de viento incidente tomadas por nuestro sensor para que la reducción de carga estructural obtenida justifique la instalación de tal dispositivo. Por otra parte, es cierto que la dimensión cada vez mayor de los aerogeneradores instalados actualmente hace que un porcentaje muy pequeño de reducción de carga justifique sobradamente dicha inversión.

5.2 SMPC lineal asistido por LIDAR

El controlador diseñado en este capítulo, al igual que en el anterior, utiliza el modelo interno lineal descrito en la sección 4.2. Éste, está conformado por un modelo de tres masas, que representa a la parte mecánica, en serie con el modelo dinámico que representa el comportamiento eléctrico del generador. De esta manera se obtiene el comportamiento del rotor y del tren de transmisión del aerogenerador durante el horizonte de predicción. Las entradas de este modelo interno son, en un extremo, el par aerodinámico (T_{aero}) que el viento incidente aplica sobre las palas y, en el otro, la referencia de par del generador (T_{em}^*) proporcionada por el controlador. El T_{aero} es considerado como una perturbación medida (MD) y el T_{em}^* es la variable manipulada (MV). En la figura 5.1 se puede observar el modelo interno utilizado en este controlador.

Cuando no se dispone de las mediciones del viento efectivo W_m en el rotor, el par aerodinámico debe de ser estimado a partir de la velocidad del generador (ω_{gen}). Esto puede hacerse ya sea mediante un pre-procesamiento externo o aprovechando el observador de estado del MPC (ver sección 4.3.3). En ambos casos, la estimación del par aerodinámico sufre un retardo, lo que perjudica el rendimiento conseguido por el controlador en cuanto a la reducción de la carga estructural. Teniendo en cuenta lo expuesto hasta el momento, para el diseño de este nuevo controlador se ha asumido que las mediciones de viento entrante son adquiridas a través de un LIDAR enfocado a cierta distancia del rotor y, son utilizadas para calcular el viento efectivo W_m con cierta anticipación. Esta anticipación depende de la distancia focal del equipo y de la velocidad media del viento y se asume que será mayor que el horizonte de predicción establecido para el controlador SMPC. Como es de esperar, también será necesario estimar el par aerodinámico que W_m inducirá en el rotor del aerogenerador. Para ello se utiliza al modelo aerodinámico reducido:

$$T_{aero} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} W_m^2 = 0,5 \rho \pi R^2 W_m^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\omega_{rot}} \quad (5.1)$$

siendo $\lambda = \omega_{rot} R / W_m$

donde ρ es la densidad del aire, R es el radio del rotor, C_p es el coeficiente de potencia que depende de la velocidad de la punta de la pala λ y el ángulo de *pitch* β y ω_{rot} es la velocidad del rotor.

Utilizando el modelo (5.1) se consigue implementar la previsualización del T_{aero} . En este proceso, es necesario incorporar *buffers* con un tamaño lo suficientemente grande como para almacenar una cantidad adecuada de datos de entrada y así poder cubrir su evolución durante todo el horizonte de predicción (N muestras). En este punto, está claro que no se disponen de valores futuros ni para el ángulo de *pitch* y ni para la velocidad de rotación del rotor, debido a que estos dependen de la acción del lazo de control de *pitch* el cual no está incluido en el modelo. Sin embargo, el comportamiento dinámico de este lazo y, por lo tanto, de estas variables, es mucho más lento que el control de par del generador con el que se está trabajando. Esto permite actualizar en cada instante de muestreo el contenido completo de los *buffers* con la medición actual de estas variables, repetida N veces.

Como puede verse en las figuras 5.1 y 5.2, la previsualización de T_{aero} es obtenida en cada instante de muestreo mediante el uso del modelo (5.1). Dicha variable T_{aero} definida ahora como una perturbación medida (MD) en el SMPC. Una vez calculada la previsualización, ésta es introducida en el modelo interno, dando lugar a un enfoque similar a la versión 1 del controlador SMPC descrito en la sección 4.3.3. En ese caso (versión 1 del SMPC), como no se disponía de una previsualización de la perturbación, se consideró que la perturbación era igual al último valor calculado para todo el horizonte de predicción. Debido a que este cálculo siempre se obtenía entonces con cierto retardo, la acción de control no podía anticiparse a la llegada de cambios significativos en el viento incidente. Sin embargo ahora, al tener una vista previa de la perturbación, el controlador puede predecir a tiempo su efecto en el sistema y compensar los retardos de la acción de control (ejecución del algoritmo, instrumentación, actuador, ...), mejorando en muchos casos el rendimiento resultante, sin necesidad de aumentar ostensiblemente la acción de control.

Al igual que el controlador de la versión 1, el modelo interno del MPC también está provisto de una entrada adicional ΔT_{aero} , definida como una perturbación no medida (UD1), con el fin de dar robustez al enfoque, teniendo en cuenta los errores que son propensos a producirse en la previsualización del T_{aero} . Estos

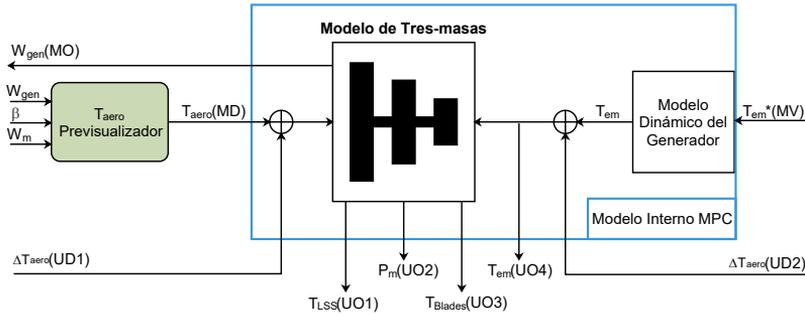


Figura 5.1: SMPC asistido por LIDAR

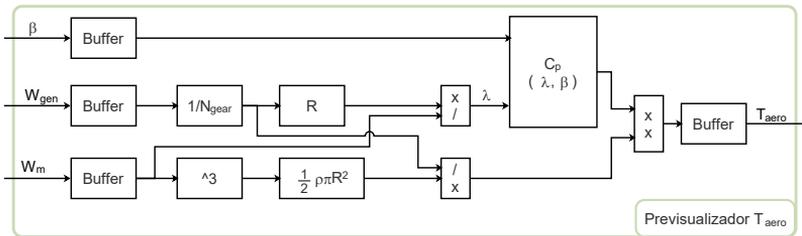


Figura 5.2: Versión 3: Previsualización T_{aero}

errores pueden producirse debido a múltiples causas, por ejemplo, el modelo aerodinámico de la turbina, la medición del viento efectivo W_m por parte del LIDAR y la aproximación realizada para los valores de “predicción” de β y ω_{rot} . Suponiendo que estos errores resulten ser persistentes, el modelo interno del SMPC es ampliado con un nuevo estado y el filtro *Kalman* que se encuentra integrado en el controlador, se encarga de estimar su valor. El mismo procedimiento puede utilizarse para estimar toda la perturbación de entrada no medida (no sólo los errores cometidos en su cálculo) y obtener buenos resultados de control. De hecho, la versión SMPC-UD, descrita en la sección 4.3.3, funciona de esta manera.

Cabe señalar que en el cálculo de la previsualización, descrito anteriormente, se utiliza una función no lineal para calcular el coeficiente de potencia efectiva C_p . Sin embargo, este cálculo se implementa fuera del modelo interno del controlador MPC, lo que permite mantener el uso de un único modelo interno lineal y las ventajas que esto conlleva. Dentro de estas ventajas se puede considerar una carga computacional baja y, lo más importante, la comprobación de la estabilidad

basada en la aplicación de un peso terminal en los estados del sistema. Ese peso terminal se obtiene fácilmente a partir de una ecuación matricial de Lyapunov y no representa una limitación considerable del rendimiento del sistema controlado (ver sección 4.3.2).

5.3 Rendimiento potencial del controlador

En esta sección, se asume que el viento efectivo calculado a partir de las mediciones del LIDAR coincide exactamente con el real. Esto se lo realiza con la finalidad de hacer más evidente el efecto que tiene la previsualización de la perturbación y así analizar de mejor manera el rendimiento potencial (máximo) alcanzable. En primer lugar, los resultados comparativos se obtienen mediante simulaciones numéricas. Luego, se describen las modificaciones realizadas en el banco de ensayos. Tales modificaciones permiten la implementación en tiempo real de la versión asistida por LIDAR. Finalmente, se presentan los resultados comparativos obtenidos en las pruebas experimentales. En ambos estudios, los ajustes que imponen la agresividad del controlador y la velocidad del observador de estado son los mismos que los utilizados en el capítulo anterior (ver apéndices A.2 y A.3).

5.3.1 Resultados del estudio basado en simulaciones

Para este controlador con previsualización de perturbaciones, las mejoras más importantes pueden esperarse en la reducción de las cargas extremas cuando se producen episodios de ráfagas de viento. Sin embargo, también puede reducir significativamente las cargas de fatiga y, por lo tanto, ambos casos se investigan en esta sección.

1. **Cargas extremas:** Al igual que en la sección 4.4.1, se han creado series temporales con ráfagas de operación extrema según el estandar IEC 61400-1 [124] como ráfagas de operación extrema, a $V_{nominal} + 2m/s = 13,2m/s$ (ráfaga baja) y a $V_{cut-out} = 25m/s$ (ráfaga alta) para el aerogenerador NREL 5MW. A continuación, se compara el rendimiento de los controladores SMPC asistidos por LIDAR (MPC-MDL) y la versión 2 (MPC-UD, sección 4.3.3) con el control *Baseline*, y los resultados se presentan en la tabla 5.1. Además, para comprobar la robustez a efectos de errores en el modelado, se han considerado incrementos en la masa (hielo, polvo, ...) del rotor. En concreto, se han introducido en el modelo del aerogenerador incrementos en J_{blade} y J_{hub} que inducen una alteración del 10 % en las frecuencias naturales del sistema mecánico y los resultados correspondientes se han añadido a dicha comparación.

Tabla 5.1: Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas extremas.

| Resultados | | Simulaciones Numéricas | | | | Experimentación en Tiempo-Real | | | |
|--------------|-------------------|------------------------|-------|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-------|
| Error Modelo | | 0% | | 10% | | 0% | | 10% | |
| Versión SMPC | | MD | UD | MD | UD | MD | UD | MD | UD |
| Gust down | $Max T_{LSS}$ | -98.4 | -88.4 | -76.5 | -96.3 | -97.3 | -41.7 | -74.6 | -52.3 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -90.1 | -89.7 | -83.9 | -97.6 | -90.0 | -49.3 | -82.0 | -60.4 |
| Gust up | $Max T_{LSS}$ | -94.1 | -85.5 | -83.7 | -90.2 | -91.8 | -45.1 | -81.9 | -46.4 |
| | $\sigma(T_{LSS})$ | -77.7 | -77.4 | -76.6 | -81.2 | -77.4 | -43.7 | -74.6 | -46.8 |

Concretamente, el valor máximo ($MaxT_{LSS}$) y la desviación estándar (σ) (% de reducción con respecto al control *Baseline*) del par de torsión en el eje de baja velocidad (T_{LSS}) se presentan en la tabla 5.1. La mejora obtenida por el control MPC-MDL es muy alta con respecto al caso *Baseline*, pero no mucho mayor que la lograda por el controlador MPC-UD, sin previsualización. Esto se debe probablemente al intenso ajuste del observador de estado utilizado en este caso (ver apéndice A.2). Dicho ajuste consigue reducir al mínimo el retardo en la estimación interna de la perturbación T_{aero} . Además, como era de esperar, también se observa en la tabla 5.1 que la robustez ante errores de modelado es mejor cuando se utiliza el controlador MPC-UD, debido a que su rendimiento no depende tanto del modelo interno al tener más acción de retroalimentación.

2. **Cargas de fatiga:** Al igual que en la sección 4.4.2, para evaluar la carga de fatiga, se ha aplicado al entorno de simulación un conjunto de vientos turbulentos de tipo A según la norma IEC 61400-1 [124] en la región de funcionamiento a plena carga, con velocidades medias de viento de 14, 18 y 24 m/s y han sido generados con *Turbsim* [125]. Posteriormente, se han calculado las *Damage Equivalent Loads*, DEL, para el par de torsión en el eje de baja velocidad (T_{LSS}) mediante el método *rainflow counting* con un exponente de *Wohler* de 4, típico para ejes de generadores hechos de acero [154]. El DEL, la desviación estándar del T_{LSS} (% de reducción con respecto al *Baseline*) y el incremento de potencia media, se presentan en la tabla 5.2. La reducción de la carga de fatiga observada es ligeramente mejor en el caso asistido por LIDAR y se mantiene la robustez.

5.3.2 Modificaciones a la plataforma experimental

El banco de ensayos descrito en la sección 3.5 conceptualmente está compuesto por dos elementos: un simulador *Hardware-in-the-Loop* (HiL) del aerogenerador,

Tabla 5.2: Porcentaje de reducción en T_{LSS} para cargas de fatiga.

| Resultados | | Simulaciones Numéricas | | | | Experimentación en Tiempo-Real | | | |
|--------------|-------------------|------------------------|-------|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-------|
| | | 0 % | | 10 % | | 0 % | | 10 % | |
| Error Modelo | | MDL | UD | MDL | UD | MDL | UD | MDL | UD |
| Versión SMPC | | MDL | UD | MDL | UD | MDL | UD | MDL | UD |
| Wind | DEL T_{LSS} | -92.8 | -90.5 | -77.2 | -85.1 | -86.3 | -51.9 | -76 | -47.3 |
| 14 m/s | $\sigma(T_{LSS})$ | -94.8 | -93.2 | -82.5 | -90.9 | -88.7 | -56.2 | -81.1 | -57.7 |
| 18 % | Mean POW | 0.54 | 0.55 | 0.66 | 0.66 | 0.72 | 0.78 | 0.81 | 0.87 |
| Wind | DEL T_{LSS} | -91.1 | -87.8 | -78.2 | -87.5 | -82.8 | -31.6 | -70.4 | -34.1 |
| 18 m/s | $\sigma(T_{LSS})$ | -94.5 | -92.7 | -85.6 | -93.1 | -85.9 | -46.9 | -80.3 | -52.2 |
| 17 % | Mean POW | 0.07 | 0.08 | 0.14 | 0.14 | -0.03 | 0.05 | -0.03 | 0.07 |
| Wind | DEL T_{LSS} | -90.6 | -88.4 | -72.1 | -83.7 | -81.8 | -33.7 | -70.6 | -27 |
| 24 m/s | $\sigma(T_{LSS})$ | -93.1 | -91.6 | -80.9 | -90.1 | -85.5 | -41.4 | -79.3 | -43.7 |
| 15 % | Mean POW | 0.16 | 0.17 | 0.15 | 0.17 | 0.06 | 0.15 | 0.02 | 0.14 |

que reproduce el comportamiento a escala de la turbina NREL de 5 MW en un grupo motor-generador acoplado mecánicamente, y un sistema de prototipado rápido destinado a poner en marcha los controladores de la turbina y analizar su carga computacional. El simulador HiL utiliza software RT para calcular los modelos aerodinámicos y mecánicos de la turbina y, un motor eléctrico destinado a ejercer la acción resultante sobre el eje del generador. Por otro lado, la plataforma de control RT implementa los controladores de *pitch*, el generador y del convertidor del lado de la red. En todo caso, debido a que la versión del controlador SMPC asistida por LIDAR precisa de nuevas entradas como son el ángulo β y la previsualización del viento W_m proveniente del LIDAR, la configuración del banco de ensayos ha sido modificada según estas consideraciones.

El diagrama de bloques que describe las modificaciones realizadas al banco de ensayos se presentan en la figura 5.3, donde el bloque LIDAR es el responsable de crear la previsualización del viento efectivo W_m del controlador SMPC. Esta previsualización, por el momento, es idéntica a la señal W_a retardada (creada con *Turbsim*) que alimenta al modelo aerodinámico situado en el interior del simulador HiL. Lógicamente, se hace que el retardo coincida con el horizonte de predicción utilizado en el controlador SMPC.

5.3.3 Experimentos de control en tiempo real

Los mismos experimentos descritos en la sección 5.3.1 se han realizado en tiempo real y de manera determinista en la plataforma experimental descrita anterior-

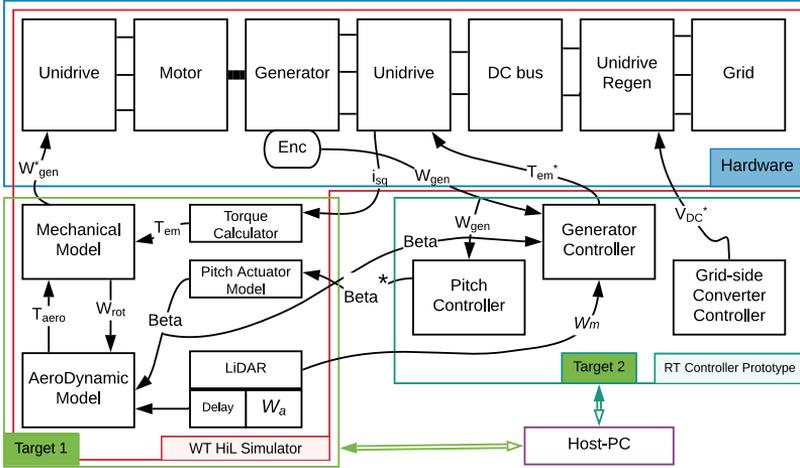


Figura 5.3: Esquema de la plataforma experimental modificada

mente. Al igual que en el capítulo anterior, tanto la configuración del control como la del observador de estados ha sido relajada (ver apéndice A.3), con el fin de reducir las perturbaciones en la potencia generada y lograr un comportamiento más robusto del sistema controlado sometido ahora a un intenso ruido de medida.

1. **Cargas extremas:** En la figura 5.4 se presentan las señales más importantes medidas en el banco de ensayos, luego de aplicar los dos controladores SMPC y el control *Baseline* bajo una ráfaga de operación extrema $V_{out} = 25 \text{ m/s}$. En concreto, se presentan el ángulo de *pitch* β , la velocidad angular del rotor ω_{rot} , el par del generador T_{em} , el par de torsión referido al eje de baja velocidad T_{LSS} y la potencia mecánica *Power*.

La señal del *pitch* es obtenida mediante la ejecución en RT del modelo de actuador de *pitch* en el simulador HiL y luego es suministrado como una entrada de voltaje al prototipo de control RT, de esta manera se pretende emular la salida de un sensor de posición angular de la pala. La velocidad ω_{rot} se deriva de la velocidad medida del generador ω_{gen} , el par T_{em} se obtiene a través de las corrientes medidas del generador (i_{sq}) y la potencia mecánica resulta del producto entre T_{em} y ω_{gen} . De esta manera, los resultados que se obtienen mediante el control RT incorporan los efectos de la instrumentación común utilizada en un aerogenerador. De todos modos, hoy en día los aerogeneradores pueden incorporar sensores adicionales, por

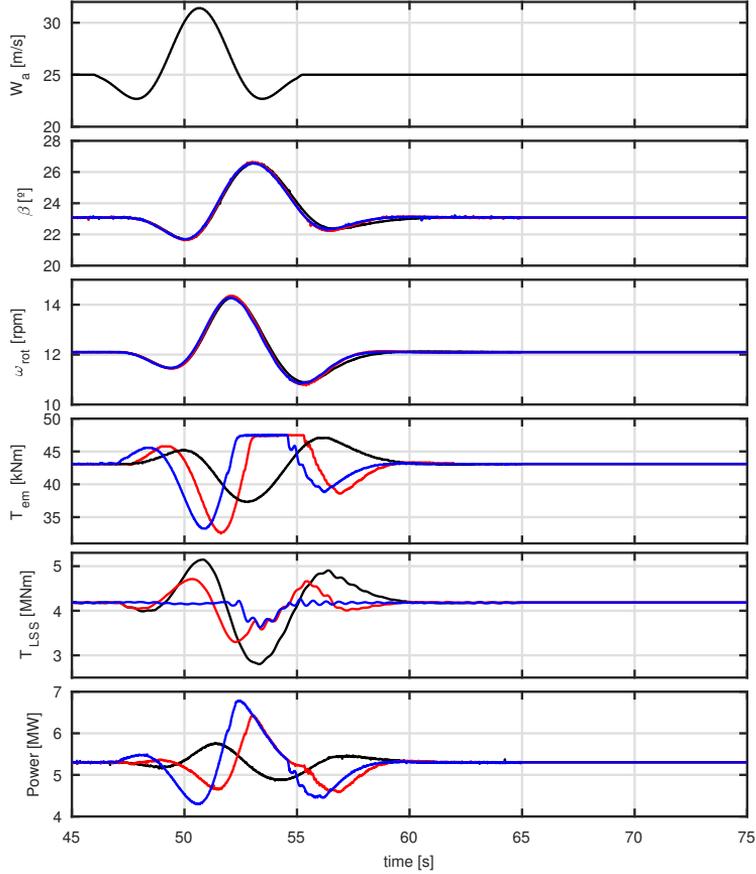


Figura 5.4: Rendimiento experimental ante una ráfaga alta en $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo).

ejemplo en el *hub* para medir ω_{rot} , o medidores de deformación en la base de las palas, de los que se puede obtener el par T_{blades} (ver la figura 5.1). Estas señales también pueden ser emuladas por hardware en el contexto del simulador HiL, como se hace con β , para proporcionar más salidas medidas a los controladores SMPC. De esta manera, la robustez contra los errores de modelado podría mejorarse sustancialmente y el considerable efecto de las mediciones realistas podría tomarse mejor en cuenta.

A fin de proporcionar un claro análisis del efecto de previsualización de la perturbación mostrado en las figuras 5.4 y 5.5, se han eliminado los errores

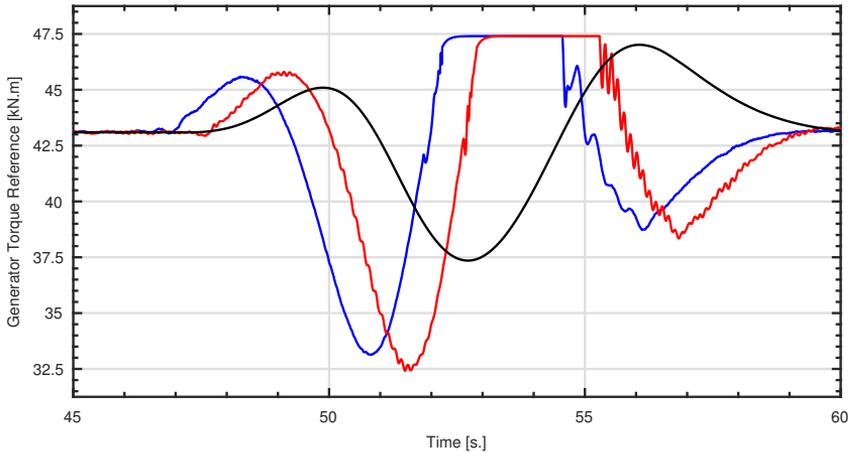


Figura 5.5: Variable manipulada T_{em}^* ante una ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo).

del modelo interno en los experimentos RT y en la figura 5.5 se presenta una comparación detallada de la variable manipulada T_{em}^* . Es evidente que la acción de control de la versión SMPC-MDL (ver evolución temporal de la variable manipulada T_{em}^*) anticipa la aparición de la perturbación, reduciendo la torsión del eje con respecto a la versión SMPC-UD que no dispone de esta previsualización. Esta importante mejora es obtenida sin aumentar significativamente la variación de la potencia mecánica generada como sucede con la versión SMPC-UD.

Con la finalidad de estudiar la robustez del modelo ante incertidumbre en los parámetros, al igual que en la sección 5.3.1, se introduce un incremento en la inercia del rotor que produce un error del 10% en las frecuencias de torsión del modelo interno de los SMPC. Una vez más, las mismas señales de interés, obtenidas por las dos versiones de los SMPC y el controlador *Baseline* bajo ráfagas de operación extrema ($V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$), de acuerdo con la norma IEC 61400-1 [124], son presentadas en la figura 5.6. Además, la tabla 5.1 presenta numéricamente la reducción de carga experimental (en %) con respecto al *Baseline*.

En la figura 5.6 se presenta la reducción obtenida en las cargas extremas que afectan al par de torsión sobre el eje de baja velocidad (T_{LSS}), luego de aplicar la previsualización de las perturbaciones utilizando el sensor LIDAR, además se pueden apreciar los resultados de manera numérica en la tabla 5.1, incluso hasta con un importante error en el modelo. Por consiguiente,

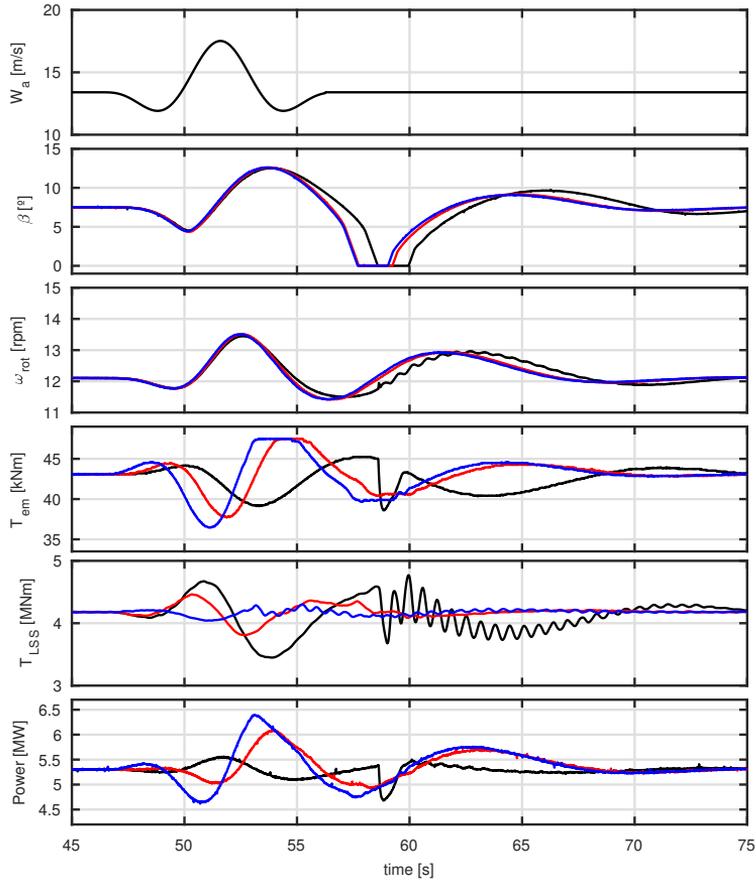


Figura 5.6: Rendimiento experimental ante ráfagas bajas $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo).

se demuestra la robustez del SMPC-MDL frente a incertidumbre en los parámetros del modelo. Por otro lado, en la tabla 5.1 se puede apreciar que la notable disminución en el rendimiento que sufre la versión SMPC-UD al relajar los ajustes del controlador y el estimador de estado, no se produce en la versión asistida por LIDAR (MDL) como sucede en el estudio presentado en la sección 4.5.1. Probablemente, esta diferencia, se debe al efecto que produce la anticipación de la acción de control que permite mantener el rendimiento a pesar de utilizar un ajuste menos agresivo. De este modo, demostramos experimentalmente la hipótesis de trabajo descrita en el

apartado 5.1.

2. **Cargas de fatiga:** Las respuestas del sistema ante un viento con velocidad media de 24 m/s y una turbulencia al 15 %, cuando se presenta un error del 10 % en el modelo interno del SMPC, se muestran en la figura 5.7. Además, en la tabla 5.2 se presentan las mejoras obtenidas de forma numérica comparativa. El banco de ensayos necesita 30 segundos para alcanzar la región III de funcionamiento y en el segundo 39, se activan los diferentes controladores SMPC para reducir la carga. Una vez más, la mejora obtenida por la versión SMPC-MDL, basada en la perfecta previsualización del viento efectivo entrante en el rotor, es muy alta, duplicando la reducción de la carga del tren de transmisión obtenida por la versión SMPC-UD. La robustez ante errores de modelado parece ser igualmente muy alta.

5.4 Mediciones de LIDAR realistas

En los primeros trabajos sobre control asistido por LIDAR [26, 28, 157] han asumido que los vientos entrantes podían ser exactamente medidos. Por tanto, se supone que no existe diferencia entre los vientos efectivos medidos y los reales, y no hay ningún error en el cálculo correspondiente al instante en que este viento llega al rotor. Más tarde, se comenzaron a utilizar modelos LIDAR realistas [28, 158]. Estos modelos incluyen el promedio espacial de las mediciones y la limitación de la línea de visión. Asimismo, la evolución del viento también se incluye como fuente de error en otros trabajos [33, 34, 36], teniendo en cuenta cómo cambia el viento desde el momento en que se mide hasta que choca contra el rotor. Algunos trabajos [32, 159] también consideran que existe incertidumbre al calcular el momento en que el viento llega realmente al rotor.

Cuando la señal de previsualización incluye demasiado error, es evidente que la implementación de un control basado en el *feedforward* supone cierto riesgo, debido a que el controlador reacciona a dicho error, convirtiendo su acción en algo potencialmente contraproducente. Es por esto que en numerosos trabajos recientes, centrados en el diseño de controladores asistidos por LIDAR [30, 160], se ha propuesto caracterizar el error de medida y filtrar la señal para eliminar los componentes que no mantienen suficiente correlación con el viento efectivo, que llega realmente al rotor. Asimismo, otros autores [31, 161] proponen incluir dicha correlación directamente en un esquema de control óptimo.

Por otra parte, se ha demostrado [162, 163] que, manipulando adecuadamente la previsualización obtenida de las mediciones del LIDAR, es posible mejorar notablemente la estimación que puede hacerse de la perturbación que el vien-

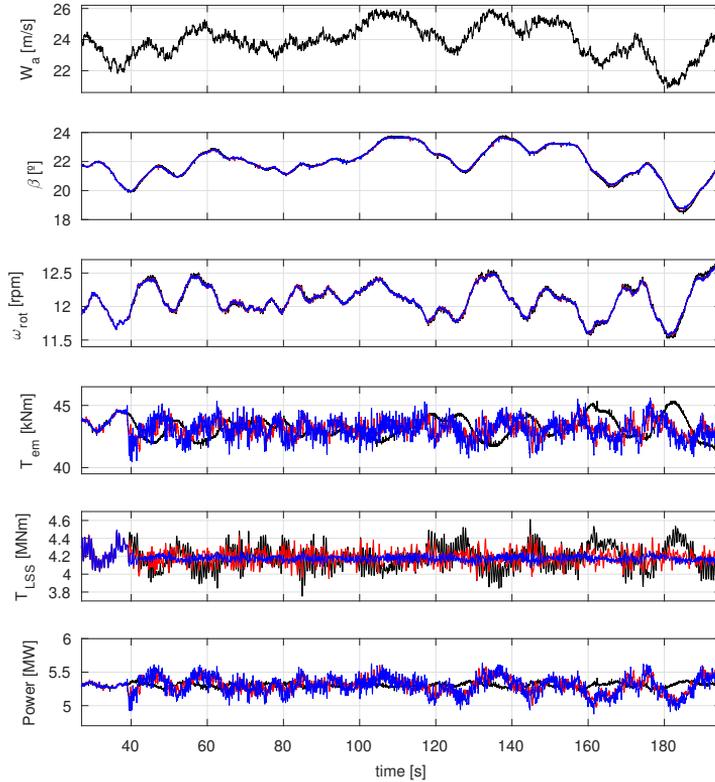


Figura 5.7: Rendimiento experimental ante viento turbulento a $V_w = 24 \text{ m/s}$ con 15% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MDL (azul) y versión SMPC-UD (rojo).

to entrante causará realmente en el rotor. Específicamente, en *Simley y otros* [162, 164, 165], se puede obtener una estimación del error cuadrático medio mínimo (MMSE) del viento efectivo que se aproxima utilizando un filtro óptimo cuyo diseño depende de la correlación antes citada entre la medición LIDAR y la perturbación real. Para calcular esa correlación, la verdadera perturbación del viento debe estimarse [166], utilizando, por decirlo así, la turbina como anemómetro. En estos trabajos, el filtrado antes citado debe cubrir el ancho de banda del actuador de control de *pitch*, es decir, hasta 1 Hz. Recientemente, se ha utilizado

una red neuronal artificial (RNA) entrenada en línea para corregir los errores de la previsualización del LIDAR [167].

5.4.1 Generación de mediciones LIDAR realistas

Para velocidades de viento superiores a las nominales, los objetivos de control del aerogenerador se centran en regular la velocidad del rotor y minimizar la carga estructural, manteniendo al mismo tiempo la acción de control limitada. El cumplimiento de estos objetivos permite aumentar notablemente la vida útil de la turbina y, por lo tanto, reducir el costo de la energía. La ventaja de utilizar un sensor LIDAR para alcanzar esos objetivos de control depende de la coherencia de la medición, es decir, la correlación como una función de frecuencia entre la medición anticipada del viento y el que recibirá realmente la turbina.

El objetivo ahora es utilizar un método, perfectamente establecido en la literatura, para generar mediciones LIDAR realistas con diferentes niveles de calidad. Luego, estas mediciones son utilizadas en los experimentos de control en tiempo real para determinar el impacto de la calidad de la medición LIDAR en el rendimiento del control SMPC. El principal descubrimiento será determinar cuán buenas deben ser estas previsiones para que el rendimiento sea lo suficientemente alto como para justificar el uso de un sensor LIDAR. Una forma de definir formalmente la coherencia de la medición como una función de la frecuencia (f) viene dada por

$$\gamma_{am}^2(f) = \frac{|S_{am}(f)|^2}{S_{aa}(f) S_{mm}(f)} \tag{5.2}$$

Donde $\gamma_{am}^2(f)$ es la magnitud de coherencia al cuadrado, $S_{am}(f)$ es la densidad espectral de potencia cruzada entre el viento medido W_m y el viento real W_a experimentado por la turbina. El viento W_a es estimado por un observador que utiliza la propia turbina como anemómetro [166]. Normalmente, ese método proporciona una buena estimación hasta las frecuencias que cubren el ancho de banda de interés. Por otra parte, $S_{mm}(f)$ y $S_{aa}(f)$ son las densidades espectrales de potencia individuales de la señal medida y la real, respectivamente.

La magnitud de la coherencia al cuadrado puede ir de uno a cero, donde uno indica una correlación perfecta. Por lo tanto, una correlación inferior a uno significa que la medición incluye errores que, en este caso, posiblemente se deban al ruido provocado por la medición, a la evolución del viento a partir de la distancia focal y a la zona de inducción del aerogenerador. Los dos últimos errores mencionados son más importantes a altas frecuencias, haciendo que la coherencia pase

normalmente de valores cercanos a uno en bajas frecuencias a valores cercanos a cero en altas frecuencias. La forma exacta de la función de coherencia depende de la configuración del sensor LIDAR y de las condiciones de viento y ambientales. Evidentemente, la forma de esa función también puede alterarse si se aplica algún método avanzado [162, 167], a la salida del sensor para mejorar la coherencia de la señal.

A fin de estudiar la influencia que la calidad de la previsualización del T_{aero} obtenido de las mediciones anticipadas de los vientos entrantes, tiene en el rendimiento del SMPC asistido por LIDAR, se aplicará el método propuesto por *Dunne* y *Pao* [161] para generar mediciones LIDAR realistas con diferentes perfiles de coherencia. En este trabajo se genera el viento real W_a y después del retardo de la previsualización se aplica al modelo aerodinámico del aerogenerador. Mientras tanto, el viento medido por el LIDAR W_m , que luego se envía para convertirse en entrada del SMPC-MDL (ver figuras 5.1 y 5.3), se calcula de acuerdo a:

$$W_m = LW_a + Hn \quad (5.3)$$

donde L es un filtro *pitch*-bajo, H es un filtro *pitch*-alto y n es ruido blanco. Los filtros L y H están diseñados para conseguir que la curva de coherencia, como una función de la frecuencia entre W_m y W_a , sea la deseada y que los espectros de potencia de ambas señales coincidan $S_{aa} = S_{mm}$. Es conveniente que $S_{aa} = S_{mm}$ porque la diferencia en los espectros de potencia podría afectar a la ganancia del controlador. Por lo tanto, se tiene que [161]:

$$|L| = \sqrt{coh(f)} \quad (5.4)$$

$$\angle L = 0 \quad (5.5)$$

$$|H| = \sqrt{|W_a|^2 (1 - |L|^2)} \wedge \angle H = \text{irrelevante} \quad (5.6)$$

donde $coh(f)$ es la coherencia de la medición basada en LIDAR, definida como en (5.2), que se desea obtener entre W_m y W_a . Las magnitudes para los filtros de H y L obtenidas por las expresiones (5.4) y (5.6) aseguran que la forma de la coherencia es $coh(f)$ y que $S_{aa} = S_{mm}$. La fase para el filtro L en la expresión (5.5) asegura que la fase media entre W_m y W_a es cero, que es el caso cuando se ha calculado e impuesto correctamente el tiempo de previsualización.

Al igual que en [161], se utiliza para L un filtro *Butterworth* pasabaja de orden 1. A continuación, se obtienen varias funciones de coherencia específicas, para diferentes anchos de banda (frecuencias de corte, donde la magnitud de respuesta del filtro es $(0,5)^{1/2}$ de su valor DC) de interés para el filtro L . Utilizando tales funciones de coherencia, el filtro digital L se calcula aplicando la expresión (5.4). Sin embargo, es imposible obtener un filtro causal que también cumpla la condición (5.5). Para resolver de forma aproximada este problema, la fase de L se convierte primero en un retardo de tiempo, extraído midiendo en una frecuencia muy baja del ancho de banda. Luego, este retardo se añade al retardo de previsualización aplicado a W_a antes de que alimente el modelo aerodinámico (ver figura 5.3). De esta manera, aunque no se cumple realmente la condición (5.5), el tiempo de previsualización impuesto entre W_m y W_a es aproximadamente correcto. Por último, la expresión (5.6) puede utilizarse para diseñar el filtro H .

5.4.2 Enfoque y rango del ancho de banda

El estudio sobre el impacto de la coherencia del LIDAR no se aplica a las cargas extremas, ya que la predicción de las ráfagas apenas se ve afectada por los errores de medición considerados, teniendo en cuenta el contenido espectral de dichas ráfagas. Por lo tanto, en esta sección sólo se considera la reducción de la carga de fatiga ocasionada por la incidencia de viento turbulento en el tren de transmisión. En concreto, el objetivo de este enfoque se basa en la forma en que el rendimiento del control SMPC asistido por LIDAR se ve afectado por los errores de previsualización, dentro de un rango plausible, en el caso de vientos turbulentos en la región III.

Dado que el presente enfoque necesita un escenario tan realista como sea posible, los experimentos de control se han realizado exclusivamente en el Simulador HiL del aerogenerador NREL de 5MW, descrito anteriormente (secciones 5.3.2 y 5.3.3). Además, los ajustes del controlador del SMPC y del observador de estados son los mismos que los utilizados en la sección 5.3.3 y la versión SMPC-MD sin previsualización (sección 4.3.3). Sin embargo, el diseño del bloque LIDAR en el simulador HiL (ver figura 5.3), que era transparente entonces ($W_m = W_a$), ahora ha sido alterado. Para el presente estudio, dicho bloque implementa la operación descrita en la sección 5.4 y definida por las expresiones (5.3)-(5.6), según el esquema mostrado en la figura 5.8.

Por otra parte, utilizando los patrones LIDAR estudiados por *Schlipf* [168] para el aerogenerador NREL 5MW, el rango del ancho de banda (BW) de coherencia puede llegar a 0.2186 Hz. en el mejor de los casos, para la configuración LIDAR utilizada en ese artículo (ver también [161]). Sin embargo, dados los trabajos citados de *Simley y otros* [162, 165, 166], en este análisis se ha ampliado el ancho

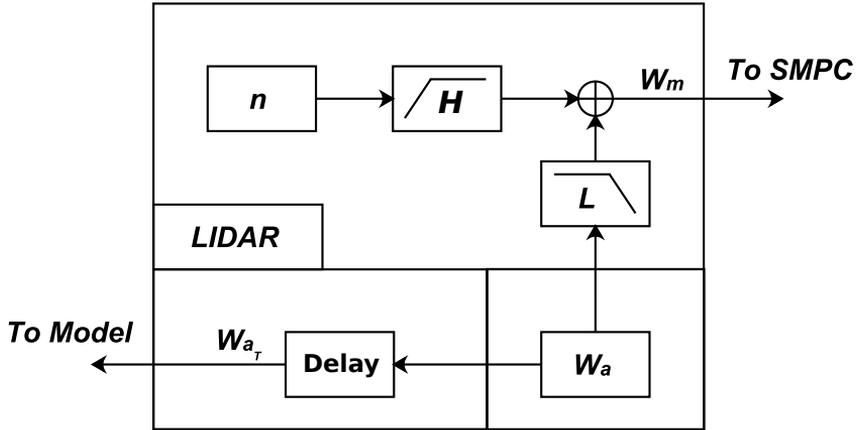


Figura 5.8: Bloque LIDAR en el simulador HiL NREL 5MW: Generación experimental de medidas LIDAR realistas.

de banda de interés hasta 1 Hz, es decir, el ancho de banda del actuador de *pitch*, puesto que es donde su método basado en filtros óptimos puede proporcionar suficiente coherencia. En esta tesis, la idea preliminar es que el sistema de control SMPC del par del generador, que se describe aquí, podría aprovechar una previsualización LIDAR preexistente, tomada por el sistema de control *feedforward* del *pitch* que puede estar trabajando en paralelo [30, 161, 165]. Por supuesto, los ajustes de un sensor LIDAR pueden re-configurarse para optimizar las mediciones de viento con antelación para su uso con este controlador SMPC de reducción de carga. Además, es probable que, en tal caso, se pueda obtener un ancho de banda más amplio para la previsualización del viento.

5.5 Rendimiento realista para el SMPC asistido por LIDAR: Experimentos de control en tiempo real

1. **Cargas extremas:** Como se ha indicado en la sección anterior, los resultados experimentales del control en tiempo real siguen siendo aproximadamente los mismos que para las pre-visualizaciones realistas del viento entrante (sección 5.3.3).
2. **Cargas de fatiga:** El Simulador HiL para el NREL 5 MW WT es alimentado con vientos turbulentos de 14, 18 y 24 m/s. de velocidad media

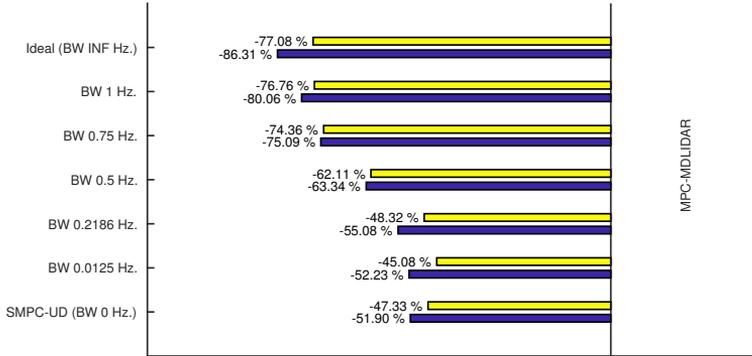


Figura 5.9: Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 14 m/s con un 18 % de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10 % de error en el modelo (amarillo).

y turbulencias de 18, 17 y 15 % respectivamente, que han sido generados con *Turbsim* [125]. Las correspondientes lecturas realistas de LIDAR han sido generadas siguiendo el procedimiento descrito en la sección 5.4. Los resultados obtenidos para la carga de torsión del eje de la turbina se han procesado con el fin de calcular los DEL que describen las cargas de fatiga. A continuación, se han repetido las pruebas experimentales considerando un modelo interno con un error en las frecuencias de vibración natural de hasta el 10 %. Los resultados relativos al porcentaje de mejora de los DEL de los controladores SMPC asistidos por LIDAR, con respecto al *Baseline*, se presentan en las figuras 5.9, 5.10 y 5.11, respectivamente para las tres velocidades medias de viento antes mencionadas. El ancho de banda de la previsualización del LIDAR utilizada por el SMPC-MDL está en el eje Y. Dentro de ese ancho de banda, se supone que la coherencia de magnitud al cuadrado, entre la medición de viento anticipada y la que realmente experimenta la turbina, es suficientemente buena. Las mejoras obtenidas mediante el uso de un LIDAR ideal ($BW \infty$ Hz) y el SMPC-UD ($BW 0$ Hz) también son incorporadas a ese eje como referencias de límites.

Es importante indicar que cuando la previsualización del LIDAR no proporciona ninguna información útil sobre la naturaleza estocástica del viento entrante ($BW = 0$ Hz), la previsualización del viento W_m puede describirse como un des-

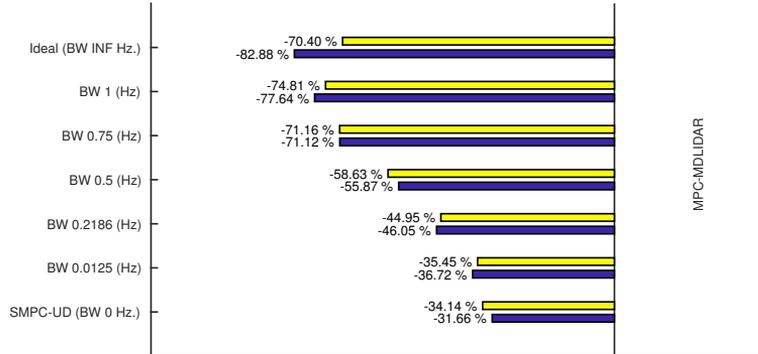


Figura 5.10: Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 18 m/s con un 17% de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10% de error en el modelo (amarillo).

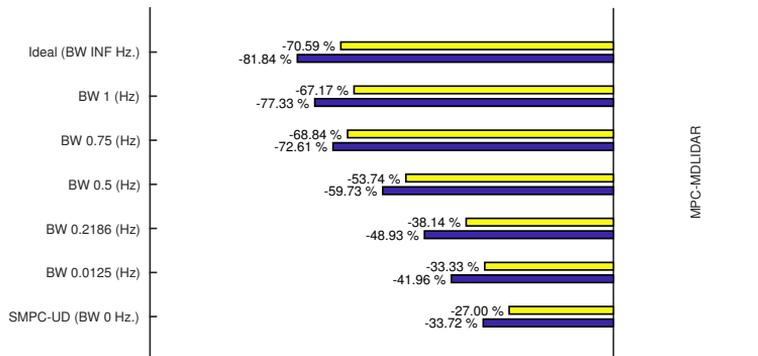


Figura 5.11: Reducción experimental de la carga del SMPC-MDL para diferentes anchos de banda de coherencia LIDAR en vientos turbulentos a 24 m/s con un 15% de turbulencia: Sin error en el modelo (azul) y con un 10% de error en el modelo (amarillo).

plazamiento en DC (velocidad media del viento) a la que se ha añadido un ruido blanco. En tal caso, dada la estructura de la versión SMPC asistida por LIDAR (ver figura 5.1), la entrada adicional ΔT_{aero} , definida como una perturbación no medida (UD1), representa ahora la totalidad del T_{aero} y el filtro *Kalman* del SMPC se encarga de estimarla. De esta forma, cuando la coherencia de las mediciones del LIDAR se pierde completamente, la versión SMPC MDL se convierte en la versión UD.

De este modo, en las figuras 5.9-5.11 se puede observar cómo la calidad de la previsualización del viento afecta al rendimiento comparativo de la versión asistida por LIDAR, SMPC-MDL, en relación con el rendimiento alcanzado por la versión UD, sin previsualización. Al considerar una previsualización cuya coherencia tiene un ancho de banda entre 1 y 0.0125 Hz, es evidente que la reducción de carga obtenida disminuye monótonamente, a medida que disminuye la coherencia de previsualización, desde el caso de LIDAR ideal (previsualización perfecta) hasta el caso de SMPC-UD (sin previsualización). La robustez para modelar los parámetros inciertos se comporta de manera muy similar.

En todo caso, resulta crucial obtener mediciones LIDAR suficientemente fiables del viento entrante para justificar el uso de la opción SMPC asistida por previsualización. En particular, para este caso de estudio, parece obligatorio aplicar alguna técnica para mejorar la calidad de la previsualización para altas frecuencias (hasta 0.75 Hz.-1 Hz.), como las descritas en [162, 164, 165] y, muy recientemente, [167]. Sólo obteniendo suficiente coherencia en esos anchos de banda, las reducciones obtenidas en la carga del tren de transmisión son lo suficientemente grandes como para justificar el uso del LIDAR. Eso sí, según se vaya incrementando la dimensión (y el valor) de los aerogeneradores instalados, cada vez se necesitará un menor porcentaje de mejora para justificar el uso de un sensor LIDAR.

Finalmente, en la figura 5.12 se muestran las respuestas ante un viento turbulento de velocidad media de 24 m/s y 15% de turbulencia, cuando se presenta un error del 10% en el modelo interno de las versiones SMPC, y se utiliza una previsualización LIDAR con un ancho de banda de coherencia de 1 Hz. Nuevamente, la plataforma experimental necesita 30 segundos para alcanzar la región III de funcionamiento y en el segundo 39, se activan los controladores SMPC para reducir la carga. En ese momento se puede ver cómo el par de torsión en el eje T_{LSS} resulta notablemente estabilizado por el control SMPC-MDL con respecto al caso *Baseline* y a la versión SMPC-UD. Asimismo, las vibraciones asociadas a las frecuencias naturales relacionadas con la flexibilidad de los principales componentes mecánicos de la turbina son eliminadas, en gran parte, del ángulo de *pitch* β y de la velocidad del rotor ω_{rot} . Por otra parte, la actividad del par del generador T_{em} aumenta significativamente en comparación con el control *Baseli-*

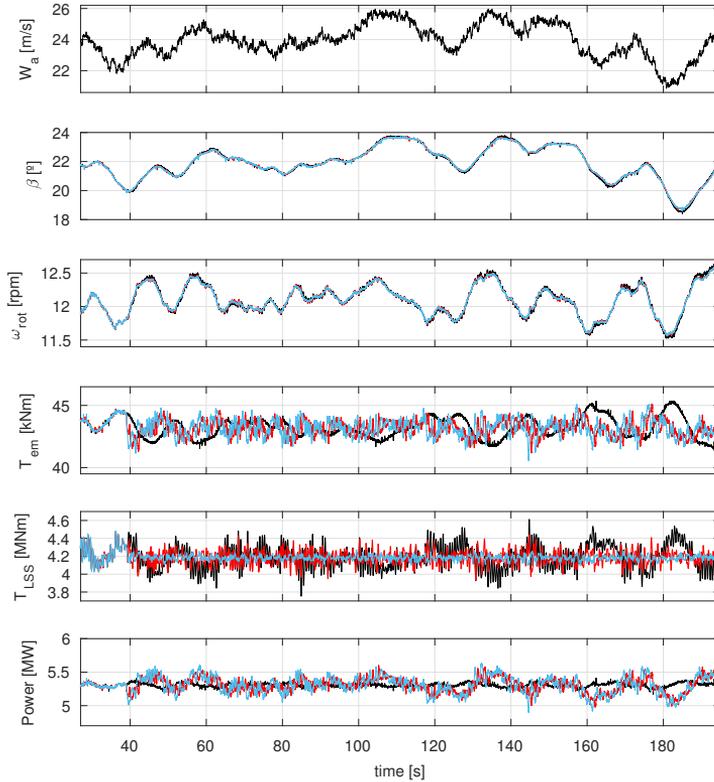


Figura 5.12: Rendimiento experimental con viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y 10 % de error interno en el modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MDL con una coherencia LIDAR con ancho de banda de 1 Hz (azul claro) y versión SMPC-UD (rojo).

ne y esto, a su vez, es parcialmente transferido a la potencia mecánica generada $T_{em}\omega_{gen}$.

Sin embargo, al comparar las figuras 5.7 y 5.12 se puede observar que la reducción de la carga cuando se utiliza la previsualización LIDAR con una coherencia con ancho de banda de 1 Hz, sólo se ve ligeramente perjudicada (67.17 % de reducción de la carga) con respecto al caso de previsualización perfecta (70.59 % de reducción de la carga). Y, lo que resulta más importante, han sido reducidos

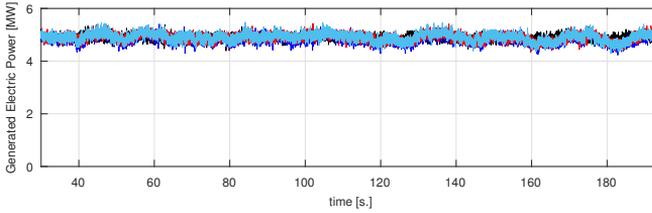


Figura 5.13: Potencia eléctrica generada medida (escalada) por el accionador UNIDRIVE REGEN en el Simulador HIL del aerogenerador NREL de 5MW. Viento turbulento a 24 m/s con un 15% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro) y versiones SMPC-MDL (azul), SMPC-UD (rojo) y SMPC-MDL con ancho de banda de 1 Hz en la medición del LIDAR (azul claro).

el esfuerzo del control en T_{em} y la correspondiente perturbación en la potencia mecánica.

Para verificar este efecto, la figura 5.13 muestra la potencia eléctrica medida por el accionador UNIDRIVE REGEN en el hardware del simulador HiL (a escala) del aerogenerador NREL de 5MW. Como se puede ver, la potencia suministrada a la red, cuando se utiliza una previsualización LIDAR realista, parece menos distorsionada que cuando se utiliza una previsualización “perfecta” o, incluso, cuando utilizamos la versión SMPC-UD, que no tiene previsualización del viento. Por lo tanto, si se logra una previsualización efectiva del viento, con suficiente coherencia de hasta aproximadamente 1 Hz, el uso del control SMPC asistido por LIDAR estaría plenamente justificado.

En este punto, a fin de confirmar aún más esta importante afirmación, parece apropiado completar el estudio con un análisis de frecuencia de las señales de interés presentadas en las figuras 5.12 y 5.13. Por lo tanto, se han calculado las transformadas rápidas de *Fourier* de dichas señales y se presentan en la figura 5.14. En esta figura se puede observar que los efectos de las vibraciones de torsión sobre el ángulo de *pitch*, la velocidad del generador y el par del eje de baja velocidad están muy atenuados. También puede verse que la potencia de algunos componentes de frecuencia aumenta en cierta medida en el par del generador y, en consecuencia, en la potencia mecánica generada. Sin embargo, también se puede observar que los componentes de frecuencia de la energía eléctrica generada y suministrada a la red por los tres controladores en comparación, son muy similares.

Analizando en la figura 5.14 las FFT de potencia generadas, tanto mecánicas como eléctricas. Se puede observar que sólo los componentes de muy baja frecuencia (por debajo de 0.75 Hz. aproximadamente) del incremento de las perturbaciones,

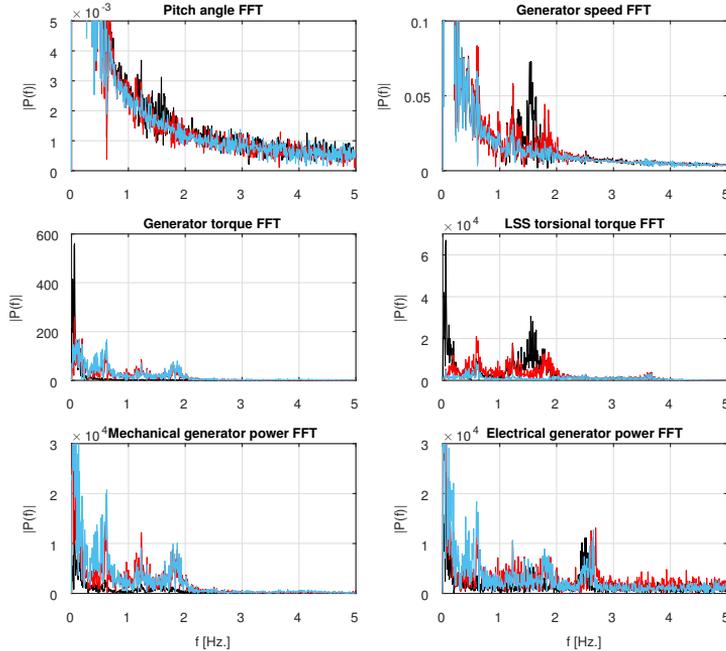


Figura 5.14: Transformaciones rápidas de Fourier de las señales de interés de las figuras 5.12 y 5.13. Viento turbulento a 24 m/s con un 15% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro) y versiones SMPC-MDL (azul), SMPC-UD (rojo) y SMPC-MDL con ancho de banda de 1 Hz en la medición del LIDAR (azul claro).

observadas en la potencia mecánica debido a la acción de control, pasan claramente a través del bus de DC para alcanzar la potencia eléctrica, suministrada a la red. Este efecto también puede verse en las figuras 5.12 y 5.13. Tales perturbaciones, como se muestra en la figura 5.12, son causadas por las oscilaciones de baja frecuencia en ω_{rot} , debido al funcionamiento del lazo de control de *pitch*, que luego se transfieren a ω_{gen} y, finalmente, a la potencia generada.

Afortunadamente, estas fluctuaciones observadas en la energía eléctrica son relativamente pequeñas en magnitud (ver figura 5.13). Sin embargo, si fuera necesario, podrían evitarse al aplicar los controladores SMPC, renunciando parcial o totalmente a prevenir su impacto en la torsión del eje. Para ello, se debería inyectar, en contrafase, esta fluctuación de baja frecuencia en la referencia de par del eje de baja velocidad T_{LSS}^* del SMPC, a través de ω_{genf} (hay que recordar aquí que:

$T_{LSS}^* = P_{rated}/\omega_{rot} = P_{rated}N_{gear}/\omega_{genf}$). Por ahora, ω_{genf} ha estado ajustado al valor nominal de ω_{gen} , dado que el presente estudio tiene como objetivo analizar la capacidad de los SMPC para *reducir al mínimo la carga estructural* del WT. Ahora, alternativamente, para obtener ω_{genf} , se puede filtrar la medición de ω_{gen} usando una pasa-baja con frecuencias de corte de alrededor de 1 Hz (ver FFT de las potencias generadas, mecánica y eléctrica, en la figura 5.14) y sumar el resultado en contrafase al valor nominal de ω_{gen} . De esta manera, es posible reducir de forma significativa la carga de fatiga en el tren de transmisión originada por la elasticidad del eje y del rotor (1.7 y 4 Hz), permitiendo parcial o totalmente la torsión del eje a baja frecuencia con el fin de no convertir tales vibraciones mecánicas en vibraciones eléctricas. A través del diseño del mencionado filtro pasa-baja, utilizado para obtener ω_{genf} , se puede equilibrar la transferencia parcial de las vibraciones mecánicas a las eléctricas en el contexto del controlador del generador de la turbina eólica.

5.5.1 Carga computacional

Al igual que en la sección 4.5.3, los controladores en tiempo real han sido implementados en un ordenador industrial Intel Core2 Duo E8400 3GHz, equipado con un *kernel* de *Simulink Real-Time* [156]. El algoritmo KWIK [155] ha sido utilizado para resolver el problema de optimización cuadrática. Los controladores SMPC han sido implementados utilizando una frecuencia de muestreo estándar de 80 Hz. El máximo retardo computacional para las versiones asistidas por LIDAR ha sido $5.129e-5$ s, correspondiendo a un número máximo de iteraciones de 7. Por otro lado, la versión más compacta SMPC-UD tiene un retardo computacional máximo de $3.41e-5$ s, con 4 iteraciones como mucho. En ambos casos, la carga computacional no alcanza 0.4 % del período de muestreo del controlador y, por lo tanto, el retardo correspondiente es despreciable.

5.6 Conclusiones

En este capítulo se ha utilizado un controlador predictivo aplicado al par del generador de un aerogenerador. Dicho controlador está basado en un único modelo lineal, que aprovecha las mediciones anticipadas del viento incidente con el objetivo de reducir las cargas estructurales. En primer lugar, para analizar el rendimiento potencial de dicho controlador, se asume que la previsualización del viento efectivo es perfecta. De esta manera, se obtienen reducciones muy importantes con respecto al caso sin previsualización, tanto para las cargas extremas como para las de fatiga. Mas tarde, este análisis se ha realizado mediante

pruebas experimentales del controlador en tiempo real actuando sobre un simulador *Hardware-in-the-Loop* que reproduce fielmente, en una bancada a escala de máquinas eléctricas, el comportamiento dinámico del tren de transmisión de un aerogenerador de 5 MW. Se demuestra que las mejoras alcanzadas se mantienen en la implementación sobre el banco de ensayos de control en tiempo real. Sin embargo, también se demuestra que estas mejoras están condicionadas a que la previsualización del viento sea lo bastante precisa como para presentar una coherencia aceptable con respecto al viento real y con un ancho de banda suficientemente amplio. De hecho, en este caso de estudio, puede ser necesario el uso de métodos avanzados de análisis (filtros óptimos, redes neuronales,...) para mejorar la previsualización o, alternativamente, se debe utilizar una configuración personalizada del sensor LIDAR para este controlador.

En base a los resultados obtenidos a nivel experimental, se puede apreciar que cuando se trabaja con una previsualización ideal del viento incidente se tiene una reducción en las cargas de fatiga entre el 81.8 % y el 86.3 % (sin error en el modelo) y entre el 70.4 % y el 76 % (con error del 10 % en el modelo). En cambio, cuando se considera una previsualización cuya coherencia tiene un ancho de banda de 1 Hz los porcentajes de reducción son: entre el 77.33 % y el 80.06 % en el primer caso y entre el 67.17 % y el 76.76 % con error del 10 % en el modelo. De esta manera, se puede ver claramente que no es necesario trabajar con un LIDAR con características de predicción elevadas para poder obtener un porcentaje de reducción alto de las cargas de fatiga en el eje de baja velocidad. Además es importante indicar que la aplicación de este controlador no afecta de sobremanera a la calidad de la potencia generada.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1 Conclusiones

Tal y como se ha visto en el estado del arte realizado en esta tesis, la tendencia actual es aumentar el tamaño de los aerogeneradores para maximizar la extracción de la energía del viento. Este hecho ocasiona que los componentes que conforman la estructura del aerogenerador sufran diferentes niveles de vibración. En este sentido, se han identificado varios tipos de controles activos para mitigar el efecto de estas vibraciones, entre los que destacan el H_∞ , el LQR y el MPC. Los algoritmos de control óptimo, como el H_∞ y el LQR, presentan dos problemas principales a la hora de ser implementados:

- No consideran restricciones. En el caso de los aerogeneradores resulta ser muy grave, debido a que la saturación de la variable manipulada (el par del generador, en este caso) es inevitable cuando se somete todo el sistema a pruebas extremas de carga o de fatiga. Cuando se produce la saturación, todo lo que teóricamente proporciona un control óptimo se desmorona, e incluso puede causar inestabilidad del sistema controlado.
- Son controladores de horizonte infinito. Eso significa que toda la dinámica del sistema debe ser incluida en el horizonte de predicción. En un aerogenerador estándar eso significa 10-15 segundos o más. Teniendo en cuenta que los periodos de muestreo del control convencionales oscilan entre 80 y 100 Hz, no es posible afrontar la implementación práctica del problema de optimización en las plataformas de control actuales. Es por eso que muchos trabajos que aplican control óptimo a los aerogeneradores se basan solo en

simulaciones numéricas.

Por otra parte, un controlador MPC ofrece varias ventajas sobre otros controladores convencionales, principalmente en lo referente a su simplicidad conceptual, trabajo con sistemas que poseen múltiples entradas y salidas, así como la aplicación de restricciones en su formulación.

En esta tesis, se han propuesto tres versiones de un control MPC. Este controlador permite reducir sustancialmente la carga estructural que sufren los aerogeneradores en la región III de funcionamiento. Dos de las tres versiones mencionadas han sido diseñadas de tal manera que no necesitan ningún dispositivo o sensor adicional para su funcionamiento, permitiendo su rápida instalación en aerogeneradores que se encuentren en funcionamiento. La tercera propuesta considera la utilización de un sensor LIDAR que permita medir la velocidad de viento con antelación.

Con la finalidad de validar los diferentes controladores propuestos, se ha implementado un entorno tanto de simulación como experimental. Para la validación en el entorno de simulación, en esta tesis se ha desarrollado un modelo de aerogenerador simplificado, basado en el aerogenerador NREL de 5MW. Este modelo está formado por una serie de subsistemas que conforman el aerogenerador, como son: la aerodinámica, el tren de transmisión, el generador y el control de *pitch* de las palas, los cuales han sido modelados en *Simulink*. De la misma forma, para validar experimentalmente se ha construido un banco de ensayos. Este banco de ensayos consta, por un lado, de un simulador *Hardware-in-the-loop* (HiL) que permite reproducir de manera realista, a escala, el comportamiento vibratorio del eje de transmisión del aerogenerador en una bancada conformada por un motor y un generador. Por otro lado, se han aplicado los algoritmos de control diseñados a dicha bancada, utilizando técnicas de prototipado rápido de los controladores sobre una plataforma computacional de similares características a las de los controladores industriales que normalmente se usan en las turbinas reales. En base a los primeros resultados obtenidos, tanto en simulación como en experimentación, se ha podido comprobar que la plataforma de simulación y el banco de ensayos presentan un alto grado de correlación, lo que permite que ambos métodos puedan emplearse durante el proceso de análisis de los controladores propuestos.

El control de un aerogenerador es complejo y está condicionado por múltiples factores. Por esta razón, los controladores diseñados en esta tesis han contado con un único modelo de planta lineal simplificado, dejando fuera todos los subsistemas no lineales. Este modelo interno lineal del MPC captura con suficiente detalle el comportamiento dinámico de las partes mecánicas y eléctricas de un aerogenerador. El estudio de rendimiento de los controladores diseñados se han centrado en analizar el comportamiento del sistema ante cargas extremas en even-

tos de ráfagas y cargas de fatiga en condiciones de turbulencia. Adicionalmente, también se han realizado un análisis de robustez ante errores de modelado, centrándose principalmente en cambios incrementales de los momentos de inercia de las palas J_{bl} y del rotor J_{hub} . Para estos estudios de carga se han generado diferentes campos de viento conforme el estándar IEC 61400. Además, es importante destacar que como parte del estudio realizado se ha demostrado, la estabilidad de los controladores diseñados utilizando para ello la teoría expuesta por *Lyapunov* [151].

Los resultados experimentales, los cuales han constituido la segunda aproximación del proceso de validación, han arrojado muy buenos resultados. Así, incorporando un error del 10% en las inercias J_{bl} y J_{hub} del modelo, las cargas de fatiga en el eje se han reducido entre un 28.1% y un 47.7% para la primera versión del controlador, y entre un 27% y un 47.5% para la segunda versión. Pese a que la diferencia de reducción entre ambas versiones no es significativa, es importante destacar el potencial que posee el segundo controlador, debido a que la estimación del par aerodinámico, en su totalidad, lo realiza el observador de estado (filtro de *Kalman*) del controlador. Esto hace viable su implementación en un aerogenerador ya instalado, debido a que no es necesario incorporar ningún elemento adicional para su funcionamiento más allá de una actualización en el software de control ya instalado. Si el viento efectivo incidente es medido por un sistema LIDAR, como es el caso de la tercera versión, esto permite obtener con antelación el torque aerodinámico generado en el rotor. Esta ventaja permite que las cargas de fatiga en el eje se reduzcan entre un 67.17% y un 76.16% cuando las inercias J_{bl} y J_{hub} en el modelo tienen un error del 10%, haciendo esta versión la más óptima, en cuanto a reducción de carga se refiere, en comparación con las otras dos versiones antes analizadas. Por lo tanto, se puede concluir que las tres versiones del controlador MPC diseñadas en esta tesis además de ser efectivas en la reducción de las cargas de fatiga también son robustas ante cambios en el modelo.

6.2 Resumen de las principales aportaciones

En esta sección se resumen las principales aportaciones de la presente tesis.

1. **Plataforma de simulación y banco de ensayos.** Los algoritmos de control tienen que ser testeados antes de ser incorporados a un aerogenerador real. Es por esto que, en esta tesis se ha presentado un proceso de prueba que permite verificar el comportamiento de los controladores diseñados en varios escenarios de funcionamiento, sin comprometer la integridad del aerogenerador. Dicho proceso de prueba se divide en dos fases.

En la primera fase se han analizado los algoritmos de control mediante simulaciones numéricas exhaustivas. Para ello, se ha creado una plataforma de simulación donde se ha podido introducir el modelo completo del aerogenerador NREL de 5MW de potencia [109]. Además, utilizando las capacidades de la herramienta de simulación del entorno de programación de *MathWorks*, los algoritmos de control discreto diseñados se pueden implementar directamente en el *hardware* de la plataforma de experimentación en tiempo real o generar código para las plataformas de control de un aerogenerador real.

Los resultados obtenidos en el banco de ensayos constituyen la segunda fase del proceso de prueba y análisis de los controladores desarrollados en esta tesis. El objetivo de esta fase es observar la influencia de todos aquellos efectos que no es fácil introducir fielmente en las simulaciones, como por ejemplo: el retardo (computación y procesos I/O) y el ruido en las medidas (electromagnético). El banco de ensayos implementado está compuesto por tres bloques principales, que son:

- **Host-PC:** Básicamente se compone de un ordenador donde se implementan los diseños de todo el sistema. Se encarga de compilar y descargar los modelos realizados en el entorno de simulación a los ordenadores (*Target 1* y *Target 2*), que se encargan de la ejecución determinista en tiempo real de los algoritmos del modelo del aerogenerador y de los controladores, respectivamente.
- **Turbina:** Este bloque emula el funcionamiento de la turbina, el actuador de las palas, el tren de transmisión y el modelo de viento. Está compuesto por un ordenador (*Target 1*), una tarjeta de adquisición de datos, un motor de arrastre y un accionador que controla el motor de arrastre.
- **Control.** En este bloque se ejecuta los controladores utilizados en esta tesis, el control del pitch y la etapa de conexión a la red. Esta compuesto por un ordenador (*Target 2*), una tarjeta de adquisición de datos, un generador, un accionador que controla el generador y otro que se encarga de la conexión a la red.

Por lo tanto, la plataforma de simulación y el banco de ensayos propuestos en esta tesis son herramientas de gran utilidad para, en un escenario realista, testar y analizar el comportamiento de los algoritmos de control del aerogenerador, reduciendo de este modo el tiempo de los procesos de diseño y puesta en marcha.

2. Propuesta, diseño e implementación de nuevos algoritmos de con-

trol del generador de una turbina eólica para reducir la carga estructural. El incremento de tamaño y altura en los aerogeneradores ha ocasionado un aumento en las cargas estructurales y en la flexibilidad de los componentes mecánicos del sistema. Esto a su vez favorece que se produzcan altos niveles de vibración en dichos componentes. Es por esto que, en esta tesis, se ha propuesto un novedoso MPC dedicado a reducir la carga estructural de los aerogeneradores. Este controlador utiliza un único modelo lineal interno que reproduce el comportamiento dinámico tanto de las partes mecánicas como eléctricas del aerogenerador. Se han diseñado dos versiones de este controlador y su rendimiento potencial ha sido validado mediante simulaciones numéricas y en el banco de ensayos desarrollado en esta tesis. El estudio de rendimiento se centra, por un lado, en la reducción de las cargas extremas en eventos de ráfagas y, por otro lado, en las cargas de fatiga en condiciones de turbulencia. La reducción de la carga de torsión puede ser muy alta, mejorando además el rendimiento del controlador de *pitch* estándar que trabaja en paralelo. Además, los resultados obtenidos en las pruebas de control en tiempo real sobre el simulador HiL permiten comprobar la robustez del controlador ante errores del modelado, garantizando siempre su estabilidad de antemano.

- 3. Desarrollo e implementación de la versión asistida por LIDAR de los nuevos controladores SMPC propuestos.** Un sensor LIDAR proporciona mediciones anticipadas de la velocidad del viento. Esta previsualización puede ser utilizada para mejorar importantes aspectos del funcionamiento de un aerogenerador. En esta tesis, se ha diseñado una tercera versión del SMPC que aprovecha esta previsualización. Dentro de las pruebas de rendimiento que se han realizado, en primer lugar se ha asumido que la previsión de viento efectiva es perfecta. Los resultados obtenidos en las pruebas experimentales presentan reducciones en las cargas muy significativas, tanto para las cargas extremas, como para las de fatiga. En segundo lugar, se ha considerado que la previsualización de la perturbación de entrada (T_{aero}) incluya errores y, por lo tanto, ofrezca una coherencia limitada a un cierto ancho de banda. Se ha estudiado la dependencia que el rendimiento del controlador SMPC propuesto tiene de dicho ancho de banda. Los resultados obtenidos constatan un incremento muy importante del rendimiento (entre un 70 % y un 85 % de reducción en la carga de torsión en el eje) respecto a las versiones sin previsuaización, sin observarse la necesidad de un mayor esfuerzo de control y, por lo tanto, sin mayor inestabilidad en la potencia eléctrica generada. Eso sí, para lograr dichos rendimientos se constata la necesidad de disponer de estimaciones del T_{aero} con coherencia suficiente hasta los 0.75-1 Hz., lo que puede, en algunos casos, requerir del

uso de técnicas de optimización de la medida anticipada de viento efectivo, o bien, el calibrado específico del sensor LIDAR.

6.3 Publicaciones derivadas del presente trabajo

Las principales publicaciones derivadas de esta tesis son:

- **Publicaciones en revistas internacionales.**

R1) R. Barcena, **T. Acosta**, A. Etxebarria and I. Kortabarria, “*Wind Turbine Structural Load Reduction by Linear Single Model Predictive Control*”, in IEEE Access, vol. 8, pp. 98395-98409, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2996381. Indicadores de calidad: JCR (2019): 3,745 Ranking Q1 (66/266) Engineering, Electrical and Electronics.

R2) R. Barcena, **T. Acosta**, A. Etxebarria and I. Kortabarria, “*LIDAR-Assisted Wind Turbine Structural Load Reduction by Linear Single Model Predictive Control*”, in IEEE Access, vol. 8, pp. 146548-146559, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014832. Indicadores de calidad: JCR (2019): 3,745 Ranking Q1 (66/266) Engineering, Electrical and Electronics.

- **Publicaciones en congresos nacionales.**

N1) **T. Acosta**, R. Barcena, I. Kortabarria. “*Vibraciones torsionales en el eje de transmisión de un aerogenerador: Reproducción experimental*”, Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI), páginas 87-92, Barcelona, 2018.

6.4 Líneas de trabajo futuro

En esta sección se presentan varias líneas de investigación que propone la autora para dar continuidad al trabajo presentado en esta tesis. Estas líneas son:

- **Desarrollo de controladores asistidos por LIDAR, con mejoras en el cálculo de la previsualización.** Aplicar métodos avanzados para mejorar el ancho de banda de las previsualizaciones LIDAR (filtros óptimos, redes neuronales, ...). Sería muy interesante demostrar la aplicabilidad práctica de los métodos mencionados en un escenario realista de implementación. Se trata de métodos bien asentados a nivel teórico, pero que requieren de un procesamiento bastante intensivo de la señal proveniente del LIDAR

y que, además, deben realizarse en un tiempo limitado para poder proporcionar la previsualización a tiempo al SMPC.

- **Incorporación de nuevas señales provenientes del aerogenerador al estudio.** Hoy en día, muchas turbinas disponen de sensores que proporcionan medidas que no han sido tomadas en cuenta en esta Tesis. Por ejemplo, es habitual disponer de medidas de la velocidad del rotor y del par en la raíz de las palas. Dado que la metodología MPC permite incorporar nuevas medidas fácilmente, se podría redefinir dichas variables como señales medidas. Asimismo, con unas sencillas modificaciones, se podría generar estas señales eléctricas en el simulador HiL para las pruebas de control en tiempo real en el banco de ensayos. Cabe suponer que el rendimiento, sobretodo en lo relativo a la robustez ante errores en el modelado, de los controladores se vería favorecido en cierta medida.
- **Inclusión de la dinámica de la torre en el modelo interno del controlador.** Aunque las pruebas preliminares, realizadas en simulación, parecen indicar que no afecta al rendimiento del control SMPC para reducción de carga estructural en el tren de transmisión, podría añadirse fácilmente el modelo de la dinámica de la torre al modelo interno que utiliza el controlador. De este modo, se abre la posibilidad de considerar como perturbación externa también al empuje aerodinámico que sufre la torre del aerogenerador, y no solo al par aerodinámico del rotor, como hasta ahora. Las vibraciones de la torre, provocadas por dicho empuje, son, junto con las vibraciones torsionales del eje, el principal origen de la carga estructural de los aerogeneradores modernos.
- **Adición de una señal superpuesta de control de carga a la señal de control de *pitch*.** Sin eliminarse el control *baseline* de *pitch* de baja frecuencia, puede considerarse la inclusión de un componente aditivo de alta frecuencia, generado por el SMPC, a la consigna de *pitch*. Dado que las pruebas preliminares realizadas indican que el uso del par del generador, como variable de control única, no es suficiente para atenuar de forma notable las mencionadas vibraciones de la torre, se ve la necesidad de estudiar la posibilidad de utilizar también el *pitch* de las palas para este efecto. Sin embargo, no se quiere renunciar a la fiabilidad que proporciona el controlador *baseline* de *pitch*, encargado de mantener la velocidad de giro del rotor en su valor nominal. Por lo tanto, manteniendo dicho controlador, se añade a su señal de control otra señal, generada por nuestro SMPC ampliado, que se destina a compensar las vibraciones de la torre. Los diferentes rangos frecuenciales de ambas dinámicas nos permiten utilizar un único actuador para perseguir ambos objetivos de control simultáneamente.

6.5 Agradecimientos

En esta tesis se reconoce la financiación mediante el Programa de becas y ayudas económicas para estudios de doctorado de la Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE (Ecuador).

Apéndice A

Configuración de los controladores SMCP

A.1 Implementación del observador de estado

El SMPC utiliza un observador de estado de tiempo discreto para estimar los estados no medidos y predecir cómo los cambios de la variable manipulada afectarán a las salidas futuras de la planta. El observador de estado combina el modelo de la planta, descrito en la sección 4.2, con modelos adicionales de perturbación de salida y de ruido de medición:

$$\begin{aligned}x_e(k+1) &= A_e x_e(k) + B_e u_e(k) \\y_e(k) &= C_e x_e(k) + D_e u_e(k),\end{aligned}\tag{A.1}$$

siendo:

$$\begin{aligned}x_e^T(k) &= [x^T(k) \quad x_{id}^T(k)] \\u_e^T(k) &= [u^T(k) \quad v^T(k) \quad w_{id}^T(k) \quad w_{od}^T(k) \quad w_n^T(k)],\end{aligned}\tag{A.2}$$

donde $x(k)$ es vector de estado inicial del modelo de la planta, $x_{id}(k)$ el estado de entrada del modelo de perturbación, $u(k)$ la entrada de planta manipulada, y $v(k)$ la entrada del modelo de perturbación medida. $w_{id}(k)$, $w_{od}(k)$, y $w_n(k)$ son las entradas de ruido blanco para las perturbaciones de entrada y salida, y los modelos del ruido de medición, respectivamente. Cada una de las entradas de

ruido blanco son independientes, cada una de ellas con media nula y covarianza unitaria. Todos los términos son definidos en tiempo discreto. Para mantener la observabilidad del sistema, en esta tesis, tanto las perturbaciones de salida como los modelos de ruido de medición son definidos como ganancias estáticas. de esta manera,

$$A_e = \begin{bmatrix} A & BC_{idk} \\ 0 & A_{idk} \end{bmatrix}, \quad B_e = \begin{bmatrix} B & B_v & B_d D_{idk} \\ 0 & 0 & B_{idk} \end{bmatrix}$$

$$C_e = [C \quad D_d C_{idk}], \quad D_e = \begin{bmatrix} 0 & D_v & D_d D_{idk} & D_{odk} & \begin{bmatrix} D_{nk} \\ 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.3})$$

siendo $A, B, B_v, B_d, C, D, D_v$ y D_d obtenidos del modelo de la planta (4.8). $A_{idk}, B_{idk}, C_{idk}$ y D_{idk} son las matrices de tiempo discreto obtenidas mediante la discretización (método ZOH) del modelo de entrada de perturbación no medida (4.13), utilizando las expresiones (4.16) y (4.19) para el controlador SMPC versiones 1 y 2, respectivamente. Finalmente, D_{odk} y D_{nk} son las ganancias estáticas utilizadas como modelos de perturbación de salida y ruido de medida. Adicionalmente, se añaden a las entradas $u(k)$ y $v(k)$ las señales de ruido blanco independientes $w_u(k)$ y $w_v(k)$ con media cero y covarianza unitaria. A continuación, se ponen a cero las entradas $u(k)$ y $v(k)$ y el efecto de las entradas estocásticas en los estados del controlador $x_e(k)$ y la salida medida de la planta $y_{me}(k)$ se obtiene mediante:

$$x_e(k+1) = A_e x_e(k) + B_e w(k)$$

$$y_{me}(k) = C_{me} x_e(k) + D_{me} w(k), \quad (\text{A.4})$$

donde:

$$w^T(k) = [w_u^T(k) \quad w_v^T(k) \quad w_{id}^T(k) \quad w_{od}^T(k) \quad w_n^T(k)], \quad (\text{A.5})$$

siendo C_{me} y D_{me} las filas y columnas de los parámetros del observador C_e y D_e de (A.3) correspondientes a las salidas de la planta medidas y las entradas de perturbación medidas. Finalmente, el comando *kalman* de *Matlab*® [169] se utiliza para calcular las ganancias del estimador Kalman. Las entradas para dicho comando son las matrices del observador de estado A_e, C_{me} de (A.3) y (A.4) y la matriz de covarianza viene dada por:

$$Q_e = B_e B_e^T; \quad R_e = D_{me} D_{me}^T; \quad N_e = B_e D_{me}^T, \quad (\text{A.6})$$

A.2 Ajustes del SMPC para el estudio de rendimiento potencial

Considerando las ecuaciones (4.8) y (4.9), se han utilizado las siguientes matrices de peso para la función de coste de etapa $J(y, u)$, penalizando la desviación de T_{LSS} de su valor nominal (Q) y los incrementos en el T_{em}^* (R):

$$Q = \text{diag} \left(\left(\frac{10^{-14}}{1.6288} \right)^2, \left(\frac{5}{6e6} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{6e6} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{158} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{47402.91} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{1e7} \right)^2 \right)$$

$$R = \left(\frac{0.01}{47402.91} \right)^2, \quad (\text{A.7})$$

siendo diag una matriz diagonal. Como se dijo anteriormente, el único objetivo de control es T_{LSS} , el resto de los pesos han sido fijados a un valor muy pequeño distinto de cero para mejorar la estabilidad numérica de los cálculos de la matriz. Todos los pesos se dividen entre sus factores de escala. Entonces la matriz de peso terminal \bar{Q} para la función de coste terminal $V_f(x_N)$, ver (4.6) y (4.10), se obtiene resolviendo la ecuación matricial de Lyapunov (4.11), utilizando el comando de *dlyap* de *Matlab*® [169], con A y C obtenidos de las ecuaciones (4.8) y Q de (A.7) como entradas.

Finalmente, las ganancias ajustables involucradas en los modelos de perturbación y ruido de medición han sido las siguientes: $G_1 = 6e6$, $G_2 = 4.7e2$, $G_3 = 6e8$, $D_{odk} = 5$, y $D_{nk} = 1$. Específicamente, G_1 , G_2 , y G_3 forman parte de los modelos de perturbación de entrada para ambas versiones de los controladores definidos en las expresiones (4.13)-(4.19). D_{odk} y D_{nk} son las ganancias estáticas utilizadas como modelos de perturbación de salida y de ruido de medición en (A.1)-(A.3).

A.3 Ajustes del SMPC para las pruebas de control en tiempo real

En este caso, los ajustes para el SMPC han sido relajados:

$$Q = \text{diag} \left(\left(\frac{10^{-14}}{1.6288} \right)^2, \left(\frac{1}{6e6} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{6e6} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{158} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{47402.91} \right)^2, \left(\frac{10^{-14}}{1e7} \right)^2 \right)$$

$$R = \left(\frac{0,1}{47402.91} \right)^2, \quad (\text{A.8})$$

Por otro lado, las ganancias ajustables de los modelos de ruido de perturbación y de medición son las siguientes: $G_1 = 6e5$, $G_2 = 4.7e1$, $G_3 = 6e7$, $D_{odk} = 0.5$, y $D_{nk} = 10$. Se puede observar que, para el ajuste realista utilizado en la plataforma experimental en tiempo real, se ha reducido el peso asociado a la desviación de la salida del T_{LSS} respecto de su referencia (ver matriz Q). También se ha aumentado, en la función de coste, el peso aplicado a la tasa de cambio de la variable manipulada (ver matriz R). Esto hace que la acción de control sea menos agresiva. Así, el sistema controlado aumenta su robustez, aunque pierde rendimiento. Por otro lado, se han disminuido las ganancias del modelo de perturbación de entrada no medida y se ha aumentado la ganancia del modelo de ruido de medida. De esta manera, el controlador responde menos a los errores de predicción y, de esta manera, se hace que la estimación de los estados, realizada por el filtro de Kalman, sea menos sensible al ruido de medición. En contrapartida, esto hace que su funcionamiento sea más lento, perjudicando aún más el rendimiento obtenido por el sistema de control.

Apéndice B

Resultados de los controladores SMPC

En este apéndice se presentan el resto de los resultados obtenidos en las secciones: 4.4.1, 4.4.2, 4.5.1 y 4.5.2. Las pruebas se llevaron a cabo utilizando las consignas de viento establecidas: escalón, ráfagas y viento turbulento. Los resultados obtenidos con las ráfagas de viento, así como los de viento turbulento a 24 m/s de velocidad con 15 % de turbulencia, cuando no se tiene errores en el modelo, se encuentran detallados en el capítulo 4 del presente documento. Los resultados restantes se muestran en este apéndice.

B.1 Rendimiento potencial

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos a través de la utilización de simulaciones numéricas.

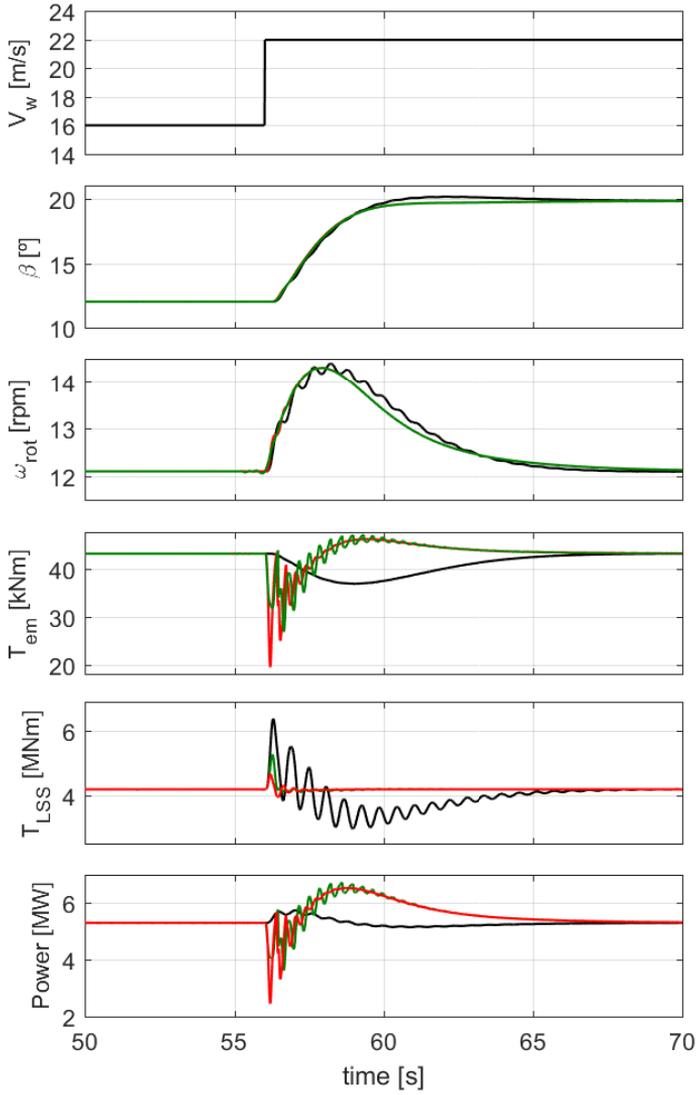


Figura B.1: Rendimiento potencial ante escalón de viento: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

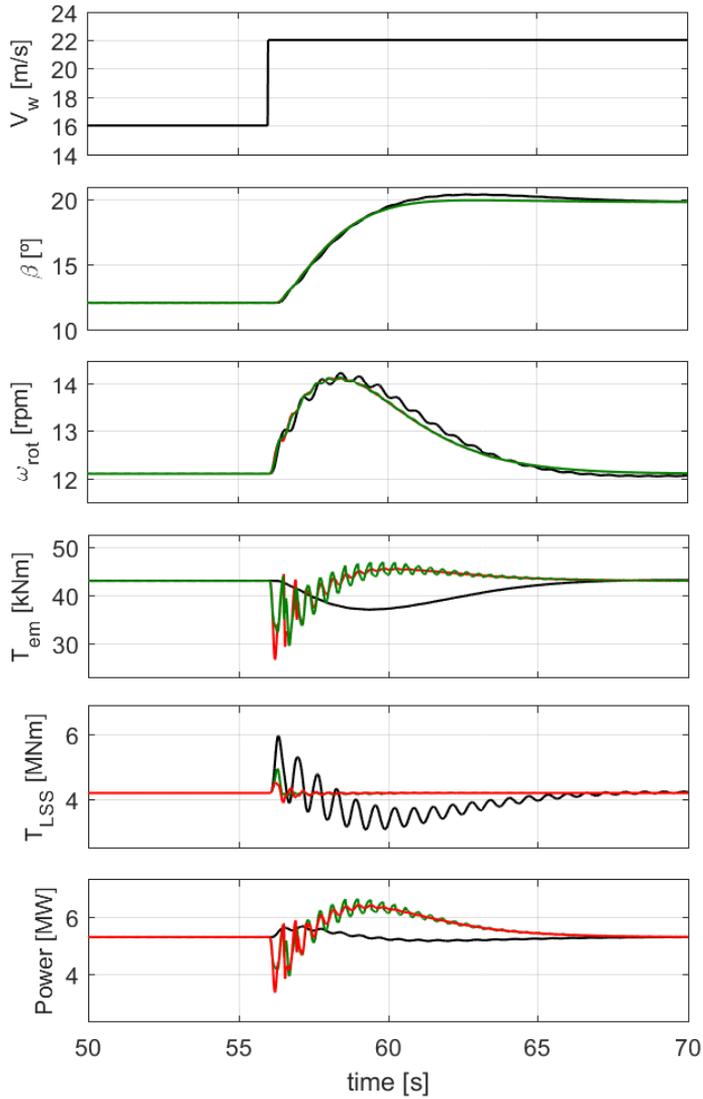


Figura B.2: Rendimiento potencial ante escalón de viento y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

B.2 Experimentos de control en tiempo real

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos en la plataforma experimental en tiempo real.

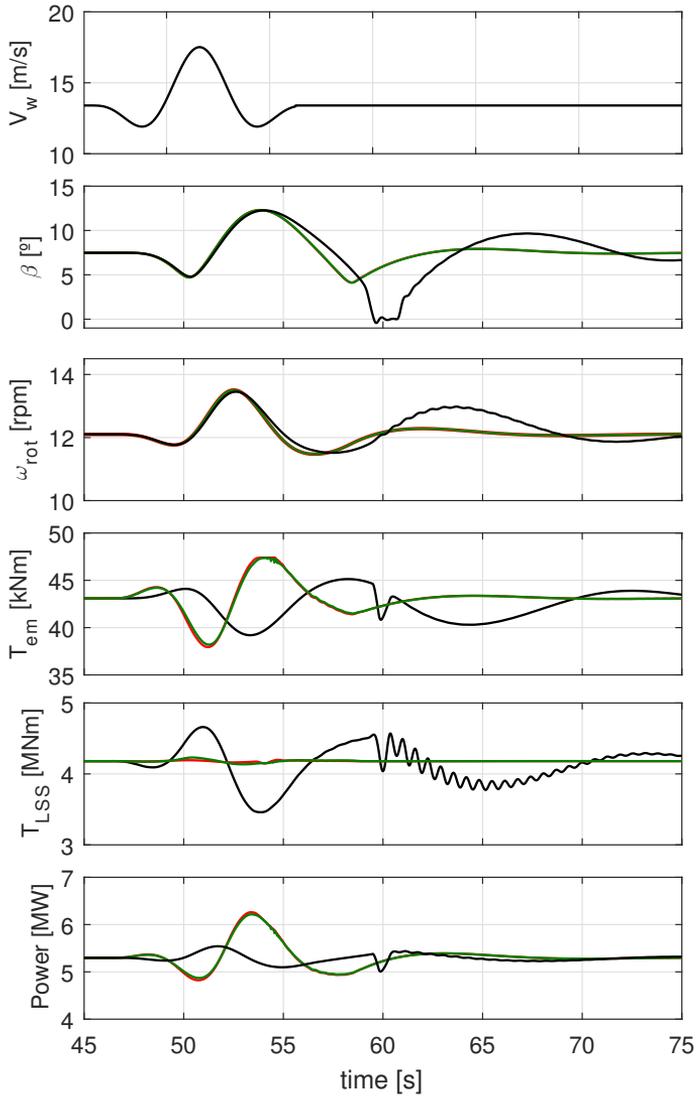
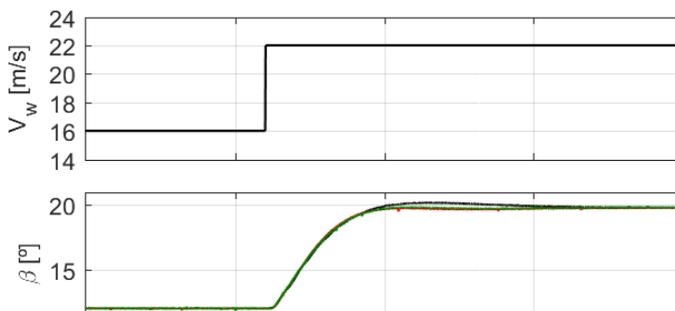


Figura B.3: Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$ y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).



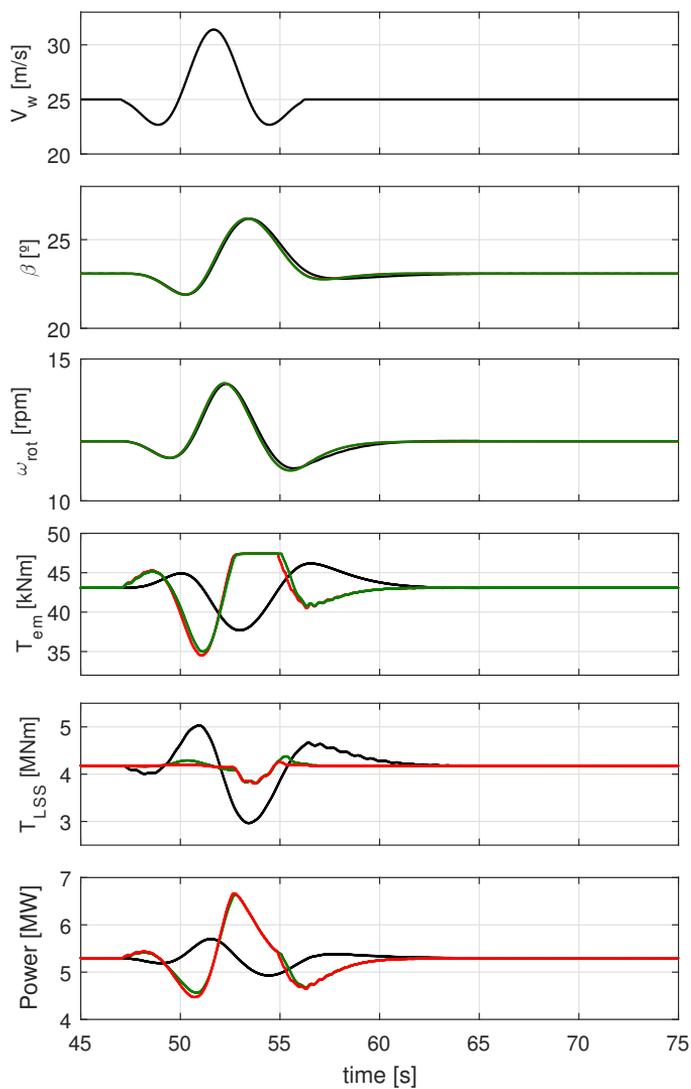


Figura B.4: Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25 \text{ m/s}$ y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

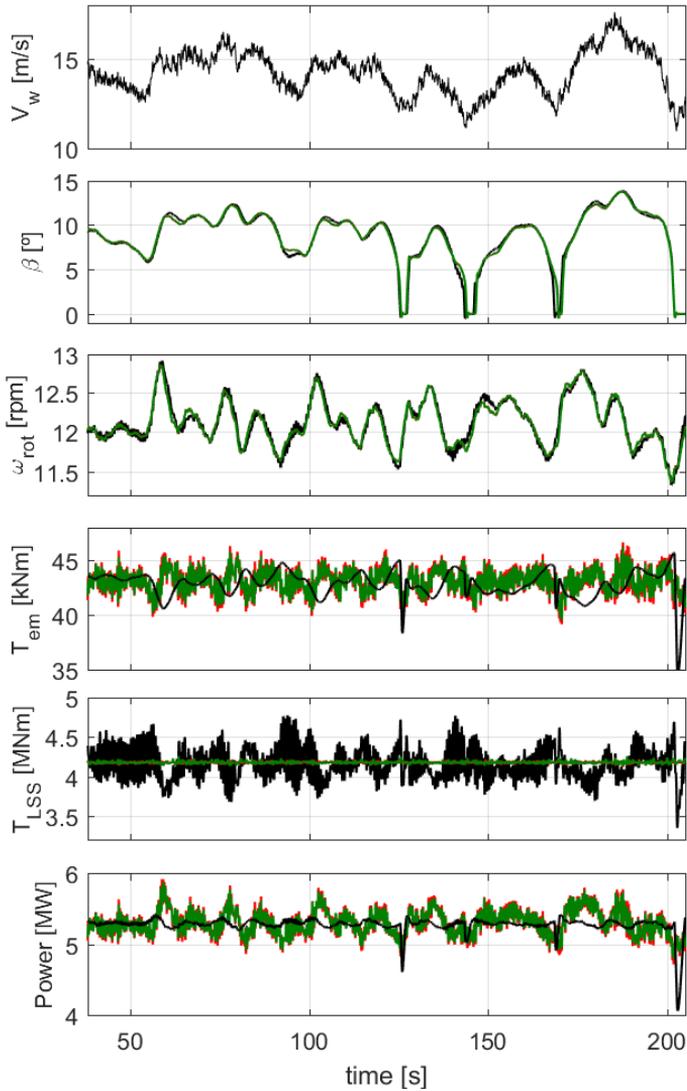


Figura B.5: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

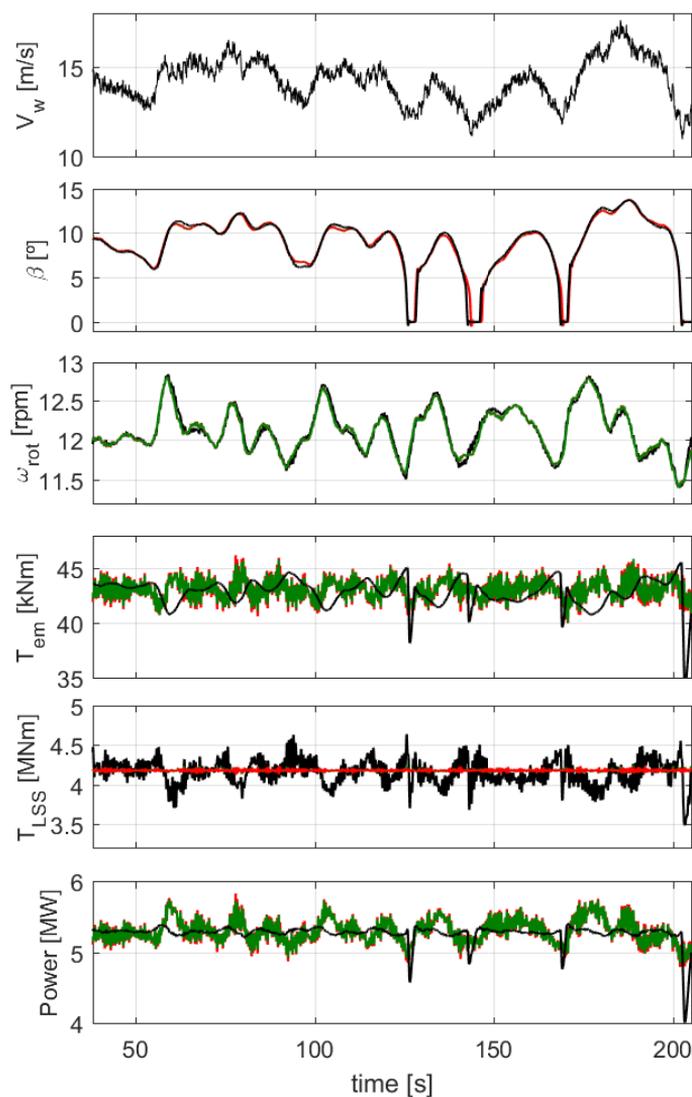


Figura B.6: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

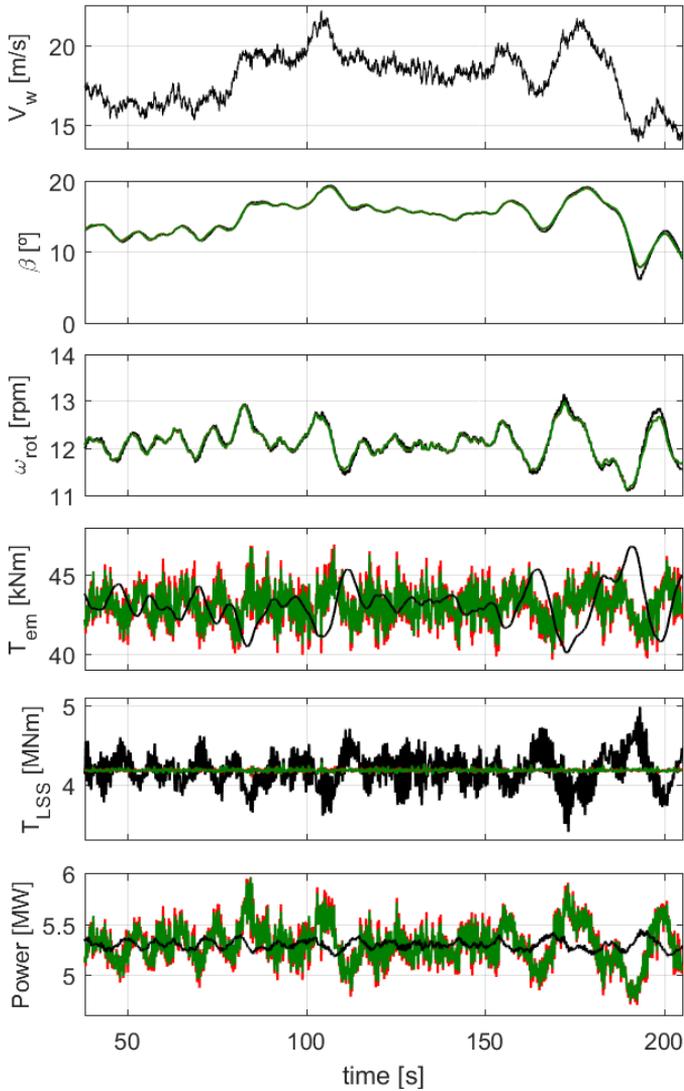


Figura B.7: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

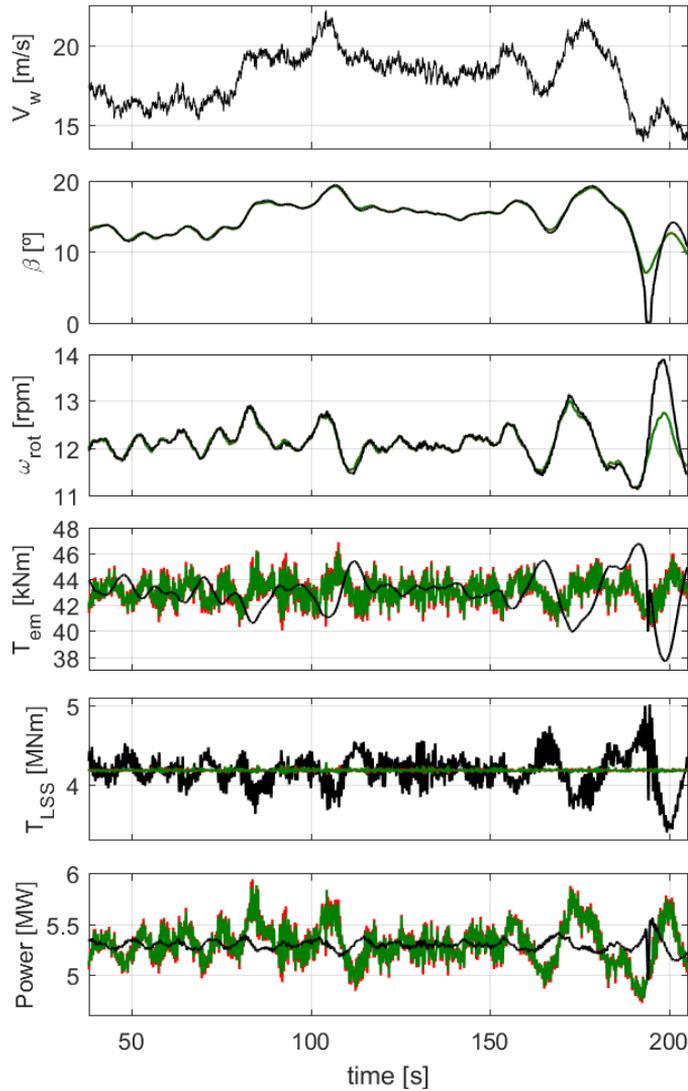


Figura B.8: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

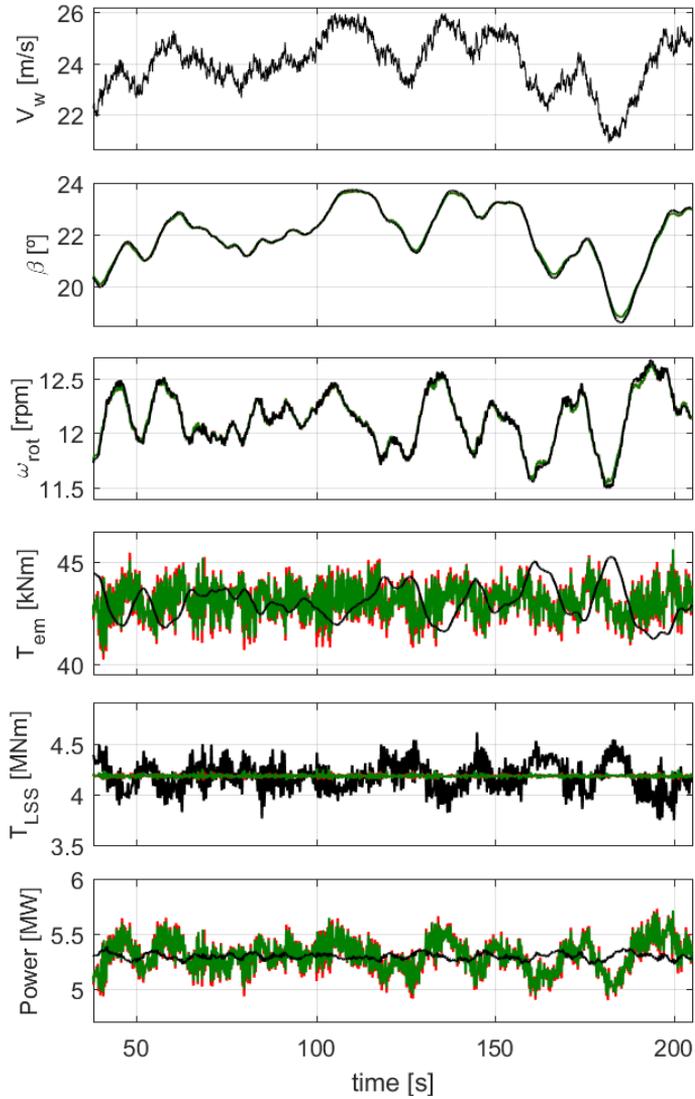


Figura B.9: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 24 m/s con un 15 % de turbulencia y un 10 % de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

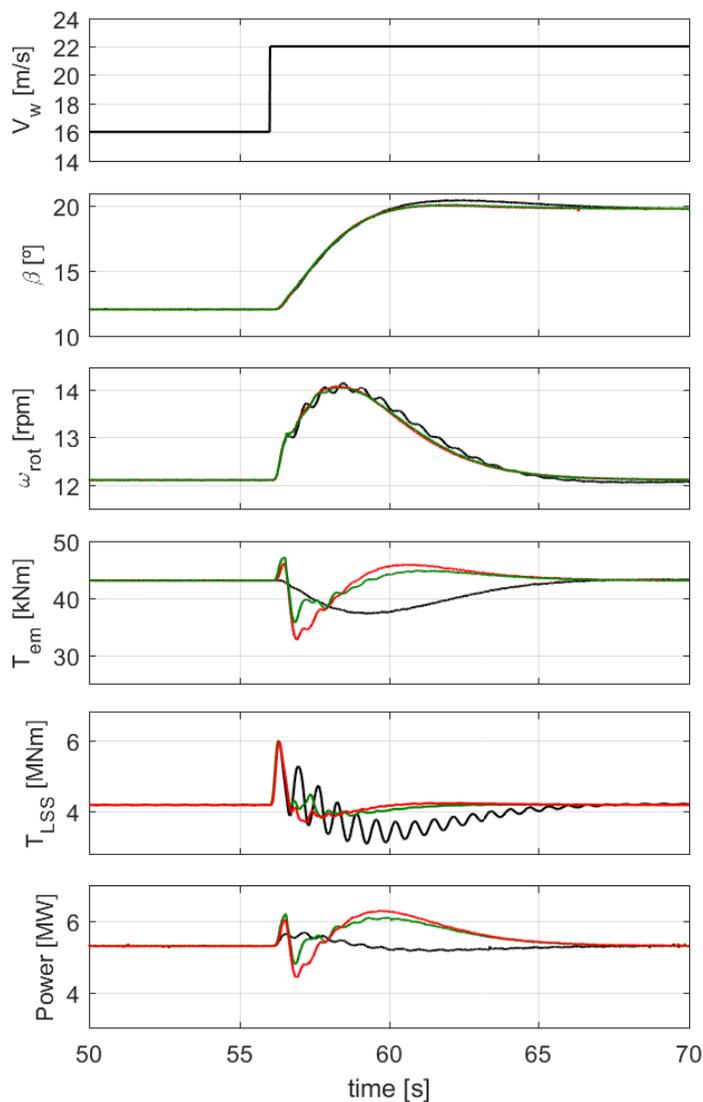


Figura B.11: Rendimiento potencial ante escalón de viento y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

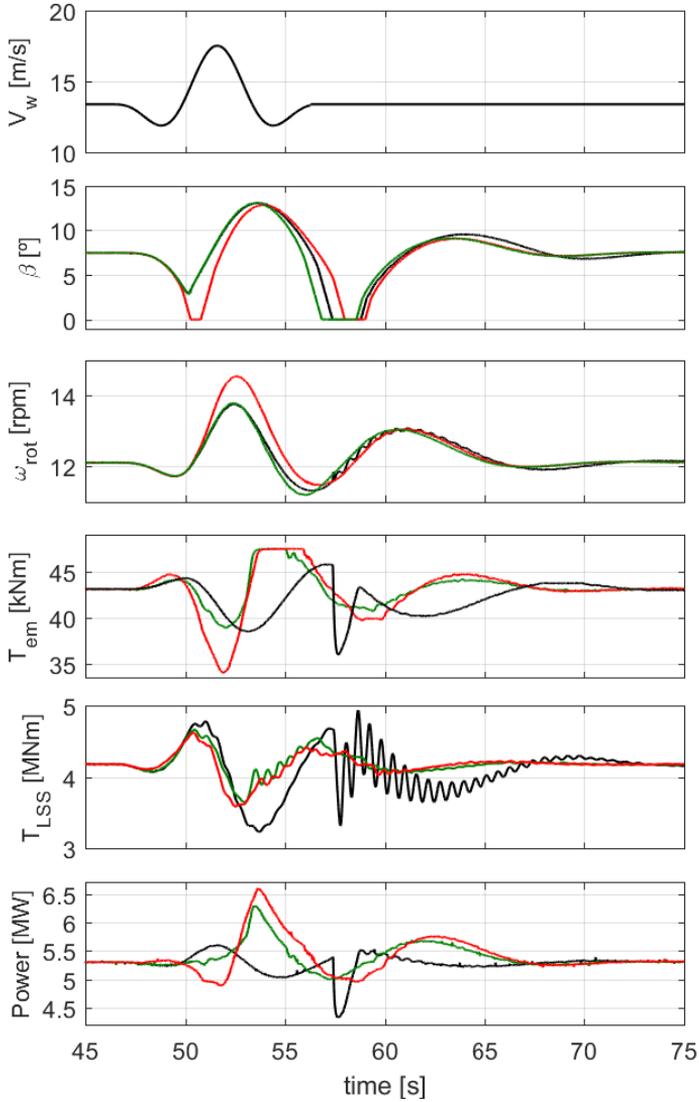


Figura B.12: Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

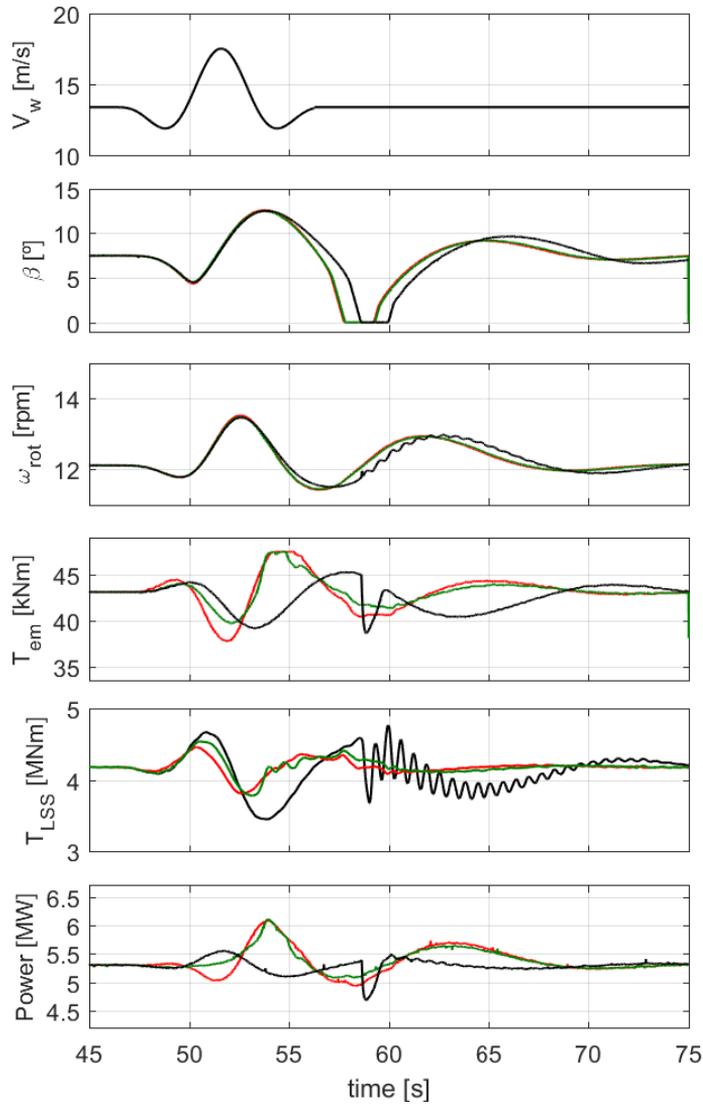


Figura B.13: Rendimiento potencial ante ráfaga baja $V_{rated} + 2 \text{ m/s} = 13,2 \text{ m/s}$ y un 10 % de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

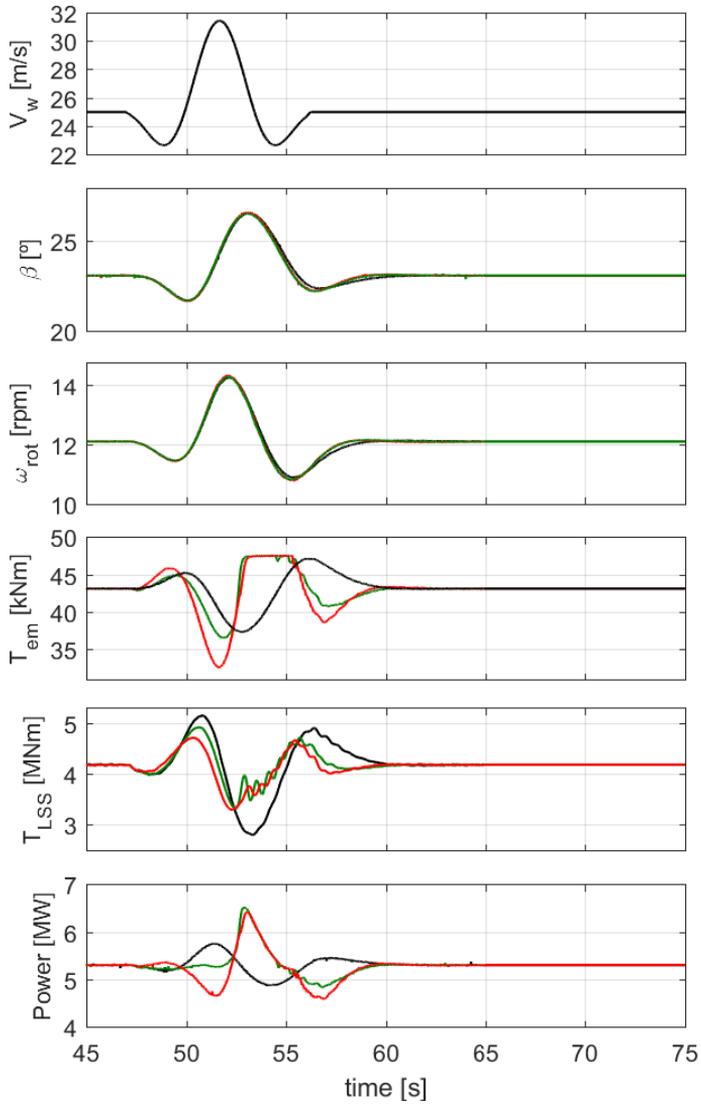


Figura B.14: Rendimiento potencial ante ráfaga alta $V_{out} = 25$ m/s: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

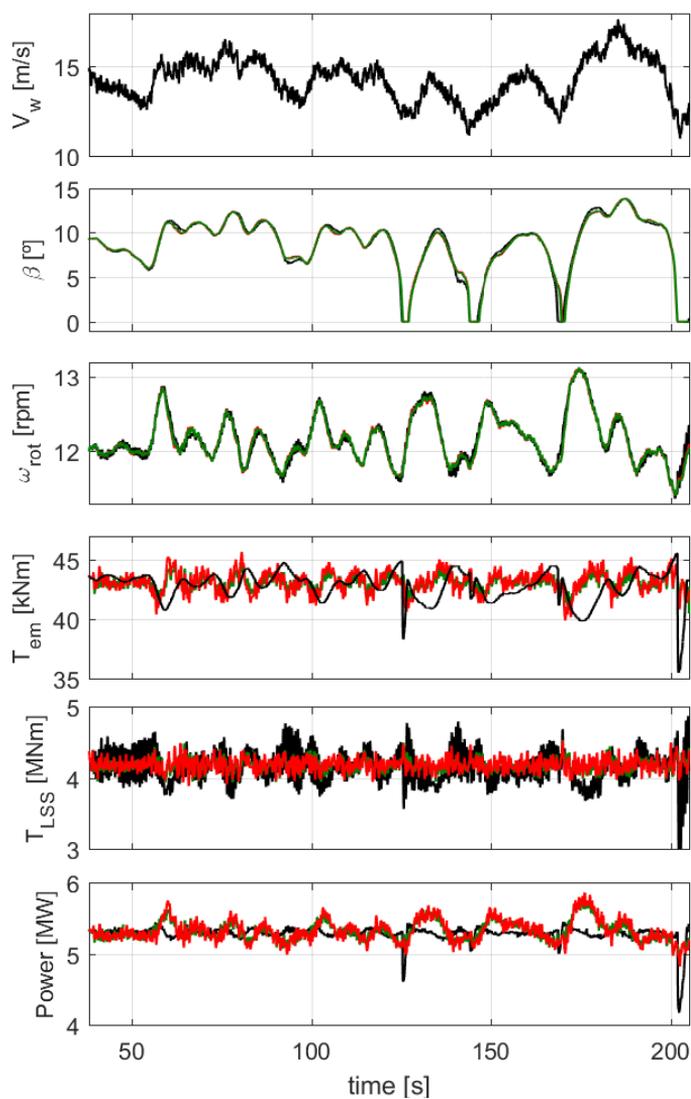


Figura B.15: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

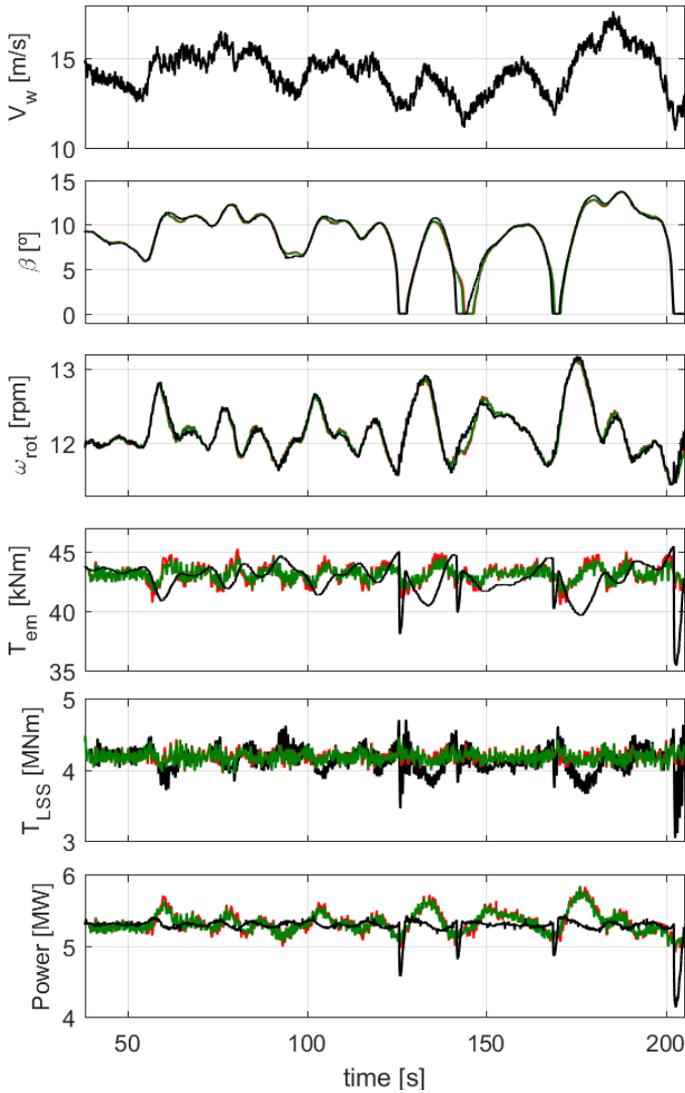


Figura B.16: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 14 m/s con un 18% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

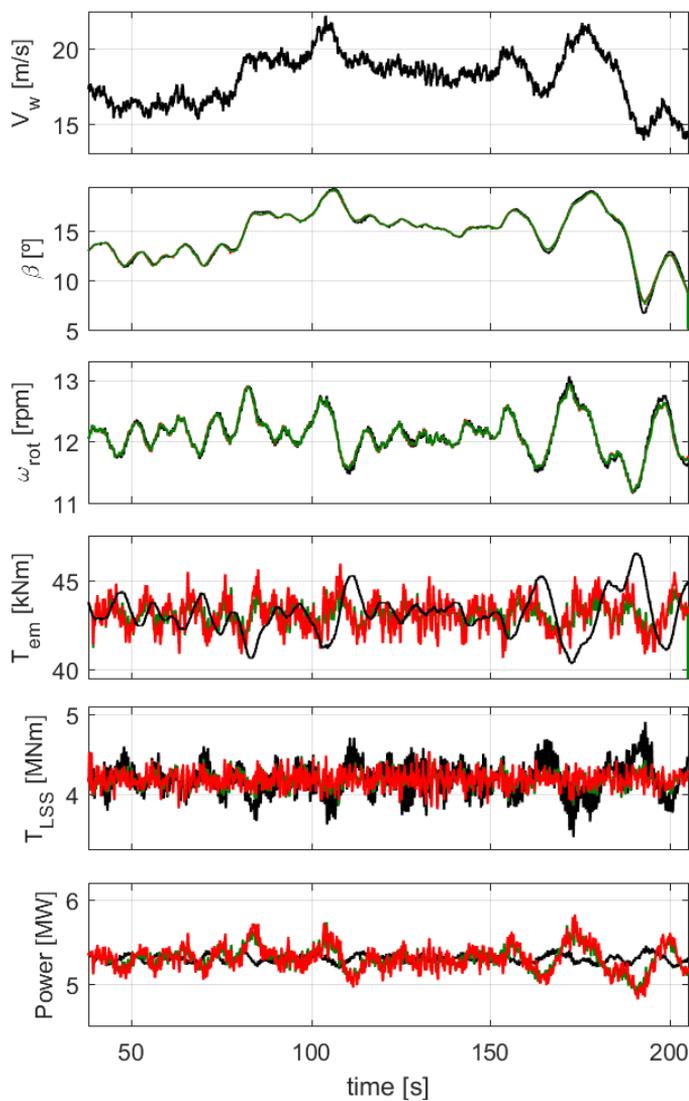


Figura B.17: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

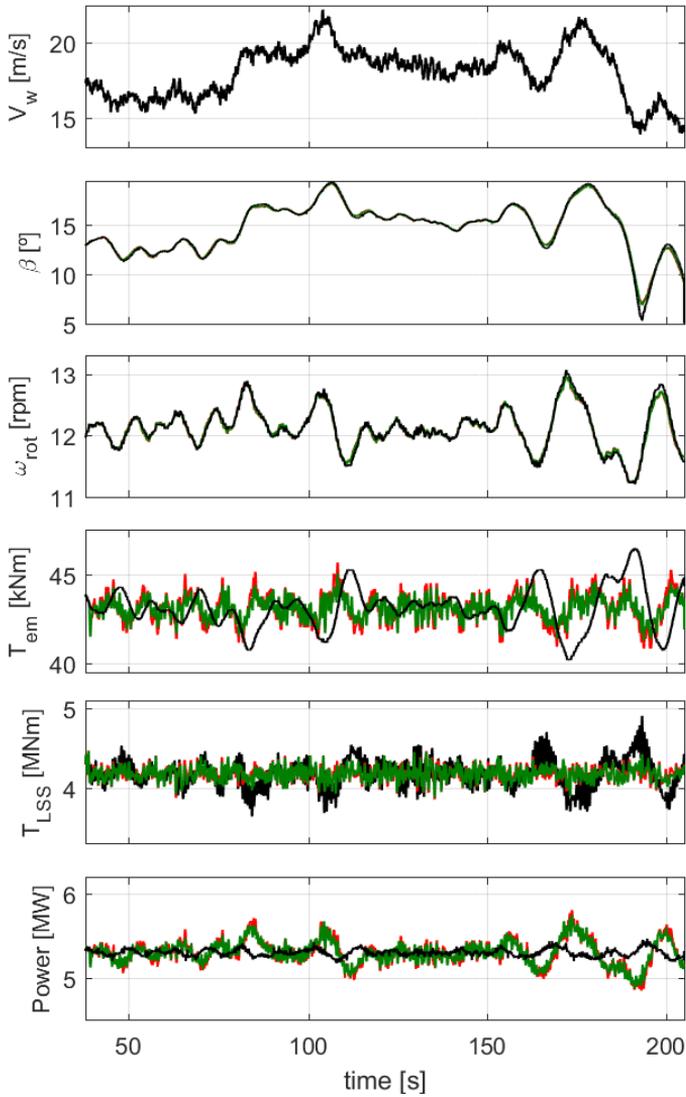


Figura B.18: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 18 m/s con un 17% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

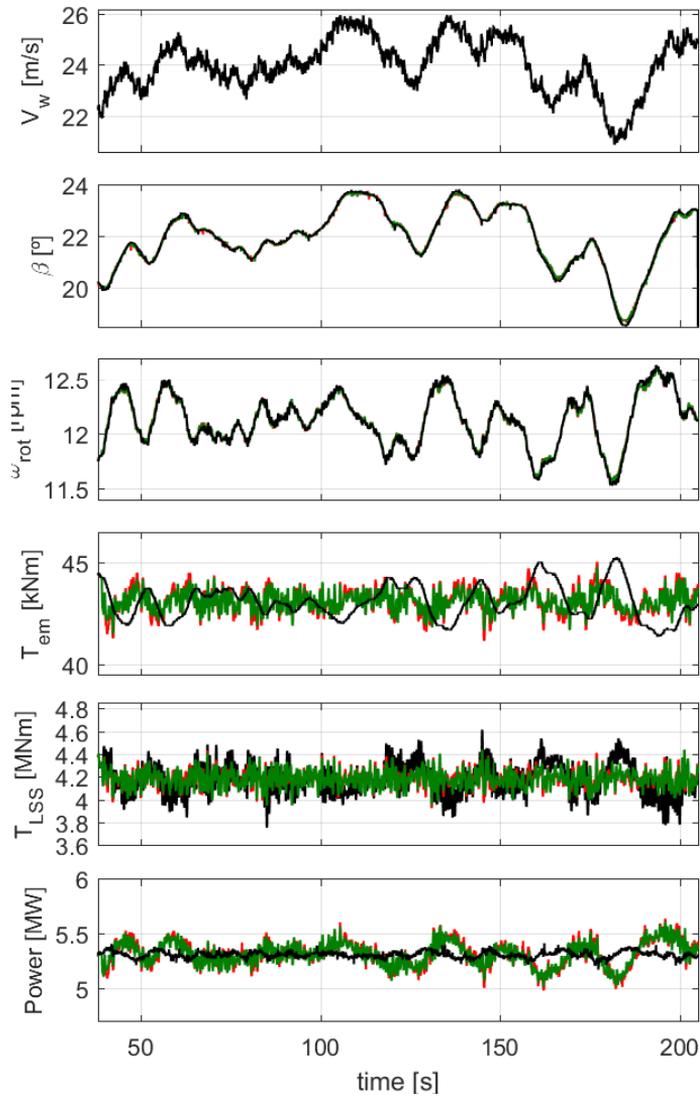


Figura B.19: Rendimiento potencial ante viento turbulento a 24 m/s con un 15% de turbulencia y un 10% de error interno de modelo: Control *Baseline* (negro), versión SMPC-MD (verde) y versión SMPC-UD (rojo).

Bibliografía

- [1] “Wind in power 2017,” WindEurope, Tech. Rep., 2018.
- [2] M. Rahman, Z. C. Ong, W. T. Chong, S. Julai y S. Y. Khoo, “Performance enhancement of wind turbine systems with vibration control: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, páginas 43–54, 2015.
- [3] G. Mandic, A. Nasiri, E. Muljadi y F. Oyague, “Active Torque Control for Gearbox Load Reduction in a Variable-Speed Wind Turbine,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, n^o 6, páginas 2424–2432, 2012.
- [4] V. Petrović, M. Jelavić y M. Baotić, “Advanced control algorithms for reduction of wind turbine structural loads,” *Renewable Energy*, vol. 76, páginas 418–431, 2015.
- [5] J. Licari, C. E. Ugalde-Loo, J. B. Ekanayake y N. Jenkins, “Damping of torsional vibrations in a variable-speed wind turbine,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, n^o 1, páginas 172–180, 2013.
- [6] R. Crawford, “Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n^o 9, páginas 2653–2660, 2009.
- [7] J. H. Lee, “Model predictive control: Review of the three decades of development,” *International Journal of Control, Automation and Systems*, vol. 9, n^o 3, páginas 415–424, 2011.
- [8] H. Zhao, Q. Wu, Q. Guo, H. Sun y Y. Xue, “Distributed model predictive control of a wind farm for optimal active power ControlPart II: Implementation with clustering-based piece-wise affine wind turbine model,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, n^o 3, páginas 840–849, 2015.
- [9] W. H. Lio, J. Rossiter y B. L. Jones, “A review on applications of model

- predictive control to wind turbines,” *UKACC International Conference on Control (CONTROL)*. IEEE, 2014.
- [10] V. Rezaei, “Advanced control of wind turbines: Brief survey, categorization, and challenges,” *2015 American Control Conference (ACC)*. IEEE, 2015.
- [11] Y. Yuan y J. Tang, “On advanced control methods toward power capture and load mitigation in wind turbines,” *Engineering*, vol. 3, n^o 4, páginas 494–503, 2017.
- [12] A. Kumar y K. Stol, “Scheduled model predictive control of a wind turbine,” *47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2009.
- [13] M. Soliman, O. P. Malik y D. T. Westwick, “Multiple model MIMO predictive control for variable speed variable pitch wind turbines,” *Proceedings of the American Control Conference*. IEEE, 2010.
- [14] A. Koerber y R. King, “Combined feedback–feedforward control of wind turbines using state-constrained model predictive control,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 21, n^o 4, páginas 1117–1128, 2013.
- [15] C. L. Bottasso, A. Croce y B. Savini, “Performance comparison of control schemes for variable-speed wind turbines,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 75, páginas 1–9, 2007.
- [16] D. Schlipf, D. J. Schlipf y M. Käfers, “Nonlinear model predictive control of wind turbines using LIDAR,” *Wind Energy*, vol. 16, n^o 7, páginas 1107–1129, 2012.
- [17] M. Guadayol Roig, “Application of model predictive control to wind turbines,” Tesis Doctoral, 2017.
- [18] S. Gros y A. Schild, “Real-time economic nonlinear model predictive control for wind turbine control,” *International Journal of Control*, vol. 90, n^o 12, páginas 2799–2812, 2017.
- [19] H. Bahmani, F. Bayat y M. Golchin, “Wind turbines power regulation using a low-complexity linear parameter varying-model predictive control approach,” *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 42, n^o 1, páginas 81–93, 2019.
- [20] L. Grüne, “NMPC without terminal constraints,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 45, n^o 17, páginas 1–13, 2012.

- [21] S. Gros, “An economic NMPC formulation for wind turbine control,” *52nd IEEE Conference on Decision and Control*, 2013.
- [22] N. Kodama, T. Matsuzaka, K. Tuchiya y S. Arinaga, “Power variation control of a wind generator by using feed forward control,” *Renewable Energy*, vol. 16, n^o 1-4, páginas 847–850, 1999.
- [23] M. Harris, M. Hand y A. Wright, “Lidar for turbine control: March 1, 2005 - november 30, 2005,” Tech. Rep., 2006.
- [24] E. A. Bossanyi, A. Kumar y O. Hugues-Salas, “Wind turbine control applications of turbine-mounted LIDAR,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 555, páginas 1–14, 2014.
- [25] D. Schlipf *et al.*, “Direct speed control using LIDAR and turbine data,” *2013 American Control Conference*. IEEE, 2013.
- [26] D. Schlipf y M. Kühn, “Prospects of a collective pitch control by means of predictive disturbance compensation assisted by wind speed measurements,” *Proceedings of the 9th German Wind Energy Conference DEWEK*, páginas 1–4, 2008.
- [27] D. Schlipf, T. Fischer, C. E. Carcangiu, M. Rossetti y E. Bossanyi, “Load analysis of look-ahead collective pitch control using lidar,” *Proceedings of the 10th German Wind Energy Conference DEWEK*, páginas 1–4, 2010.
- [28] F. Dunne, L. Pao, A. Wright, B. Jonkman, N. Kelley y E. Simley, “Adding feedforward blade pitch control for load mitigation in wind turbines: Non-causal series expansion, preview control, and optimized FIR filter methods,” *49th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, páginas 1–17. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2011.
- [29] N. Wang, K. E. Johnson y A. D. Wright, “FX-RLS-based feedforward control for LIDAR-enabled wind turbine load mitigation,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 20, n^o 5, páginas 1212–1222, 2012.
- [30] D. Schlipf, L. Y. Pao y P. W. Cheng, “Comparison of feedforward and model predictive control of wind turbines using LIDAR,” *51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, páginas 3050–3055, 2012.
- [31] F. Dunne y L. Y. Pao, “Benefit of wind turbine preview control as a function of measurement coherence and preview time,” *2013 American Control Conference*. IEEE, 2013.
- [32] M. Mirzaei, M. Soltani, N. K. Poulsen y H. H. Niemann, “Model predicti-

- ve control of wind turbines using uncertain LIDAR measurements,” *2013 American Control Conference*, páginas 2235–2240, 2013.
- [33] M. Kristalny, D. Madjidian y T. Knudsen, “On using wind speed preview to reduce wind turbine tower oscillations,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 21, n^o 4, páginas 1191–1198, 2013.
- [34] C. Bottasso, P. Pizzinelli, C. Riboldi y L. Tasca, “LiDAR-enabled model predictive control of wind turbines with real-time capabilities,” *Renewable Energy*, vol. 71, páginas 442–452, 2014.
- [35] J. Laks, L. Pao, E. Simley, A. Wright, N. Kelley y B. Jonkman, “Model predictive control using preview measurements from LIDAR,” *49th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2011.
- [36] J. Laks, E. Simley y L. Pao, “A spectral model for evaluating the effect of wind evolution on wind turbine preview control,” *2013 American Control Conference*. IEEE, 2013.
- [37] K. Kragh, M. Hansen y L. Henriksen, “Sensor comparison study for load alleviating wind turbine pitch control,” *Wind Energy*, vol. 17, n^o 12, páginas 1891–1904, 2013.
- [38] K. A. Kragh, M. H. Hansen y T. Mikkelsen, “Precision and shortcomings of yaw error estimation using spinner-based light detection and ranging,” *Wind Energy*, vol. 16, n^o 3, páginas 353–366, 2012.
- [39] “Wind energy in europe in 2019,” Wind Europe, Tech. Rep., 2020.
- [40] A. Talayero Navales y E. Telmo Martínez, *Energía eólica*, ser. Textos Docentes. Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2008.
- [41] A. Goude y F. Bülow, “Robust VAWT control system evaluation by coupled aerodynamic and electrical simulations,” *Renewable Energy*, vol. 59, páginas 193–201, 2013.
- [42] M. M. Hossain y M. H. Ali, “Future research directions for the wind turbine generator system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, páginas 481–489, 2015.
- [43] “Global wind report 2019,” Global Wind Energy Council, Tech. Rep., 2020.
- [44] R. McKenna, P. Ostman v.d. Leye y W. Fichtner, “Key challenges and prospects for large wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, páginas 1212–1221, 2016.

- [45] “Wind Power: Growth onshore, hope offshore,” Institute SBC Energy, Tech. Rep., 2016.
- [46] Z. Chen, “Wind turbine drive train systems,” *Wind Energy Systems: optimising design and construction for safe and reliable operation*, J. Sørensen y J. Sørensen, Eds., páginas 208–246. Woodhead Publishing Limited, 2011.
- [47] P. Jamieson y G. Hassan, *Innovation in wind turbine design*, 1st ed. John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [48] Goldwind Global, “Product.” <http://www.goldwindglobal.com/product/index{#}wind>
- [49] ENERCON, “Overview of enercon platform.” <https://www.enercon.de/en/products/>
- [50] VESTAS, “Product portfolio.” <https://www.vestas.com/en/products>
- [51] General Electric, “Cypress 5 MW Onshore Wind Turbine Platform | GE Renewable Energy.” <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/onshore-wind/turbines/cypress-platform>
- [52] SIEMENS GAMESA, “Wind turbines and services I Siemens Gamesa.” <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services>
- [53] MINGYANG, “Mingyang Smart Energy Group Co., Ltd.” <http://www.myse.com.cn/en/cplb/info.aspx?itemid=581>
- [54] CSIC Haizhuang Windpower Equipment, “CSIC - wind turbine manufacturer.” <https://en.wind-turbine-models.com/manufacturers/5-csic>
- [55] Envision, “Wind Turbines - Envision Energy - Envision.” <http://www.envision-group.com/en/windturbines.html>
- [56] Guodian United Power, “United Power - wind turbine manufacturer.” <https://en.wind-turbine-models.com/manufacturers/164-united-power>
- [57] V. Yaramasu, A. Dekka, M. J. Durán, S. Kouro y B. Wu, “PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls,” *IET Electric Power Applications*, vol. 11, n^o 6, páginas 956–968, 2017.
- [58] J. L. Rodríguez, J. C. Burgos y S. Arnalte, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Rueda S.L., 2003.
- [59] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd, 2001.

- [60] M. Islam, A. Fartaj y R. Carriveau, "Analysis of the design parameters related to a fixed-pitch straight-bladed vertical axis wind turbine," *Wind Engineering*, vol. 32, n^o 5, páginas 491–507, 2008.
- [61] D. Wood, "Small wind turbines for remote power and distributed generation," *Wind Engineering*, vol. 34, n^o 3, páginas 241–254, 2010.
- [62] V. Reyes, J. J. Rodriguez, O. Carranza y R. Ortega, "Review of mathematical models of both the power coefficient and the torque coefficient in wind turbines," *IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, páginas 1458–1463, 2015.
- [63] DNV/Riso, "Guidelines for Design of Wind Turbines Second Edition," Tech. Rep., 2002.
- [64] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 3rd ed. Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [65] H. Jiang, Y. Li y Z. Cheng, "Performances of ideal wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 83, páginas 658 – 662, 2015.
- [66] A. Sathe, J. Mann, T. Barlas, W. Bierbooms y G. van Bussel, "Influence of atmospheric stability on wind turbine loads," *Wind Energy*, vol. 16, n^o 7, páginas 1013–1032, 2013.
- [67] B. sung Kim, J. won Jin, O. Bitkina y K. weon Kang, "Ultimate load characteristics of NREL 5-MW offshore wind turbines with different substructures," *International Journal of Energy Research*, vol. 40, n^o 5, páginas 639–650, 2016.
- [68] H. Meng, F. S. Lien y L. Li, "Elastic actuator line modelling for wake-induced fatigue analysis of horizontal axis wind turbine blade," *Renewable Energy*, vol. 116, páginas 423–437, 2018.
- [69] I. Girsang, J. Dhupia, E. Muljadi, M. Singh y J. Jonkman, "Modeling and Control to Mitigate Resonant Load in Variable-Speed Wind Turbine Drivetrain," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, páginas 277–286, 2013.
- [70] I. Girsang, J. Dhupia, E. Muljadi, M. Singh y L. Pao, "Gearbox and Drivetrain Models to Study Dynamic Effects of Modern Wind Turbines," *IEEE Transactions on Industry Applications*, páginas 3777–3786, 2014.
- [71] B. Jiang, "Modeling of Dynamics of Driveline of Wind Stations: Implementation in LMS Imagine AMESim Software," Master's thesis, Chalmers University of Technology, 2010.

- [72] F. Oyague, "Gearbox Modeling and Load Simulation of a Baseline 750-kW Wind Turbine Using State-of-the-Art Simulation Codes," National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep., 2009.
- [73] S. Hajiabady, S. Kerkyras, S. Hillmansén, P. Tricoli y M. Papaelias, "Efficient diagnostic condition monitoring for industrial wind turbines," *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, páginas 8.47–8.47. Institution of Engineering and Technology, 2014.
- [74] H. Geng, D. Xu, B. Wu y G. Yang, "Active damping for PMSG-based WECS with DC-link current estimation," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n^o 4, páginas 1110–1119, 2011.
- [75] H. Polinder, J. A. Ferreira, B. B. Jensen, A. B. Abrahamsen, K. Atallah y R. A. McMahon, "Trends in wind turbine generator systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, n^o 3, páginas 174–185, 2013.
- [76] C. Zhu, S. Chen, H. Liu, H. Huang, G. Li y F. Ma, "Dynamic analysis of the drive train of a wind turbine based upon the measured load spectrum," *Journal of Mechanical Science and Technology*, páginas 2033–2040, 2014.
- [77] R. Eshleman, "Torsional Vibration in Reciprocating and Rotating Machines," *Harris' Shock and Vibrations Handbook*, páginas 38.1–38.33, 2002.
- [78] F. Fateh, W. N. White y D. Gruenbacher, "Mitigation of torsional vibrations in the drivetrain of DFIG-based grid-connected wind turbine," *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, páginas 4159–4164. IEEE, 2015.
- [79] P. M. O. Gebraad, J. W. van Wingerden, P. A. Fleming y A. D. Wright, "LPV Identification of Wind Turbine Rotor Vibrational Dynamics Using Periodic Disturbance Basis Functions," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 21, n^o 4, páginas 1183–1190, 2013.
- [80] M. H. Hansen, "Aeroelastic instability problems for wind turbines," *Wind Energy*, vol. 10, n^o 6, páginas 551–577, 2007.
- [81] D. J. Gardels, W. Qiao y X. Gong, "Simulation Studies on Imbalance Faults of Wind Turbines," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, página 5 pp., 2010.
- [82] A. Körber, "Extreme and Fatigue Load Reducing Control for Wind Turbines: A Model Predictive Control Approach using Robust State Constraints," Tesis Doctoral, Technische Universität Berlin, 2014.

- [83] J. G. Njiri, N. Beganovic, M. H. Do y D. Söffker, “Consideration of lifetime and fatigue load in wind turbine control,” *Renewable Energy*, vol. 131, páginas 818–828, 2019.
- [84] A. Moura, P. J. Antunes, V. Infante, L. Sousa, C. M. S. A y U. D. Lisboa, “a Review of Spectral and Conventional Methods for Cycle Counting and Fatigue Life Estimation .” n^o June, páginas 233–246, 2017.
- [85] EN1993-1-9, “Eurocode 3: Design of steel structures - Part 1-9: Fatigue, European Committee for Standardization Std.” 2005.
- [86] I. Poultagari, R. Shahnazi y M. Sheikhan, “RBF neural network based PI pitch controller for a class of 5-MW wind turbines using particle swarm optimization algorithm.” *ISA transactions*, páginas 641–648, 2012.
- [87] L. Pao y K. E. Johnson, “Control of Wind Turbines approaches, challenges, and recent developments,” *IEEE Control Systems Magazine*, páginas 44–62, 2011.
- [88] M. Abdullah, A. Yatim, C. Tan y R. Saidur, “A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n^o 5, páginas 3220–3227, 2012.
- [89] M. Mirzaei, N. K. Poulsen y H. H. Niemann, “Robust model predictive control of a wind turbine,” *2012 American Control Conference (ACC)*, páginas 4393–4398, 2012.
- [90] M. Nasiri, J. Milimonfared y S. H. Fathi, “Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines,” *Energy Conversion and Management*, páginas 892–900, 2014.
- [91] W. Qiao, “Intelligent mechanical sensorless MPPT control for wind energy systems,” *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, páginas 1–8, 2012.
- [92] L. He, Y. Li y R. Harley, “Novel adaptive power control of a Direct-drive PM wind generation system in a micro grid,” *Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA)*, páginas 1–8, 2012.
- [93] I. Kortabarria, J. Andreu, I. M. de Alegría, J. Jiménez, J. I. Gárate y E. Robles, “A novel adaptative maximum power point tracking algorithm for small wind turbines,” *Renewable Energy*, páginas 785–796, 2014.
- [94] N. Altin y S. Ozdemir, “A three-level MPPT capability rectifier for high

- power direct drive WECS,” *International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, páginas 1–6. IEEE, 2012.
- [95] M. Liao, L. Dong, L. Jin y S. Wang, “Study on Rotational Speed Feedback Torque Control for Wind Turbine Generator System,” *2009 International Conference on Energy and Environment Technology*, vol. 1, páginas 853–856. IEEE, 2009.
- [96] E. A. Bossanyi, “Individual Blade Pitch Control for Load Reduction,” *Wind Energy*, vol. 6, n^o 2, páginas 119–128, 2003.
- [97] M. Jelavic, V. Petrovic y N. Peric, “Individual pitch control of wind turbine based on loads estimation,” *2008 34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, páginas 228–234, 2008.
- [98] Y. Zhang, Z. Chen, W. Hu y M. Cheng, “Flicker Mitigation by Individual Pitch Control of Variable Speed Wind Turbines With DFIG,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, n^o 1, páginas 20–28, 2014.
- [99] K. L. Sorensen, R. Galeazzi, P. F. Odgaard, H. Niemann y N. K. Poulsen, “Adaptive passivity based individual pitch control for wind turbines in the full load region,” *2014 American Control Conference*, páginas 554–559. IEEE, 2014.
- [100] C. Viveiros, R. Melicio, J. Igreja y V. Mendes, “Wind energy conversion system control using distinct controllers for different operating regions,” *International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, páginas 959–964. IEEE, 2015.
- [101] Q. Chen, Y. Li y J. E. Seem, “Bumpless Transfer-Based Inter-Region Controller Switching of Wind Turbines for Reducing Power and Load Fluctuation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, páginas 23–31, 2016.
- [102] E. A. Bossanyi, “The Design of Closed Loop Controllers for Wind Turbines,” *Wind Energy*, vol. 3, páginas 149–163, 2000.
- [103] R. Gao y Z. Gao, “Pitch control for wind turbine systems using optimization, estimation and compensation,” *Renewable Energy*, vol. 91, páginas 501–515, 2016.
- [104] S. Rajendran y D. Jena, “Control of Variable Speed Variable Pitch Wind Turbine at Above and Below Rated Wind Speed,” *Journal of Wind Energy*, páginas 1–14, 2014.
- [105] F. Scherillo, L. Izzo, D. P. Coiro y D. Lauria, “Fuzzy logic control for a small pitch controlled wind turbine,” páginas 588–593, 2012.

- [106] A. Fakharzadeh, F. Jamshidi y L. Talebnezhad, “New approach for optimizing energy by adjusting the trade-off coefficient in wind turbines,” *Energy, Sustainability and Society*, páginas 1–8, 2013.
- [107] K. T. Magar y M. J. Balas, “Modeling and direct adaptive control of utility-scale wind turbines for both onshore and offshore operation,” *IEEE International Systems Conference Proceedings*, páginas 243–249, 2014.
- [108] A. Lasheen y A. L. Elshafei, “Wind-turbine collective-pitch control via a fuzzy predictive algorithm,” *Renewable Energy*, vol. 87, páginas 298–306, 2016.
- [109] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial y G. Scott, “Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development,” Tech. Rep., 2009.
- [110] A. Dixit y S. Suryanarayanan, “Towards Pitch-Scheduled Drive Train Damping in Variable-Speed, Horizontal-Axis Large Wind Turbines,” *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control*, páginas 1295–1300, 2005.
- [111] J. G. Njiri y D. Söffker, “State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, páginas 377–393, 2016.
- [112] L. Chen, H. Xu y J. Wenske, “Active damping of torsional vibrations in the drive train of a DFIG wind turbine,” *Renewable energy power quality journal : REPQJ*, 2014.
- [113] W. N. White, Z. Yu y C. Lucero, “Active damping of torsional resonance in wind turbine drivetrains,” *40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, páginas 1957–1963, 2014.
- [114] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe y E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [115] H. Geng y D. Xu, “Stability Analysis and Improvements for Variable-Speed Multipole Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Wind Energy Conversion System,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, páginas 459–467, 2011.
- [116] R. Eide y H. R. Karimi, “Control Design Methodologies for Vibration Mitigation on Wind Turbine Systems,” *Vibration Analysis and Control-New Trends and Developments*, D. F. Beltran-Carbajal, Ed., páginas 217–242. InTech, 2011, capítulo Eleven.
- [117] Y. Deng, J. Gao, D. Tian y D. Zhu, “Vibration suppression of wind tur-

- bine based on robust H_∞ control method,” *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, páginas 1–5. Institution of Engineering and Technology, 2015.
- [118] S. Morinaga y T. Funabashi, “Torsional vibration suppression of the PMSG-based wind turbine generator using H_∞ observer,” *1st International Future Energy Electronics Conference (IFEEEC)*, páginas 880–884. IEEE, 2013.
- [119] X. Li y H. Gao, “Load Mitigation for a Floating Wind Turbine via Generalized H_∞ Structural Control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, n^o 1, páginas 332–342, 2016.
- [120] S. Park y Y. Nam, “Two LQRI based Blade Pitch Controls for Wind Turbines,” *Energies*, vol. 5, n^o 12, páginas 1998–2016, 2012.
- [121] L. Danyong, S. Yongduan, L. Peng y K. Yifei, “Advanced controller design and load mitigation method for large scale wind power systems,” *32nd Chinese Control Conference (CCC)*, páginas 7621–7626. IEEE, 2013.
- [122] M. D. Spencer, K. A. Stol, C. P. Unsworth, J. E. Cater y S. E. Norris, “Model predictive control of a wind turbine using short-term wind field predictions,” *Wind Energy*, vol. 16, n^o 3, páginas 417–434, 2013.
- [123] A. Jain, G. Schildbach, L. Fagiano y M. Morari, “On the design and tuning of linear model predictive control for wind turbines,” *Renewable Energy*, vol. 80, páginas 664–673, 2015.
- [124] IEC 61400-1, “Wind turbines - Part 1: Design requirements,” 2005.
- [125] J. Jonkman y M. Buhl, “TurbSim user’s guide,” 2007. <https://nwtc.nrel.gov/TurbSim>
- [126] J. D. Grunnet, M. Soltani, T. Knudsen, M. N. Kragelund y T. Bak, “Aeolus Toolbox for Dynamics Wind Farm Model, Simulation and Control,” *European Wind Energy Conference and Exhibition, EWEC 2010*, páginas 1–10, 2010.
- [127] V. Leši, “Fault-tolerant Control of a Wind Turbine with Generator Faults.”
- [128] A. A. Daoud, S. S. Dessouky y A. A. Salem, “Control scheme of PMSG based wind turbine for utility network connection,” *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, páginas 1–5. IEEE, 2011.
- [129] A. A. Ahmed, K. M. Abdel-Latif, M. M. Eissa, S. M. Wasfy y O. P. Ma-

- lik, "Study of characteristics of wind turbine PMSG with reduced switches count converters," páginas 1–5, 2013.
- [130] I. Kortabarria, "Optimización de la extracción de energía en los aerogeneradores de pequeña potencia," Tesis Doctoral, UPV/EHU, 2013.
- [131] V. Behjat y M. Hamrahi, "Dynamic modeling and performance evaluation of axial flux PMSG based wind turbine system with MPPT control," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 5, n^o 4, páginas 1157–1166, 2014.
- [132] M. Chinchilla, S. Arnalte, J. C. Burgos y J. L. Rodríguez, "Power limits of grid-connected modern wind energy systems," *Renewable Energy*, vol. 31, n^o 9, páginas 1455–1470, 2006.
- [133] J. Licari, C. E. Ugalde-Loo, J. B. Ekanayake y N. Jenkins, "Comparison of the performance and stability of two torsional vibration dampers for variable-speed wind turbines," *Wind Energy*, vol. 18, n^o 9, páginas 1545–1559, 2015.
- [134] E. Assareh y M. Biglari, "A novel approach to capture the maximum power from variable speed wind turbines using PI controller, RBF neural network and GSA evolutionary algorithm," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 1023–1037, 2015.
- [135] J. Licari, C. E. Ugalde-Loo, J. Liang, J. Ekanayake y N. Jenkins, "Torsional damping considering both shaft and blade flexibilities," *Wind Engineering*, vol. 36, n^o 2, páginas 181–195, 2012.
- [136] B. Boukhezzer y H. Siguerdidjane, "Nonlinear Control of a Variable-Speed Wind Turbine Using a Two-Mass Model," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, páginas 149–162, 2011.
- [137] M. Seixas, R. Melício y V. Mendes, "Simulation by discrete mass modeling of offshore wind turbine system with DC link," *International Journal of Marine Energy*, páginas 80–100, 2016.
- [138] J. Licari, "Control of a Variable-Speed Wind Turbine," Tesis Doctoral, Cardiff University, 2013.
- [139] National Instruments, "NI PCI-6221," 2016. <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/es/nid/14132>
- [140] Control Techniques, "CTSoft - Herramienta de software," 2016. <http://www.emersonindustrial.com/es-es/controltechniques/products/software/commissioning/ctsoft/Pages/default.aspx>

- [141] EMERSON, “Unidrive SP montado en panel,” 2016. <http://www.emersonindustrial.com/es-ES/controltechniques/products/acdrives/unidrivesspanelmount/Pages/default.aspx>
- [142] Control Techniques, “Unimotor fm,” 2016. <http://www.emersonindustrial.com/es-ES/controltechniques/products/servodrives/unimotorfm/Pages/unimotor-fm.aspx>
- [143] O. Pinzon-Ardila, L. Angel y M. Useche, “xPC Target an option for position control of robotic manipulators,” *IX Latin American Robotics Symposium and IEEE Colombian Conference on Automatic Control*, páginas 1–6, 2011.
- [144] E. Camacho y C. Bordons, “Control Predictivo: Pasado, Presente y Futuro,” *revista iberoamericana de automatica e informatica industrial (RIAI)*, vol. 1, 2010.
- [145] A. Bemporad, M. Morari, V. Dua y E. N. Pistikopoulos, “Explicit solution of model predictive control via multiparametric quadratic programming,” *Proceedings of the American Control Conference*, vol. 2, páginas 872–876. IEEE, 2000.
- [146] C. V. Rao, S. J. Wright y J. B. Rawlings, “Application of interior-point methods to model predictive control,” *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 99, n^o 3, páginas 723–757, 1998.
- [147] Y. Wang y S. Boyd, “Fast model predictive control using online optimization,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 18, n^o 2, páginas 267–278, 2010.
- [148] A. Domahidi, A. U. Zgraggen, M. N. Zeilinger, M. Morari y C. N. Jones, “Efficient interior point methods for multistage problems arising in receding horizon control,” *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, páginas 668–674, 2012.
- [149] M. Molinas, J. Suul y T. Undeland, “Extending the life of gear box in wind generators by smoothing transient torque with STATCOM,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, n^o 2, páginas 476–484, 2010.
- [150] K. Z. Ostergaard, P. Brath y J. Stoustrup, “Gain-scheduled linear quadratic control of wind turbines operating at high wind speed,” *2007 IEEE International Conference on Control Applications*, 2007.
- [151] J. Maciejowski, “Stability,” *Predictive Control: With Constraints*, páginas 176–177, 2002, capítulo 6.

- [152] E. Hooft y T. Engelen, “Estimated wind speed feed forward control for wind turbine operation optimisation,” 2004.
- [153] K. Z. Ostergaard, P. Brath y J. Stoustrup, “Estimation of effective wind speed,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 75, páginas 1–9, 2007.
- [154] E. Bossanyi *et al.*, “Advanced controller research for multi-MW wind turbines in the UPWIND project,” *Wind Energy*, vol. 15, n^o 1, páginas 119–145, 2011.
- [155] C. Schmid y L. Biegler, “Quadratic programming methods for reduced hessian SQP,” *Computers and Chemical Engineering*, vol. 18, n^o 9, páginas 817–832, 1994.
- [156] Matlab, *Simulink Real-Time User’s Guide, Natick, MA, USA*,. https://es.mathworks.com/help/pdf_doc/control/index.html
- [157] J. Laks, L. Pao, A. Wright, N. Kelley y B. Jonkman, “The use of preview wind measurements for blade pitch control,” *Mechatronics*, vol. 21, n^o 4, páginas 668–681, 2011.
- [158] E. Simley, L. Y. Pao, R. Frehlich, B. Jonkman y N. Kelley, “Analysis of light detection and ranging wind speed measurements for wind turbine control,” *Wind Energy*, vol. 17, n^o 3, páginas 413–433, 2013.
- [159] F. Dunne, L. Y. Pao, D. Schlipf y A. K. Scholbrock, “Importance of lidar measurement timing accuracy for wind turbine control,” *2014 American Control Conference*. IEEE, 2014.
- [160] A. Scholbrock *et al.*, “Field testing LIDAR-based feed-forward controls on the NREL controls advanced research turbine,” *51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2013.
- [161] F. Dunne y L. Y. Pao, “Optimal blade pitch control with realistic preview wind measurements,” *Wind Energy*, vol. 19, n^o 12, páginas 2153–2169, 2016.
- [162] E. Simley y L. Pao, “Reducing LIDAR wind speed measurement error with optimal filtering,” *2013 American Control Conference*. IEEE, 2013.
- [163] D. Schlipf *et al.*, “Field testing of feedforward collective pitch control on the CART2 using a nacelle-based lidar scanner,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 555, páginas 1–13, 2014.
- [164] E. Simley, H. Fürst, F. Haizmann y D. Schlipf, “Optimizing lidars for wind turbine control applications—results from the IEA wind task 32 workshop,” *Remote Sensing*, vol. 10, n^o 6, página 863, 2018.

-
- [165] E. J. Simley y P. Lucy Y, “Wind speed preview measurement and estimation for feedforward control of wind turbines,” Tesis Doctoral, University of Colorado at Boulder, 2015.
- [166] E. Simley y L. Y. Pao, “Evaluation of a wind speed estimator for effective hub-height and shear components,” *Wind Energy*, vol. 19, n^o 1, páginas 167–184, 2014.
- [167] A. R. Araghi, G. Riahy, O. Carlson y S. Gros, “Enhancing the net energy of wind turbine using wind prediction and economic NMPC with high-accuracy nonlinear WT models,” *Renewable Energy*, vol. 151, páginas 750–763, 2020.
- [168] D. Schlipf y P. W. Cheng, *Lidar-assisted control concepts for wind turbines*. Stuttgart Universitätsbibliothek der Universität Stuttgart, 2015.
- [169] Matlab, *Control System Toolbox, Natick, MA, USA*,. https://es.mathworks.com/help/pdf_doc/control/index.html