



Universidad Nacional de Educación a Distancia
Universidad Complutense de Madrid

MÁSTER INGENIERÍA DE SISTEMAS Y CONTROL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CONTRIBUCIONES AL CONTROL DE AEROGENERADORES MEDIANTE UNA PLANTA EXPERIMENTAL Y LA HERRAMIENTA DE CONTROL AEROLÁSTICO "FAST"

Autor: MANUEL LARA ORTIZ

Director: Dr. FERNANDO MORILLA GARCÍA

CURSO 2018/2019
Septiembre, 2019





Universidad Nacional de Educación a Distancia
Universidad Complutense de Madrid

MÁSTER INGENIERÍA DE SISTEMAS Y CONTROL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

CONTRIBUCIONES AL CONTROL DE AEROGENERADORES MEDIANTE UNA PLANTA EXPERIMENTAL Y LA HERRAMIENTA DE CONTROL AEROLÁSTICO "FAST"

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Autor: MANUEL LARA ORTIZ

Director: Dr. FERNANDO MORILLA GARCÍA

Autorización

Autorizamos a la Universidad Complutense y a la UNED a difundir y utilizar con fines académicos, no comerciales y mencionando expresamente a sus autores, tanto la memoria de este Trabajo Fin de Máster, como el código, la documentación y/o el prototipo desarrollado.

Firmado: **MANUEL LARA ORTIZ**

LARA ORTIZ MANUEL - 30993106P

Firmado digitalmente por LARA ORTIZ MANUEL - 30993106P
Fecha: 2019.09.02 12:02:12 +02'00'

Firma del alumno

RESUMEN

Entre las fuentes renovables existentes, la energía eólica está alcanzando importantes tasas de producción dentro del escenario energético mundial. La energía eólica se ha convertido en la tecnología de generación eléctrica renovable más prometedora. En la Unión Europea, desde 1990 se ha mantenido un crecimiento anual del 20% en la producción de energía eólica.

Dado que el control de los generadores eólicos es una disciplina muy técnica, las metodologías de enseñanza práctica son de especial relevancia y disponer de equipos o software que emulen el comportamiento de los sistemas reales es todo un reto.

En este trabajo se presenta por una parte el uso de uno de estos aerogeneradores, en concreto, una planta experimental que puede trabajar como emulación de un sistema eólico real. Por otra parte se presenta el uso de la herramienta de diseño integral de aerogeneradores denominada FAST, enlazándolo con Simulink de Matlab, para el estudio de un modelo real de aerogenerador y verificar su funcionamiento.

La planta experimental se compone fundamentalmente de un generador de inducción doble alimentado (DFIG) cuyo eje de rotación es solidario con un servomotor brushless de corriente continua que actúa de motor de arrastre simulando el par aerodinámico. El DFIG es una máquina de inducción de velocidad variable, muy utilizada en generadores eólicos. Se trata de una máquina de inducción de rotor bobinado con los bobinados del estator directamente conectado a la red, y los del rotor conectados a la misma a través de un convertidor PWM AC/DC/AC.

En cuanto a lo que respecta a la planta experimental, el objetivo principal de este trabajo es mejorar la estructura de control multivariable descentralizado que se realizó anteriormente por el presente alumno en el Trabajo Fin de Máster “Diseño de sistemas de control multivariables para un DFIG” en la Universidad de Córdoba en el año 2017, permitiendo regular eficientemente las principales variables que intervienen en un aerogenerador de velocidad variable, partiendo de un modelo no lineal del mismo.

Se ha remodelado el diseño del bloque Simulink que emula las condiciones mecánicas y aerodinámicas de un aerogenerador acorde a las características reales de la planta 1 kW, se ha realizado un control óptimo en la zona nominal actuando sobre el par aerodinámico a través del ángulo de paso de pala y se han diseñado lazos de control para las distintas variables a controlar en un DFIG (Ps, Qs, Qr, Vdc).

En cuanto a lo que respecta al software FAST, el objetivo principal ha sido iniciarse en el estudio del funcionamiento del software y del modelo de aerogenerador NREL 5 MW, con lo que se pretende que sirva como base y ayuda para otros proyectos futuros en los que se ahonde más en otros aspectos de diseño de aerogeneradores, teniendo la posibilidad de modificar los archivos de diseño.

Sobre el modelo de aerogenerador NREL 5 MW se ha realizado un control en la región de MPPT (Maximum power point tracking), además de un control en la zona nominal con el diseño de un controlador en Simulink y búsqueda de control óptimo sobre la velocidad angular a través del ángulo de paso de pala teniendo en cuenta el IAE y/o fatiga estructural.

Palabras Clave: Generador Eólico, Control Multivariable, Modelado, Simulación, Equipo Experimental, Velocidad Variable, Paso Variable, Turbina Eólica, control de par, , aerogenerador experimental, DFIG, control de pitch.

Índice general

Índice de tablas 7
Índice de figuras 9
1. Introducción 17
1.1. Ámbito del trabajo 19
1.2. Objetivos 20
1.3. Estructura del trabajo 21
2. Antecedentes 23
2.1. Estado actual de la energía eólica 23
2.2. Control de los sistemas de conversión de energía eólica 27
2.3. Sistemas de conversión de energía eólica 28
PLANTA EXPERIMENTAL 29
3. Descripción del sistema 29
3.1. Descripción de la planta experimental 29
3.2. Estructura general de un sistema eólico 31
3.3. Modelo matemático del generador eólico 32
3.3.1. Mecanismo de rotación 32
3.3.1.1. Baja velocidad 33
3.3.1.2. Alta velocidad 33
3.3.2. Mecanismo completo 34
3.4. Aerodinámica 35
3.4. Generador eléctrico 40
3.4.1. Modelo de par electromagnético de un DFIG 40
3.5. Ecuaciones del modelo completo no lineal 40
4. Emulación del subsistema mecánico. 41
4.1. Características del modelo del sistema aerodinámico de la turbina a emular. 41
4.2. Nuevo modelo del sistema aerodinámico 47
4.3. Modelo Simulink del sistema aerodinámico 50
5. Control de la planta experimental 52
5.1. Control en DFIG teoria 52

5.2. Control en la planta DL_WPP 53
5.3. Efecto de las variables manipuladas en las variables a controlar. 54
5.4. Diseño del control MPPT a través de fr 60
5.5. Identificación de la planta experimental 62
5.5.1. Modelos Ta-Pitch 63
5.5.2. Modelos Ta-vi 65
5.5.3. Modelos Qs-ub 67
5.5.4. Modelos Qs-vi 70
5.5.5. Modelos Qr-Id 73
5.5.6. Validación del modelo 74
5.6. Control con simples lazos monovariables 76
5.6.1. PI's sintonizados con Pidtool de Matlab 77
5.6.2. Lazo Ta-pitch 79
5.6.3. Lazo Qs-Ub 86
5.6.4. Lazo de control sobre Qr 91
6. Mejora en los lazos de control 95
6.1. Mejora en el lazo de control Ta-pitch 95
6.1.1. Sintonía PID para reducir índice IAE 95
6.1.2. Feedforward 101
6.2. Mejora en el lazo de control Qs-ub 113
6.3. Resultados del control 119
7. Trabajo técnico sobre la planta experimental 125
7.1. Modos de configuración inverter 125
7.1.1. Configuración rampa Vr-fr independiente a tramos 125
7.1.2. Configuración rampa Vr-fr dependiente 127
7.1.3. Configuración rampa horizontal (Vr-fr independiente) 129
7.2. Colocación Analizadores de red 131
7.3. Tiempo de muestreo Planta experimental 135
HERRAMIENTA DE CONTROL AEROLÁSTICO "FAST" 141
8. FAST 141
8.1. Introducción a FAST 141
8.2. Acciones de control en FAST 143

8.2.1. Control del par con velocidad variable 145
8.2.2. Control del ángulo de palas (blade pitch control) 147
8.2.3. Control de freno del eje de alta velocidad HSS 149
8.2.4. Control del cabeceo de la góndola 149
8.2.5. Frenos de punta de las palas (Tip brakes) 151
8.2.6. Simulación de eventos especiales. 152
8.3. Interfaz de Simulink con FAST 157
8.4. Características aerogenerador NREL 5MW 164
9. Control sobre aerogenerador *NREL 5MW* 171
9.1. Diseño de controlador MTTP a través de Tem 171
9.1.1. Validación del controlador MPPT. 176
9.2. Identificación Zona Nominal 181
9.2.1. Modelos wg-Pitch 182
9.2.2. Modelos wg-vi 184
9.2.3. Validación del modelo 186
9.3. Diseño de controlador PID para el pitch 191
9.4. Filtro para el control en la región nominal y región MTTP 196
9.4.1. Efecto filtro paso bajo en MTTP 198
9.4.2. Efecto filtro paso bajo en controlador zona nominal 207
9.4.3. Procedencia del ruido en wg 213
10.1.1. Sintonía con PIDtool 215
10.1.2. Métodos sintonía PID López 221
10.1.3. PID con ganancia programada 225
10.1.4. Feedforward 233
10.1.5. Fatiga mecánica 242
10.2. Control activo de amortiguación de la torre f-a 249
10.2.1. Identificación lazos Mfa y fa frente a pitch y vi 253
Mfa-pitch 253
Mfa-vi 255
fa frente a pitch y viento 257
10.2.2. Control fore-aft adaptativo 258
11. Conclusiones y trabajos futuros 267

11.1. Conclusiones 267
11.2. Trabajos futuros 269
Bibliografía 271
Lista de símbolos 279
AI. Componentes de la planta 281
Servomotor Brushless con controlador 281
Motor asíncrono trifásico de anillos 283
Módulo de alimentación trifásica 284
Medidor de energía trifásica. 285
Convertidor de regenerativo AC-DC (A.F.E). 286
Inversor para motores trifásicos de inducción 287
Interruptor de potencia 289
Relé combinado de sobrecorriente y falla de tierra 290
Transformador trifásico 291
AII. Red de comunicación de la planta 293
Hub para comunicación Modbus 293
Hardware para la comunicación del canal 1 295
Hardware para la comunicación del canal 2 296
Comunicación TCP/IP establecida 297
AIII. Función de viento 299
El origen del viento 299
Velocidad del viento. Modelo matemático. 300
Valor medio 301
Turbulencia 302
Rampa 303
Ráfagas 304
Sinusoidal 305
Velocidad del viento. Resultados de simulación 305
AIV. Variables manipuladas 309
AV. PID creado 311
AVI. Manual de FAST 317
AVI.1. Modos de operación de *FAST* 317

AVI.2. Descripción del modelo 319
Descripción general 319
Sistemas Coordinados 323
Sistema coordinado Marco inercial 324
Sistema coordinado Torre-Base 324
Sistema coordinado de la parte alta de la torre/base del aerogenerador 325
Sistema coordinado góndola/guiñada 325
Sistema coordinado del eje (shaft) 326
Sistema coordinado Azimuth 327
Sistema coordinado del extremo del eje (hub) 327
Sistemas coordinados cónicos 328
Sistemas coordinados de pala 328
AVI.3. Disposición y elementos del aerogenerador 330
Torre y palas flexibles 336
Transmisión *(drivetrain)* 337
Generador eléctrico 338
Guiñada de la góndola *(Nacelle yaw)* 341
Giro del rotor (*Rotor-Furl*) 341
Giro de la cola *(Tail-furl)* 342
Rotor oscilante (*Rotor-teeter*) 344
Plataforma soporte 345
Aerodinámica del rotor 347
AVI.4. Archivos de entrada 348
AVI.5. FAST Lognoter 349

Índice de tablas

Tablas capítulo 4

Tabla 4. 1: Parámetros de la turbina *42*
Tabla 4. 2: Parámetros mecánicos del sistema *43*
Tabla 4. 3: Parámetros de la turbina rediseñados (en rojo los del modelo antiguo) *47*

Tablas capítulo 5

Tabla 5. 1: tabla de ganancias en estado estacionario *59*
Tabla 5. 2: Modelos Ta-pitch *64*
Tabla 5. 3:Modelos Ta-vi *66*
Tabla 5. 4:Modelos Qs-ub *69*
Tabla 5. 5:Modelos Qs-vi zona nominal *72*
Tabla 5. 6:Modelos Qs-vi zona MPPT *72*
Tabla 5. 7: Modelos Qr-Id *73*
Tabla 5. 8:Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa *83*
Tabla 5. 9:Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento *85*
Tabla 5. 10: Índices Control PI's simples Qs-Ub ante viento senoidal *90*

Tablas capítulo 6

Tabla 6. 1:Valores índices métodos sintonía PID López *97*
Tabla 6. 2: Valores Kp,Ti,Td controladores PID Ta-pitch *97*
Tabla 6. 3: Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa *99*
Tabla 6. 4: Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento *99*
Tabla 6. 5: Valores $Kpvariable$ *feedforward Ta-vi* *104*
Tabla 6. 6: Índices estrategias feedforward ante viento senoidal *110*
Tabla 6. 7: Índices estrategias feedforward ante viento turbulento *112*
Tabla 6. 8: Índices control acoplado Qs-ub ante viento senoidal *118*

Tablas capítulo 7

Tabla 7. 1:Rampa independiente Vr-fr *125*
Tabla 7. 2: Rampa Horizontal Vr-fr *129*

Tablas capítulo 8

Tabla 8. 1: Valor máximo de CP *para el aerogenerador NREL 5 MW* *167*
Tabla 8. 2: Propiedades del aerogenerador NREL 5MW. *168*
Tabla 8. 3: Características del NREL 5MW *169*

Tablas capítulo 9

Tabla 9. 1:Modelos wg-pitch *184*
Tabla 9. 2: Modelos wg-vi *186*
Tabla 9. 3: Resultados filtro control MPPT en wg *206*
Tabla 9. 4: Rango frecuencias ruido wg *213*

Tablas capítulo 10

Tabla 10. 1: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento escalón *218*
Tabla 10. 2: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento *220*
Tabla 10. 3: Valores índices métodos sintonía PID López *221*
Tabla 10. 4: Valores Kp,Ti,Td controladores PID wg-pitch *222*
Tabla 10. 5: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento *224*
Tabla 10. 6: Valores Kp,Ti,Td controladores PID adaptativo wg-pitch *227*
Tabla 10. 7: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento turbulento *229*
Tabla 10. 8: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento escalón *229*
Tabla 10. 9:Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento turbulento *232*
Tabla 10. 10: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento escalón *232*
Tabla 10. 11: :Modelos wg-pitch y wg-vi región nominal wg=1173.7 rpm *233*
Tabla 10. 12:: Índices estrategias feedforward ante viento escalón *241*
Tabla 10. 13: Índices estrategias feedforward ante viento turbulento *241*
Tabla 10. 14: σ desplazamientos y momentosfore-aft y side-to-side ante viento turbulento *244*
Tabla 10. 15:σ desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento escalón *244*
Tabla 10. 16: TVA desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento turbulento *245*
Tabla 10. 17: TVA desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento escalón *245*
Tabla 10. 18: TVA Mfa control fore-aft lazo abierto *252*
Tabla 10. 19:Modelos Mfa-pitch *255*
Tabla 10. 20:Modelos Mfa-vi *257*
Tabla 10. 21:Modelos fa-pitch *257*
Tabla 10. 22:Modelos fa-vi *257*
Tabla 10. 23: Sintonia Kp, Ti, G fore-aft con algoritmos genéticos *259*
Tabla 10. 24: TVA f, IAE y función de coste de controladores diseñados ante viento turbulento *264*
Tabla 10. 25: TVA f, IAE y función de coste de controladores diseñados ante viento escalón *264*

Tablas capítulo Anexo VI

Tabla VI. 1:Descripción de los GDL disponibles. *321*
Tabla VI. 2: Descripción de los sistemas de coordenadas. *323*

Índice de figuras

Figuras capítulo 1

Figura 1. 1: Planta eólica nº 1 ..... *18*
Figura 1. 2:Planta eólica nº 2 ..... *18*

Figuras capítulo 2

Figura 2. 1: *Evolución la capacidad eólica instalada cada año desde 2001 hasta el 2017 a nivel mundial* *24*
Figura 2. 2: *Evolución la capacidad eólica total instalada desde año 2001 hasta el año 2017 a nivel mundial*..... *24*
Figura 2. 3: *Gráfico de la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica en 2015-2016 en España* *25*
Figura 2. 4: *Gráfico de la potencia instalada a 31 de diciembre del 2016 en la península* *26*

Figuras capítulo 3

Figura 3. 1: ***Planta eólica WPP***..... *29*
Figura 3. 2: *Diagrama de bloques del generador eólico.* *31*
Figura 3. 3: *Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de dos masas.* *32*
Figura 3. 4: *Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de una masa.* *34*
Figura 3. 5: *Curvas del coeficiente de potencia Cp.* *37*
Figura 3. 6: *Curvas del coeficiente de par Cq* *37*
Figura 3. 7*: Curvas de superficie de los coeficientes de potencia Cp frente a λ y β* *37*
Figura 3. 8: *Curvas de superficie del coeficientes de par Cq frente a λ y β*..... *38*
Figura 3. 9: *Regiones de operación en función de la velocidad del viento-velocidad angular del generador.* *38*
Figura 3. 10: *Regiones de operación en función de la velocidad del viento-potencia.*..... *39*

Figuras capítulo 4

Figura 4. 1: Curvas Cp y potencia frente al viento del modelo N90 2500KW *42*
Figura 4. 2: Curva del coeficiente de potencia Cp respecto a λ con un pitch de 0 ..... *42*
Figura 4. 3: Modelo Simulink para obtener las distintas curvas *43*
Figura 4. 4:Curva potencia-velocidad de turbina..... *45*
Figura 4. 5:Curva par-velocidad de turbina *46*
Figura 4. 6: Curva potencia-velocidad de turbina rediseñada *48*
Figura 4. 7: Curva par-velocidad de turbina rediseñada *49*
Figura 4. 8: Ventana principal del modelo..... *50*
Figura 4. 9: Segunda ventada del modelo *51*

Figuras capítulo 5

Figura 5. 1: Esquema de control de un generador eólico con DFIG 52
Figura 5. 2: Esquema de control de la planta WPP_DL 53
Figura 5. 3: Lazos de control a implementar sobre la planta en función de la zona de operación 53
Figura 5. 4:Ensayo interacción Pa,Ps,fr_inverter,vi,wm,pitch 56
Figura 5. 5: Ensayo interacción Id,Qr,Qs,Vr,Ub,Vcbus 57
Figura 5. 6: Ensayo interacción Pr, Ps, Pt 58
Figura 5. 7: Cp, Lambda escala ampliada 61
Figura 5. 8: Cp, Lambda escala menor 62
Figura 5. 9: Ejemplo identificación modelos Ta-Pitch 63
Figura 5. 10: Mejores modelos Ta-Pitch 64
Figura 5. 11: Ejemplo identificación modelos Ta-vi 65
Figura 5. 12: Mejores modelos Ta-vi 66
Figura 5. 13: Ejemplo identificación modelos Qs-ub 67
Figura 5. 14: Mejores modelos Qs-ub 68
Figura 5. 15: Mejores modelos con retraso Qs-ub 68
Figura 5. 16: Ejemplo identificación modelos Qs-vi 70
Figura 5. 17: Mejores modelos Qs-vi 71
Figura 5. 18: Validación del modelo Ta Simulink 74
Figura 5. 19: Validación del modelo Ta gráficas 75
Figura 5. 20: PIDtool 1 77
Figura 5. 21: PIDtool 2 77
Figura 5. 22: PIDtool 3 77
Figura 5. 23: PIDtool 4 78
Figura 5. 24: PIDtool 5 78
Figura 5. 25: Parámetros PI 1 Ta-pitch 79
Figura 5. 26: Respuesta lazo cerrado PI 1 Ta-pitch 80
Figura 5. 27: Especificaciones temporales y en frecuencia PI 1 Ta-pitch 80
Figura 5. 28: Parametrización reducción ancho de banda PI 2 Ta-pitch 81
Figura 5. 29: Parametrización aumento ancho banda PI 3 Ta-pitch 81
Figura 5. 30: Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa 82
Figura 5. 31: Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento 84
Figura 5. 32: Parámetros PI 1 Qs-Ub 87
Figura 5. 33:Parametrización reducción ancho de banda PI 2 Qs-Ub 88
Figura 5. 34: Parametrización aumento ancho banda PI 3 Qs-Ub 88
Figura 5. 35: Control PI's simples Qs-Ub ante viento senoidal 89
Figura 5. 36: Pidtool Qr-Id parámetros 92
Figura 5. 37: Control PI's simples Qr-Id ante viento senoidal 93

Figuras capítulo 6

Figura 6. 1: Sistema de control realimentado. 96
Figura 6. 2: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento rampa 98
Figura 6. 3: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento 100
Figura 6. 4: Control FeedForward 102
Figura 6. 5: Control FeedForward lazos 102

Figura 6. 6: Comparativa Feedforward vs realimentación *103*
Figura 6. 7: Función transferencia adaptativa *105*
Figura 6. 8: Kp vs vi control feedforward Ta *105*
Figura 6. 9: Kp pitch 3d *106*
Figura 6. 10: Tp pitch 3d *107*
Figura 6. 11: Kp vi 3d *107*
Figura 6. 12: Tp vi 3d *108*
Figura 6. 13: Control feedforward adaptativo multidimensional *108*
Figura 6. 14: Control feedforward Ta-pitch ante viento senoidal *109*
Figura 6. 15: Zoom Ta Control feedforward Ta-pitch ante viento senoidal *110*
Figura 6. 16: Acción feedforward Ta-pitch ante viento senoidal *110*
Figura 6. 17: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento *111*
Figura 6. 18: Acción feedforward Ta-pitch ante viento turbulento *112*
Figura 6. 19: Vr-fr Qs=0 ..... *114*
Figura 6. 20: Parámetros ecuación ub-fr Qs=0 ..... *115*
Figura 6. 21: ub-fr Qs=0 ..... *115*
Figura 6. 22: Control acoplado Qs-Ub ante viento senoidal *116*
Figura 6. 23: Control acoplado, control PI, control Qs-ub *117*
Figura 6. 24: Control en planta Pa,Ps,fr,vi,wm,pitch *120*
Figura 6. 25: Control en planta Id, Qr, Qs, Vr, Ub, Vbus *121*
Figura 6. 26: Control en planta Id, Qr, Qs, Vr, Ub, Vbus *122*
Figura 6. 27: Control en planta lambda, Cp *123*

Figuras capítulo 7

Figura 7. 1: Rampa independiente Vr-fr *126*
Figura 7. 2: Rampa dependiente Vr-fr con 1 %Vr/hz *127*
Figura 7. 3: Rampa dependiente Vr-fr con 1.6 %Vr/hz *128*
Figura 7. 4: Rampa Horizontal Vr-fr *129*
Figura 7. 5: Problemas Control Qs con Vr-fr dependientes *130*
Figura 7. 6: Colocación Analizadores de red *131*
Figura 7. 7: Flujo de energía en el DFIG *132*
Figura 7. 8: Ensayo 1 ..... *133*
Figura 7. 9: Ensayo 2 ..... *133*
Figura 7. 10: Resultado ensayo colocación Analizadores de red *134*
Figura 7. 11:Hoja de características del analizador de red *135*
Figura 7. 12: Ensayo general tiempo de muestreo *136*
Figura 7. 13: Cambios en fr ensayo general tiempo de muestreo *137*
Figura 7. 14: Cambios en ub ensayo general tiempo de muestreo *138*
Figura 7. 15: Cambios en Id ensayo general tiempo de muestreo *139*
Figura 7. 16: Cambios en torqueLimit ensayo general tiempo de muestreo *140*

Figuras capítulo 8

Figura 8. 1: Regiones de funcionamiento de un aerogenerador [51]. *144*
Figura 8. 2: Las distintas regiones de funcionamiento del controlador incluido en FAST [44]. *146*
Figura 8. 3: Control del par con velocidad variable *147*
Figura 8. 4: Control del ángulo de palas (blade pitch control) *148*
Figura 8. 5: Control de freno del eje de alta velocidad HSS y cabeceo de la góndola *151*
Figura 8. 6: Freno de punta (tip brake) instalado en una pala [44]. *152*
Figura 8. 7: Posiciones de plegado de las palas [44]. *155*
Figura 8. 8: Diagrama de fallos en un aerogenerador [53]. *156*
Figura 8. 9: Bloque de aerogenerador de FAST v8 [44]. *157*
Figura 8. 10: Parámetros FAST_SFunc *158*
Figura 8. 11: Carpeta FAST 8 ..... *159*
Figura 8. 12: Archivos .fst *160*
Figura 8. 13: Resumen de los archivos de entrada y salida para FAST v8.16.00a-bjj *161*
Figura 8. 14: Ejemplo básico de aerogenerador en FAST en lazo abierto [44]. *162*
Figura 8. 15: Modelo Test01_SIG.mdl en FAST *162*
Figura 8. 16: modelos de aerogeneradores FAST *163*
Figura 8. 17: Aerogenerador REpower 5MW en alta mar (offshore) [54]. *164*
Figura 8. 18: Aerogenerador Gamesa G10X, donde se puede observar la deflexión de las palas (unidad en Teba, Málaga). *165*
Figura 8. 19: Esquema general del aerogenerador con sólo la máquina de inducción *166*
Figura 8. 20: Gráfica que enfrenta al C_P, TSR y el pitch del NREL 5MW [56] *168*

Figuras capítulo 9

Figura 9. 1: Archivos .mat con datos diversos para diferentes velocidades de viento *171*
Figura 9. 2: Puntos de máxima potencia para cada velocidad de viento (FAST) *171*
Figura 9. 3: Modelo Potencia-wg (FAST) *172*
Figura 9. 4: Par Tem óptimos para cada velocidad de viento (FAST) *172*
Figura 9. 5: Modelo Tem-wg (FAST) *173*
Figura 9. 6: Modelo control MPPT (FAST) *173*
Figura 9. 7: Código MPPT para NREL 5MW *174*
Figura 9. 8: Curva teórica par generador vs velocidad angular del generador wg (FAST) *175*
Figura 9. 9: Curva Tem-wg *176*
Figura 9. 10: Curva Tem-wg Zoom *176*
Figura 9. 11: Curva Pot.elect-wg *177*
Figura 9. 12: Curva Pot.elect-velocidad del viento *177*
Figura 9. 13: Estudio banda muerta Tem región 2 ½ *178*
Figura 9. 14: Par generador registrado y par electromagnético algoritmo región 2 ½ *179*
Figura 9. 15: Par generador registrado y par electromagnético algoritmo vs banda muerta *180*
Figura 9. 16: Par generador registrado frente wg en región 2 ½ para distintas banda muertas *181*
Figura 9. 17: Ejemplo identificación modelos wg-Pitch obtenido *182*
Figura 9. 18: Ejemplo identificación modelos wg-Pitch tratándo previamente *182*
Figura 9. 19: Mejor modelo wg-pitch *183*
Figura 9. 20: Ejemplo identificación modelos wg-vi obtenido *184*
Figura 9. 21: Ejemplo identificación modelos wg-vi tratándo previamente *185*
Figura 9. 22: Mejor modelo wg-pitch *185*

Figura 9. 23:Validación del modelo wg con cambios en pitch *187*
Figura 9. 24:Validación del modelo wg con cambios en viento *188*
Figura 9. 25:Validación del modelo wg con cambios en pitch y viento *189*
Figura 9. 26:índices IAE e IAVU del modelo lineal obtenido y de FAST en lazo cerrado *190*
Figura 9. 27:Esquema general del aerogenerador con el controlador de pitch. *191*
Figura 9. 28:Parámetros PID 1 wg-pitch FAST *192*
Figura 9. 29:Respuesta lazo cerrado PID 1 wg-pitch FAST *193*
Figura 9. 30:Especificaciones temporales y en frecuencia PID 1 wg-pitch FAST *193*
Figura 9. 31: Viento, wg y ptich controlador de prueba zona nominal FAST. *194*
Figura 9. 32: Potencia obtenida ante controlador de prueba zona nominal FAST. *195*
Figura 9. 33:control del par del generador *196*
Figura 9. 34:control del ángulo de pitch *197*
Figura 9. 35:Respuesta temporal filtro en wg punto operación vi=7m/s *198*
Figura 9. 36:rango de frecuencias en wg punto operación vi=7m/s *198*
Figura 9. 37:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=7m/s *199*
Figura 9. 38:Control MPPT filtrado ante salto vi 7 a 8 m/s *200*
Figura 9. 39:Filtro en wg punto operación vi=10m/s *201*
Figura 9. 40:rango de frecuencias en wg punto operación vi=10m/s *201*
Figura 9. 41: Respuesta en frecuencia filtro wg punto operación vi=10m/s *202*
Figura 9. 42: Control MPPT filtrado ante salto vi 10 a 10.5 m/s *203*
Figura 9. 43:Filtro en wg punto operación vi=11.5m/s *204*
Figura 9. 44: rango de frecuencias en wg punto operación vi=11.5m/s *204*
Figura 9. 45: Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=11.5m/s *205*
Figura 9. 46: Resultados filtro control MPPT en wg *206*
Figura 9. 47: Filtro en wg punto operación vi=15m/s *207*
Figura 9. 48:rango de frecuencias en wg punto operación vi=15m/s *207*
Figura 9. 49:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=15m/s *208*
Figura 9. 50:Filtro en wg punto operación vi=15m/s *209*
Figura 9. 51:rango de frecuencias en wg punto operación vi=20m/s *209*
Figura 9. 52:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=20m/s *210*
Figura 9. 53:Viento, wg y ptich con dinámica pitch y filtro wg *211*
Figura 9. 54: Potencia obtenida incluyendo dinámica pitch y filtro wg *212*
Figura 9. 55: Ruido wg Simulink vs FAST *213*

Figuras capítulo 10

Figura 10. 1: Parametrización PID 1 wg-pitch *216*
Figura 10. 2: Parametrización PID 2 y PID 3 wg-pitch *216*
Figura 10. 3:Control PID's simples wg-pitch ante viento escalón *217*
Figura 10. 4: Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento *219*
Figura 10. 5:Aproximación modelo 1orden+retraso *222*
Figura 10. 6:Control PID's métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento *223*
Figura 10. 7: Ejemplo esquema control PI por ganancia programada y modelos elegidos *225*
Figura 10. 8:Control PID's adaptativo métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento *228*
Figura 10. 9:Control PID's adaptativo filtro Td métodos sintonía wg-pitch ante viento escalón *230*
Figura 10. 10: Control PID's adaptativo filtro Td métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento *231*
Figura 10. 11: Función transferencia adaptativa $Kppitch, Tppitch, Kpvi, Tpvi$ *234*
Figura 10. 12:Kp pitch 3d *235*

Figura 10. 13:Tp pitch 3d *235*
Figura 10. 14: Kp vi 3d *236*
Figura 10. 15: Tp vi 3d *236*
Figura 10. 16: Control feedforward adaptativo multidimensional *237*
Figura 10. 17: Control feedforward wg-pitch ante viento escalón *238*
Figura 10. 18: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento *239*
Figura 10. 19: Acción feedforward wg-pitch ante viento turbulento *240*
Figura 10. 20: Modos de vibración en el aerogenerador [64] *243*
Figura 10. 21: Momento fa ante viento turbulento comparativa PID2 vs FF multidimensional *246*
Figura 10. 22: Momento fa ante viento escalón comparativa PID2 vs FF multidimensional *247*
Figura 10. 23:Esquema control lazo wg-pitch con control fore-aft *249*
Figura 10. 24:Ejemplo control fore-aft lazo abierto *251*
Figura 10. 25: Ejemplo control fore-aft lazo cerrado *252*
Figura 10. 26:Ejemplo identificación modelos Mfa-pitch *253*
Figura 10. 27:Mejores modelos Mfa-Pitch *254*
Figura 10. 28:Ejemplo identificación modelos Mfa-vi tratándola previamente *255*
Figura 10. 29:Mejor modelo Mfa-vi *256*
Figura 10. 30: esquema simulink modelo lineal Mfa y wg *259*
Figura 10. 31: wg y fa tras control adaptativo con AG ante viento turbulento *260*
Figura 10. 32: Aportación pitch Gfore-aft y feefforward ante viento turbulento *261*
Figura 10. 33: wg y fa tras control adaptativo con AG ante viento turbulento *262*
Figura 10. 34: Aportación pitch Gfore-aft y feefforward ante viento escalón *263*

Figuras anexo AI

Figura AI. 1: Motor brushless y controlador para motor sin escobillas *281*
Figura AI. 2: Panel del controlador para motor sin escobillas *282*
Figura AI. 3: Motor asíncrono *283*
Figura AI. 4: Módulo de alimentación trifásica *284*
Figura AI. 5:Analizadores de energía trifásica *285*
Figura AI. 6:Convertidor de regenerativo AC-DC *286*
Figura AI. 7:Panel frontal convertidor de regenerativo AC-DC *287*
Figura AI. 8:Módulo inversor para motores trifásicos *288*
Figura AI. 9:Panel frontal del módulo inversor para motores trifásicos *288*
Figura AI. 10:Interruptores de potencia *289*
Figura AI. 11:Relé de sobrecorriente *290*
Figura AI. 12:Transformador trifásico *291*

Figuras anexo AII

Figura AII. 1: Hub para modbus *293*
Figura AII. 2:Panel frontal hub *294*
Figura AII. 3: Convertidor usb a puerto serie canal 1 ..... *295*
Figura AII. 4: Configuración de patillas del adaptador moxa *295*
Figura AII. 5: Convertidor usb a puerto serie canal 2 ..... *296*
Figura AII. 6: Configuración de patillas del adaptador Spectra *296*
Figura AII. 7: Comunicación TCP/IP establecida *297*

Figuras anexo AIII

Figura AIII. 1:Espectro de densidad espectral de Van der Hoven. 300
Figura AIII. 2: Función de distribución de Weibull. 301
Figura AIII. 3:Componente turbulenta de la velocidad del viento 303
Figura AIII. 4:Componente rampa de la velocidad del viento 303
Figura AIII. 5:Componente de ráfaga de la velocidad del viento 304
Figura AIII. 6:Curva viento 305
Figura AIII. 7: Curva viento 2 306
Figura AIII. 8: Curva viento 3 306
Figura AIII. 9: Curva viento 4 307

Figuras anexo AIV

Figura AIV. 1: Descripción de la funcionalidad del parámetro d5 del motor brushless 309
Figura AIV. 2: Información sobre el parámetro Ub para la gestión de la recta V/f 309
Figura AIV. 3: Detalle del código del SCADA para el control de la tensión del bus. 310
Figura AIV. 4: Detalle del código del SCADA para el control de la tensión del bus. 310

Figuras anexo AV

Figura AV. 1:PID Simulink punto 1 2 y 3 313
Figura AV. 2:PID Simulink punto 4 314
Figura AV. 3:PID Simulink punto 5 314
Figura AV. 4:PID Simulink punto 6 314
Figura AV. 5:PID Simulink punto 7 314
Figura AV. 6: PID Simulink punto 8 315
Figura AV. 7: PID Simulink punto 9 315
Figura AV. 8: PID contorno 316
Figura AV. 9: PID ventana superior 316

Figuras anexo AVI

Figura AVI. 1: Esquema general de funcionamiento de FAST y sus modos de operación [44]. 318
Figura AVI. 2:Sistema coordinado torre-base [44]. 324
Figura AVI. 3:Sistema coordinado de la zona superior del aerogenerador [44]. 325
Figura AVI. 4:Sistema coordinado de la góndola con guiñada [44]. 326
Figura AVI. 5:Sistema coordinado del eje [44]. 326
Figura AVI. 6:Sistema coordinado del hub [44]. 327
Figura AVI. 7:Sistema coordinado cónico [44]. 328
Figura AVI. 8:Sistema coordinados de las palas [44]. 329
Figura AVI. 9: Disposición de aerogenerador de dos palas, a favor del viento (sotavento), y detalle de su eje [44]. 330
Figura AVI. 10:Detalle del rotor de dos palas ilustrando el ángulo δ_3 [44]. 330
Figura AVI. 11: Disposición de un aerogenerador de tres palas enfrentadas al viento (barlovento) [44]. 331
Figura AVI. 12: Esquema de un aerogenerador de tres palas a barlovento, con ejes de rotor y cola

independientes (furl axes) [44]. *332*
Figura AVI. 13: Estructura de la cola y rotor [44]. *333*
Figura AVI. 14:Detalle de las variables de FAST dedicadas a la cola (tail-furling) [44] *334*
Figura AVI. 15: Esquema de la plataforma o base. La zona roja representa la plataforma de fondeo usada en sistemas offshore [44]. *335*
Figura AVI. 16: Modos de deflexión de la torre [44]. *336*
Figura AVI. 17: Disposición de la pala [44]. *337*
Figura AVI. 18: Par del generador eléctrico simple de inducción frente a la velocidad [44]. *339*
Figura AVI. 19: Modelo equivalente simplificado de Thevenin [77]. *340*
Figura AVI. 20: Curva de par frente a la velocidad de un generador eléctrico de inducción de Thevenin [44]. *340*
Las geometrías del centro de masas del tubo de la cola, del centro de masa de la aleta de la cola y de la superficie de la aleta, los cuales son los componentes que componen el sistema de cola (furling-tail assembly) se pueden observar en la figura AVI. 14. ..... *343*
Figura AVI. 21: Los 6 grados de libertad alrededor de tres ejes (GDL). *347*
Figura AVI. 22: Captura de pantalla de FAST LogNoter. *349*

Capítulo 1

1. Introducción

Hoy en día, más del 80% de la energía eléctrica producida a nivel mundial, procede de los recursos fósiles, como el petróleo. El incesante incremento de la demanda eléctrica ha ocasionado que estos recursos empiecen a escasear. Esto ha aumentado el interés por la generación de energía eléctrica a través de fuentes alternativas, como son la radiación solar y el viento.

Aun cuando la instalación de generadores eólicos se ha incrementado en los últimos años, la energía eléctrica que estos producen todavía es muy poca, comparada con la que se obtiene de las fuentes convencionales.

El aumento de la generación de energía eléctrica por medio de la fuerza del viento, no solo se asocia a un aumento de la capacidad instalada, sino también a una mejora de su funcionamiento. Los aspectos más importantes a considerar son: la generación eficiente de potencia y la regulación de la velocidad angular rotórica, bajo condiciones cambiantes de la velocidad del viento.

Lograr lo anterior en un escenario de estabilidad, no es una tarea fácil, ya que se trata de procesos multivariables, con fuertes no linealidades, interacción y varias restricciones. Es por ello que estos sistemas son y han sido motivo de estudio en diversos trabajos de investigación, relacionados con el modelado matemático y el control multivariable.

El trabajo que aquí se propone puede considerarse como una continuación del proyecto de investigación “Diseño de sistemas de control multivariables mediante redes de desacoplo: aplicación al control de aerogeneradores” Código P10-TEP-6056 de la Consejería de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo de la Junta de Andalucía en el que está trabajando el grupo de investigación PRINIA.

Para la ejecución de éste proyecto, el departamento dispone de dos plantas: la primera de ellas (Figura 1.1), permite reproducir características de viento y aerodinámicas de las palas, produciendo energía en forma de corriente continua y con el inconveniente de no permitir su conexión a red.

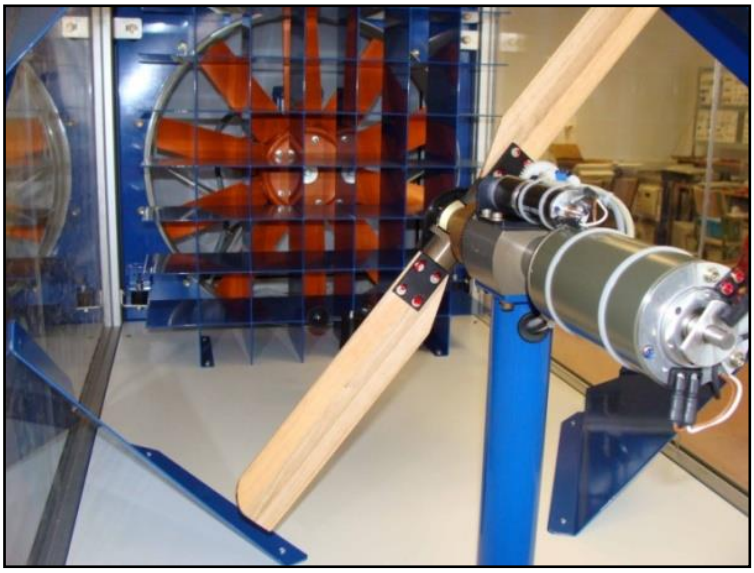


Figura 1. 1: Planta eólica nº 1

El grupo adquirió en el año 2017 una segunda planta experimental (Figura 1.2), que cuenta con un motor de arrastre brushless y un generador DFIG que permiten la inyección en red de la energía generada, pero que no incluye la parte mecánica y aerodinámica de los aerogeneradores reales.

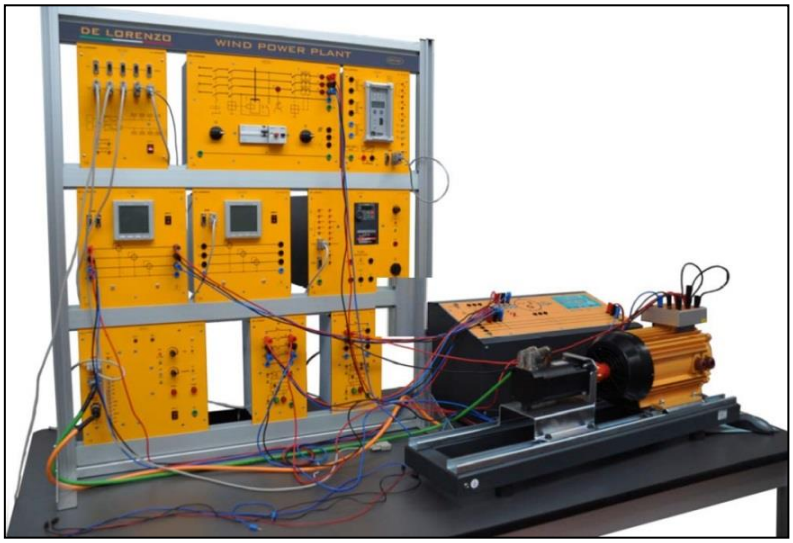


Figura 1. 2:Planta eólica nº 2

En ella, el servomotor Brushless permite emular las condiciones de viento que se podrían dar en un sistema real que junto a un generador eléctrico de inducción doblemente alimentado (DFIG) y un conjunto de elementos de electrónica de potencia y electrónica de control forman la planta.

Esta última planta junto con la herramienta de diseño integral de aerogeneradores denominada FAST han sido utilizada para la ejecución de este trabajo.

Gracias al TFG [1] realizado por el alumno durante los estudios de Grado en Ingeniería Electrónica Industrial en la Universidad de Córdoba, se dotó a la planta experimental de un sistema de emulación que permitía simular la parte mecánica y aerodinámica de los aerogeneradores reales. Estos fueron los principales puntos desarrollados durante ese trabajo:

- La integración de un sistema de control externo que pudiera comunicar con la planta a través de una red de comunicación paralela, sin alterar la red de comunicación original. Concretamente se buscó que la planta experimental comunicase vía OPC Modbus con el entorno de desarrollo Matlab/Simulink.
- Se dotó a la planta experimental de un sistema de emulación que permitiese simular la parte mecánica y aerodinámica de los aerogeneradores reales.
- Se diseñó un controlador de pitch para trabajar dentro de la región nominal con viento superiores al nominal (zona a plena carga).

1.1. Ámbito del trabajo

Los métodos aplicados al control de aerogeneradores son en la actualidad muy conservadores, pudiéndose realizar mayor esfuerzo con vistas a su optimización mediante el uso de técnicas de control avanzadas. El grupo de investigación PRINIA de la Universidad de Córdoba lleva más de diez años trabajando en técnicas de control multivariable, en concreto de sistemas descentralizados utilizando controladores PID, sistemas centralizados mediante redes de desacoplo, así como técnicas propias como el uso de redes mediante PIDs.

Entre los objetivos principales del Proyecto de Excelencia P10-TEP-6056 se encuentra la aplicación de estas técnicas de control avanzado multivariable a la regulación y control de un aerogenerador de pequeña potencia. La nueva planta adquirida aunque de potencia inferior a la instalada en la industria eólica, presenta la misma problemática de control que aquéllas.

En función de los resultados, otro de los objetivos del Proyecto de Excelencia P10-TEP-6056 ha sido establecer relaciones con empresas del sector de la energía eólica para tratar de reproducirlos en aerogeneradores de mayor potencia.

1.2. Objetivos

Este trabajo se puede descomponer en dos objetivos o partes principales:

- Primera parte: Mejorar la estructura de control multivariable descentralizado de la planta experimental realizada en el TFM [2] de los estudios de Máster Universitario en Ingeniería Industrial, permitiendo regular eficientemente las principales variables que intervienen en un aerogenerador de velocidad variable, partiendo de un modelo no lineal del mismo.

- Segunda parte: Introducirse en la herramienta de diseño integral de aerogeneradores denominada FAST, enlazándolo con Simulink de Matlab, para el estudio de un modelo real de aerogenerador y verificar su funcionamiento.

De esta forma, la primera parte se puede descomponer en los siguientes objetivos secundarios o etapas llevados a cabo durante el desarrollo del trabajo:

- Modelado:

1. Rediseño de un bloque Simulink que emule las condiciones mecánicas y aerodinámicas de un modelo de aerogenerador acorde a las características reales de la planta 1 kW.

- Sistema de control:

2. Realizar una identificación de las variables a controlar y manipular en un DFIG.
3. Control en la zona nominal con el diseño de un controlador en Simulink y búsqueda de control óptimo sobre el par aerodinámico a través del ángulo de paso de pala.
4. Control en la región de MPPT (Maximum power point tracking).
5. Control de las variables Ps, Qs, Qr, Vdc.

Para el desarrollo de cada etapa se realiza:

1. Rediseño de un modelo acorde a las características reales de la planta experimental en Matlab, con objeto de realizar un control adecuado en la región de MPPT y región nominal, intentando emular el comportamiento de los aerogeneradores denominados DFIG junto con la planta experimental.
2. Diseño de varios tipos de controlador teniendo en cuenta o no la perturbación del viento. Se implementan los controladores PI, PID con y sin feedforward en Simulink buscando la mejor parametrización posible de los parámetros (Kp, Ti, Td) que obtengan un índice IAE lo más bajo posible, gracias a la utilización de la

herramienta PID Tuner de Matlab y de los métodos sintonía PID López para rechazo de perturbación.

3. Para cada velocidad de viento en la zona MPPT, el eje de baja y alta velocidad debe tener una determinada velocidad angular para conseguir producir la máxima potencia posible en ese punto de operación. Esto se consigue modificando el par electromagnético del Inverter (frecuencia de la tensión que se aplica al rotor del DFIG).
4. Mejora en el lazo de control Qs-ub al incluir un control acoplado al PID trabajando como ajuste grueso y el PID trabajando como ajuste fino.

La segunda parte se puede descomponer en los siguientes objetivos secundarios o etapas llevados a cabo durante el desarrollo del trabajo:

1. Estudio del funcionamiento del paquete de software FAST y del modelo de aerogenerador NREL 5 MW.
2. Implementación y simulación de modelos en Matlab y Simulink para su evaluación y verificación.
3. Control en la región de MPPT (Maximum power point tracking).
4. Control en la zona nominal con el diseño de un controlador en Simulink y búsqueda de control óptimo sobre la velocidad angular a través del ángulo de paso de pala teniendo en cuenta el IAE y/o fatiga estructural.

1.3. Estructura del trabajo

El documento está estructurado como sigue:

- En el capítulo 2 se detalla el estado actual de la energía eólica a nivel mundial y nacional, se describen varios criterios de clasificación de sistemas de conversión de energía eólica en función de la capacidad de control de velocidad y de potencia y se engloba el equipo experimental en uno de ellos.
- En el capítulo 3 se presenta un diagrama esquemático del generador eólico, así como de la estructura del sistema de control. También se analiza el mecanismo de rotación, la aerodinámica y el generador eléctrico para obtener un modelo no lineal del generador eólico.
- En el capítulo 4 se explica todo lo relacionado con la emulación en Simulink, como las características del modelo elegido y el modelo de la planta en Simulink.
- En el capítulo 5 se realiza una identificación de los diferentes lazos de control a través de las diversas variables manipuladas y controladas en la planta. Además

se implementan unos lazos de control monovariables con ayuda de la herramienta Pidtool de Matlab.

- En el capítulo 6 se realiza la búsqueda del control óptimo en la zona nominal controlando el par aerodinámico a través del ángulo de paso de pala buscando reducir el índice IAE, se mejora el lazo de control Qs-ub solucionando el problema de control que presentaba este lazo debido al retardo ocasionado por los analizadores de red y finalmente se presenta un ensayo donde interactúan los diversos lazos de control de la planta experimental.
- En el capítulo 7 se explica el trabajo técnico desarrollado sobre la planta experimental.
- En el capítulo 8 se presenta la herramienta de control aerolástico FAST, se explica las diversas acciones de control que contiene, la interfaz con Simulink y las características del modelo de aerogenerador utilizado NREL 5MW.
- En el capítulo 9 se realiza el control MTTP del aerogenerador, se obtienen diversos modelos identificados en la región nominal y se soluciona algunos problemas ocasionados por el ruido que presenta el modelo.
- En el capítulo 10 se realiza la búsqueda del control óptimo en la zona nominal controlando la velocidad angular wg a través del ángulo de paso de pala buscando reducir el índice IAE y/o la fatiga mecánica que sufre la torre.
- En el capítulo 11 se comentan las conclusiones y trabajos futuros.

Capítulo 2

2. Antecedentes

2.1. Estado actual de la energía eólica

Las energías renovables en general, y la energía eólica en particular, se han convertido en una parte esencial de los programas energéticos de la mayoría de los gobiernos del mundo. La necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero bajo la obligación que otorga el protocolo de Kyoto para prevenir el calentamiento global, o la incertidumbre política y económica derivada de la dependencia de fuentes exteriores de energía son justo algunas de las razones.

La confianza en los sistemas eólicos de generación de energía eléctrica se ha incrementado notablemente en la última década, no solamente entre la opinión pública sino incluso entre los sectores más reacios del negocio energético. La energía eólica es vista por la opinión pública como una fuente de empleo local y vía de desarrollo del entorno, sin graves incidencias negativas sobre el medio ambiente. La gran aceptación de esta energía por la opinión pública junto con la rentabilidad de las instalaciones ha contribuido y contribuye a su rápido desarrollo.

La energía eólica ha experimentado un rápido crecimiento a nivel global desde finales de la década de los 90 (Figura 2.1 y 2.2). En el año 2001 solamente había instalada a nivel mundial una capacidad de 23900 MW. Inicialmente esta capacidad fue incrementando alrededor de los 7000 MW por año. No obstante este nivel de crecimiento anual ha aumentado hasta alcanzar un nivel máximo de 63.63 GW que fueron instalados en 2015 siguiendo a los 54.6 GW instalados en 2016, los 51.675 GW instalados en 2014, los 36 GW instalados en 2013, los 45 GW instalados en 2012, los 40.6 GW instalados en 2011 y los 39 GW instalados en 2010. En este sentido la capacidad mundial de energía eólica instalada alcanzó los 486.75 GW en 2016. [3], [4].

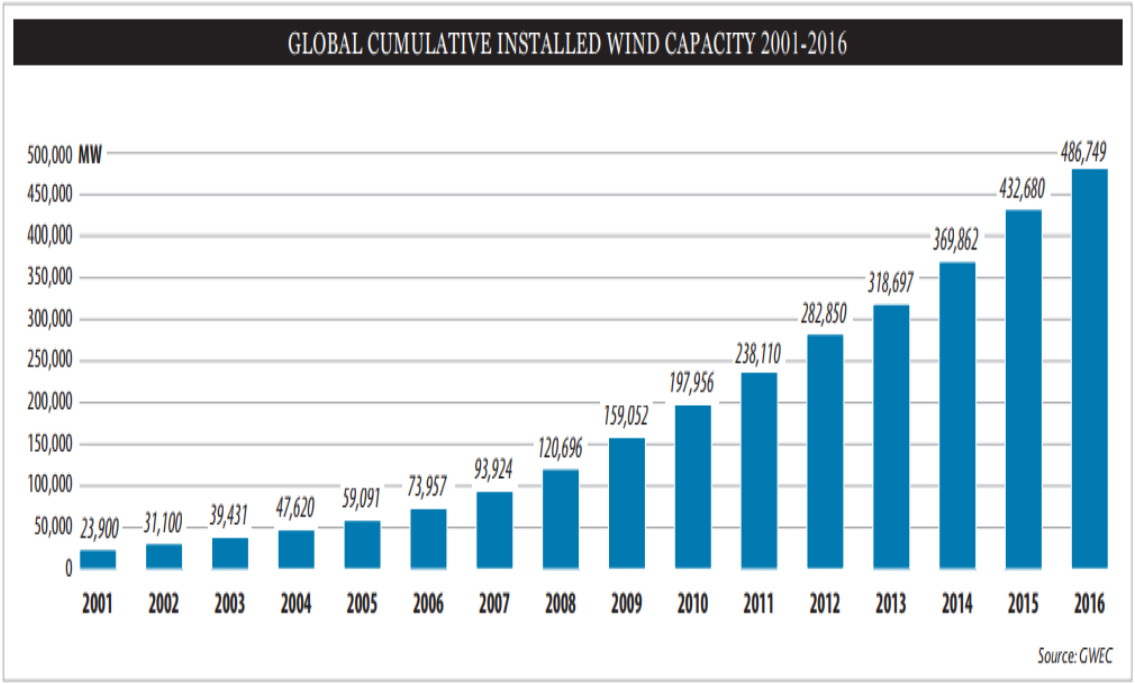


Figura 2. 1: Evolución la capacidad eólica instalada cada año desde 2001 hasta el 2017 a nivel mundial

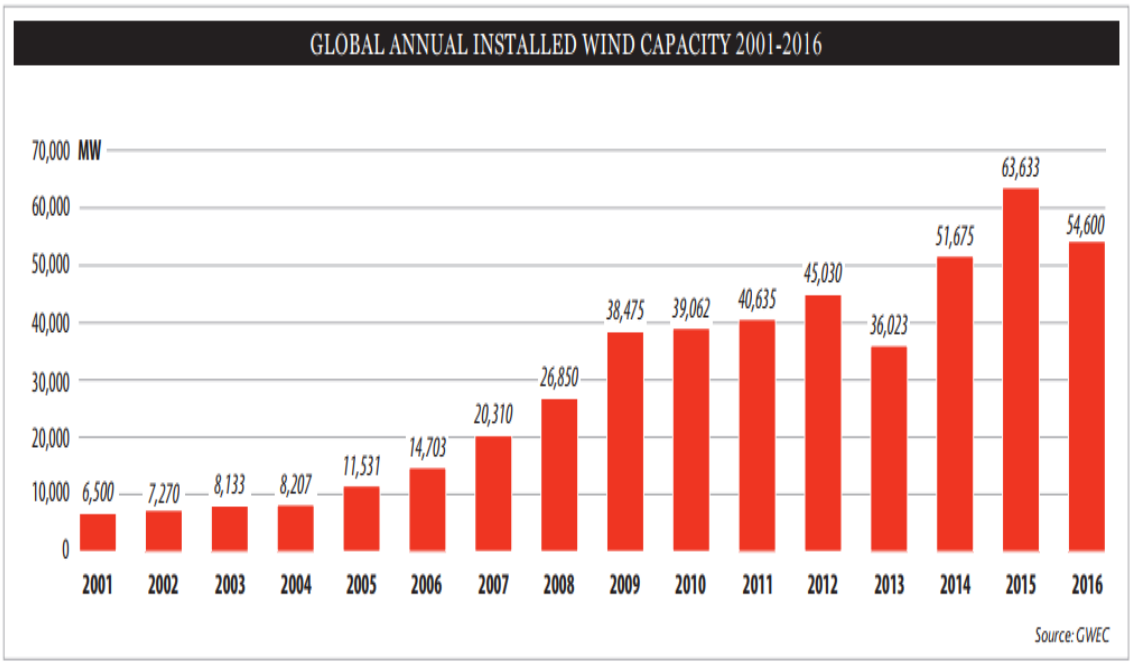


Figura 2. 2: Evolución la capacidad eólica total instalada desde año 2001 hasta el año 2017 a nivel mundial

En 2016 en España la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica fue aportada por la nuclear que cubrió el 22,9 % (un 21,8 % en 2015), la eólica con el 19.3 % (un 19% en 2015), la hidráulica con el 14.6% (un 11.2 % en 2015) el carbón con el 14.4 % (un 20.3 % en 2015), los ciclos combinados con el 10.5 (un 10.1 en 2015) y la cogeneración con el 10,4 % (un 10 % en 2015) (Figura 2.3). Por debajo de una participación del 10 % se han situado las tecnologías solares y la térmica renovable que conjuntamente han cubierto el 5.2 % de la demanda, aportación similar a la de 2015 [5].

Las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía en el sistema eléctrico cubriendo el 40.8 % de la producción total (un 36.9 % en 2015).

En términos absolutos la generación renovable ha ascendido un 3.9 % respecto al año anterior, debido principalmente aumento de un 3.4 % de la producción hidráulica. Cabe destacar que la eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción total de energía en el sistema eléctrico español peninsular en los meses de enero, febrero y noviembre [5].

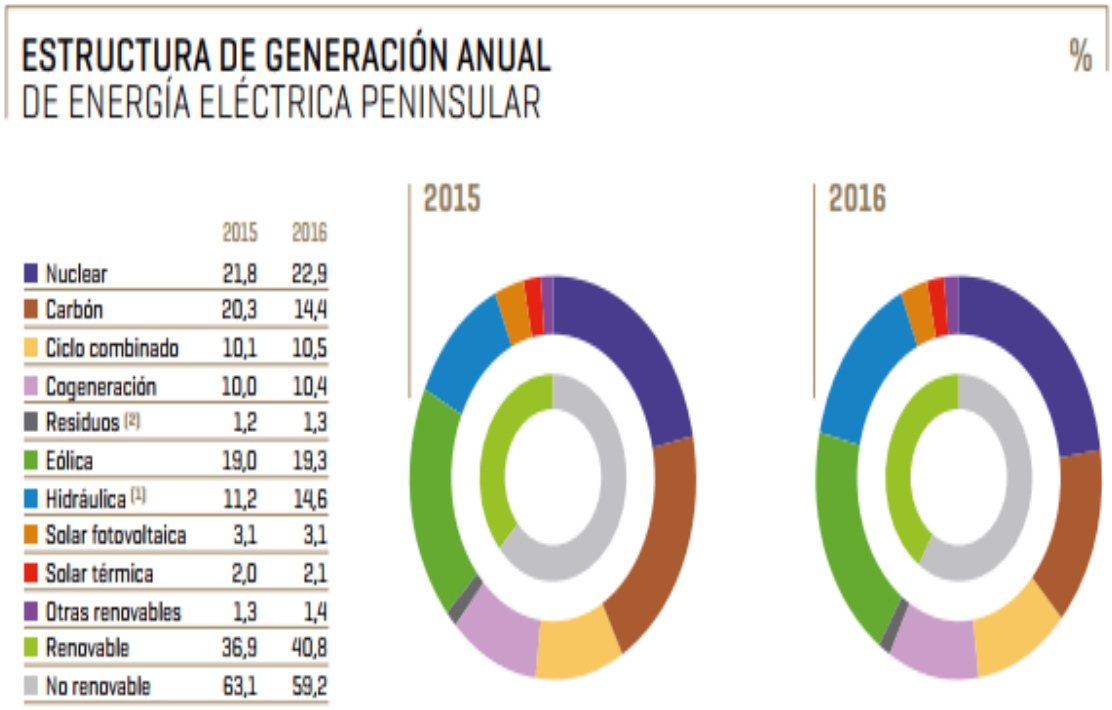


Figura 2. 3: Gráfico de la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica en 2015-2016 en España

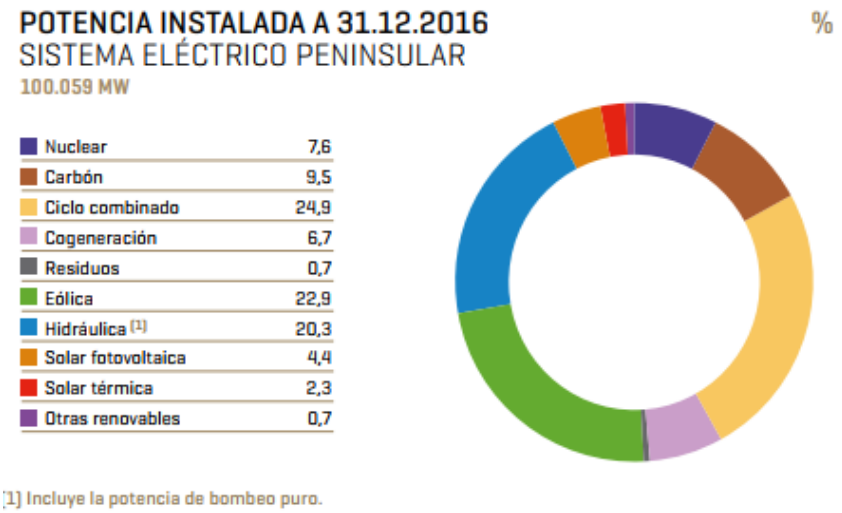


Figura 2. 4: Gráfico de la potencia instalada a 31 de diciembre del 2016 en la península

La European Wind Energy Association (EWEA) prevé que para el 2020 la energía eólica cubra el 15.7% de la demanda total energética europea y el 28.5% para el 2030. Es más, para el 2050 se espera que la producción eólica sea capaz de cubrir la mitad de la demanda energética a nivel europeo [6].

Con la finalidad de que esta fuente alternativa de energía sea cada vez más viable, es necesario que los generadores eólicos continúen mejorando constantemente. Esto implica que los sistemas de control empleados en este tipo de procesos también sean más eficientes, de tal forma que se optimice el aprovechamiento de la energía procedente del viento. En general, el objetivo principal de estos controladores es conseguir que el sistema tenga una generación eficiente de electricidad.

Lo anterior, por supuesto bajo condiciones ambientales cambiantes, que consisten en variaciones importantes tanto en la magnitud como en la dirección del viento. Esto no es una tarea fácil, ya que se trata de sistemas multivariables con fuertes no linealidades y considerables restricciones [7], [8], [9], [10], [11], [12].

Diversas técnicas de control complejo se han implementado en los generadores eólicos, entre las cuales están el control LPV (Linear Parameter Varying) [13], H∞ [14], Adaptable [15], Óptimo LQG [16], PID descentralizado [17], Predictivo [18], Lógica Difusa [19], Redes Neuronales [20], entre otros.

Todas estas técnicas necesitan de un proceso inicial de "puesta a punto" previo, en el que la simulación y el análisis de resultados juegan un papel clave. El proceso de simulación es seguido de un proceso experimental que no siempre es posible o factible. Por ese motivo se recurre en ciertas ocasiones a plantas de laboratorio que reproducen notablemente el sistema real o herramientas de control aerolástico como FAST.

2.2. Control de los sistemas de conversión de energía eólica

El control juega un papel muy importante en los sistemas de conversión de energía eólica modernos. El reto es asegurar una entrega de energía eléctrica de buena calidad procedente de una fuente primaria profundamente irregular, como es el viento.

Los sistemas de generación eólica modernos están equipados con subsistemas de control y supervisión de datos. Fundamentalmente en todo aerogenerador hay tres sistemas de control de bajo nivel interactuando simultáneamente:

- El control de la potencia aerodinámica que actúa sobre las hélices y que se basa en técnicas de control asentadas y ampliamente utilizadas, como el clásico control PI o la estructura de control óptimo.
- El control de generador eléctrico para asegurar la velocidad variable.
- Finalmente el control del interfaz con la red y el acondicionamiento de la potencia de salida.

Desde el punto de vista de la estrategia de control y considerando la división establecida en cuanto al criterio de control de velocidad y control de potencia, los sistemas de conversión de la energía eólica se pueden clasificar en:

- Sistemas de velocidad fija y paso fijo (FS-FP, siglas en inglés).
- Sistemas de velocidad fija y paso variable (FS-VP).
- Sistemas de velocidad variable y paso fijo (VS-FP).
- Sistemas de velocidad variable y paso variable (VS-VP).

Estos últimos son los más habituales en sistemas de mediana y alta potencia. El diseño de sistemas de control para los aerogeneradores de velocidad variable resulta complicado ya que, además de las variaciones en la magnitud y dirección, se deben considerar cambios abruptos en la carga eléctrica, fuertes no linealidades, varias restricciones y gran interacción entre sus variables [7].

La planta experimental de baja potencia que se utiliza en este trabajo y sobre la cual se va a trabajar reúne una característica muy interesante, ya que se puede englobar dentro de los sistemas VS-VP aunque la característica de pitch variable es emulada por software.

2.3. Sistemas de conversión de energía eólica

Desde que se comenzó a explotar la energía eólica el diseño y los aspectos constructivos de las turbinas eólicas han llevado a la experimentación de decenas de modelos, con diferentes materiales, número de aspas, posición del eje de rotación, entre otras características.

En la actualidad se ha determinado que el número de aspas que brinda un mejor desempeño es de 2 a 3, dependiendo de la finalidad y de las características de la turbina. Para la generación de energía eléctrica a gran escala se ha privilegiado el uso de 3 aspas.

Según la dirección del eje de rotación de las aspas, las turbinas eólicas pueden presentarse con eje vertical u horizontal. Las primeras son utilizadas principalmente en artefactos de medición, y las segundas en la generación de energía eléctrica.

Las principales diferencias en los aerogeneradores atañen fundamentalmente al diseño eléctrico y a la estrategia de control. En consecuencia, los sistemas de conversión de energía eólica pueden ser clasificados de acuerdo a la capacidad de control de velocidad y control de potencia, lo cual conduce a clases de aerogeneradores diferenciados por el sistema de generación (control de velocidad) y por el método empleado para limitar la eficiencia aerodinámica por encima de la potencia nominal (control de potencia).

Bajo el criterio de control de velocidad se pueden diferenciar dos tipos de sistemas de conversión eólica: aerogeneradores de velocidad fija y aerogeneradores de velocidad variable.

Bajo el criterio de la capacidad de control de potencia se pueden diferenciar hasta cuatro categorías: aerogeneradores con regulación por pérdida aerodinámica (stall-controlled), aerogeneradores con regulación del ángulo de paso de las hélices (pitch-controlled) , los aerogeneradores con regulación por pérdida aerodinámica activa (active-stall-controlled) y los aerogeneradores con regulación del ángulo en que la turbina enfrenta al viento (yaw control) [21].

PLANTA EXPERIMENTAL

Capítulo 3

3. Descripción del sistema

3.1. Descripción de la planta experimental

La planta experimental que se utiliza a lo largo de este trabajo es una pequeña planta eólica de la empresa italiana De Lorenzo S.p.A [22]. En concreto el modelo elegido es el DL WPP. En la Figura 3.1 se muestra una imagen del mismo [23].

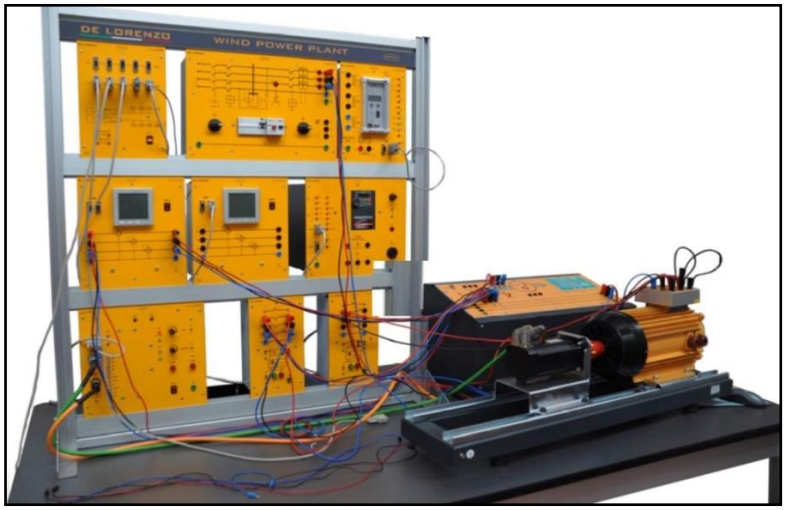


Figura 3. 1: **Planta eólica WPP**

Esta planta de laboratorio permite estudiar las funciones y las operaciones de una turbina eólica moderna simulando los efectos de la fuerza del viento en el sistema.

Este sistema opera a través de un servomotor brushless, un generador eléctrico doblemente alimentado y un software de simulación que permiten un estudio práctico y eficaz.

La unidad de control de esta planta permite controlar y gestionar la velocidad variable del generador asíncrono doblemente alimentado. Gracias a esta unidad de control es posible simular y estudiar los principios de funcionamiento de este tema.

Esta unidad de control permite un análisis teórico de los temas siguientes:

- La operación del generador asíncrono de doble alimentación.
- El interruptor de alimentación integrado para activar el generador en línea.
- Potencia reactiva y activa, control de frecuencia y voltaje.
- Sincronización de red.

Esta planta se completa con un software que puede controlar y establecer las diversas operaciones del sistema. Con este software se puede ajustar la velocidad del viento y examinar los efectos sobre las funciones operativas de una instalación eólica real. Otra característica importante de este software es la capacidad de controlar, configurar y visualizar los datos.

En concreto, con este software se pueden realizar las siguientes actividades:

- Medición, cálculo y representación gráfica de muchos parámetros de funcionamiento mecánico y eléctrico.
- Selección de los valores de referencia de potencia reactiva y activa.
- Definición y simulación de energía eólica y perfiles.
- Set-up de experimentos interactivos.
- Los valores y los gráficos pueden ser memorizados.
- Las instrucciones de los experimentos se pueden ver directamente desde el software.
- Posibilidad de imprimir documentos para facilitar la impresión en papel de las instrucciones de los experimentos con soluciones.

Con esta planta se pueden realizar los siguientes experimentos:

- Estudio del funcionamiento de una turbina eólica moderna.
- Relación entre un sistema de control de paso de pala y el viento.
- Análisis de los parámetros mecánicos de un generador de inducción.
- Análisis de los parámetros eléctricos de un generador de inducción.
- Método de arranque de una planta eólica.
- DFIG – generador de inducción de doble alimentación.

Este tipo de pequeñas plantas experimentales son utilizados ya que los resultados obtenidos se pueden extrapolar a plantas eólicas de gran potencia, teniendo en cuenta que la flexibilidad de experimentación es mucho mayor que en los sistemas de gran potencia.

En el anexo I se explica con más detalle los componentes de la planta y la comunicación establecida durante el TFM [2].

3.2. Estructura general de un sistema eólico

Los componentes principales de un sistema de conversión de energía eólica son fundamentalmente el rotor, el sistema de transmisión y la unidad generadora de potencia.

El rotor comprende las hélices, que es lugar donde se produce la conversión aerodinámica y el eje, que enlaza las hélices a la transmisión y a los servomotores de actuación sobre el ángulo de paso.

El sistema de transmisión transmite la potencia mecánica capturada por el rotor hacia generador eléctrico. Está compuesto por los ejes de alta y baja velocidad, la caja de cambio y los frenos. La caja de cambio incrementa la velocidad rotórica a valores más adecuados para el funcionamiento del generador.

El generador eléctrico es el elemento que convierte la potencia mecánica en potencia eléctrica. Sus terminales son conectados a la red de consumo, o como en el caso de sistemas de velocidad variable, a un convertidor de frecuencia intermedio.

La figura 3.2 muestra un esquema del sistema eólico, así como de la estructura del sistema de control. El movimiento de la hélice es causa de la fuerza del viento, que genera un par T_a que hace girar el mecanismo de rotación con una velocidad angular ω_r. Esta velocidad angular es proporcional a la velocidad del viento v.

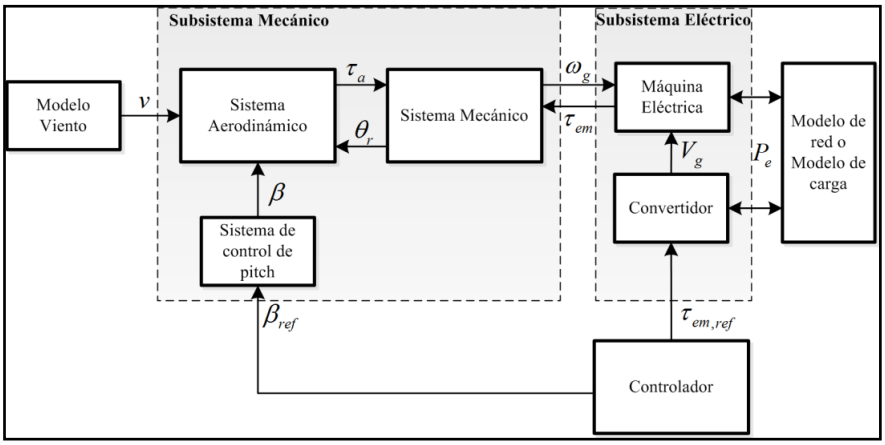


Figura 3. 2: Diagrama de bloques del generador eólico.

Generalmente para que la energía eléctrica se produzca de manera eficiente, es necesario que la velocidad rotórica sea aumentada antes de ser transmitida al eje del generador eléctrico. Por lo que es necesario un sistema de transmisión de engranajes, en cuya salida se obtiene la velocidad angular ω_g que es N veces mayor que la velocidad angular ω_r, lo que permite alcanzar magnitudes próximas al valor nominal

requerido por el generador eléctrico.

La característica aerodinámica de la hélice puede ser modificada a través del sistema de control de posición, que hace girar cada pala un ángulo β sobre su propio eje. Este sistema permite adecuar la velocidad angular ω_r en función de las condiciones de viento. Este sistema se describe como pitch-controlled.

El par en la salida del generador T_g es fruto de la velocidad angular en su eje. Este par es proporcional al par electromagnético del generador T_{em} dependiendo de la relación de transmisión entre engranajes N. T_{em} se controla a través de un convertidor de potencia.

3.3. Modelo matemático del generador eólico

En este capítulo inicialmente se presenta el modelo matemático del mecanismo de rotación tomando como referencia algunos modelos reportados en la literatura [7], [13], [24], para posteriormente estudiar los aspectos aerodinámicos y finalizar con la característica del generador eléctrico. Las expresiones obtenidas se recogen en un modelo no lineal final, que intenta describir la dinámica del generador eólico.

3.3.1. Mecanismo de rotación

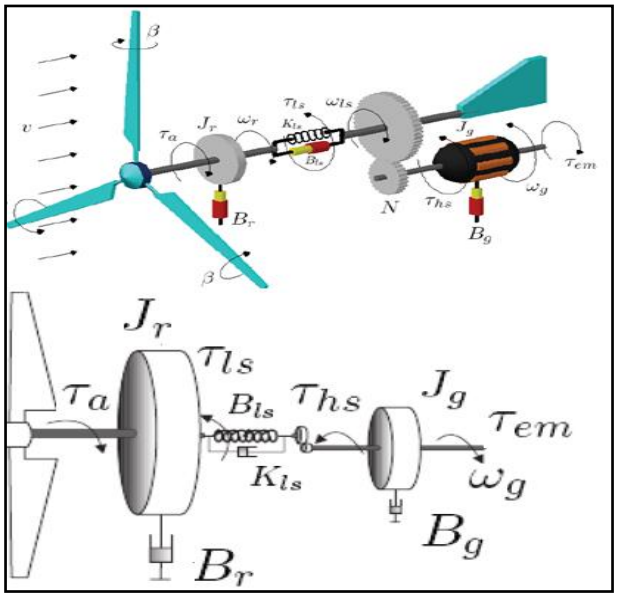


Figura 3. 3: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de dos masas.

La figura 3.3 muestra un diagrama esquemático del mecanismo de rotación mediante un modelo de dos masas. El análisis puede efectuarse en dos partes, separando la zona de baja y alta velocidad. La zona de baja velocidad abarca la velocidad angular ω_r a la entrada de la transmisión, y la zona de alta velocidad abarca la velocidad angular de salida ω_g.

3.3.1.1. Baja velocidad

El momento de inercia en la parte de baja velocidad se describe por:

$$J_r \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - T_{ls} - B_r \omega_r \tag{3.1}$$

Donde J_r es la inercia en [kg·m2], ωr es la velocidad angular en [rad/seg], T_a es el par generado por la fuerza del viento en [N·m] y B_r es el coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del rotor en [N·m·seg/rad].

T_{ls} es el par en el eje de baja velocidad en [N·m] que actúa como freno del rotor y es resultado de los efectos de torsión y fricción debidos a la diferencia entre ω_r y ω_{ls}.

$$T_{ls} = K_{ls}(\theta_r - \theta_{ls}) + B_{ls}(\omega_r - \omega_{ls}) \tag{3.2}$$

B_{ls} es el coeficiente de amortiguamiento en [N·m·seg/rad], $(\omega_r - \omega_{ls})$ es la diferencia de velocidad angular en los extremos del eje debido a la torsión en [rad/seg], K_{ls} es el coeficiente de rigidez en [N·m/rad], y $(\theta_r - \theta_{ls})$ es la diferencia angular en los extremos del eje debido a la torsión en [rad].

3.3.1.2. Alta velocidad

Después de la transmisión de engranajes, el momento de inercia en el eje del generador eléctrico está dado por:

$$J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{hs} - B_g \omega_g - T_{em} \tag{3.3}$$

Donde J_g es la inercia del mecanismo en la parte de alta velocidad en [kg·m2] y B_g es el coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del generador en [N·m·seg/rad]. El generador es acelerado por el par del eje de alta velocidad T_{hs} en [N·m] y frenado por el par electromagnético del generador T_{em} en [N·m].

Asumiendo que la caja de transmisión es ideal la relación de transmisión entre

engranajes de define como:

$$N = \frac{T_{hs}}{T_{ls}} = \frac{\omega_g}{\omega_{ls}} \tag{3.4}$$

3.3.2. Mecanismo completo

Transfiriendo la dinámica del generador eléctrico al lado de baja velocidad y usando las ecuaciones 3.3 y 3.4, la dinámica del generador eólico puede ser escrita como:

$$N^2 J_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_{ls} - (N^2 B_g)\,\omega_g - N T_{em} \tag{3.5}$$

Si se asume que el eje de baja velocidad es completamente rígido, se puede transformar el modelo inicial de dos masas a un modelo de una masa más simple, mostrado en la Figura 3.4.

$$J_t \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - B_t \omega_r - T_g \tag{3.6}$$

Siendo:

$$J_t = J_r + N^2 J_g \tag{3.7}$$

$$B_t = B_r + N^2 B_g \tag{3.8}$$

$$T_g = N T_{em} \tag{3.9}$$

$$N = \frac{\omega_g}{\omega_r} \tag{3.10}$$

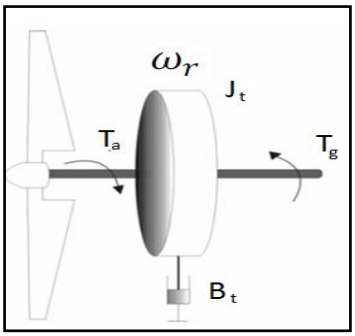


Figura 3. 4: Mecanismo de rotación del generador eólico con modelo de una masa.

3.4. Aerodinámica

El par T_a es fruto de las fuerzas del viento y depende del diseño aerodinámico de la hélice, en donde intervienen diversos elementos como: la forma, el tamaño y orientación de sus palas, así como, la dirección, velocidad y densidad del viento.

Una vez que el mecanismo está orientado hacia la dirección del viento, la cantidad de energía que se extrae de éste para producir el movimiento rotacional, se regula por medio de la orientación de las palas de la hélice. Esta orientación es solo posible en los sistemas de paso variable.

La transformación de energía que se produce en un generador eólico lleva asociada, inevitablemente, unas pérdidas de potencia en los diferentes componentes del sistema.

La potencia del viento que incide sobre un rotor cuya área barrida es A [m2], es proporcional a la densidad, ρ [Kg/m3] y al cubo de la velocidad del viento v [m/s].

$$P_w = \frac{1}{2}\rho\, A v^3 \tag{3.11}$$

Donde el área barrida A se define como:

$$A = \pi R^2 \tag{3.12}$$

Siendo el radio R del rotor en [m].

El límite de Betz, establece que cualquier sistema de aprovechamiento del recurso eólico puede transformar como máximo un 59.3% de la potencia del viento [14], [15], [16].

El factor que relaciona la potencia mecánica desarrollada por la turbina en el eje de baja velocidad y la potencia del viento se denomina coeficiente de potencia mecánica Cp. Este coeficiente de potencia se puede interpretar como el rendimiento que presenta el rotor eólico y depende fundamentalmente de la velocidad del viento, de la velocidad de giro de la turbina y del ángulo de paso de la hélice. De forma más concisa, esta dependencia se puede sintetizar en dos parámetros: el ángulo de paso de hélice, β y el coeficiente de velocidad específica, que es la relación entre la velocidad lineal en la punta de pala y la velocidad del viento incidente.

$$Cp(\lambda, \beta) = \frac{P_a}{P_w} \tag{3.13}$$

Usando las ecuaciones 3.11 y 3.12 la potencia mecánica o potencia aerodinámica se puede definir como:

$$P_a = \frac{1}{2}\rho\pi R^2\, v^3 Cp(\lambda,\beta) \tag{3.14}$$

El coeficiente de velocidad específica se define como [7]-[20], [24], [25]:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \tag{3.15}$$

Donde ω_r es la velocidad angular en el rotor en [rad/seg], R es el radio del rotor en [m] y v es la velocidad del viento en [m/s].

Por tanto cualquier cambio en la velocidad angular del rotor induce un cambio en el coeficiente de velocidad específica, provocando así una variación del coeficiente de potencia $Cp(\lambda)$ y por tanto de potencia generada. Usando la relación:

$$P_a = T_a\omega_r \tag{3.16}$$

Se puede definir el par aerodinámico T_a mediante la expresión:

$$T_a = \frac{1}{2}\rho\pi R^3\, v^2 Cq(\lambda,\beta) \tag{3.17}$$

$Cq(\lambda,\beta)$ es el coeficiente de par mecánico dependiente no linealmente del coeficiente de velocidad específica. De las ecuaciones 3.14, 3.16 y 3.17 puede expresarse:

$$Cp(\lambda,\beta) = \frac{Cq(\lambda,\beta)}{\lambda} \tag{3.18}$$

El estudio de la aerodinámica de la hélice se realiza usando la teoría Blade Element Momentum (BEM), que a su vez se basa en la teoría Glauert Propeller aplicada en generadores eólicos [8] y [9]. Estas teorías permiten conocer la eficiencia tanto del par generado $Cq(\lambda,\beta)$, como de la potencia producida $Cq(\lambda,\beta)$, ambas en función de la razón de la velocidad del viento y la velocidad del rotor, así como del ángulo de orientación de las palas.

Estas curvas son la característica más importante y singular de todo generador eólico y es por ello que su obtención es fundamental para explicar su comportamiento. En este trabajo se ha utilizado las curvas características del generador eólico que viene desarrollado en [26] y [27] y que muestran las Figuras 3.5. 3.6 y 3.7.

En estas figuras se representa el coeficiente de par y el de potencia para una velocidad del viento constante de 8 [m/s] y un ángulo de orientación de pala cambiante.

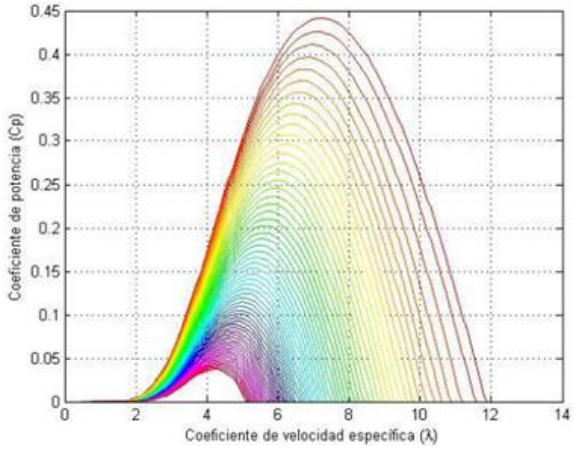


Figura 3. 5: Curvas del coeficiente de potencia Cp.

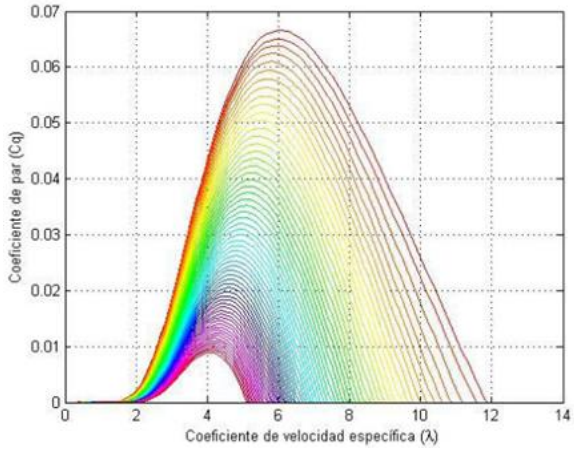


Figura 3. 6: Curvas del coeficiente de par Cq

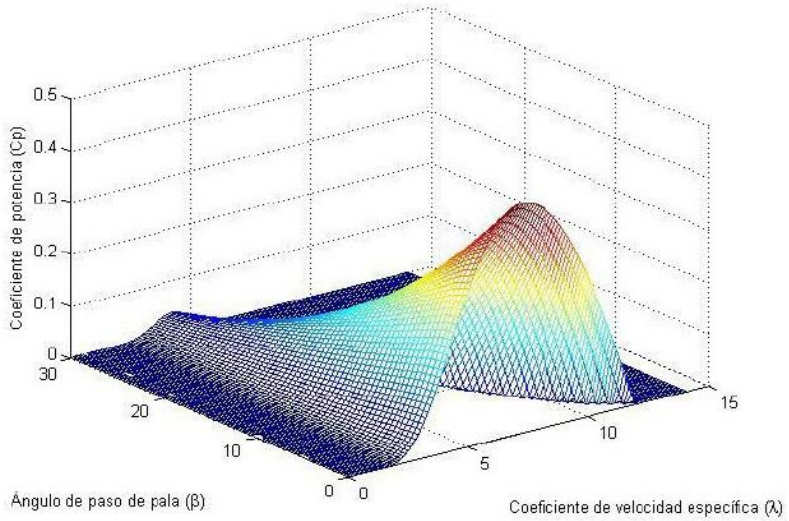


Figura 3. 7: Curvas de superficie de los coeficientes de potencia Cp frente a λ y β

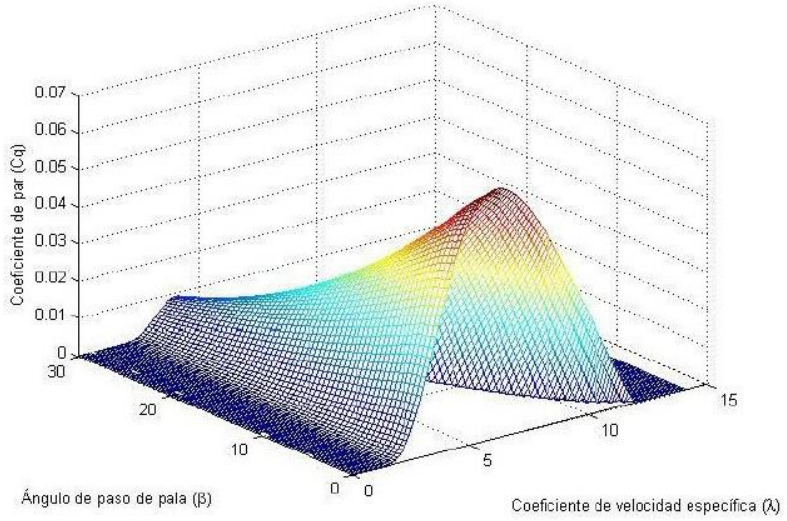


Figura 3. 8: Curvas de superficie del coeficientes de par Cq frente a λ y β

El coeficiente de potencia es aproximado con la expresión general de las ecuaciones 3.19 y 3.20, que aparecen reflejadas en [28].

$$Cp(\lambda,\beta) = C_1\left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_5} - C_6\right)e^{\frac{-C_7}{\lambda_i}} \tag{3.19}$$

$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + C_8\beta}\right) - \left(\frac{C_9}{\beta^3 + 1}\right)\right]^{-1} \tag{3.20}$$

Con los coeficientes C_1=0.73, C_2=151, C_3=0.58, C_4=0.002, C_5=2.14, C_6=13.2, C_7=18.4, C_8=-0.02, C_9=-0.003.

Todo generador eólico trabaja dentro de cuatro regiones de operación, que dependen de la intensidad de la velocidad del viento, ver Figura 3.9 y 3.10.

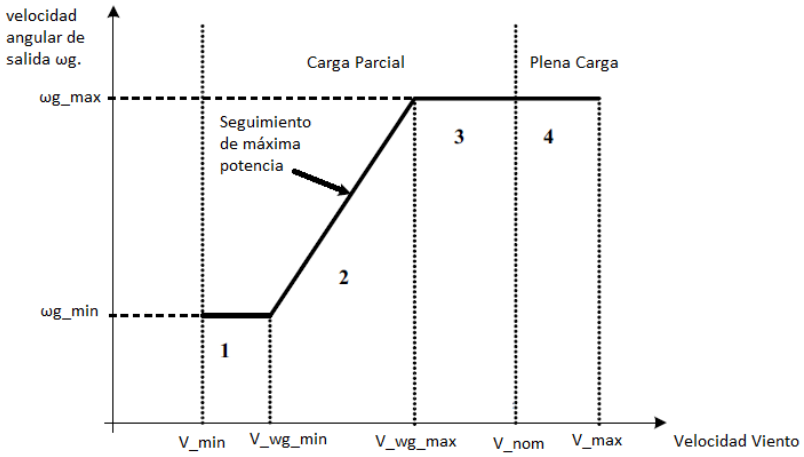


Figura 3. 9: Regiones de operación en función de la velocidad del viento-velocidad angular del generador.

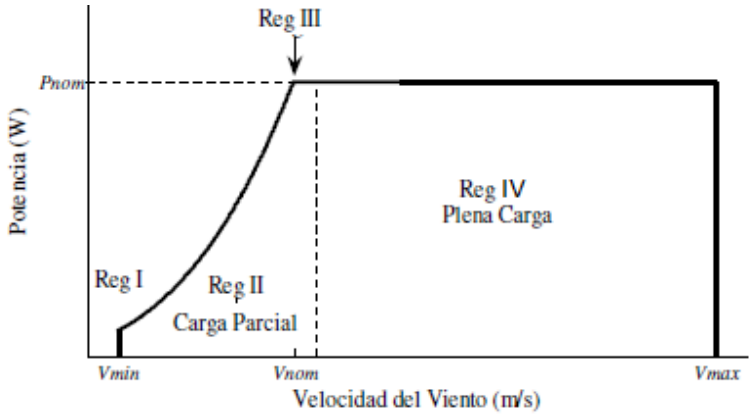


Figura 3. 10: Regiones de operación en función de la velocidad del viento-potencia.

En la región I la velocidad del viento es demasiado baja para provocar una velocidad angular rotórica suficiente para producir electricidad y no es rentable poner en funcionamiento el aerogenerador.

La región II es la zona de funcionamiento a máxima eficiencia energética. En esta región el sistema de control debe ser capaz de poder obtener el mayor aprovechamiento posible de la energía eólica. En esta zona se busca trabajar en el máximo de la curva de coeficiente de potencia.

En la zona III y IV el viento ha alcanzado una velocidad lo suficientemente alta para que la potencia producida se encuentre en niveles nominales. En este punto el sistema de control asegura que ante cualquier perturbación el generador eólico se mantiene produciendo a esa potencia.

3.4. Generador eléctrico

3.4.1. Modelo de par electromagnético de un DFIG

El par electromagnético se obtiene de:

$$T_{em} = \frac{3}{2}(\Psi_{qs} i_{qs} - \Psi_{ds} i_{ds})\frac{p}{2} \tag{3.21}$$

Donde i_{ds} y i_{qs} son las corrientes del estator en el eje directo y en cuadratura respectivamente, Ψ_{ds} y Ψ_{qs} son los flujos magnéticos del estator en el eje directo y en cuadratura respectivamente y p es el número de polos de la máquina.

3.5. Ecuaciones del modelo completo no lineal

Del análisis anterior se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones, que describe el modelo no lineal del proceso.

$$J_t \frac{d\omega_r}{dt} = T_a - B_t \omega_r - T_g \tag{3.22}$$

$$T_a = \frac{1}{2}\rho \pi R^3 \, v^2 Cq(\lambda, \beta) \tag{3.23}$$

$$T_{em} = \frac{3}{2}(\Psi_{qs} i_{qs} - \Psi_{ds} i_{ds})\frac{p}{2} \tag{3.24}$$

$$T_g = N T_{em} = N\frac{3}{2}(\Psi_{qs} i_{qs} - \Psi_{ds} i_{ds})\frac{p}{2} \tag{3.25}$$

$$P_g = T_g \omega_r \tag{3.26}$$

Capítulo 4

4. Emulación del subsistema mecánico.

4.1. Características del modelo del sistema aerodinámico de la turbina a emular.

Durante el TFM [2] de Industriales se trabajó en un modelo acorde a las características reales de la planta, con objeto de realizar un control adecuado en la región de MPPT y región nominal, intentando emular el comportamiento de los aerogeneradores denominados DFIG.

Para el diseño de este modelo se tuvo en cuenta las principales características limitantes de la planta real que son:

- Una velocidad angular nominal en el eje de alta ω_g=3000 rpm.
- Un par nominal máximo dado por el motor Brushless T_g=4.2 Nm.
- Una potencia nominal del motor asíncrono P_g= 1.1 kW.

En una búsqueda bibliográfica [28,29] y a modo ilustrativo se obtuvieron los parámetros que pueden tener un aerogenerador de pequeña potencia de 1kW.

El radio de las palas R debe estar en un rango de 1-3 metros, dependiendo del viento clase de la turbina.

La potencia nominal se extrae para una velocidad de viento v entre 7 y 12 m/s

El comportamiento aerodinámico del rotor de la turbina era más complicado de encontrar ya que es uno de los factores diferenciales entre los fabricantes.

Sólo Nordex en su manual N80-90 [28] da alguna información sobre el coeficiente de potencia Cp de su turbina. En este sentido, la única información disponible era la potencia típica frente a la curva de velocidad del viento (Figura 4.1).

Utilizando las expresiones para el cálculo del coeficiente de potencia en 3.19, 3.20 y tras diversas pruebas de pitch y lambda se encontró que el coeficiente de potencia máxima es 0.44 para una λ de 7.2 (Figura 4.2).

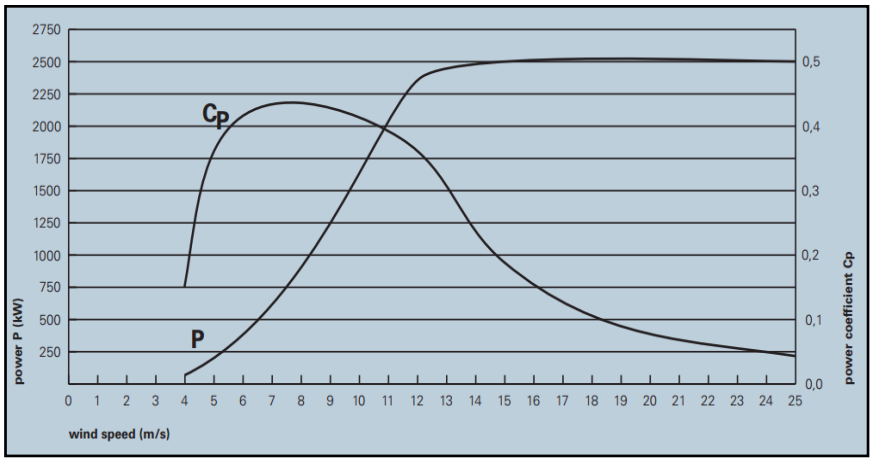


Figura 4. 1: Curvas Cp y potencia frente al viento del modelo N90 2500KW

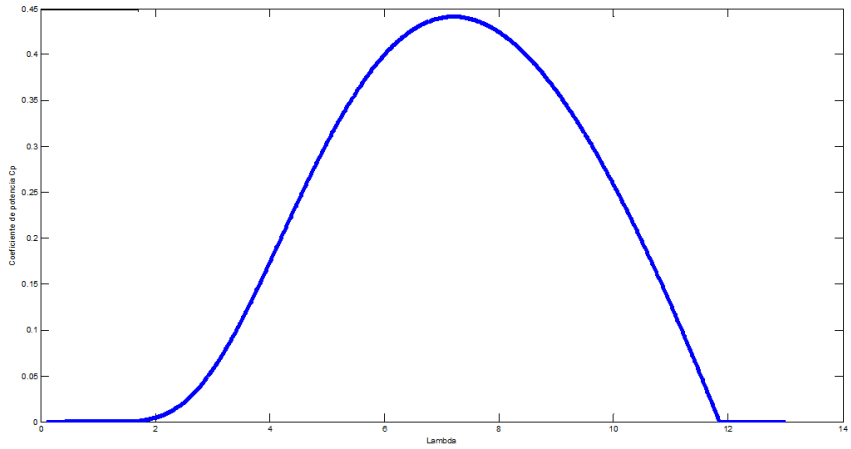


Figura 4. 2: Curva del coeficiente de potencia Cp respecto a λ con un pitch de 0

Los parámetros elegidos para emular sistema aerodinámico de la turbina teniendo en cuenta las características limitantes de la planta real, fueron los mostrados en la Tabla 4.1. [28,29].

Tabla 4. 1: Parámetros de la turbina

Parámetros	Valor
Velocidad nominal del viento v	8.7 m/s
Rango de velocidad de la turbina ω_r	190 - 413 rpm
Radio de las palas R	1.5 m
Optimum tip speed ratio λ_{opt}	7.2
Máximo coeficiente de potencia C_{p_max}	0.44
Densidad del aire ρ	1.1225 kg/m^3

La relación de transmisión es una función de la velocidad nominal y máxima de la máquina y la velocidad máxima de la turbina, por lo que una relación N de 7.5 ha sido elegida para un generador de un par de polos.

Los parámetros elegidos para emular sistema mecánico fueron los mostrados en la Tabla 4.2. [28,29].

Tabla 4. 2: Parámetros mecánicos del sistema

Parámetros	Valor
Inercia del eje de baja velocidad J_r	0.028 kg/m^2
Coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del rotor(eje de baja velocidad) B_r	0 N·m·seg/rad
Inercia del mecanismo en la parte de alta velocidad J_g	0.0001 kg/m^2
Coeficiente de fricción viscosa en los cojinetes del generador (eje de alta velocidad) B_g	0 N·m·seg/rad

Para conocer los distintos puntos de trabajo de la planta se creó un modelo Simulink (Figura 4.3) una función "Curvas.m" con el objetivo de obtener las distintas curvas características del modelo elegido que son diferentes para cada planta eólica:

- Potencia-velocidad de la turbina
- Par electromagnético- velocidad de la turbina.

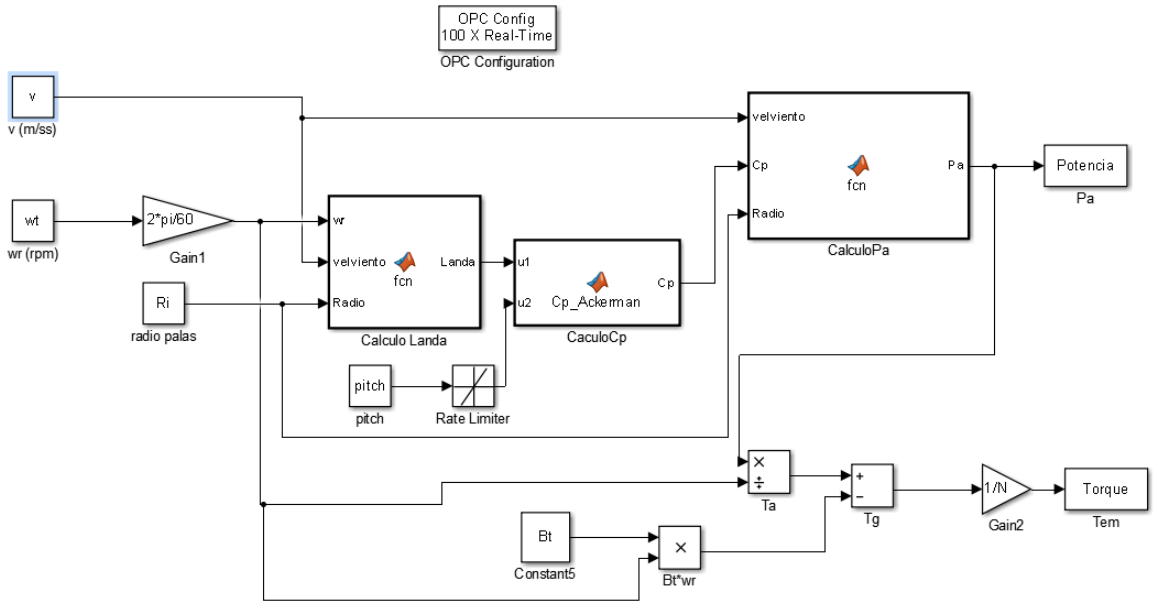


Figura 4. 3: Modelo Simulink para obtener las distintas curvas

Teniendo en cuenta las velocidades de rotación máximas y mínimas de la turbina (190-413 rpm) y la potencia nominal de la turbina (1.077 kW) se estableció una estrategia de control de la turbina (Figura 4.4) con el objetivo de extraer la máxima potencia en función de la velocidad de viento definiendo las cuatro regiones de operación que debe tener una turbina como ya se ha comentado en las figura 3.9, 3.10):

- Región 0: Para velocidades de viento entre 0-2 m/s el aerogenerador no extraerá potencia ya que el viento no es suficiente para trabajar con la mínima velocidad de la turbina ω_r .
- Región I: Para velocidades de viento comprendidas entre 2-4 m/s la turbina trabajará con una ω_r constante de baja velocidad de 190 rpm.
- Región II: Para velocidades de viento comprendidas entre 4-8.7 m/s el aerogenerador extraerá potencia en función de la velocidad del viento y la de velocidad de rotación de la turbina. Aquí se debe hacer un seguimiento de los puntos de máxima potencia (puntos rojos en figura 4.4) que se realiza a través de un control de par electromagnético T_{em} por medio del generado.
- Región III, IV: Para velocidades superiores a vientos de 8.7 m/s el control de pitch trabajará con el fin de disminuir el rendimiento aerodinámico de la turbina y limitar la extracción de energía a su potencia nominal intentando mantener en todo momento una velocidad de la turbina ω_r de 410 rpm. En la figura 4.4 el punto azul indica la zona donde el control de pitch intentará situar al aerogenerador (una potencia nominal de 1.077 kW y velocidad de turbina de 413 rpm ante vientos superiores a 8.7 m/s).

Como resumen, las distintas zonas de trabajo para distintas velocidades de viento serían:

- Velocidades de viento inferiores a 8.5 m/s -----→ Zona subsíncrona.
- Velocidades de viento superiores a 8.5 m/s -→ Zona supersíncrona.
- Velocidades de viento inferiores a 8.7 m/s -----→ Zona de seguimiento de puntos de máxima potencia.
- Velocidades de viento superiores a 8.7 m/s -→ Zona nominal.

Como se observa en las Figura 4.4 y 4.5 para cada punto de máxima potencia le pertenece un par T_{em} que el control del generador debería imponer para extraer la máxima potencia (cosa que en este trabajo no abarca).

Algo curioso de observar es que para la curva de potencia-velocidad de turbina estos puntos son máximos para distintas velocidades de viento, no siendo así para la curva par-velocidad de turbina (Figura 4.4 y 4.5).

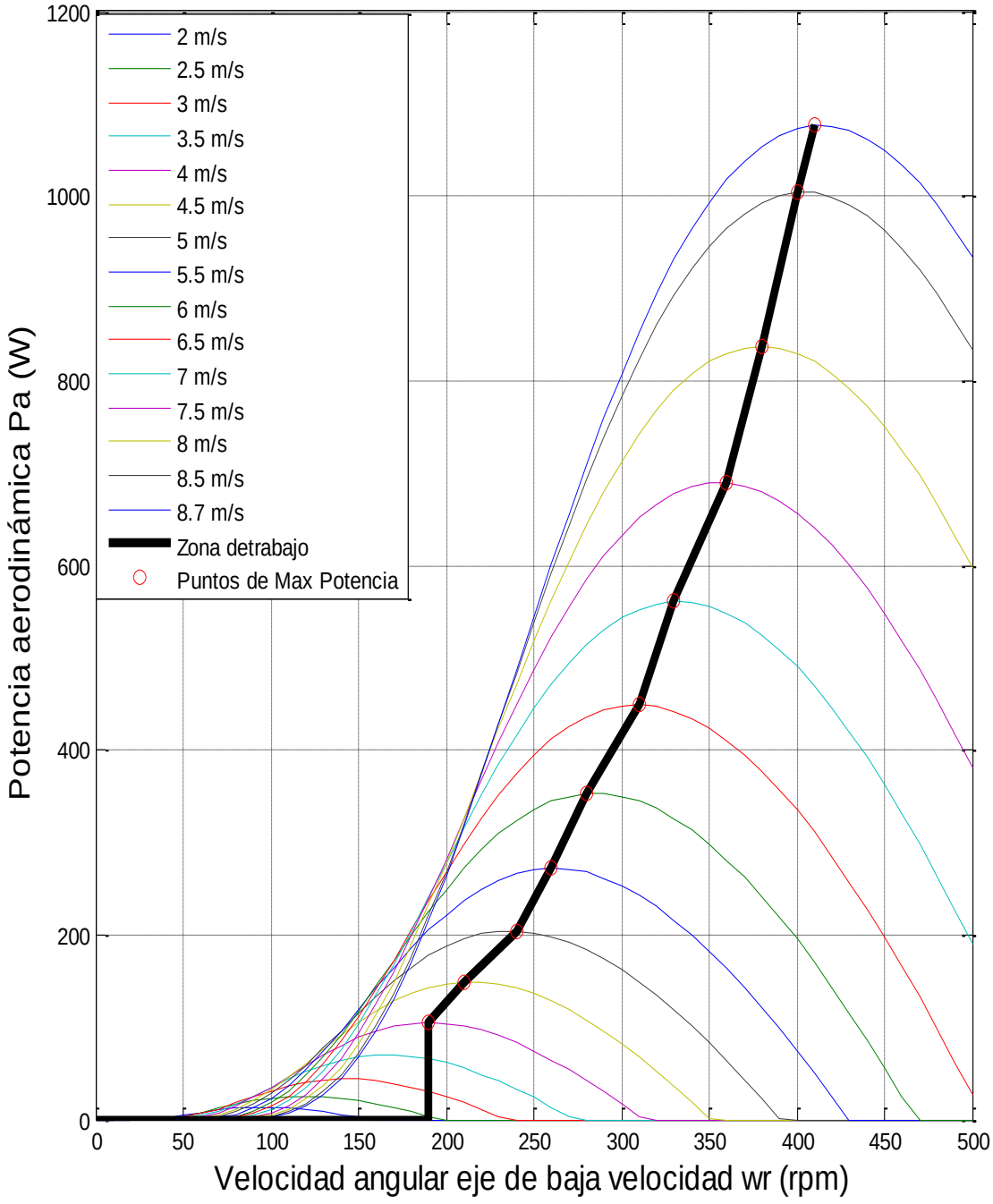


Figura 4. 4:Curva potencia-velocidad de turbina

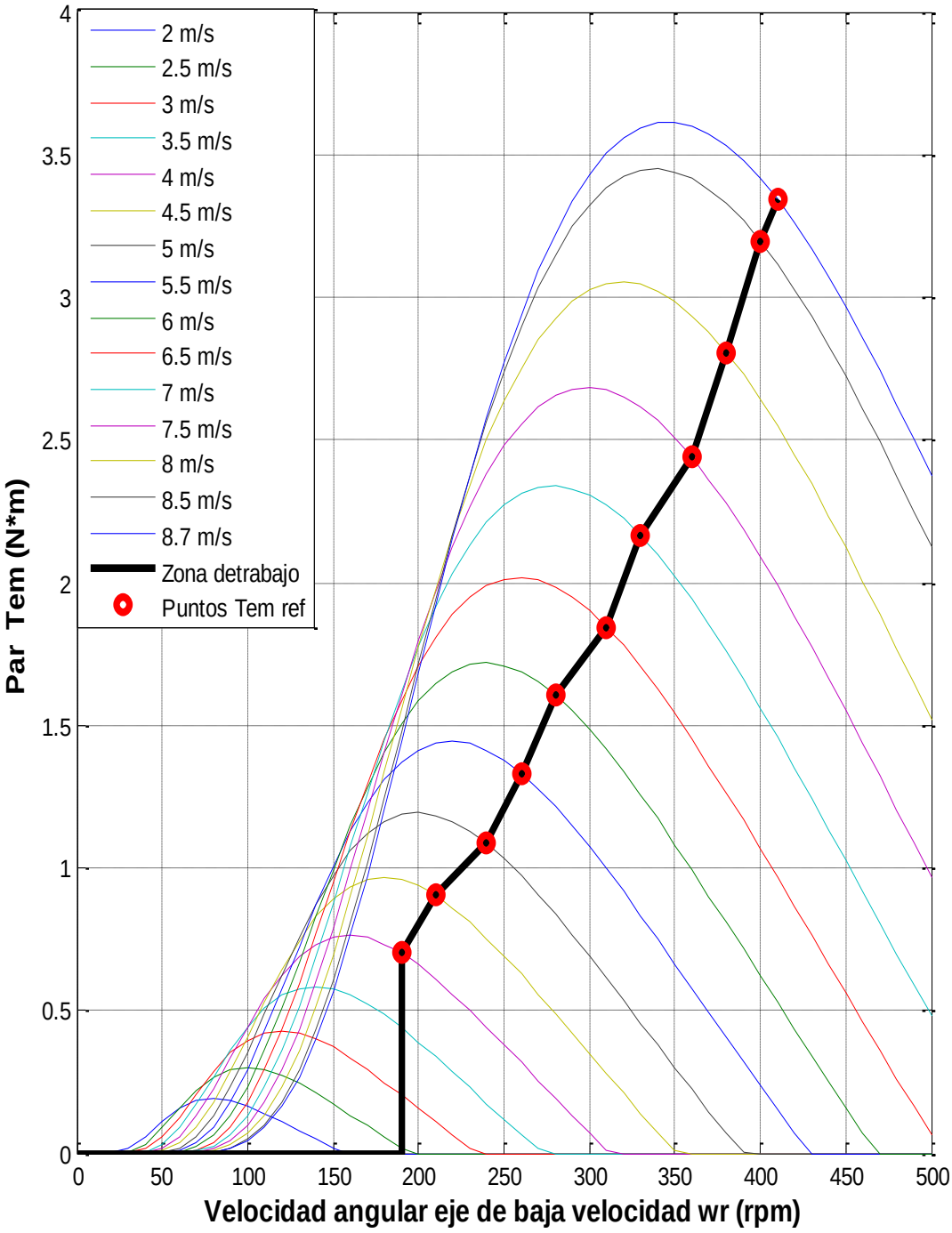


Figura 4. 5:Curva par-velocidad de turbina

4.2. Nuevo modelo del sistema aerodinámico

Se ha rediseñado el modelo de la planta con la siguiente finalidad:

- No trabajar en la zona nominal con el motor brushless sobrecargado a su par nominal ya que se sobrecalienta y el controlador de éste lo detiene.

- Independizar a través del variador de frecuencia la amplitud y frecuencia de la tensión aplicada al rotor.

Esto último permite mejorar el control en la planta (sobre todo en Qs) a coste de limitar las zonas donde se trabaja. En el capítulo 7 se explica mejor estos cambios.

Los parámetros rediseñados son los mostrados en la Tabla 4.3:

Tabla 4. 3: Parámetros de la turbina rediseñados (en rojo los del modelo antiguo)

Parámetros	Valor
Velocidad nominal del viento v	8 m/s (8.7)
Rango de velocidad de la turbina ω_r	285 - 380 rpm (190-413)
Radio de las palas R	1.5
Optimum tip speed ratio λ_{opt}	7.2
Máximo coeficiente de potencia C_{p_max}	0.44
Densidad del aire ρ	1.1225 kg/m^3

Teniendo en cuenta las velocidades de rotación máximas y mínimas que se han limitado de la turbina (285 - 380 rpm) y la potencia que se ha limitado de la turbina (837.4) se establece una nueva estrategia de control de la turbina con el objetivo de extraer la máxima potencia en función de la velocidad de viento

Como resumen, las distintas zonas de trabajo para distintas velocidades de viento serían:

- Velocidades de viento inferiores a 8 m/s -----→ Zona de seguimiento de puntos de máxima potencia.
- Velocidades de viento superiores a 8 m/s -→ Zona nominal.

Se muestra el resultado en la estrategia de control de dichos cambios en las características del sistema Figuras 4.6 y 4.7.

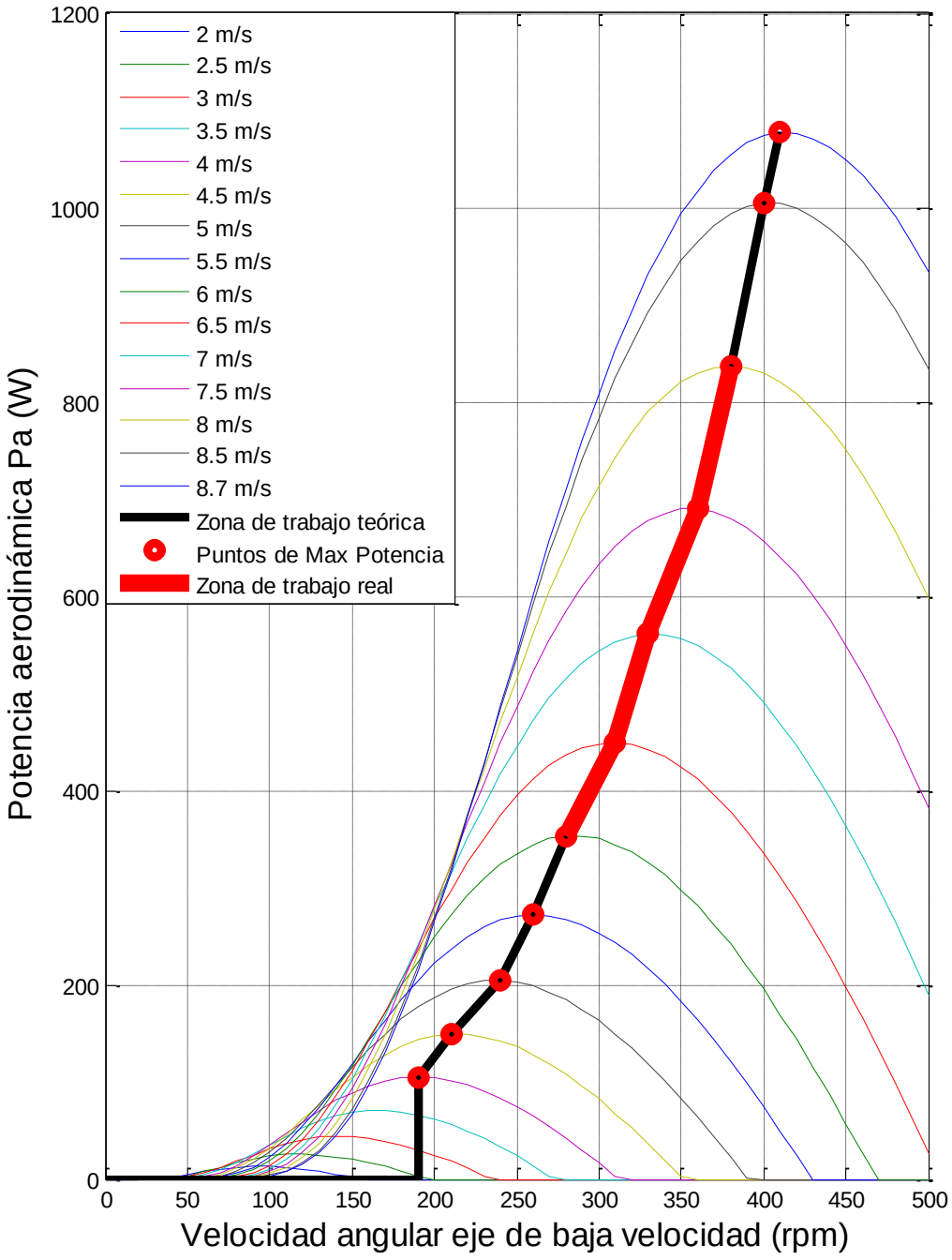


Figura 4. 6: Curva potencia-velocidad de turbina rediseñada

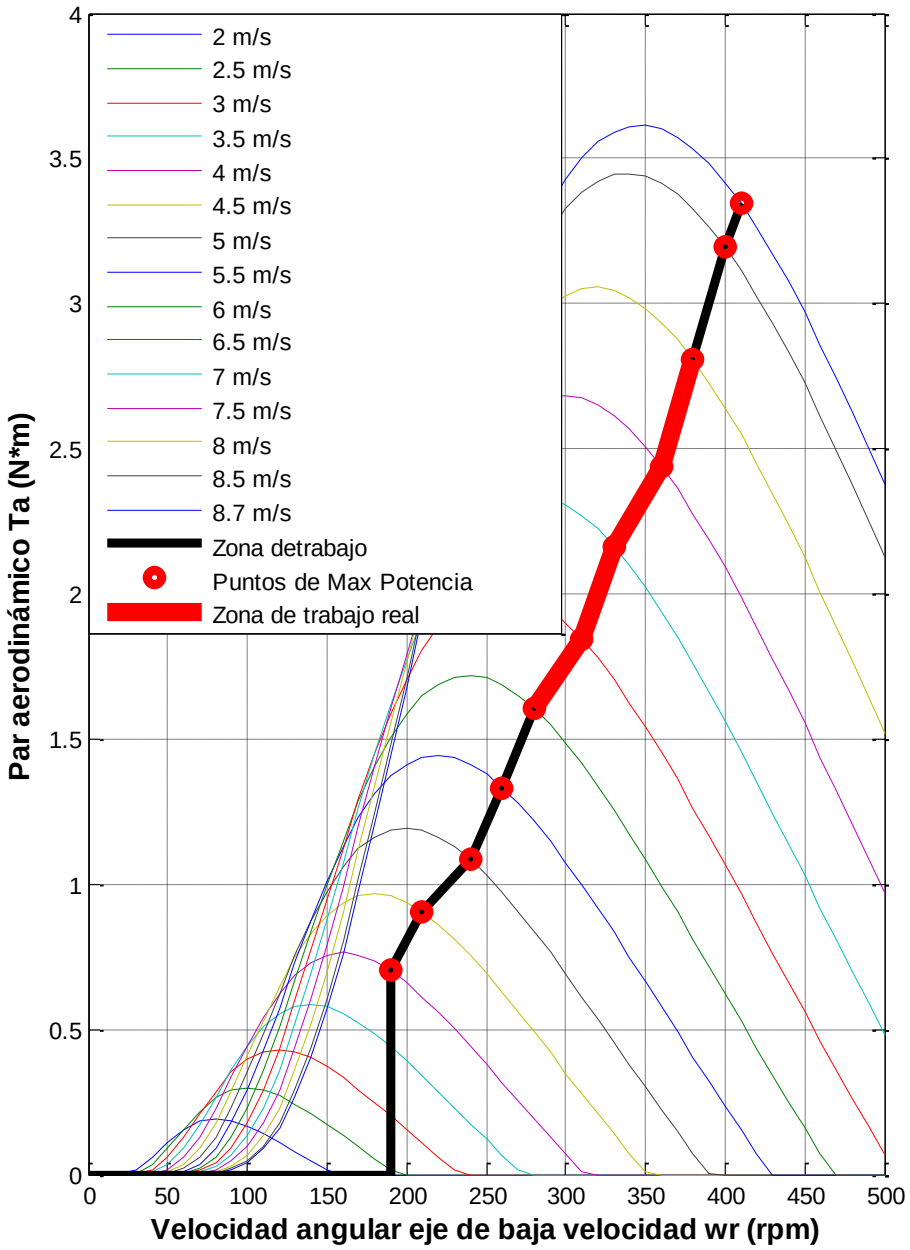


Figura 4. 7: Curva par-velocidad de turbina rediseñada

Comentar que en las gráficas anteriores, la línea denominada “Zona de trabajo” (en negro) es la antigua zona de trabajo que se diseñó en antiguos trabajos y que la línea denominada “Zona de trabajo real” (en rojo) es la rediseñada. Ésta permite mejorar el control en la planta (independizar ub y fr) a coste de limitar las zonas donde se trabaja.

4.3. Modelo Simulink del sistema aerodinámico.

Se pasa a diseñar el aerogenerador en Simulink siguiendo las ecuaciones desarrolladas para el modelo matemático de un generador eólico (punto 3.2).

En la ventana principal (Figura 4.8) se crea un bloque 'sistema aerogenerador' con tres entradas (viento del aire, par electromagnético y pitch) y una salida (par Ta).

Se crea una máscara para definir los parámetros que caracterizan el modelo del sistema aerodinámico. Estos valores se encuentran en un fichero creado "Cond_inicial_Generador1kW.m" que habrá que ejecutar antes de iniciar la simulación.

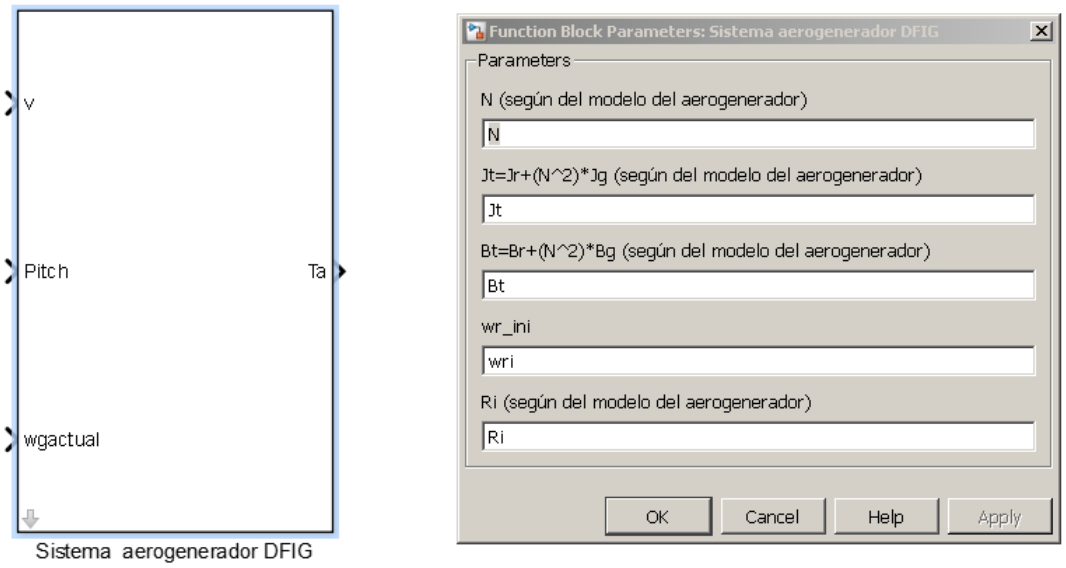


Figura 4. 8: Ventana principal del modelo

Dentro de la ventana principal se pueden observar por su colocación tres estructuras (Figura 4.9):

- En la izquierda superior se encuentra unos filtros para la velocidad del viento y el pitch que se asemejaría a la dinámica del servomotor de un pitch y a la dinámica del viento en el rotor. [30] pag. 563, pag. 575 y pag. 614.
- En la derecha superior se encuentra el cálculo de la Cp a través de lambda siguiendo lo explicado en las ecuaciones del apartado 3.2.
- Abajo se encuentra el cálculo la potencia aerodinámica y la velocidad del generador ω_g en rpm.

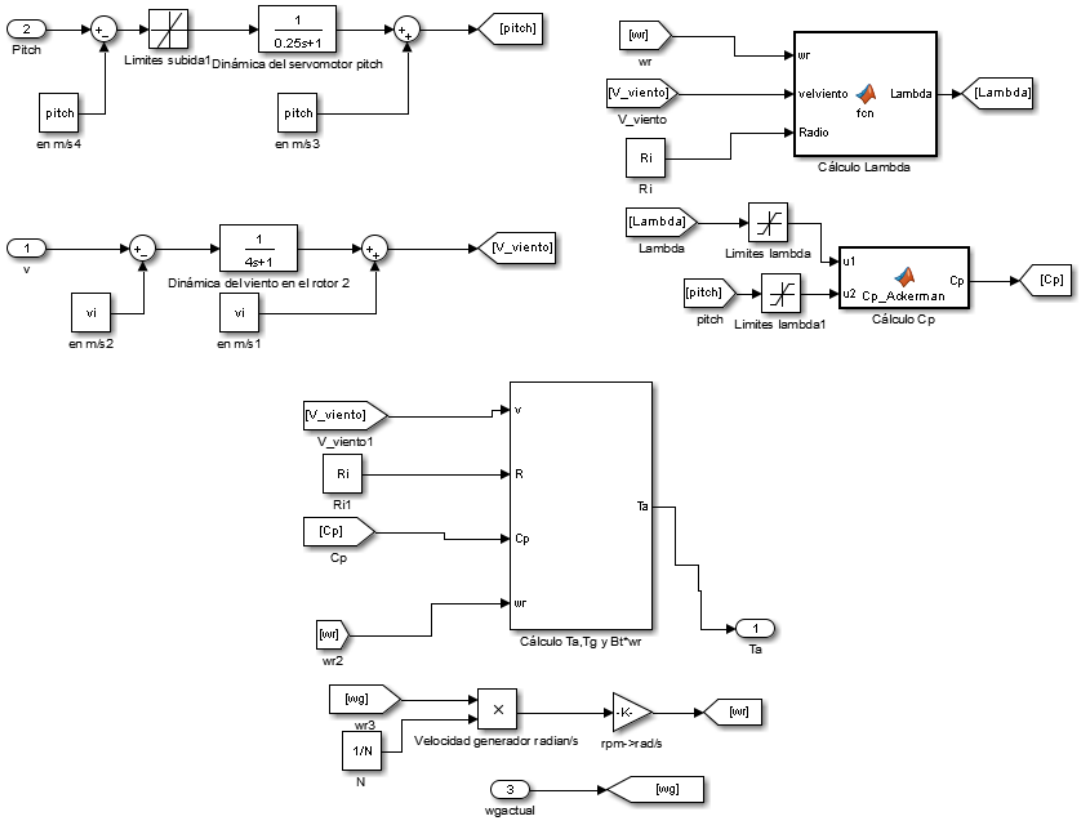


Figura 4. 9: Segunda ventada del modelo

Dentro del bloque "Cálculo T_a, T_g y $B_t\omega_r$" (Figura 4.9) se realiza el cálculo de:

- T_a el par generado por la fuerza del viento siguiendo la ecuación 3.17.
- T_g siguiendo la ecuación 3.9.
- $B_t\omega$r la fricción total en el sistema.
- Bloque de equilibrio del sistema con la ecuación 3.6 del modelo simplificado de una masa despejada para obtener la velocidad angular de la turbina ω_r.

La velocidad del viento es modelada por la superposición de cuatro componentes cómo se explica en el anexo II.

Capítulo 5

5. Control de la planta experimental

5.1. Control en DFIG teoria

El esquema de control típico de un generador eólico con DFIG se muestra en la Figura 5.1:

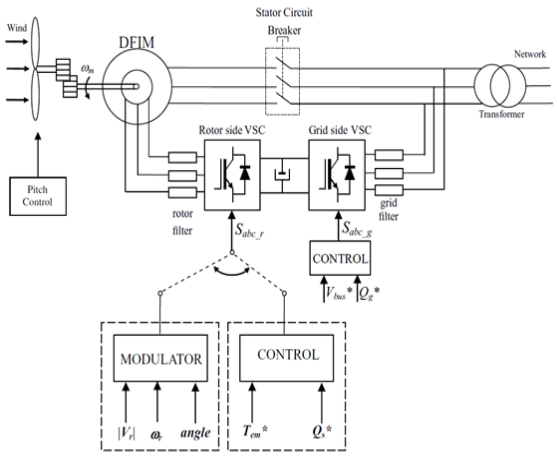


Figura 5. 1: Esquema de control de un generador eólico con DFIG

El estator del generador se conecta directamente a la red eléctrica, mientras que el rotor lo hace a través de dos convertidores electrónicos de potencia conectados en forma “back-to-back”. El convertidor que conecta directamente con la red es el denominado convertidor del lado de red (GSC), y el que conecta con el rotor de la máquina eléctrica es el convertidor del lado de rotor (RSC). Cada convertidor lleva asociado un controlador con diferentes objetivos de control.

Las variables a controlar en un DFIG son básicamente:

- Potencia aerodinámica o mecánica Pm.
- Potencia activa del estator Ps. Esta potencia está estrechamente ligada con el par electromagnético Tem.
- Potencia reactiva del estator Qs.
- Tensión en el condensador de acoplamiento Vbus entre los convertidores.
- Potencia reactiva total volcada a la red Qr.

5.2. Control en la planta DL_WPP

El esquema diseñado para la planta DL_WPP (figura 5.2) es muy similar al de un DFIG real.

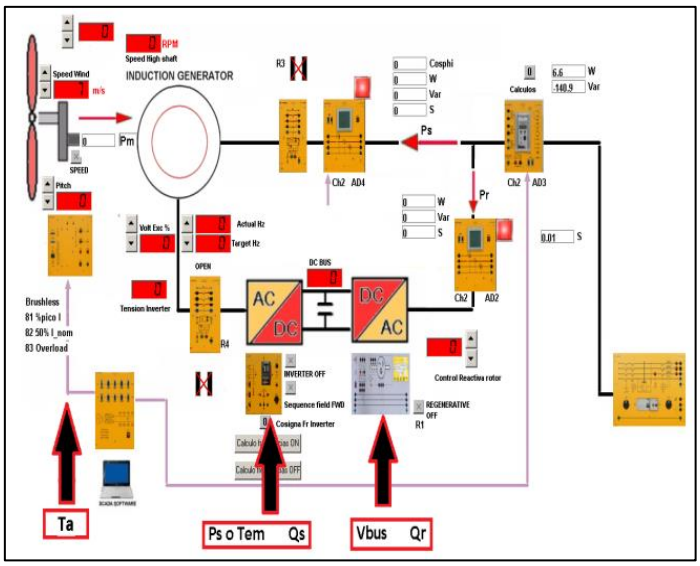


Figura 5. 2: Esquema de control de la planta WPP_DL

La Figura 5.3 muestra los emparejamientos planteados y lazos de control a establecer en la planta en función de la zona de operación en la que se sitúe el aerogenerador. Cada variable manipulada está asociada a cada uno de los convertidores electrónicos (Inverter o A.F.E).

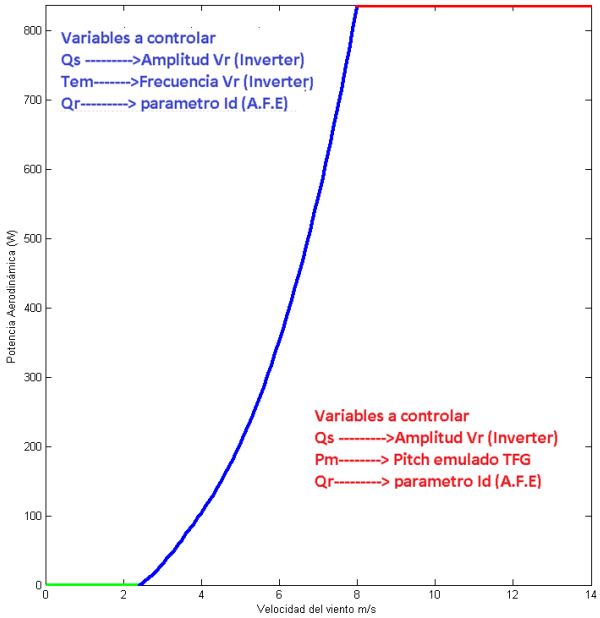


Figura 5. 3: Lazos de control a implementar sobre la planta en función de la zona de operación

En la Figura 5.3 se muestran los diferentes lazos de control implementados según la región de funcionamiento, que depende de la velocidad del viento.

Las variable manipuladas (dirección Modbus, modo de funcionamiento) en cada componente de la planta se comentan en el anexo III.

5.3. Efecto de las variables manipuladas en las variables a controlar.

El siguiente ensayo (Figura 5.4. 5.5. 5.6) se realiza estando en estado estacionario, justo en el límite entre la zona MPPT y la zona nominal. Se realiza pensando observar la influencia entre las distintas variable:

El estado de operación inicial sería en el punto verde con las siguientes características:

- Viento 8 m/s.
- Pitch 0 grados.
- Velocidad angular eje de baja 380 rpm, eje de alta 2850 rpm.

Se comenta los cambios realizados:

- Fase 1: Duración entre 0 a 300 segundos.

Cambios: Viento de 8 a 8.5 y 9 m/s y 8 a 7 m/s (variable perturbadora).

Observaciones: Bastante influencia en potencia aerodinámica Pa y potencia activa del estator Ps. Influencia en Pr. Importante influencia en potencia reactiva del estator Qs llevando a observarse grandes vibraciones provocada por la potencia Qs para saltos 8 a 9 m/s (se puede observar en la velocidad angular wm registrada).

- Fase 2: Duración entre 300 a 600 segundos.

Cambios: Variable Ub, aumentos 10%, 20%,30% decrementos 5%,10% y 20%. La variable Ub es la manera utilizada para cambiar la amplitud de la tensión en el variador de frecuencia (variable manipulada).

Observaciones: Cambios en Vr como es lógico, amplitud de tensión en % del inverter. Bastante influencia en Qs. Bastante influencia en Pr.

- Fase 3: Duración entre 600 a 800 segundos.

Cambios: Variable pitch, aumentos de 0 a 2 y 4 grados (variable manipulada).

Observaciones: Bastante influencia en potencia aerodinámica Pa, potencia activa del estator Ps y Pr. Influencia en potencia reactiva del estator Qs.

- Fase 4

Duración entre 800 a 1000 segundos.

Cambios: Variable Id, aumentos de -70% a -100% y decrementos de 20%, 40% y 80% . La variable Id es la manera utilizada para cambiar controlar la Qr a través del AFE (variable manipulada).

Observaciones: Bastante influencia en Qr. Leve influencia Pr.

- Fase 5

Duración entre 1000 a 1400 segundos.

Cambios: Variable fr, aumentos de 0.1, 0.15, 0.25, 0.35, 0.45 y 0.55 Hz. La variable fr es la manera utilizada para cambiar la frecuencia de la tensión en el variador de frecuencia (variable manipulada).

Observaciones: Bastante influencia en la velocidad angular wm. Leve influencia en Ps. Importante influencia en potencia reactiva del estator Qs llevando a observarse grandes vibraciones provocadas por la potencia Qs para saltos 0.55 Hz (se puede observar en la velocidad angular wm registrada).

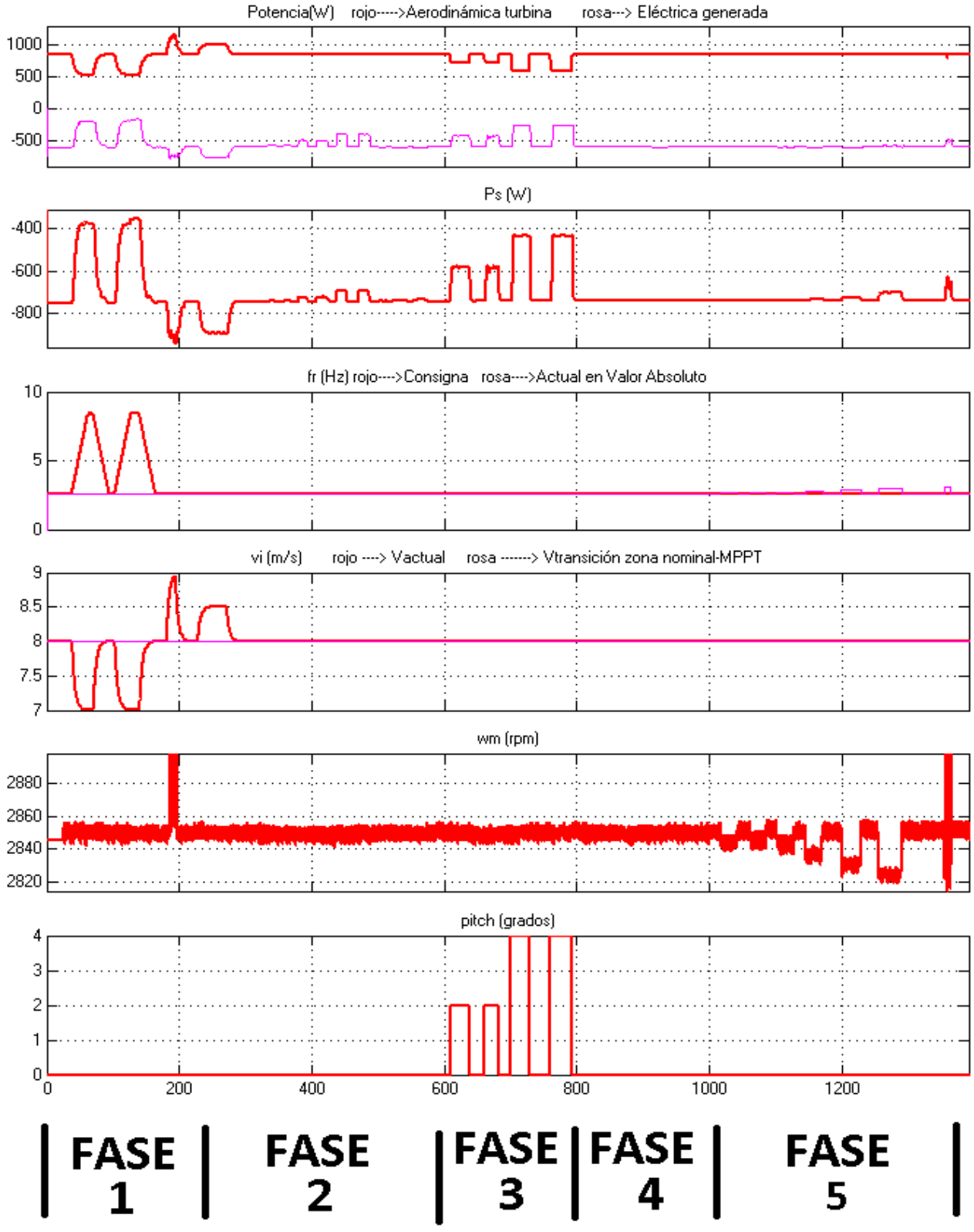


Figura 5. 4:Ensayo interacción Pa,Ps,fr_inverter,vi,wm,pitch

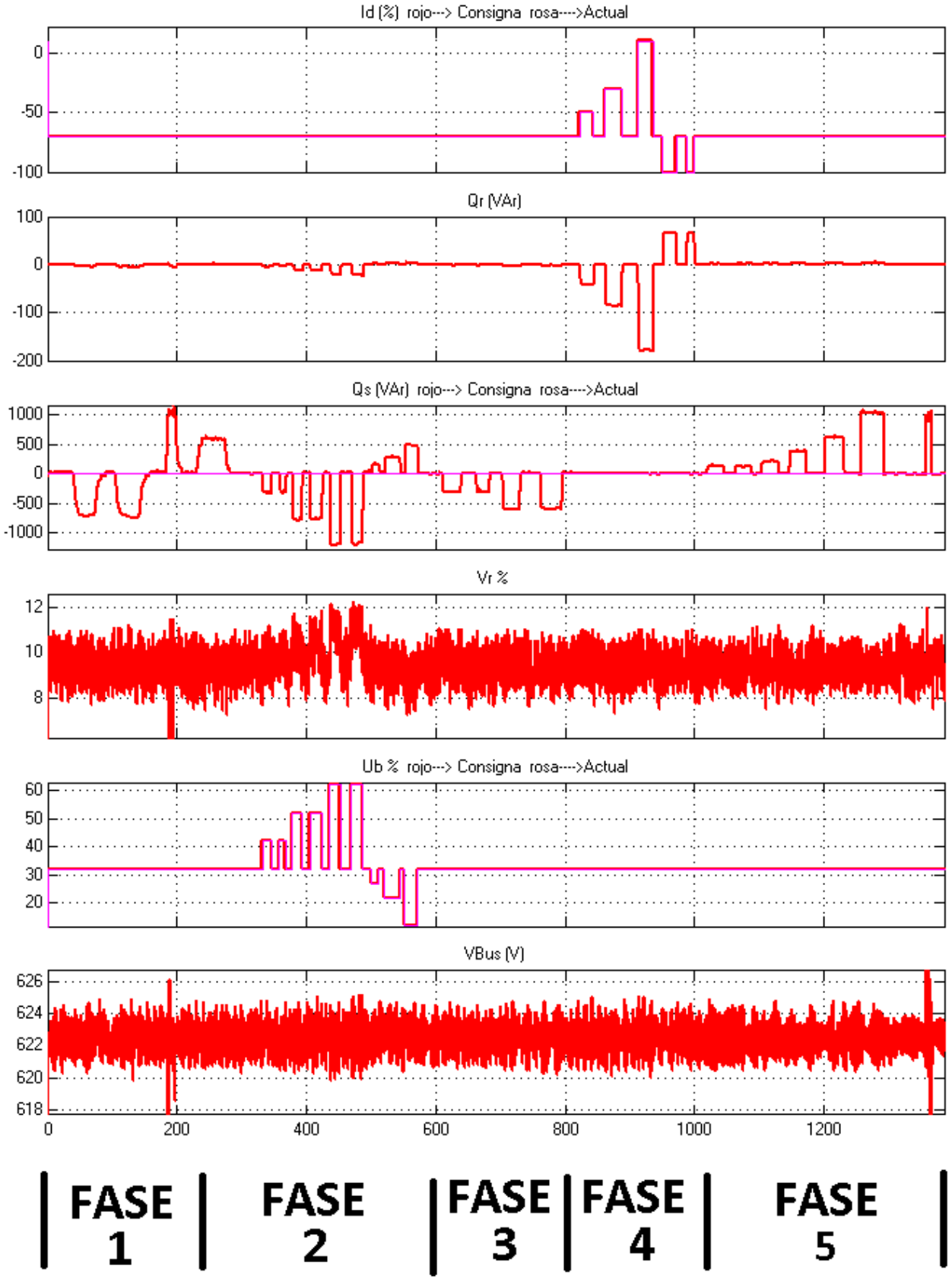


Figura 5. 5: Ensayo interacción Id,Qr,Qs,Vr,Ub,Vcbus

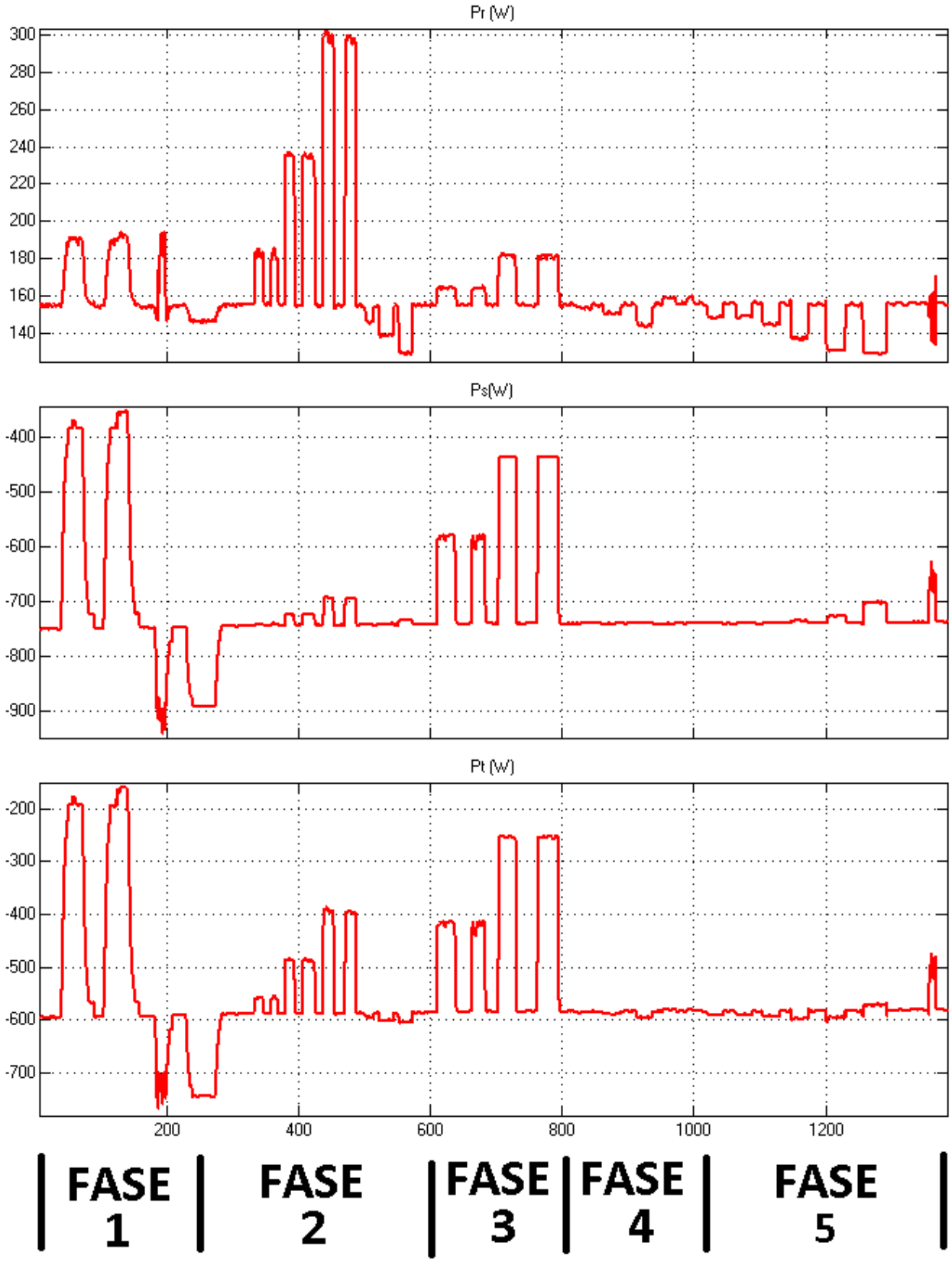


Figura 5. 6: Ensayo interacción Pr, Ps, Pt

Se calcula la tabla de ganancias en estacionario (Tabla 5.1) de este ensayo para las siguientes variaciones:

- Para vi 8 a 8.5 m/s
- Para Ub 32 a 62 %
- Para pitch 0 a 2 grados
- Id -70 a -30%
- fr 2.55 a 3 Hz

En azul las variables manipuladas, en rojo las variables controlables y en verde las que son consideradas perturbación. Comentar que la única forma de modificar el par electromagnético del inverter es con la variable fr, por lo que esta queda asignada directamente para el control MPPT y por lo tanto para la variable controlable Ps.

Tabla 5. 1: tabla de ganancias en estado estacionario

	Pa (W)	Ps (W)	Qs (VAR)	Qr (VAR)
vi (m/s)	310	-294	1180	2
Ub (%) inverter	0	1.5	-40	-0.75
Pitch (grados)	-62	81	-160	-0.5
Id (%) AFE	0	0	0	-2.15
Fr inverter (Hz)	-0.5	86	2310	7

Se muestra la matriz de ganancias en estacionario y la RGA.

$$K = \begin{bmatrix} Ub \\ Pitch \\ Id \\ fr \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Pa & Ps & Qs & Qr \\ 0 & 1.5 & -40 & -0.75 \\ -62 & 81 & -160 & -0.5 \\ 0 & 0 & 0 & -2.15 \\ -0.5 & 86 & 2310 & 7 \end{bmatrix}$$

$$RGA = \begin{bmatrix} Ub \\ Pitch \\ Id \\ fr \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Pa & Ps & Qs & Qr \\ 0 & 0.5039 & \mathbf{0.4961} & 0 \\ \mathbf{1.0035} & -0.0038 & 0.0003 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} \\ -0.0035 & \mathbf{0.4999} & 0.5036 & 0 \end{bmatrix}$$

(5.1)

En rojo quedan reflejados los lazos de control a implementar sobre la planta.

Como se puede apreciar ver, la RGA nos dice que existen dos emparejamientos claros (λ=1) con ausencia de interacción prácticamente entre el lazo analizado y los demás. Estos lazos son el lazo de control Pa-pitch o su sinónimo Ta-pitch y el lazo de control Qr-Id.

Con una interacción muy similar entre ambos lazos (λ=0.5) se encuentra una fuerte interacción mutua entre las variables variables manipuladas Ub y fr con respecto las variables a controlar Ps y Qs.

Recordando brevemente en qué consistía el control MPPT, éste requiere que a una determinada velocidad de viento menor de 8m/s, el aerogenerador se sitúe a una velocidad angular de giro óptima que consiga extraer la máxima potencia del viento. Debido a que la única forma de poder modificar la velocidad angular de giro del aerogenerador es con el par electromagnético del inverter con la variable manipulada fr, ésta queda asignada directamente para el control MPPT y por lo tanto para la variable controlable Ps y por tanto el otro lazo establecido sería el lazo Ub-Qs.

Hay que tener en cuenta que el modelo de un aerogenerador es fuertemente no lineal, por lo que estos resultados son simplemente las ganancias en estacionario para los cambios comentados en dichas variables.

5.4. Diseño del control MPPT a través de fr

La preocupación fundamental [31] en un aerogenerador con velocidad variable radica en cómo obtener eficientemente la potencia máxima de salida de la turbina en todo instante, para una amplia gama de velocidades del viento.

Para lograr lo anterior, el algoritmo MPPT se utiliza, para maximizar el rendimiento de la turbina, y conducirla al punto de operación de máxima potencia (por sus siglas en inglés, MPP) en todo instante, para una amplia gama de velocidades [32, 33].

El método TSR tiene como objetivo modificar la velocidad rotacional del generador, así como mantener un óptimo, lambda o TSR (en inglés, Tip Speed Ratio). La limitación de este método radica en que es necesario conocer la velocidad del viento y la velocidad rotacional de la turbina a lo largo de su ejecución. Debido al requerimiento de dos medidores adicionales, esto añade costo al sistema, el cual es muy significativo cuando se considera para turbinas de pequeña escala.

Antes de iniciarse en el diseño de los controladores del aerogenerador, se estudia la

manera de poder situar al aerogenerador en la región de seguimiento de los puntos de máxima potencia cuando el viento está comprendido entre 4 a 8 m/s. Para ello se realiza un estudio del modelo de Cp emulada para nuestro aerogenerador, Cp Ackerman, creando un fichero.m en Matlab que realice un barrido encontrando los valores de wr que hacen máximo la potencia extraída para cada viento.

En concreto se obtienen valores para vientos comprendidos entre 4 y 8 m/s con un rango de 0.1 m/s, siendo 40 valores los obtenidos tanto para vi como para wr. Utilizando la herramienta Basic Fitting de Matlab se obtiene un modelo que relacione wr -vi.

A través de éste modelo se puede situar al aerogenerador en los MPPT, ya que para cualquier viento se conoce la velocidad angular del eje de baja velocidad necesario wr, y con esta la del eje de alta wg, y con ésta la consigna de fr necesaria para obtener dichas velocidades.

A continuación se muestra algunos ensayos realizados para ver la buena funcionalidad del diseño de MPPT creado. Se comprueba la bondad del modelo obtenido para que en función del viento siga los MPPT.

- **Ensayo 1 MPPT**

Se realiza una variación de viento que cambiando a una velocidad considerablemente reducida, recorra toda la región de los puntos de máximo seguimiento, variando de 8 a 4 y luego a 8 m/s. Para ello en función del modelo lineal obtenido anteriormente wr-vi, se estima la velocidad angular necesaria y se obtiene a través del par electromagnético con la variable fr.

Se muestra los resultados de las lambdas y Cp obtenidas durante el ensayo (figura 5.7):

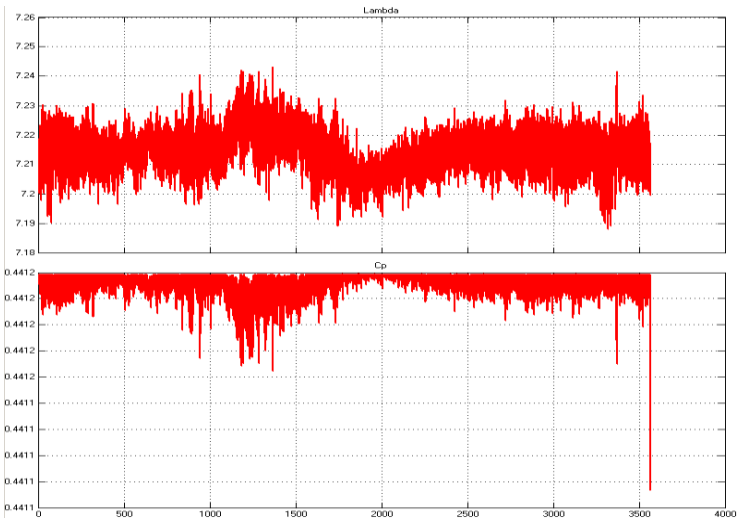


Figura 5. 7: Cp, Lambda escala ampliada

Se puede apreciar como los valores de las Cp y Lambda que se consiguen son prácticamente los valores óptimos de dichas variables.

Se muestra a continuación los resultados obtenidos, figura 5.8, en los que se puede apreciar cómo se consigue una gran precisión en el seguimiento de los puntos de máxima potencia:

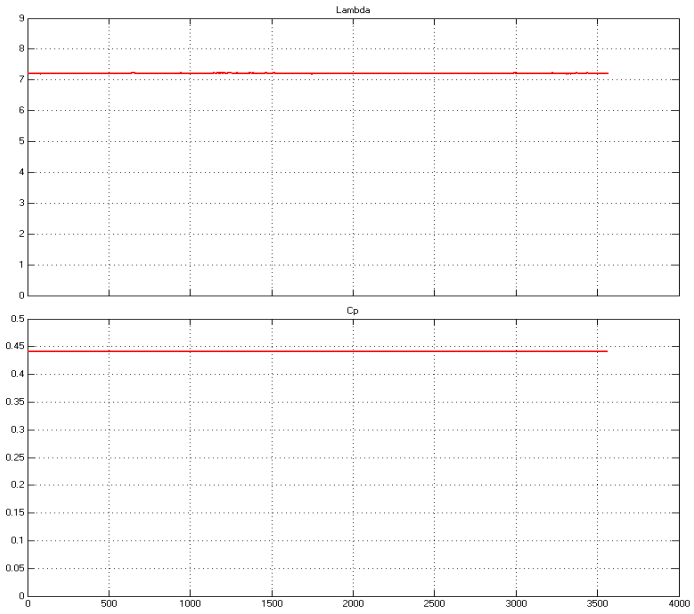


Figura 5. 8: Cp, Lambda escala menor

5.5. Identificación de la planta experimental

Previo al diseño e implementación del controlador se establece un análisis e identificación de la dinámica del par aerodinámico frente a cambios en el ángulo de paso de pala y viento.

La identificación de la dinámica del par Ta se lleva a cabo en la región 3. Esta región se alcanza para una velocidad de viento de 8 m/s y un pitch de 0 grados. Se han utilizado varios puntos de identificación para diferentes velocidades de viento comprendidas entre los 8.5 m/s y los 13.5 m/s. Para cada velocidad del viento, a su vez, se han establecido el ángulo de paso de pala adecuado para conseguir el par Ta=21.08 N*m.

El valor del par Ta=21.08 N*m sería el nuevo valor para la zona nominal establecida a wr=380rpm (anteriormente era Ta=25 N*m para wr=413rpm).

5.5.1. Modelos Ta-Pitch

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=8.5 m/s, wg=2845 rpm, pitch =2.529$\pm$1 grados.

Se muestra un ejemplo (Figura 5.9):

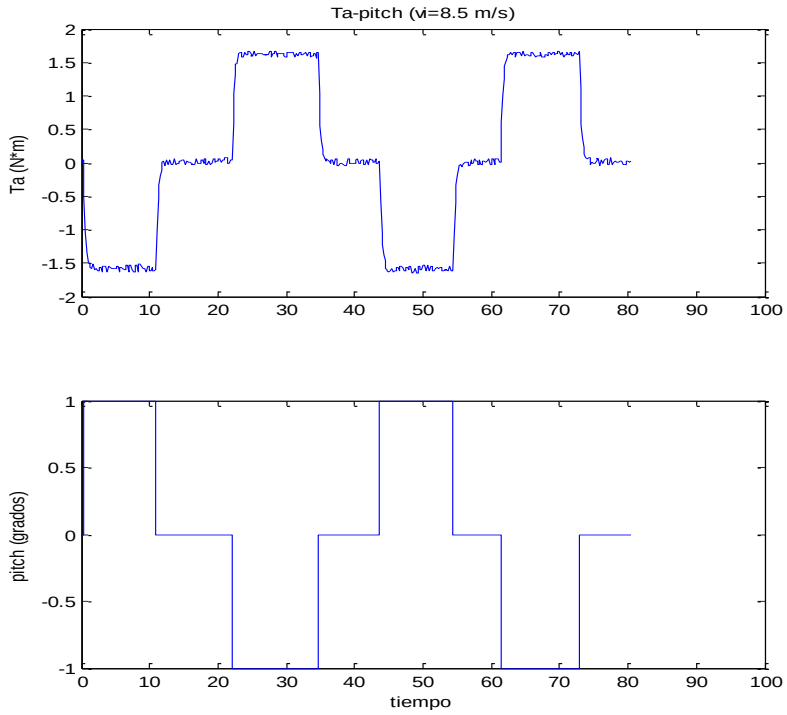


Figura 5. 9: Ejemplo identificación modelos Ta-Pitch

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la señal de control (pitch) con saltos escalones.

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada del pitch y la salida de par aerodinámico Ta se analizan la respuesta, tratándola previamente, como puede ser la eliminación de medias, tendencias, etc. Por ejemplo, utilizando el comando dtrend, se eliminan éstas, ya que se pretende tener un vector de datos sin offset.

Con las herramienta ident de matlab y las funciones Quick Start, Transfer Function Models y Process Model se buscan diferentes modelos para el sistema.

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 5.10).

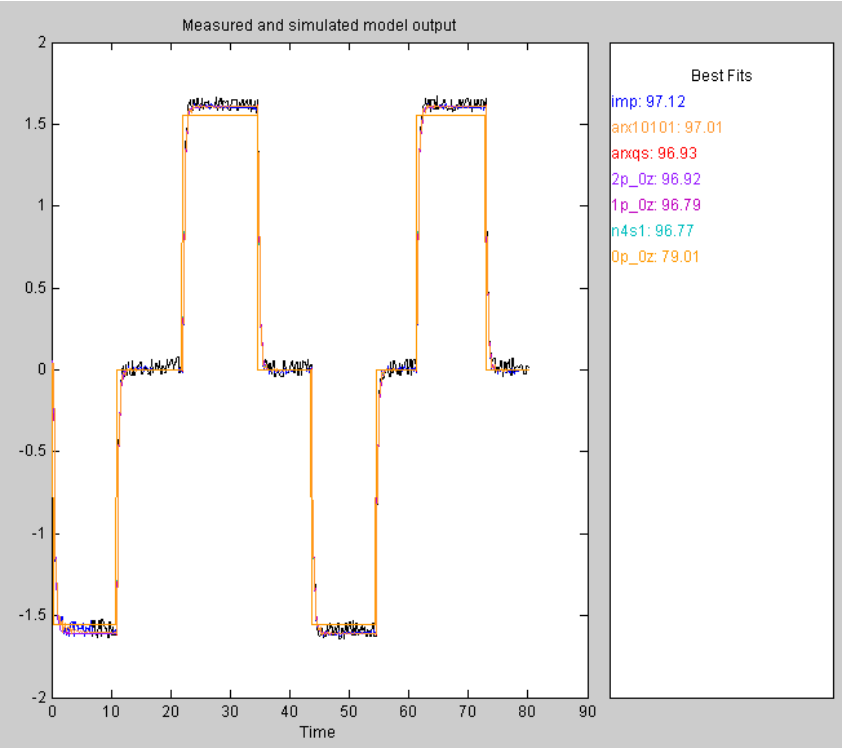


Figura 5. 10: Mejores modelos Ta-Pitch

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden (Modelo 1p_0z), ya que consigue muy buen ajuste 96.79%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación se obtienen seis modelos lineales de la planta (Ta-pitch) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=2845 rpm (Tabla 5.2).

$$G(s) = \frac{Ta(s)}{pitch(s)} = \frac{K_p}{T_p s + 1} \tag{5.2}$$

Tabla 5. 2: Modelos Ta-pitch

vi (m/s)	pitch±1 grados	Kp	Tp
8.5	2.529	-1.6072	0.2966
9.5	7.066	-1.6081	0.2970
10.5	10.93	-1.5751	0.2950
11.5	14.12	-1.4789	0.2950
12.5	16.54	-1.3651	0.2922
13.5	18.09	-1.2649	0.2943

Se observa pequeños cambios en Kp y despreciables en Tp. A la hora de diseñar un controlador se tendrá en cuenta una dinámica intermedia como por ejemplo la del modelo vi=11.5 m/s (Kp=-1.4789 Tp=0.2950).

Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 93% y 97%.

5.5.2. Modelos Ta-vi

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación que se muestra de ejemplo se toma para vi=8.5 $\pm$0.5 m/s, wg=2845 rpm, pitch=2.529grados.

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la perturbación (viento) con saltos escalones.

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada vi y la salida de par aerodinámico Ta se analizan la respuesta (Figura 5.11).

Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera.

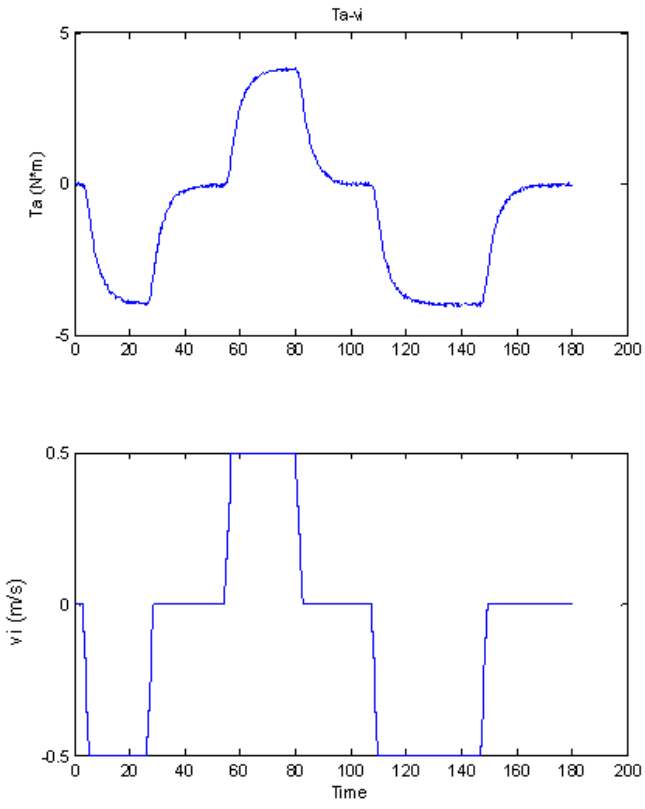


Figura 5. 11: Ejemplo identificación modelos Ta-vi

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 5.12).

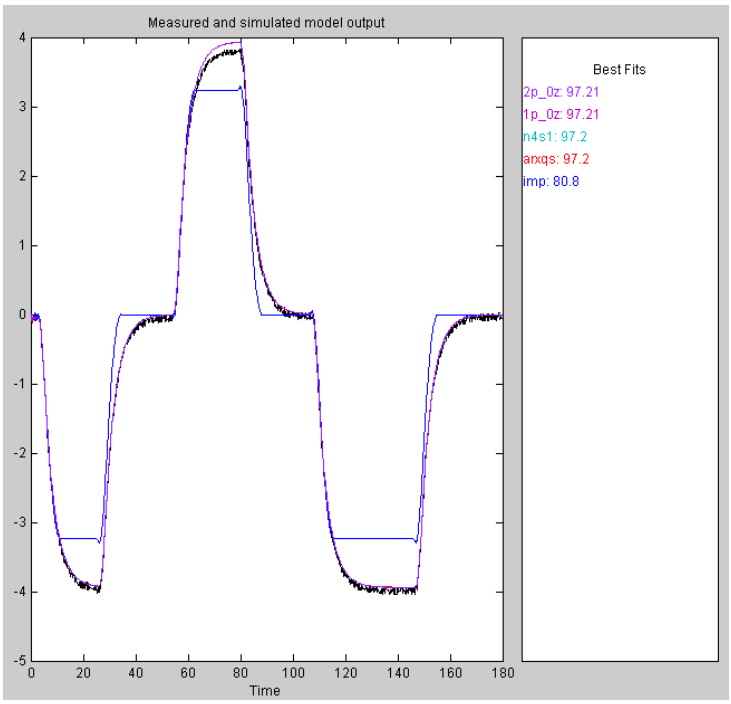


Figura 5. 12: Mejores modelos Ta-vi

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden (Modelo 1p_0z), ya que consigue muy buen ajuste 97.21%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación se obtienen seis modelos lineales de la planta (Ta-vi) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=2845 rpm (Tabla 5.3).

$$Gd(s) = \frac{Ta(s)}{vi(s)} = \frac{K_p}{T_p s + 1} \tag{5.3}$$

Tabla 5. 3:Modelos Ta-vi

vi ±0.5 (m/s)	pitch (grados)	Kp	Tp
8.5	2.529	7.8815	4.0420
9.5	7.066	6.7204	3.9620
10.5	10.93	5.5586	3.9825
11.5	14.12	4.1965	4.0128
12.5	16.54	2.7513	3.9825
13.5	18.09	1.4416	4.0323

Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 95% y 98%.

Se observa grandes cambios en Kp y despreciables en Tp. A la hora de diseñar un control feedforward se tendrá en cuenta la ganancia Kp en función del viento. Tp =4 como valor promedio.

5.5.3. Modelos Qs-ub

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=8 m/s, wg=2845 rpm, pitch =0 grados, ub= 3.7$\pm$1%.

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la variable manipulada (ub) con saltos escalones.

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada ub y la salida Qs se analizan la respuesta. Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera (Figura 5.13).

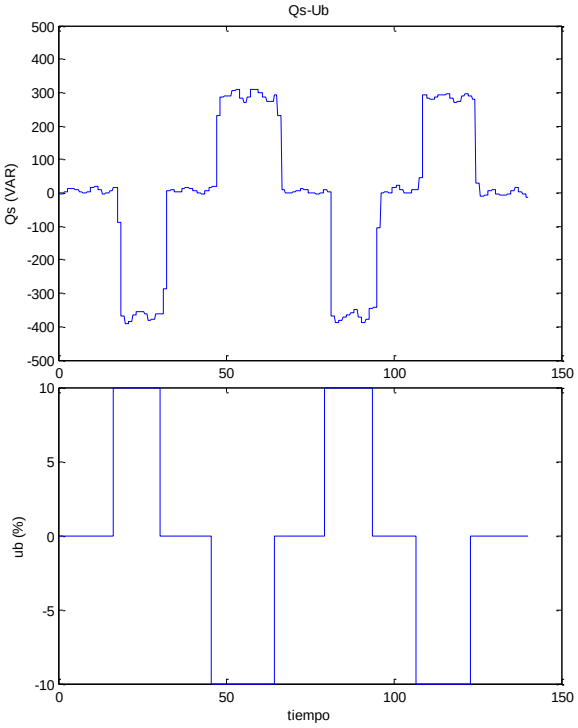


Figura 5. 13: Ejemplo identificación modelos Qs-ub

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 5.14).

Debido a la no linealidad del proceso, se puede ver como incrementos positivos de la entrada parece afectar en la ganancia de manera diferente a incrementos negativos de la entrada.

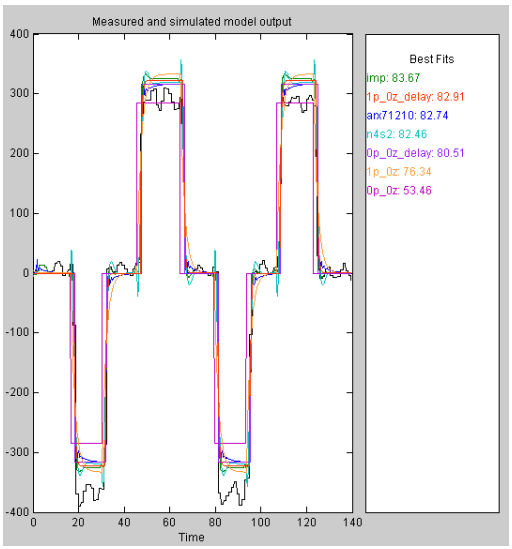


Figura 5. 14: Mejores modelos Qs-ub

Se elige los modelos con retardo ya que se puede ver como en este caso si que mejora significativamente el ajuste de los modelos. Para una ganancia pasa de 53.46% a 80.51%.

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos (Figura 5.15).

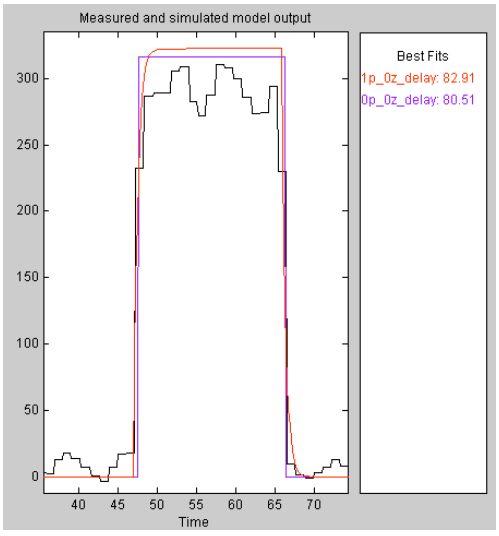


Figura 5. 15: Mejores modelos con retraso Qs-ub

Entre ambos modelos, el elegido es el de una ganancia con retardo, ya que consigue un ajuste de 80.51%, muy próximo al del modelo de un polo con retardo.. En este caso al tratarse del modelo una variable manipulada se ha tenido en cuenta el modelo con retardo (Modelo 0p_0z_delay), ya que se trata de un retardo de en torno a 2 segundos que puede afectar al lazo de control.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación se obtienen seis modelos lineales de la planta (Qs-ub) para diversos puntos de operación (Tabla 5.4).

$$G(s) = \frac{Qs(s)}{ub(s)} = K_p e^{-delay*s} \tag{5.4}$$

Tabla 5. 4:Modelos Qs-ub

vi(m/s)	fr (Hz)	Ub ±1 (%)	pitch (grados)	Kp	delay
6	14.4	28.1	0	-64.13	1.5
6.25	12.92	24.8	0	-66.7	1.95
6.5	11.44	22.8	0	-77.03	2.1
6.75	9.96	19.4	0	-79.05	-1.5
7	8.48	17.1	0	-83.13	1.8
7.25	6.99	13.8	0	-97.13	1.5
7.5	5.51	11.1	0	-85.1	1.95
7.75	4.03	7.6	0	-80.61	1.5
8	2.55	3.7	0	-31.6	1.95
10	2.55	3.7	9.081	-32.35	2.25
12	2.55	3.7	15.43	-32.22	1.8

Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 80% y 85%.

Se observa grandes cambios en Kp y despreciables en Tp. A la hora de diseñar un controlador se tendrá en cuenta la ganancia Kp en función del viento y Tp se elegirá un valor intermedio como Tp=2.

Se ha obtenido más modelos para la región MPPT (vi<8 m/s), ya que se observa que aquí es donde más cambios sufre Kp.

5.5.4. Modelos Qs-vi

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=8.5 $\pm$0.5 m/s, wg=2845 rpm, pitch =2.529grados.

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la perturbación (viento) con saltos escalones (Figura 5.16).

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada vi y la salida Qs se analizan la respuesta. Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera.

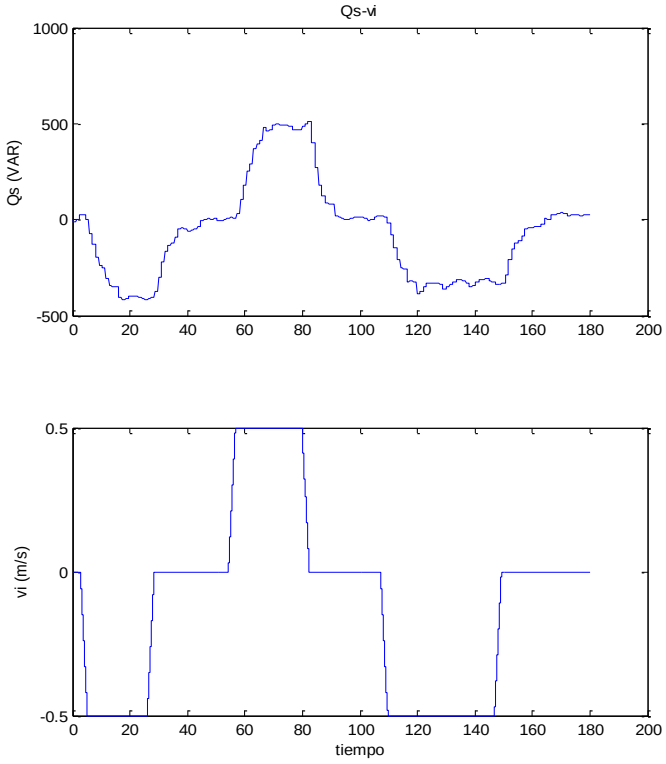


Figura 5. 16: Ejemplo identificación modelos Qs-vi

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits.

Debido a la no linealidad del proceso, se puede ver como incrementos positivos de la perturbación parece afectar en la ganancia de manera diferente a incrementos negativos de la perturbación (Figura 5.17).

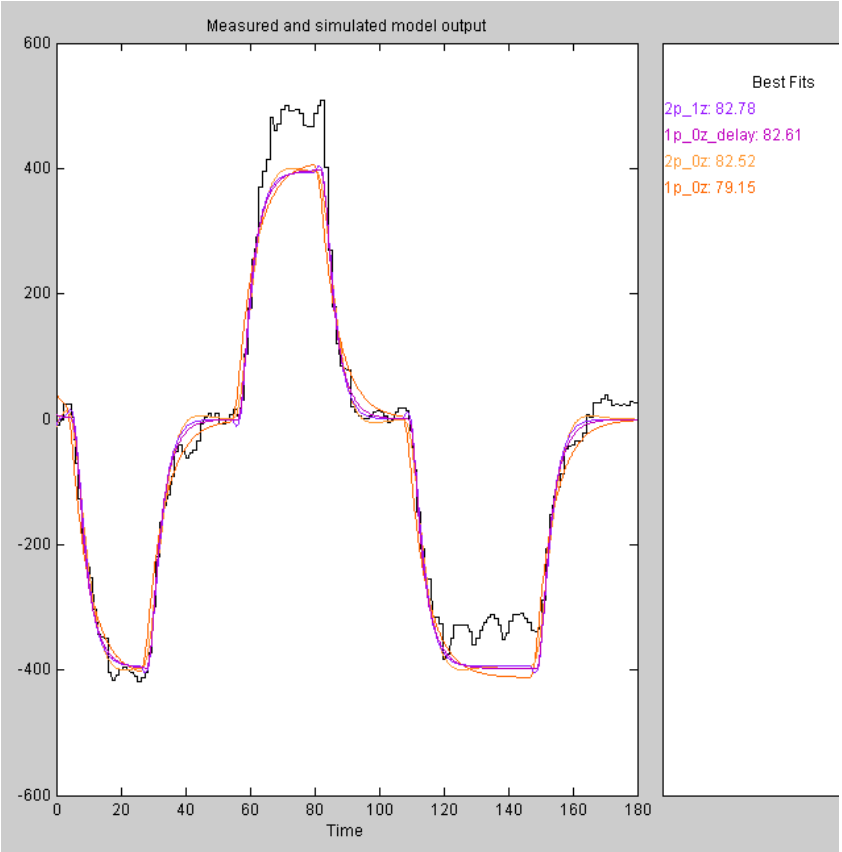


Figura 5. 17: Mejores modelos Qs-vi

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden (Modelo 1p_0z), ya que consigue un ajuste de 79.15%. En este caso al tratarse del modelo una perturbación se descarta el modelo con retardo ya que tampoco mejora extremadamente el ajuste.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación se obtienen siete modelos lineales de la planta (Qs-vi) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=2845 rpm (Tabla 5.5).

$$G(s) = \frac{Qs(s)}{ub(s)} = K_p e^{-delay*s} \tag{5.5}$$

Tabla 5. 5:Modelos Qs-vi zona nominal

vi ±0.5 (m/s)	fr (Hz)	pitch (grados)	Kp	Tp
8	2.55	0	1364	5.95
8.5	2.55	2.529	824.80	5.81
9.5	2.55	7.066	762.16	6.18
10.5	2.55	10.93	602.16	7.19
11.5	2.55	14.12	440.96	5.79
12.5	2.55	16.54	317.06	6.14
13.5	2.55	18.09	147.05	5.74

Realizando el mismo procedimiento para la región MPPT, se obtienen nueve modelos lineales de la planta (Qs-vi) para diversos puntos de operación en la zona MPPT (Tabla 5.6).

Tabla 5. 6:Modelos Qs-vi zona MPPT

vi ±0.1 (m/s)	fr (Hz)	pitch (grados)	Kp	Tp
6	14.4	0	-6502	6.23
6.25	12.92	0	-7490	6.37
6.5	11.44	0	-7978	5.93
6.75	9.96	0	-9367	5.89
7	8.48	0	-9787	6
7.25	6.99	0	-10389	6.15
7.5	5.51	0	-10473	5.56
7.75	4.03	0	-10064	5.72
8	2.55	0	-8357	7.44

Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 78% y 83%.

Se observa dos grandes cambios en Kp según se está en la región MPPT o nominal. Para la zona nominal se obtiene grandes cambios en Kp con ganancia positiva y para la zona MPPT se tiene grandes cambios en Kp con ganancia negativa. Tp apenas sufre cambios.

5.5.5. Modelos Qr-Id

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=8 m/s, wg=2845 rpm, pitch =0 grados, Id=-70$\pm$20%.

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la variable manipulada (Id) con saltos escalones.

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada Id y la salida Qr se analizan la respuesta. Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera.

Entre los mejores modelos elegidos, se escoge el de ganancia con retardo, ya que consigue un ajuste de 85.51%, muy próximo al del modelo de un polo con retardo.

En este caso al tratarse del modelo una variable manipulada se ha tenido en cuenta el modelo con retardo (Modelo 0p_0z_delay), ya que se trata de un retardo de en torno a 2 segundos que puede afectar al lazo de control.

$$G(s) = \frac{Qr(s)}{Id(s)} = K_p e^{-delay*s} \tag{5.6}$$

Tabla 5. 7: Modelos Qr-Id

vi(m/s)	fr (Hz)	Id ±20 (%)	pitch (grados)	Kp	Delay
8	2.55	-70	0	-4	2

En este caso no es necesario identificar en varios puntos de operación ya que no se encuentra problemas desestabilizadores a la hora de controlar este lazo de control.

5.5.6. Validación del modelo

Se comprueba la bondad de los modelos obtenidos comparándolos con el modelo real. Se comprueba los modelos Ta-pitch y Ta-vi, para el punto de operación de una velocidad de 11.5 m/s y un valor de ángulo de pala de 14.12 grados.

Se hace una validación del modelo y se realiza un ajuste en el modelo de la planta para que ambas trabajen en el mismo punto de operación (Figura 5.18).

$$G(s) = \frac{-1.4789}{0.2950s + 1}\ Pitch(s) + \frac{4.1965}{4.0128s + 1}\ v(s) \tag{5.7}$$

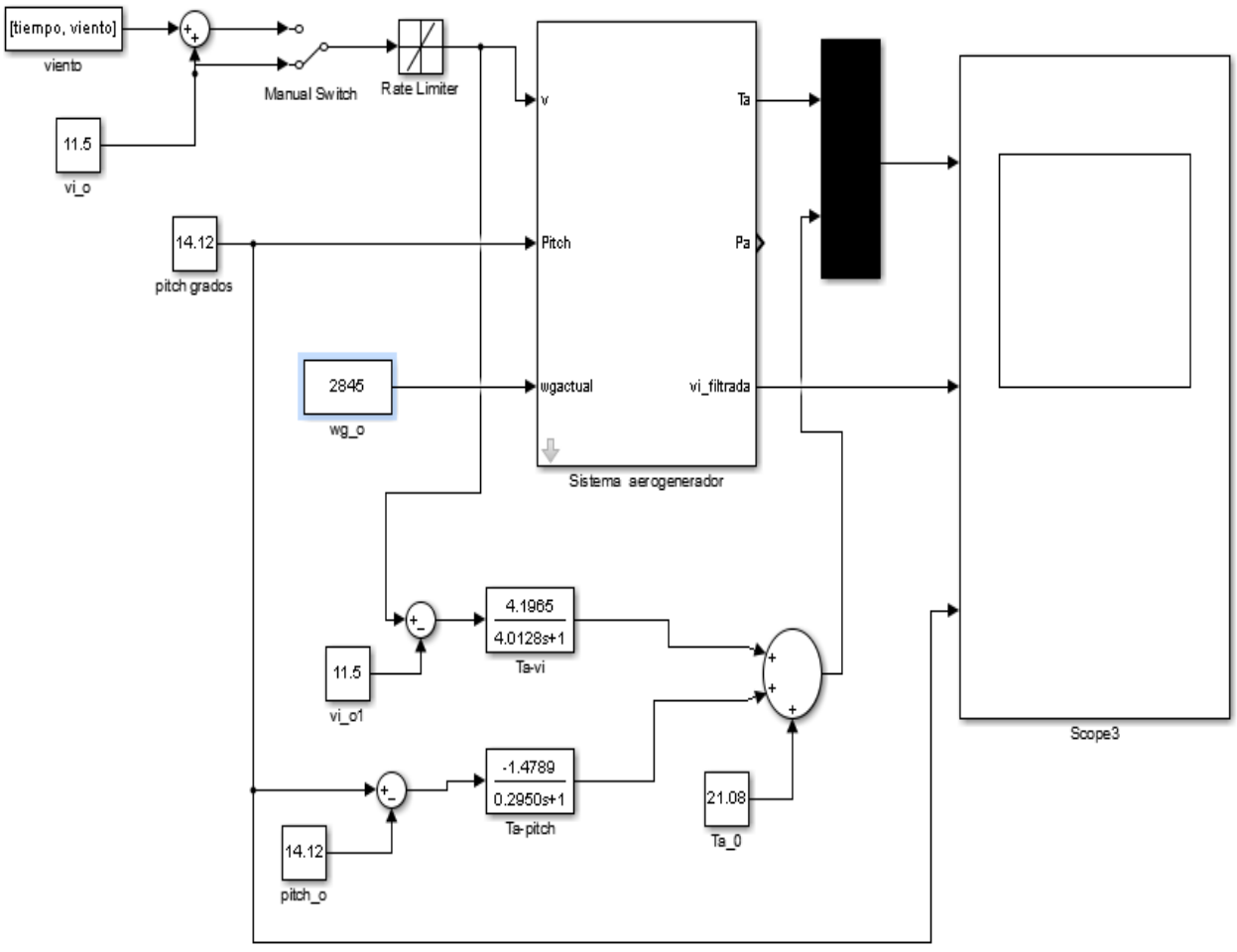


Figura 5. 18: Validación del modelo Ta Simulink

Como se observa el modelo es preciso para un viento de 11.5 m/s con leves variaciones y un pitch de 14.12 grados con variaciones de pitch entre +1,-1,+2,-2,+3, -3 grados.

Algo a destacar es que se puede ver como al final de la gráfica (Figura 5.19) el modelo real y el modelo identificado difieren cuando el viento continuo aumentando. Incluso hay un punto en el que el Ta del modelo real comienza a disminuir a pesar de que el viento aumente. Por lo que se puede avalar la bondad de los modelos lineales identificado dentro de pequeño rango de operación debido a la alta no linealidad del modelo.

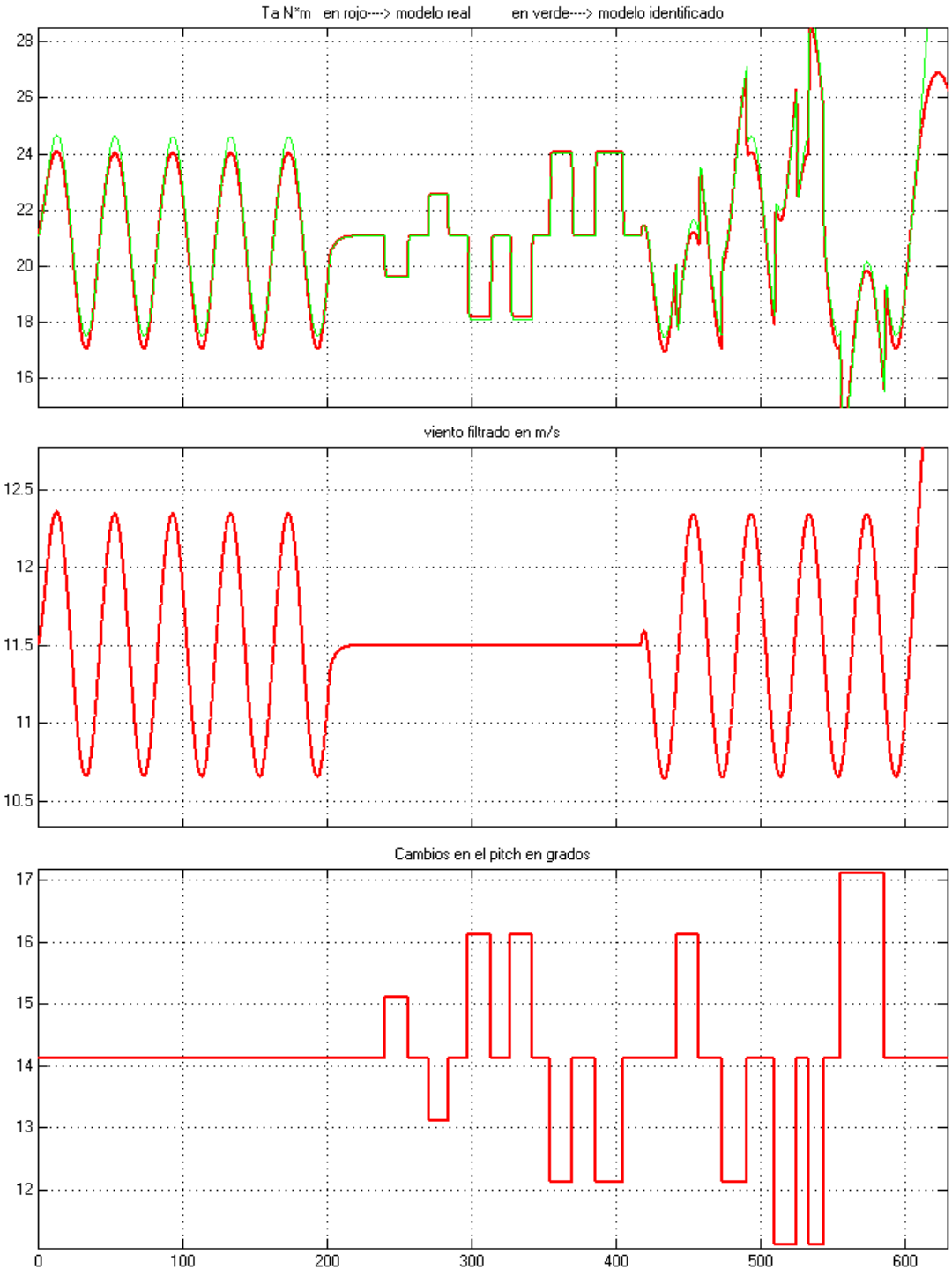


Figura 5. 19: Validación del modelo Ta gráficas

5.6. Control con simples lazos monovariables

Como primera prueba de control sobre la planta emuladora, se establece un control monovariable de los distintos lazos de control establecidos: par aerodinámico en la región nominal manipulando el ángulo de paso de pala virtual (Ta-pitch), potencia reactiva del estator manipulando la amplitud de la tensión aplicada al rotor del DFIG a través del inverter (Qs-ub) y potencia reactiva del rotor manipulando la amplitud de la corriente Iq a través del AFE (Qr-Id). El control MPPT ya se diseñó anteriormente, en el cual a través de la velocidad del viento, se calcula que frecuencia debe tener la tensión aplicada al rotor del DFIG para conseguir una determinada velocidad angular de giro.

Actualmente los tipos de control de pitch más utilizados en el ámbito de los aerogeneradores son el típico PI como en [35,36] o el control predictivo como en [37].

Por dicho motivo, para la elección del controlador de par aerodinámico a través del pitch se decide hacer pruebas con controladores PID

Cuando se realiza la optimización de sistemas de control se pueden considerar diferentes índices de control óptimo como ISE (Integral Square Error), IAE (Integral Absolute Error), ITAE (Integral of Time Absolute Error), ITSE (Integral of Time Weighted Squared Error).

$$ISE = \int_0^T [e(t)] \quad dt \tag{5.8}$$

$$IAE = \int_0^T |e(t)| \quad dt \tag{5.9}$$

$$ITAE = \int_0^T t * |e(t)| \quad dt \tag{5.10}$$

$$ITSE = \int_0^T t * [e(t)]^2 \, dt \tag{5.11}$$

En este caso se usará el índice IAE con la aspiración de diseñar los controladores PI con parámetros que proporcionen el IAE más bajo posible frente a perturbación del viento. Éste viene definido como:

$$IAE = \int_0^T |e(t)| \quad dt \tag{5.12}$$

5.6.1. PI's sintonizados con Pidtool de Matlab

Para sintonizar los PI se utiliza una de las diversas herramientas para el diseño de controladores, para este trabajo se opta por utilizar la herramienta pidtool de Matlab la cual se explica brevemente:

Ésta es la pantalla principal de pidtool (Figura 5.20):

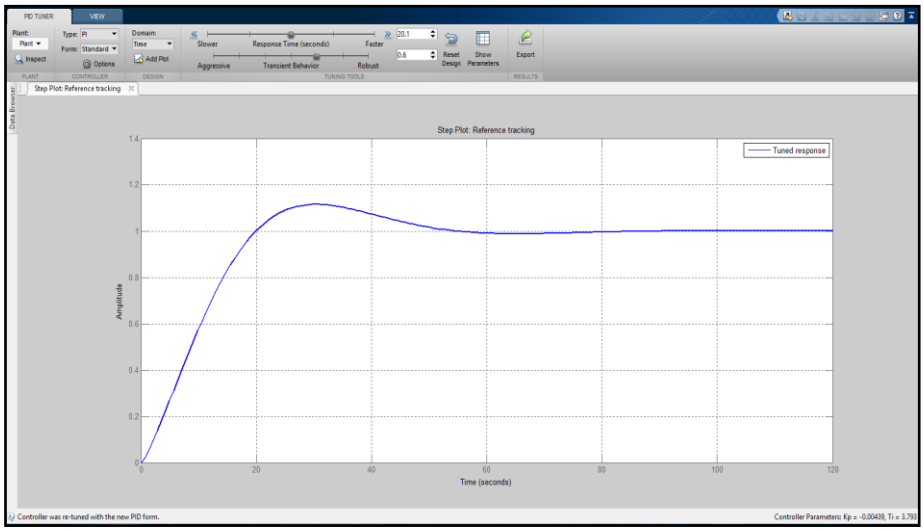


Figura 5. 20: PIDtool 1

- En ella se puede elegir el tipo de controlador (Figura 5.21):

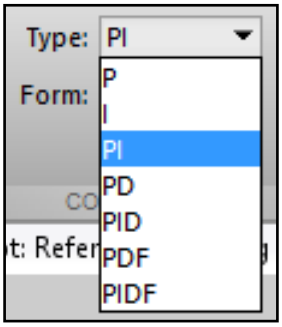


Figura 5. 21: PIDtool 2

- Se puede modificar directamente parámetros en el dominio del tiempo como tiempo de respuesta o comportamiento en el transitorio (Figura 5.22):

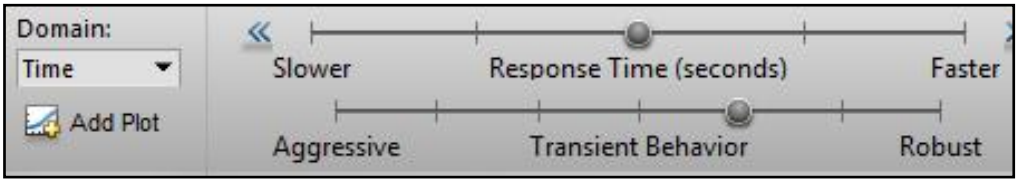


Figura 5. 22: PIDtool 3

- Se puede modificar directamente parámetros en el dominio del frecuencia como ancho de banda o margen de fase (Figura 5.23):

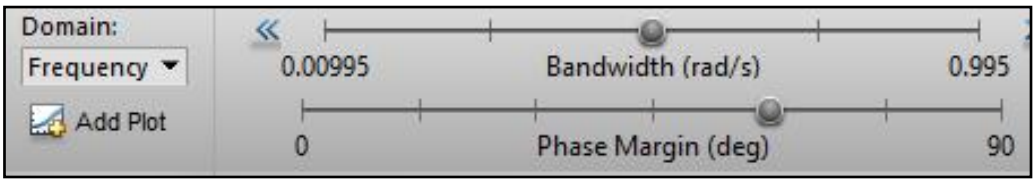


Figura 5. 23: PIDtool 4

- Permite obtener con facilidad los parámetros del controlador y ver características de tiempo y frecuencia como tiempo se subida, tiempo de asentamiento, sobrepaso, pico, margen de magancia, margen de fase, ancho de banda y la estabilidad o no del sistema en lazo cerrado (Figura 5.24).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.0043902
Ti	3.793
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	14.5 seconds
Settling time	49.3 seconds
Overshoot	11.6 %
Peak	1.12
Gain margin	Inf dB @ Inf rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.0995 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 24: PIDtool 5

Es frecuente realizar la sintonía de un controlador en continuo (en el plano s) a partir de un modelo del proceso también continuo. En la práctica dichos controladores normalmente acabarán implementándose de forma discreta en un dispositivo digital.

Por este motivo se utiliza una versión discreta de un controlador PID no interactivo con filtro en la acción derivativa, anti-windup y tres posibles estructuras.

Como se comentó anteriormente se va a utilizar un controlador PID no interactivo con filtro en la acción derivativa y anti-windup en Simulink apoyándose en [38]. Los fundamentos del PID creado y su implementación en Simulink se desarrollan en el anexo 4.

5.6.2. Lazo Ta-pitch

Como primera prueba de control sobre la planta emuladora, se establece un control de par aerodinámico en la región nominal manipulando el ángulo de paso de pala virtual.

El diseño del controlador de pitch se hace para trabajar dentro de la región 3 con viento superiores a los 8 m/s (zona a plena carga). En esta región el par electromagnético T_em permanece constante.

El controlador debe trabajar con el fin de disminuir el rendimiento aerodinámico de la turbina y limitar la extracción de energía a su potencia nominal intentando mantener en todo momento el par aerodinámico Ta en 21.08 N*m ante cualquier perturbación (variaciones de velocidad de viento).

Para la sintonización del PI, se utiliza la función transferencia de los modelos lineales Ta-pitch obtenido. Se tiene en cuenta una dinámica intermedia de las identificadas, como por ejemplo la del modelo vi=11.5 m/s (Kp=-1.4789 Tp=0.2950).

$$G(s) = \frac{T_a(s)}{pitch(s)} = \frac{-1.4789}{0.2950s + 1} \tag{5.13}$$

Como se utiliza un PI discreto, se convierte el modelo continuo en un modelo discreto con tiempo de muestreo 0.15s.

$$G(z) = \frac{T_a(z)}{pitch(z)} = \frac{-0.5895}{z - 0.6014} \tag{5.14}$$

A continuación se diseña un controlador con una buena respuesta sub-amortiguada. Se prueba con una parametrización con ancho de banda 2 rad/s (tiempo de respuesta 1s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 26.1 dB (Figura 5.25,5.26 5.27).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.25043
Ti	0.16126
Td	
N	

Figura 5. 25: Parámetros PI 1 Ta-pitch

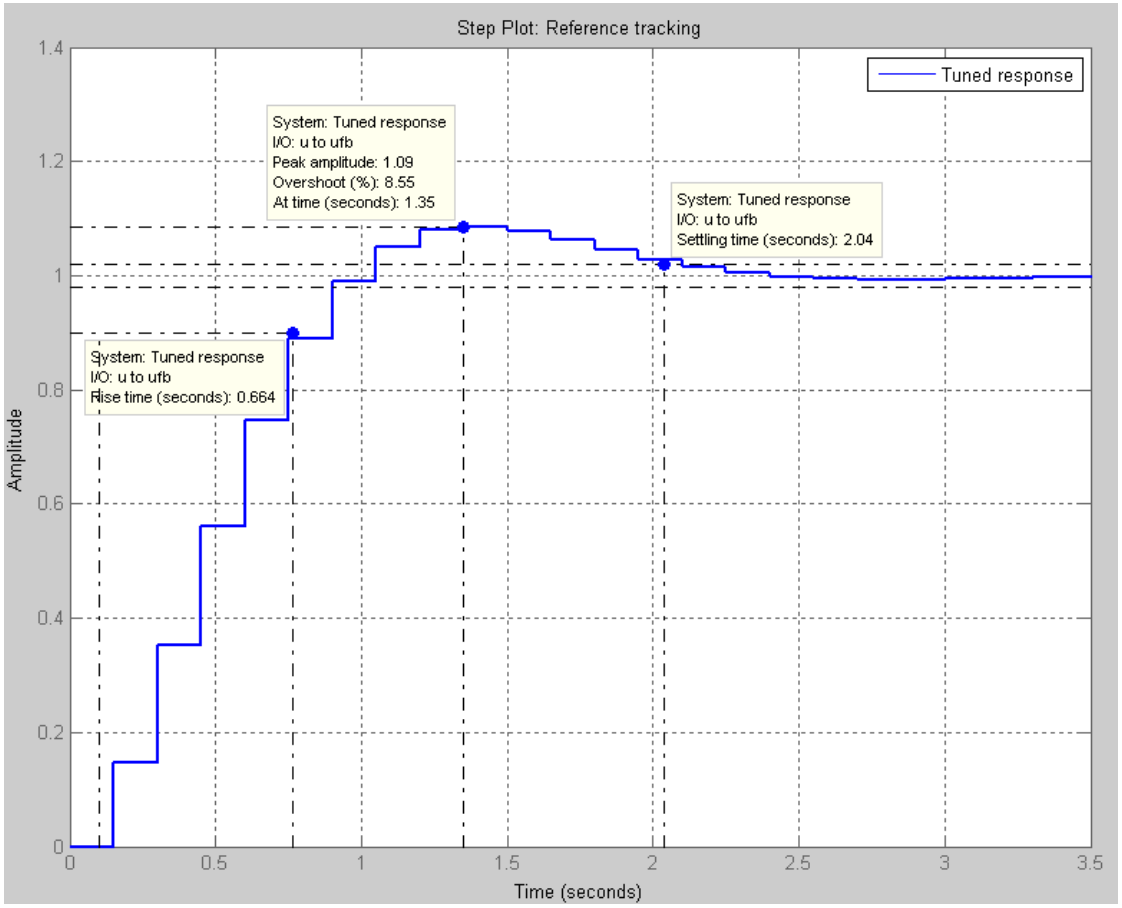


Figura 5. 26: Respuesta lazo cerrado PI 1 Ta-pitch

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	0.75 seconds
Settling time	2.1 seconds
Overshoot	8.55 %
Peak	1.09
Gain margin	26.1 dB @ 20.9 rad/s
Phase margin	60 deg @ 2 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 27: Especificaciones temporales y en frecuencia PI 1 Ta-pitch

Se prueba con otra parametrización, manteniendo el margen de base se reduce el ancho de banda hasta el mínimo posible para mantener el margen de fase.

Se prueba con una parametrización con ancho de banda 1.46 rad/s (tiempo de respuesta 1.37 s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 18.6 dB (Figura 5.28).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.082131
Ti	0.076253
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	0.9 seconds
Settling time	2.7 seconds
Overshoot	7.82 %
Peak	1.08
Gain margin	18.6 dB @ 6.23 rad/s
Phase margin	60 deg @ 1.46 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 28: Parametrización reducción ancho de banda PI 2 Ta-pitch

Se obtiene otra parametrización más, manteniendo el margen de base se aumenta el ancho de banda hasta el máximo posible para mantener el margen de fase.

Se prueba con una parametrización con ancho de banda 9.45 rad/s (tiempo de respuesta 0.2116 s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 3.42 dB (Figura 5.29).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-1.986
Ti	0.97038
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	0 seconds
Settling time	2.7 seconds
Overshoot	17.1 %
Peak	1.17
Gain margin	3.42 dB @ 20.9 rad/s
Phase margin	60 deg @ 9.45 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 29: Parametrización aumento ancho banda PI 3 Ta-pitch

En la siguiente figura se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control Ta-pitch ante un viento triangular que recorre gran parte de la región nominal (Figura 5.30).

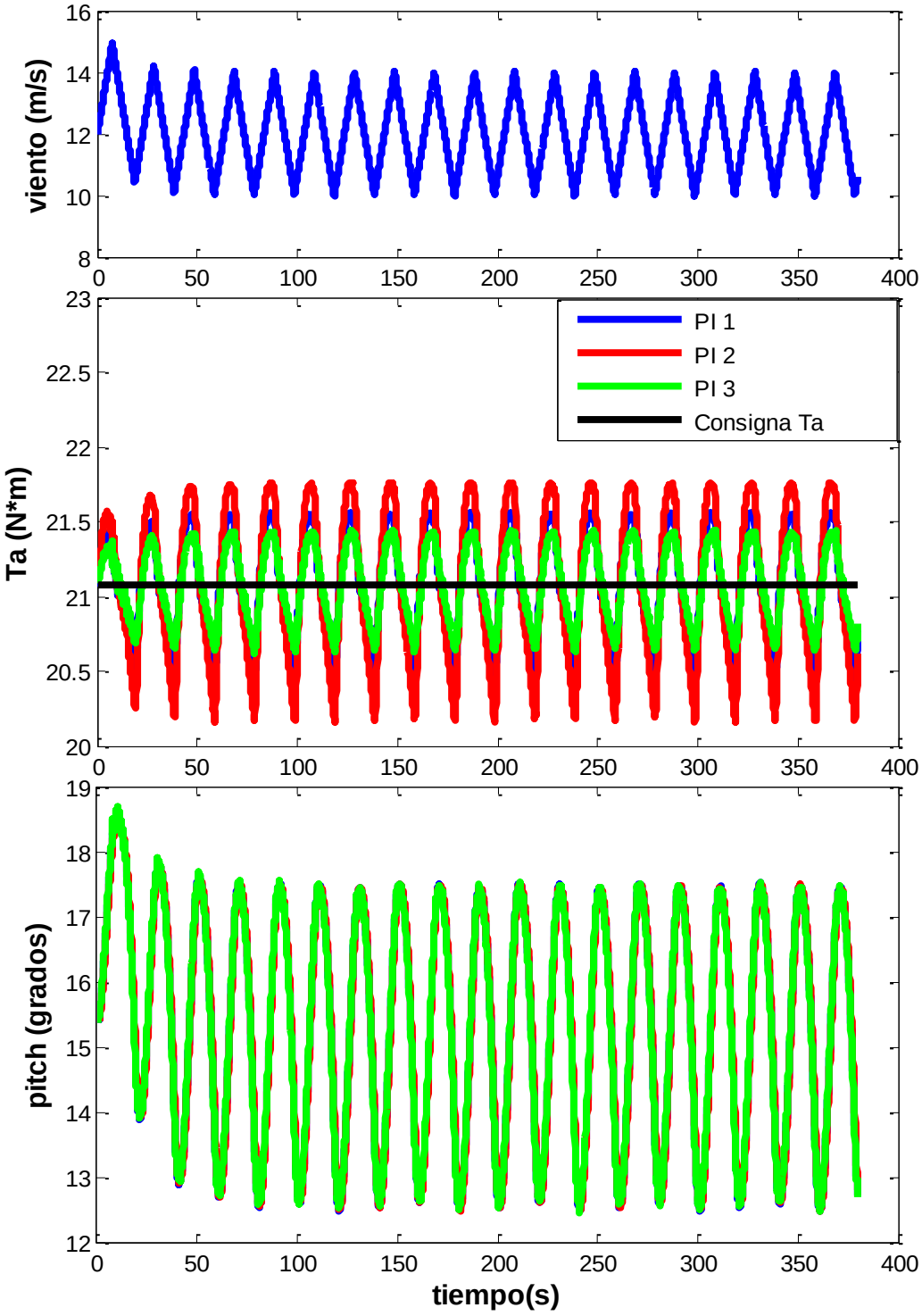


Figura 5. 30: Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa

Se puede observar la respuesta de los tres PI diseñados: PI 1 (azul), PI2 (rojo) y PI 3 (verde).

Aparentemente los tres PI's parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada. Como se puede apreciar el PI 3 (verde) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia Ta exigido ante un viento igual para los tres controladores.

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 5.8).

Tabla 5. 8:Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa

	PI1 (azul)	**PI2 (rojo)**	**PI3 (verde)**
IAE	790.8341	1138.4	557.5123
IAVU	184.6676	183.6304	226.2399

De los índices se puede destacar la mejoría del PI 3 en el índice IAE a pesar de un mayor IAVU. Esto se traduce en que el PI 3 consigue mantener valores más próximos al Ta exigido a coste de un mayor esfuerzo de control en la variable manipulada (pìtch).

En la siguiente figura se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control Ta-pitch ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal (Figura 5.31).

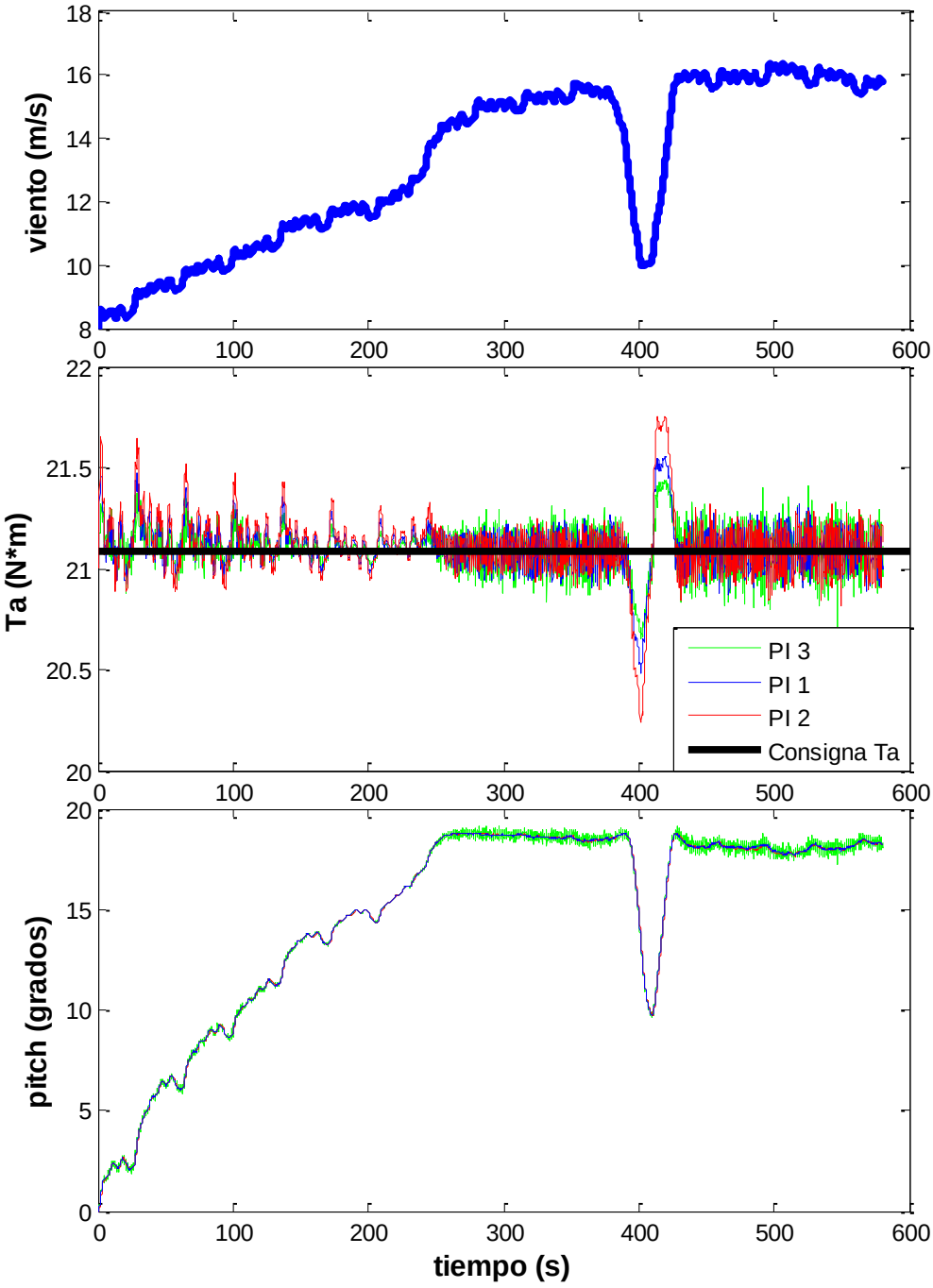


Figura 5. 31: Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento

Se puede observar la respuesta de los tres PI diseñados: PI 1 (azul), PI2 (rojo) y PI 3 (verde).

Aparentemente PI 1 y PI 2 parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada destacando esfuerzo de control de PI 3, sobre todo ante vientos no muy cambiantes en torno a 16 m/s . Como se puede apreciar el PI 3 (verde) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia Ta exigido ante un viento igual para los tres controladores.

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 5.9).

Tabla 5. 9:Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento

	PI1 (azul)	**PI2 (rojo)**	**PI3(verde)**
IAE	335.4059	429.3397	281.7219
IAVU	94.5551	69.3563	645.2427

De los índices se puede destacar la mejoría del PI 3 en el índice IAE a pesar de un mayor IAVU. Esto se traduce en que el PI 3 consigue mantener valores más próximos al Ta exigido a coste de un mayor esfuerzo de control en la variable manipulada (pìtch).

Observando los resultados, el PI elegido en un primer momento sería el PID 1 ya que es algo menos rápido que el PID3 pero reduce bastante el esfuerzo de control al que está sometido el pitch.

5.6.3. Lazo Qs-Ub

Se implementa un lazo de control a través de la herramienta Pidtool de Matlab para la variable a controlar Qs a través del parámetro Ub (inverter), el cual afecta en un % a la amplitud de la tensión Vr.

El diseño del controlador Qs se hace para trabajar en todas las regiones, tanto en la región nominal donde el par electromagnético T_em permanece constante, como en la región MPPT donde el pitch es el que permanece cte.

El controlador debe trabajar con el fin de mantener la potencia reactiva del estator en la consigna que le sea demandada (generalmente Qs=0) ante cualquier perturbación (variaciones de velocidad de viento).

Para la sintonización del PI, se utiliza la función transferencia de los modelos lineales Qs-Ub obtenidos. Se tiene en cuenta una dinámica con Kp intermedia entre las identificadas, (Kp=-60 delay=2 s).

$$G(s) = \frac{Qs(s)}{ub(s)} = -60\, e^{-2*s} \tag{5.15}$$

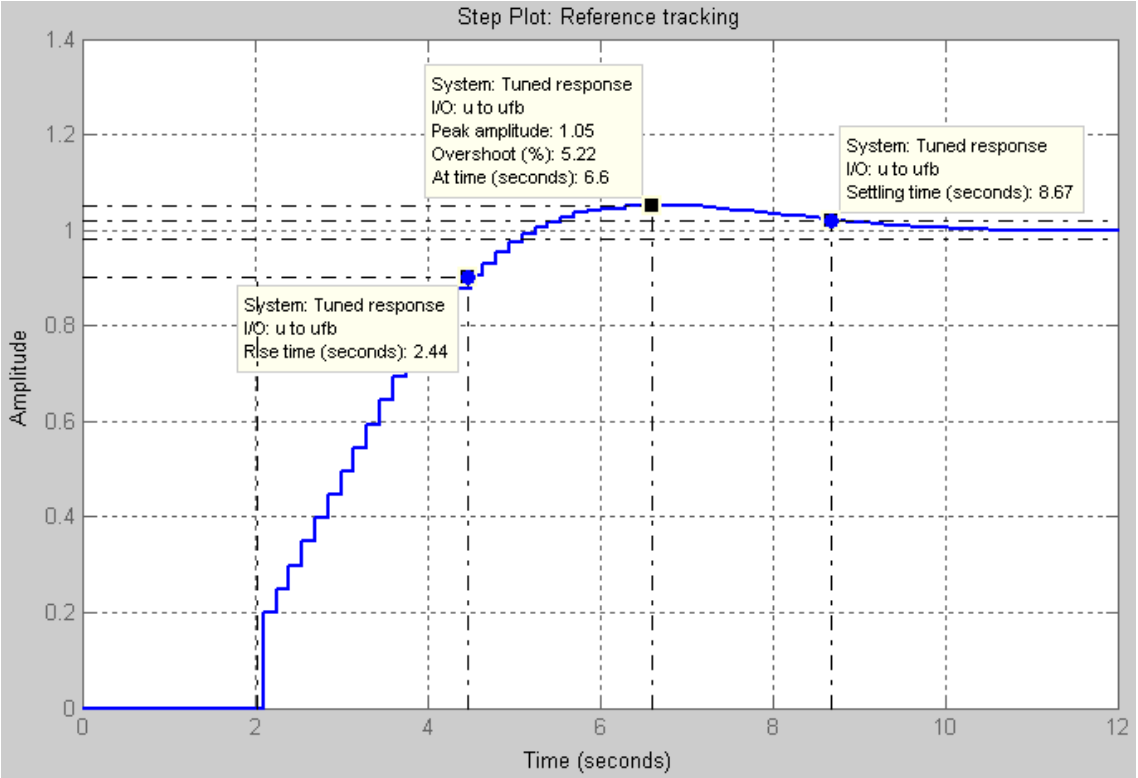
Como se utiliza un PI discreto, se convierte el modelo continuo en un modelo discreto con tiempo de muestreo 0.15s.

$$G(z) = \frac{Qs(z)}{ub(z)} = -60\, z^{-14} \tag{5.16}$$

A través de la herramienta Pidtool se sintoniza un PI que nos proporcione un control adecuado para cualquier región de operación.

Se obtiene una parametrización con ancho de banda 0.3333 rad/s (tiempo de respuesta 6s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 8.44 dB.

En la figura (Figura 5.31, 5.32) se puede ver la respuesta a salto escalón y los parámetros de sintonía del controlador.



Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.0033351
Ti	0.60965
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	2.4 seconds
Settling time	8.7 seconds
Overshoot	5.22 %
Peak	1.05
Gain margin	8.44 dB @ 0.977 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.333 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 32: Parámetros PI 1 Qs-Ub

Se prueba con otra parametrización, manteniendo el margen de base, se reduce el ancho de banda hasta el mínimo posible para mantener el margen de fase.

Se prueba con una parametrización con ancho de banda 0.25 rad/s (tiempo de respuesta 8 s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 9.55 dB (Figura 5.33).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.00033589
Ti	0.080604
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	3.6 seconds
Settling time	12.6 seconds
Overshoot	5.65 %
Peak	1.06
Gain margin	9.55 dB @ 0.75 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.25 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 33:Parametrización reducción ancho de banda PI 2 Qs-Ub

Se obtiene otra parametrización más, manteniendo el margen de base, se aumenta el ancho de banda hasta el máximo posible para mantener el margen de fase.

Se prueba con una parametrización con ancho de banda 0.4762 rad/s (tiempo de respuesta 4.2 s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 4.71 dB (Figura 5.34).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.0081723
Ti	1.1582
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	1.05 seconds
Settling time	10.7 seconds
Overshoot	31.6 %
Peak	1.32
Gain margin	4.71 dB @ 1.18 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.476 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 34: Parametrización aumento ancho banda PI 3 Qs-Ub

En la siguiente figura (Figura 5.35) se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control Qs-Ub ante un viento senoidal que recorre parte de la región nominal y MPPT.

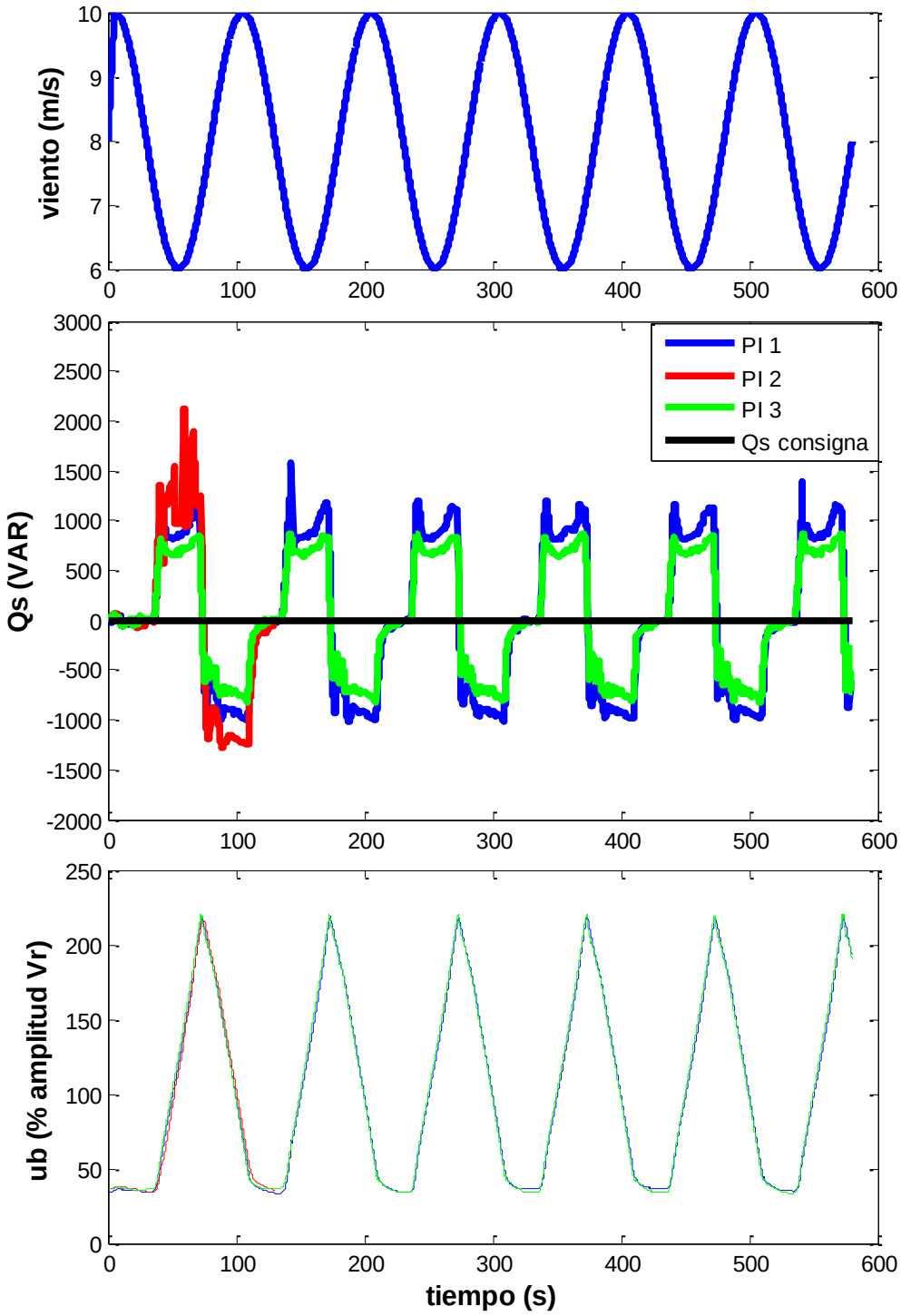


Figura 5. 35: Control PI's simples Qs-Ub ante viento senoidal

Se puede observar la respuesta de los tres PI diseñados: PI 1 (azul), PI2 (rojo) y PI 3 (verde).

Aparentemente los tres PI's parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada. Como se puede apreciar el PI 3 (verde) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia Qs exigido ante un viento igual para los tres controladores. Comentar que durante el ensayo del PI 1, al ser demasiado lento se dispara el valor Qs provoca fuertes vibraciones en el DFIG, por lo que a partir de los 120 segundos se detiene el ensayo.

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 5.10).

Tabla 5. 10: Índices Control PI's simples Qs-Ub ante viento senoidal

	PID1 (azul)	**PID2 (rojo)**	**PID3(verde)**
IAE	2.4708e+06		1.9116e+06
IAVU	2081.2		2170.7

De los índices se puede destacar la mejoría del PI 3 en el índice IAE a pesar de un mayor IAVU. Esto se traduce en que el PI 3 consigue mantener valores más próximos al Qs exigido a coste de un mayor esfuerzo de control en la variable manipulada (Ub).

A pesar de la mejoría del PI 3, no se puede decir que el controlador sea efectivo ya que no mantiene en todo momento un valor muy próximo a la consigna deseada Qs=0 VAR. Es importante reducir este valor ya que valores superiores a 700 VAR genera fuertes vibraciones en el DFIG, pudiendo sufrir daños.

5.6.4. Lazo de control sobre Qr

Se implementa un lazo de control a través de la herramienta Pidtool de Matlab para la variable a controlar Qr a través del parámetro Id (AFE), el cual afecta en un % a la amplitud de la corriente Iq.

El diseño del controlador Qr se hace para trabajar en todas las regiones, tanto en la región nominal donde el par electromagnético T_em permanece constante, como en la región MPPT donde el pitch es el que permanece cte.

El controlador debe trabajar con el fin de mantener la potencia reactiva del rotor en la consigna que le sea demandada (generalmente Qr=0) ante cualquier perturbación (variaciones de velocidad de viento).

Para la sintonización del PI, se utiliza la función transferencia del modelo lineale Qr-Id obtenido. (Kp=-4 delay=2 s).

$$G(s) = \frac{Qr(s)}{Id(s)} = -4\, e^{-2*s} \tag{5.17}$$

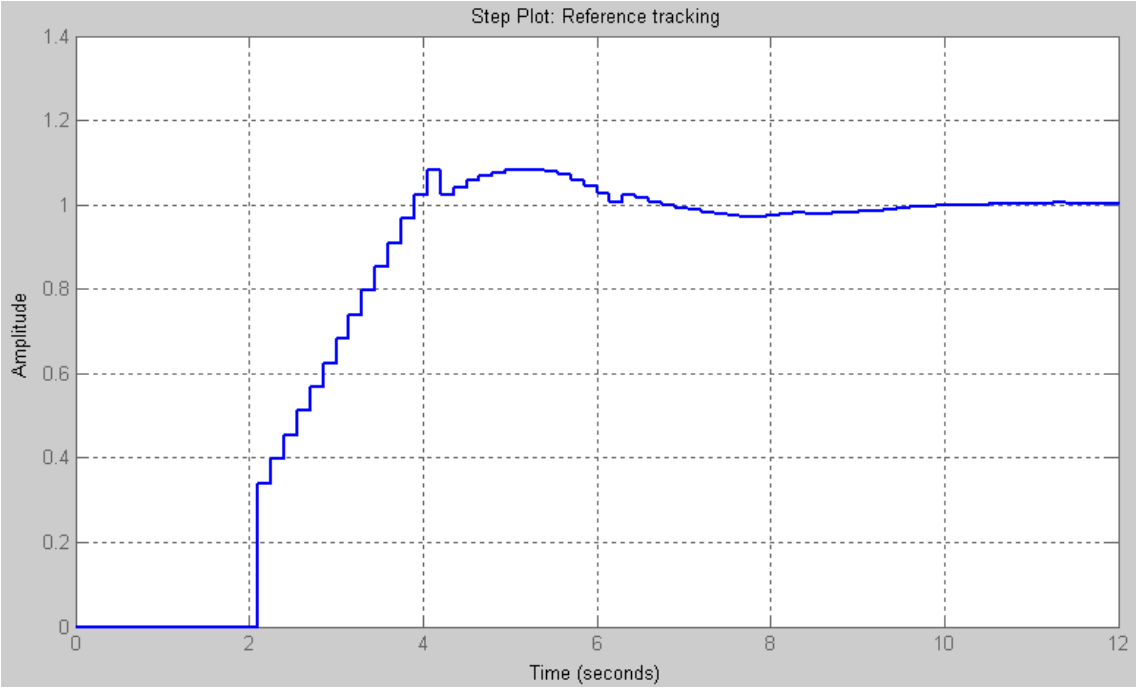
Como se utiliza un PI discreto, se convierte el modelo continuo en un modelo discreto con tiempo de muestreo 0.15s.

$$G(z) = \frac{Qr(z)}{Id(z)} = -4\, z^{-14} \tag{5.18}$$

A través de la herramienta Pidtool se sintoniza un PI que nos proporcione un control adecuado para cualquier región de operación.

Se obtiene una parametrización con ancho de banda 0.4 rad/s (tiempo de respuesta 5s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 6.65 dB.

En la figura 5.36 se puede ver la respuesta a salto escalón y los parámetros de sintonía del controlador.



Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.084917
Ti	0.89325
Td	
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	1.5 seconds
Settling time	8.85 seconds
Overshoot	8.38 %
Peak	1.08
Gain margin	6.65 dB @ 1.1 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.4 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 5. 36: Pidtool Qr-Id parámetros

En la siguiente figura 5.37 se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control Qr-Id ante un viento senoidal que recorre parte de la región nominal y MPPT.

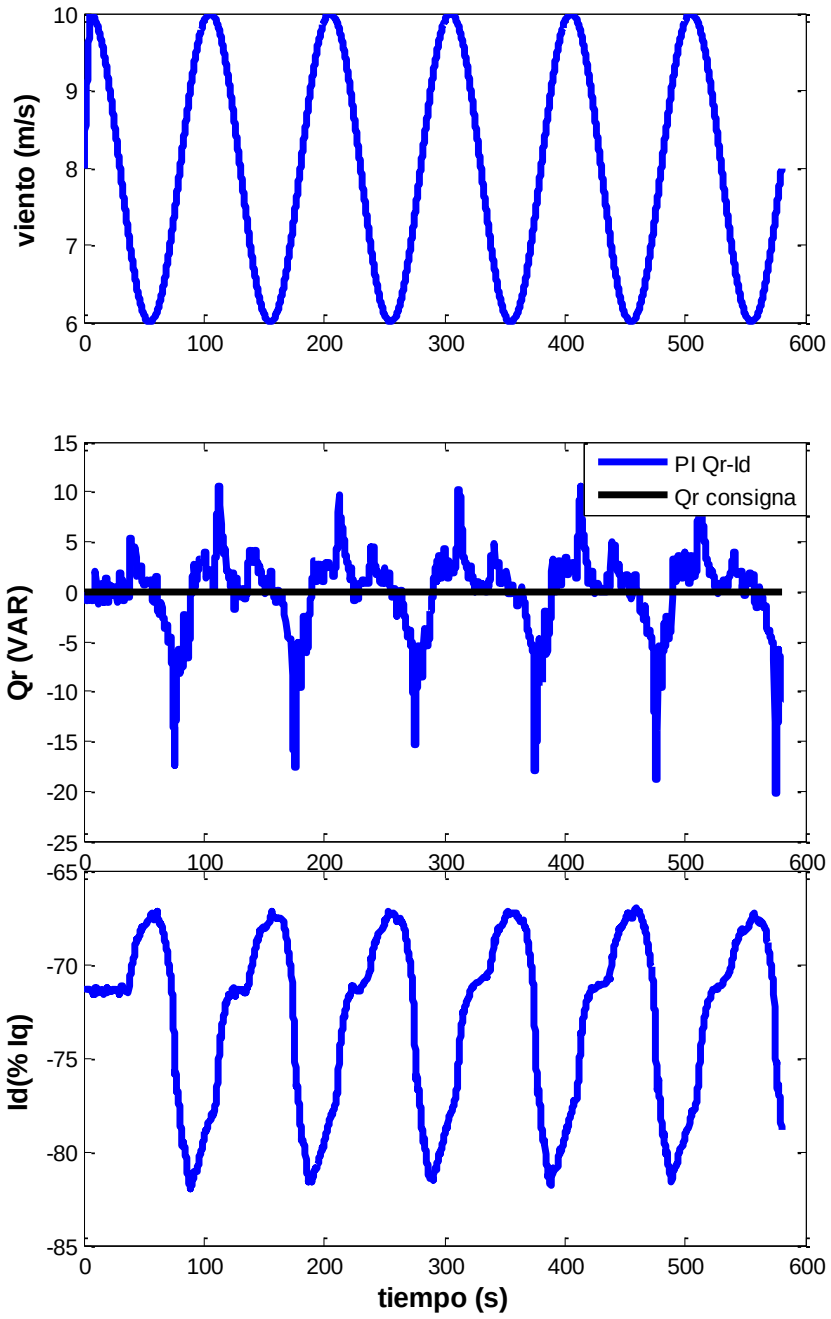


Figura 5. 37: Control PI's simples Qr-Id ante viento senoidal

Se muestra el resultado del lazo de control sobre Qr ante movimientos por distintos puntos de operación. Se puede decir que el controlador es efectivo ya que mantiene en todo momento en un valor muy próximo a la consigna deseada Qr=0 VAR.

Capítulo 6

6. Mejora en los lazos de control

6.1. Mejora en el lazo de control Ta-pitch

6.1.1. Sintonía PID para reducir índice IAE

Cómo se comentó anteriormente, uno de los criterios o índices de desempeño de los lazos de control basados en la señal de error e(t) más utilizados, es la Integral del error absoluto.

Este índice establece un criterio de operación económica, con mínimo material fuera de especificaciones y bajo error máximo.

Para una planta dada, el objetivo es entonces determinar los parámetros del controlador que minimizan una función de costo determinada, por lo que estos parámetros serán óptimos bajo el criterio de desempeño establecido.

La mayoría de los métodos de sintonización basados en la optimización de una función integral del error, utilizan un modelo de primer orden más tiempo muerto para la planta dado por:

$$G(s) = \frac{K_p e^{-t_m S}}{\tau S + 1} \tag{6.1}$$

en donde kp, y tm son la ganancia, la constante tiempo y el tiempo muerto del modelo, por lo que las relaciones para el cálculo de los parámetros óptimos deben de expresarse en función de los parámetros del modelo de la planta.

Wills [79,80] fue uno de los primeros en utilizar los criterios integrales para estudiar el efecto de los parámetros del controlador sobre el valor de estos índices, mostrando sus conclusiones en forma gráfica.

Lopez [81] estudio los controladores P, PI y PID con los criterios integrales IAE, ITAE e ISE y establecieron relaciones matemáticas para el cálculo de los parámetros de un controlador PID-Ideal para sistemas operando como reguladores para valores de $tm/\tau \leq 1{,}0$.

Por su parte Rovira [82] lo hizo para controladores PI y PID, en sistemas operando como servomecanismo con los criterios IAE e ITAE y determinaron ecuaciones para la sintonización de un controlador PID-Ideal válidas también para valores de tm/τ ≤ 1,0.

Posteriormente Kaya y Sheib [83] realizaron nuevamente el estudio para determinar los parámetros de los controladores optimizados con los criterios IAE, ITAE e ISE para valores de tm/ τ≤ 1,0, pero para controladores PID-Serie, una variante del PID-Paralelo y el PID-Industrial.

Otro método de sintonización basado en criterios integrales es el de Sung [84] pero debido a que requiere identificar un modelo de segundo orden más tiempo muerto para la planta, su utilización no es tan difundida como la de los otros métodos mencionados.

Como se aprecia en la figura 6.1, existen dos entradas al sistema de control, el valor deseado r(t) y la perturbación z(t). Cuando se desea que la variable controlada y(t) siga a un valor deseado cambiando con el tiempo, se dice que el sistema de control debe operar como servomecanismo, y cuando lo requerido es mantener la variable controlada en su valor deseado ante cambios en las perturbaciones, que debe operar como regulador.

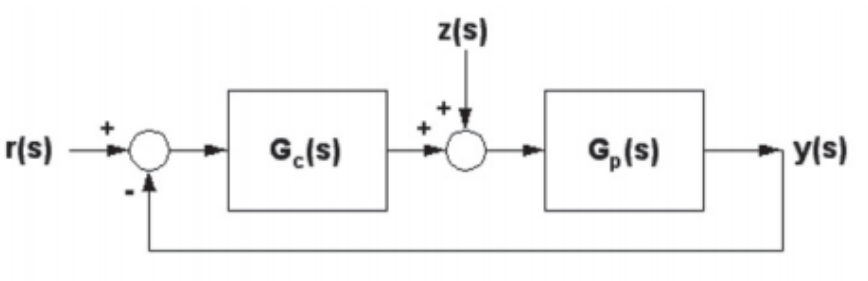


Figura 6. 1: Sistema de control realimentado.

Para el lazo de control Ta-pitch en la zona nominal, la referencia Ta permanece constante en el tiempo, por lo que el criterio para el control consistiría en rechazar las perturbaciones provocadas por el viento manteniendo el Ta nominal.

Basándonos en este criterio, se utiliza los métodos de sintonización adecuados basándonos en las siguientes ecuaciones e índices (Tabla 6.1).

$$k_p k_c = a\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^b \quad \frac{T_i}{\tau} = c\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^d \quad \frac{T_d}{\tau} = e\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^f \tag{6.2}$$

Tabla 6. 1:Valores índices métodos sintonía PID López

Controlador	***Criterio***	***a***	***b***	***c***	***D***	***e***	***f***
PI	IAE	0.984	-0.986	1.645	0.707	-	-
	ITAE	0.859	-0.977	1.484	0.680	-	-
	ISE	1.305	-0.959	2.033	0.739		
PID-ideal	IAE	1.435	-0.921	1.139	0.749	0.482	1.137
	ITAE	1.357	-0.947	1.188	0.738	0.381	0.995
	ISE	1.495	-0.945	0.908	0.771	0.560	1.006

Para la sintonización del PID, se utiliza la función transferencia de los modelos lineales Ta-pitch obtenidos. Se tiene en cuenta una dinámica intermedia de las identificadas, en concreto la del modelo vi=11.5 m/s (Kp=-1.4789 Tp=0.2950).

$$G(s) = \frac{T_a(s)}{pitch(s)} = \frac{-1.4789}{0.2950s + 1} e^{-t_m S} \tag{6.3}$$

Para utilizar las ecuaciones anteriores es necesario que el modelo contenga un valor de retardo, por lo que se aplica un retardo de t_m=0.5* T_muestreo siguiendo la recomendación de [39] "para reguladores digitales aumentar t_m en medio periodo de muestreo". Se comprueba que la bondad del nuevo modelo, observando que de un 98.47% pasa a un 96.86%, por lo que se puede decir que el modelo sigue siendo apto.

Teniendo en cuenta los índices de sintonía y los parámetros del modelo Ta-pitch, se obtienen las siguientes sintonías PID utilizando las ecuaciones 6.2 y se comparan con el PI diseñado en apartados anteriores PID1 (Tabla 6.2):

Tabla 6. 2: Valores Kp,Ti,Td controladores PID Ta-pitch

Controlador	***Criterio***	***Kp***	***Ti***	***Td***
PI	IAE	-2.57	0.18	0
	ITAE	-2.21	0.17	0
	ISE	-3.28	0.22	0
PID-ideal	IAE	-3.43	0.12	0.0300
	ITAE	-3.36	0.13	0.0288
	ISE	-3.69	0.093	0.0417
PID 1	MF=60 grados	-0.25	0.16	0

A continuación se compara la respuesta de los diferentes PIDs ante diferentes casos.

En la siguiente figura 6.2 se muestra el resultado de los controladores sintonizados para el control Ta-pitch ante un viento triangular que recorre gran parte de la región nominal.

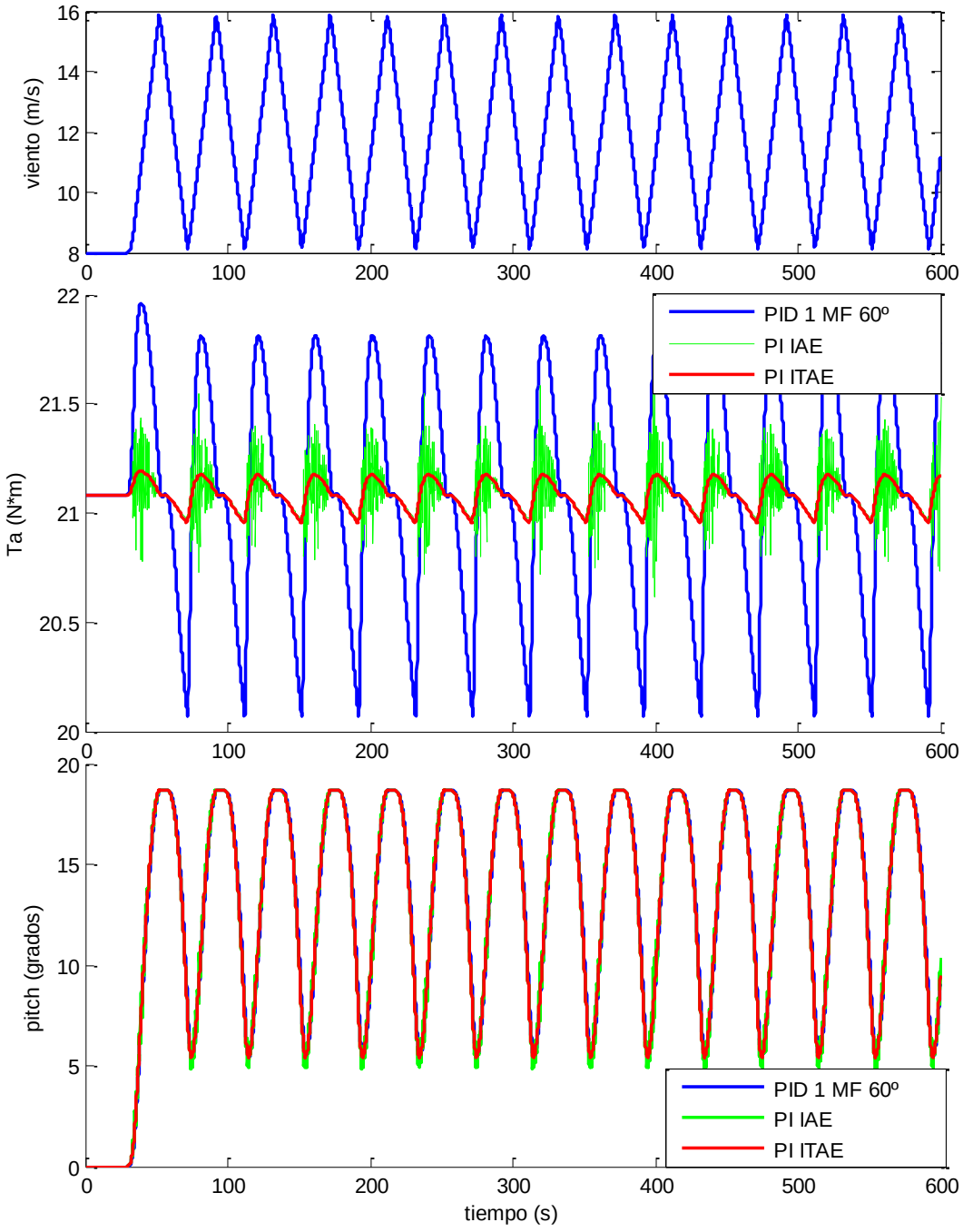


Figura 6. 2: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento rampa

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 6.3).

Tabla 6. 3: Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento rampa

Controlador	***Criterio***	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI	IAE	268.1654	39.3252	1000.5
	ITAE	**205.9195**	**16.6450**	**381.5406**
	ISE	657.8317	221.6139	3348.2
PID-ideal	IAE	Demasiado agresivos		
	ITAE			
	ISE			
PID 1	MF=60 grados	1.6335e+03	1.0501e+03	380.7326

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU de nuevo ahora para un viento turbulento (Tabla 6.4):

Tabla 6. 4: Índices Control PI's simples Ta-pitch ante viento turbulento

Controlador	***Criterio***	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI	IAE	215.9503	31.4654	1.0824e+03
	ITAE	**29.5033**	**0.8458**	**54.5576**
	ISE	478.3009	75.1263	3.0483e+03
PID-ideal	IAE	Demasiado agresivos		
	ITAE			
	ISE			
PID 1	MF=60 grados	230.1540	52.4641	54.0254

En la siguiente figura 6.3 se muestra el resultado de los controladores sintonizados para el control Ta-pitch ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

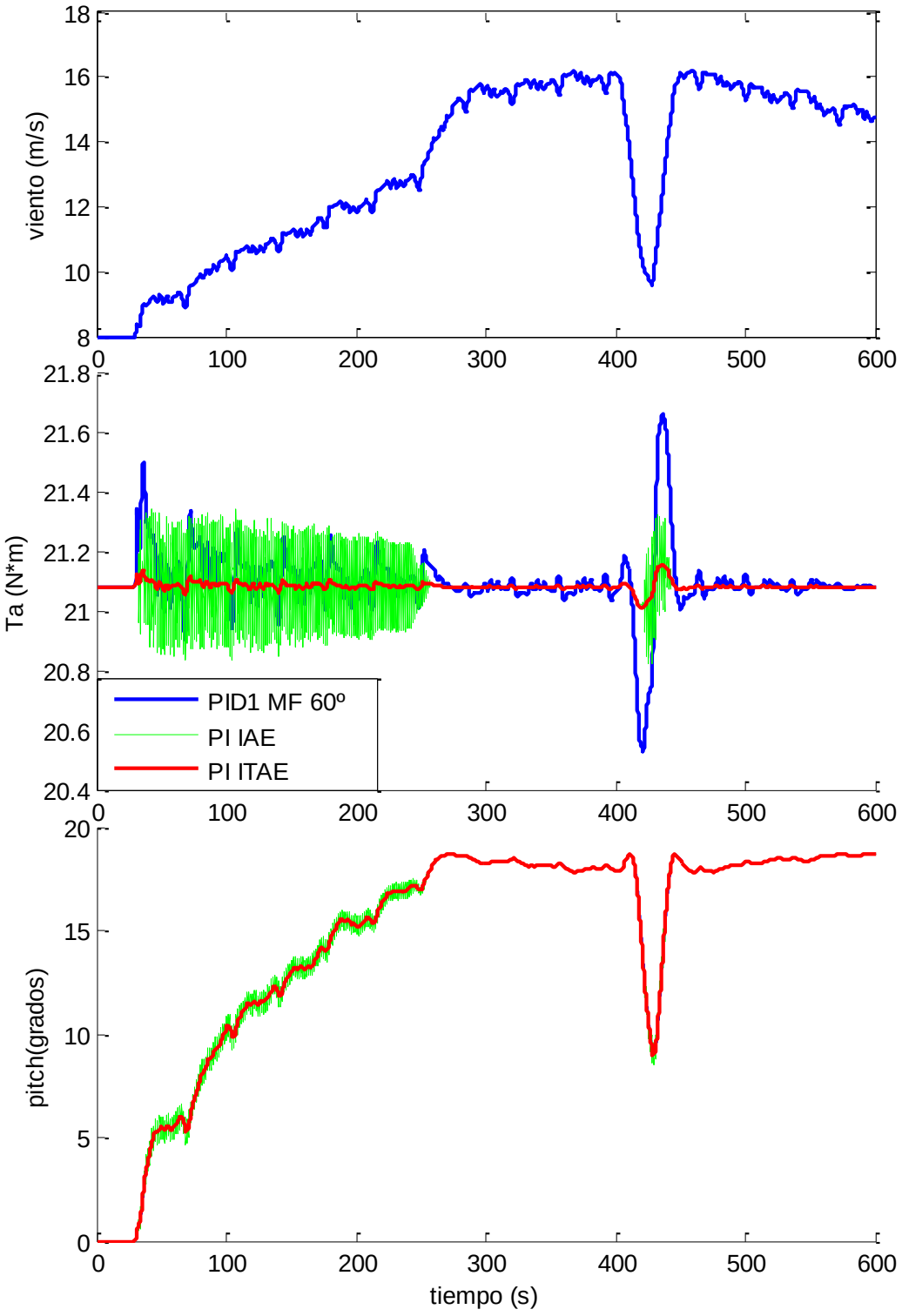


Figura 6. 3: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento

Aparentemente los PID1 (azul) y PI ITAE (rojo) parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada. Como se puede apreciar el PI ITAE (rojo) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia Ta exigido ante un viento igual para los tres controladores.

El controlador PI IAE (verde) es demasiado agresivo llegando a provocar un empeoramiento en todos los índices calculados.

De los índices se puede destacar la mejoría del PI ITAE en el índice IAE e ISE a pesar de tener un valor muy similar de IAVU al controlador PID1.

PI ITAE será el controlador elegido para el control Ta-pitch de la planta emuladora puesto que es muy importante sobrepasar el menor tiempo posible el Ta nominal del servo motor brushless, para así evitar sobrecalentamientos y a largar la vida del equipo.

6.1.2. Feedforward

El uso del Control FeedForward o Control Anticipiativo ya se viene utilizando de diversas formas en el control de los aerogeneradores DFIG, como se puede observar en publicaciones como [40, 41].

El control Feedforward se puede combinar con un control PID de forma que se sumen las ventajas de cada uno. La unión de los dos controles puede mejorar significativamente el desempeño del sistema en aquellos casos en los que una perturbación puede ser medida antes de que afecte a la salida del proceso. Gracias a esto, el controlador PID encontrará un error menor que corregir.

Otra gran ventaja de unir los dos controles consiste en que el sistema se hace más tolerante a fallos. En el caso de que no llegue la señal del sensor al sistema, el control realimentado (PID) no podrá funcionar. En este caso el control Feedforward conseguirá una salida suficiente para que el sistema siga funcionando.

Es fácil reducir con el control Feedforward el error permanente del sistema a un pequeño porcentaje del error que tendría el sistema sin este control. Esta reducción del error permanente hace en ocasiones innecesaria la acción Integral. Todo esto redunda en una mayor estabilidad del sistema, menor error, mayor rapidez de respuesta a perturbaciones y comportamiento más robusto ante cambios del sistema controlado.

La estrategia de FeedForward junto con el control por realimentación se presenta en la figura 6.4.

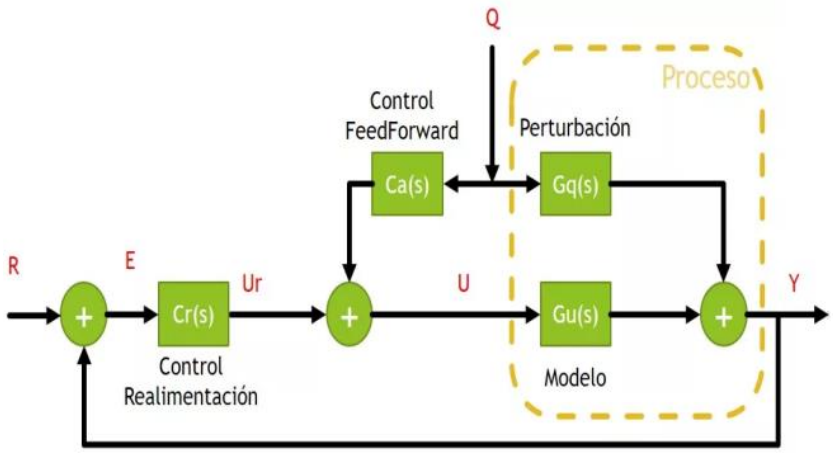


Figura 6. 4: Control FeedForward

En resumen, se puede aplicar un control FeedForward siempre y cuando se pueda medir la perturbación que va a entrar al proceso.

Con la adición del Control FeedForward se tiene dos caminos (figura 6.5) por donde va a pasar nuestra perturbación, y la idea entonces es anticiparnos al camino rojo que pasa por Gq(s) por medio del camino rojo que pasa por Ca(s).

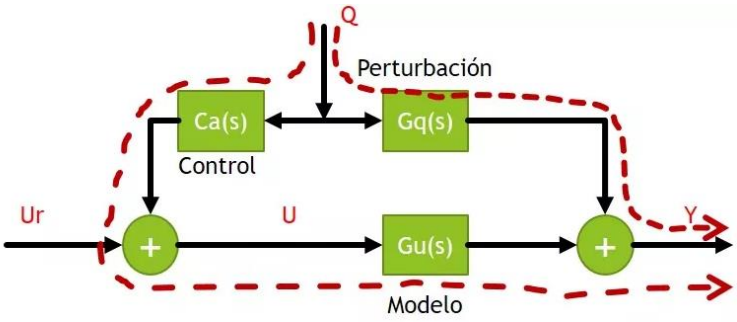


Figura 6. 5: Control FeedForward lazos

Matemáticamente desarrollando el álgebra de bloques.

$$y(s) = Gu(s)U(s) + Gq(s)Q(s) \tag{6.5}$$

Control Feedforward

$$U(s) = Ca(s)Q(s) + Ur$$

$$y(s) = Gu(s)[Ca(s)Q(s) + Ur] + Gq(s)Q(s) \tag{6.6}$$

Como se tiene un sistema lineal dinámico, se puede aplicar el teorema de superposición, donde la suma de las entradas me va a dar la salida. En este caso se tiene dos entradas que son Ur(s) y Q(s) y una salida que es Y(s). Entonces se coloca la entrada Ur(s) en cero, y como yo NO se desea que la perturbación Q(s) llegue hasta la salida, se coloca Y(s) también en cero. Y de esta manera el término de Ca(s) hace que dicha perturbación no llegue a la salida.

$$0 = Gu(s)Ca(s)Q(s) + 0 + Gq(s)Q(s)$$

$$Gu(s)Ca(s)Q(s) = -Gq(s)Q(s)$$

$$Ca(s) = \frac{-Gq(s)}{Gu(s)} \tag{6.7}$$

De esta manera se tiene dos formas de sintonizar el controlador FeedForward:

- **Estático:** Solamente se considera las ganancias de cada camino

Control Proporcional:

$$Ca(s) = \frac{-K_q(s)}{K_u(s)} \tag{6.8}$$

- **Dinámico:** Considera las constantes de tiempo.

Filtro de primer orden:

$$Ca(s) = \frac{-K_q(T_u s + 1)(s)}{K_u(T_q s + 1)(s)} \tag{6.9}$$

Se muestra (Figura 6.6) en modo de resumen una tabla resumen del típico control con realimentación y el feedforward:



Figura 6. 6: Comparativa Feedforward vs realimentación

Para las tres primeras estrategias feedforward diseñadas, el modelo de la planta Ta-pitch se ha elegido como una dinámica intermedia de entre las distintas obtenidas ya que se ha observó leves cambios en Kp y Tp. El modelo de la planta Ta-vi se elige con una Kp_variable que cambia en función del punto de operación:

$$G(s) = \frac{-1.4789}{0.2950s+1}\ Pitch(s) + \frac{Kp_{variable}}{4s+1}\ v(s) \tag{6.10}$$

Por lo tanto nuestro filtro de primer orden Feedforward quedaría:

$$G(s) = \frac{-1.4789}{0.2950s+1}\ Pitch(s) + \frac{Kp_{variable}}{4s+1}\ v(s) \tag{6.11}$$

Los valores de $Kp_{variable}$ son los obtenidos durante la identificación Ta-vi en apartados anteriores (Tabla 6.5):

Tabla 6. 5: Valores $Kp_{variable}$ feedforward Ta-vi

vi	Kp
8.5	7.8815
9.5	6.7204
10.5	5.5586
11.5	4.1965
12.5	2.7513
13.5	1.4416

Se realizan cuatro estrategias de control feedforward. La más simple es elegir una $Kp_{variable}$ como un valor intermedio de los distintos puntos de operación, por ejemplo $Kp_{variable}$=4.75.

La dos siguientes tratarían de un control feedforward adaptativo en el que en función del punto de operación del viento cambia el valor de $Kp_{variable}$, uno de modo discreto y el otro de modo continuo.

Para ello se ha creado la función transferencia adaptativa en código Simulink que se muestra a continuación en la figura 6.7:

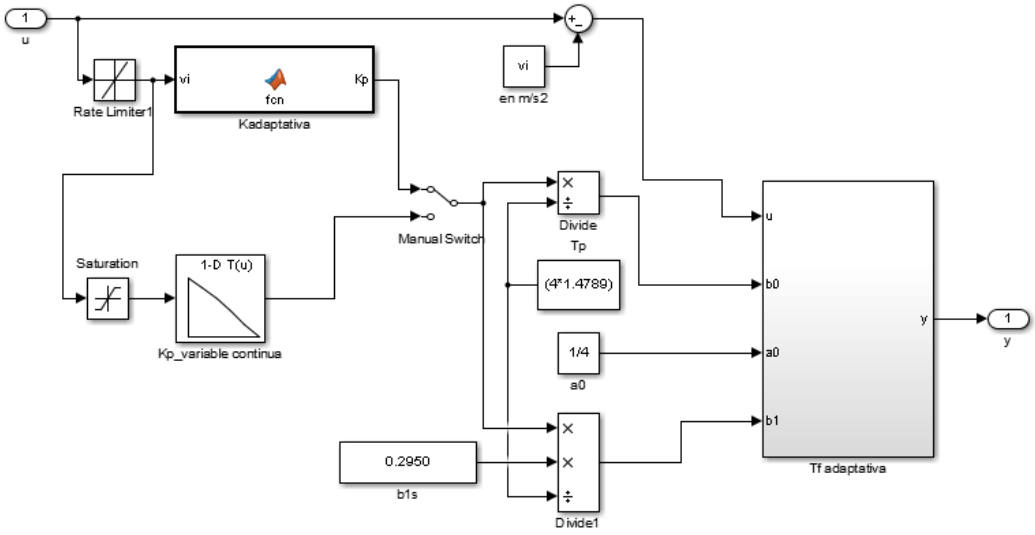


Figura 6. 7: Función transferencia adaptativa

A continuación se muestra el valor de Kp de las tres estrategias en función del viento (Figura 6.8).

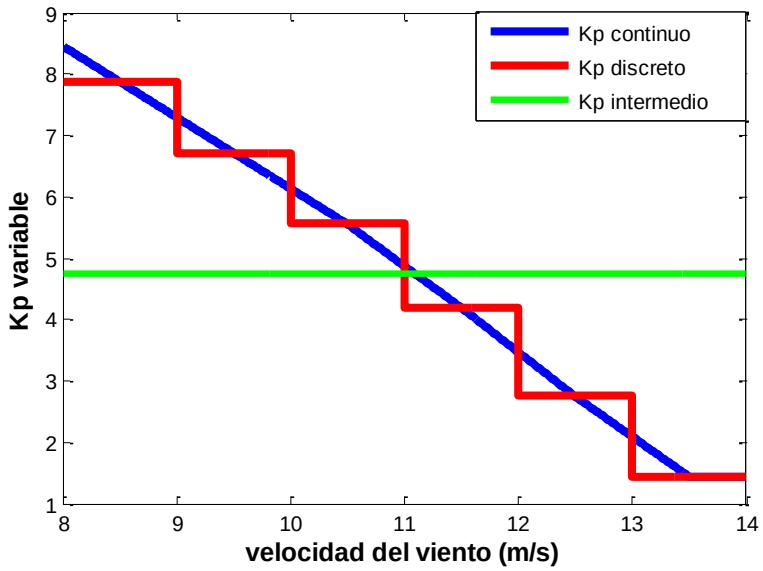


Figura 6. 8: Kp vs vi control feedforward Ta

La estrategia más avanzada consiste en diseñar un feedforward adaptativo multidimensional en el que en función del punto de operación del viento y pitch, se reajuste los parámetros Kp y Tp de las dinámicas Ta-pitch y Ta-vi.

$$G(s) = \frac{Kp_{pitch}}{Tp_{pitch}s+1}\ Pitch(s) + \frac{Kp_{vi}}{Tp_{vi}s+1}\ v(s) \qquad (6.12)$$

Por lo tanto nuestro Feedforward quedaría:

$$Ca(s) = \frac{-\frac{Kp_{vi}}{Tp_{vi}s+1}}{\frac{Kp_{pitch}}{Tp_{pitch}s+1}} \tag{6.13}$$

Se realiza una linealización de ambas dinámicas en un rango de pitch (0:0.1:25 grados) y de viento (8:0.1:14 m/s) obteniéndose 250x61=15250 valores para cada parámetro. Se muestra a continuación los parámetros obtenidos de ambas dinámicas en función del pitch y viento (Figura 6.9, 6.10, 6.11, 6.12).

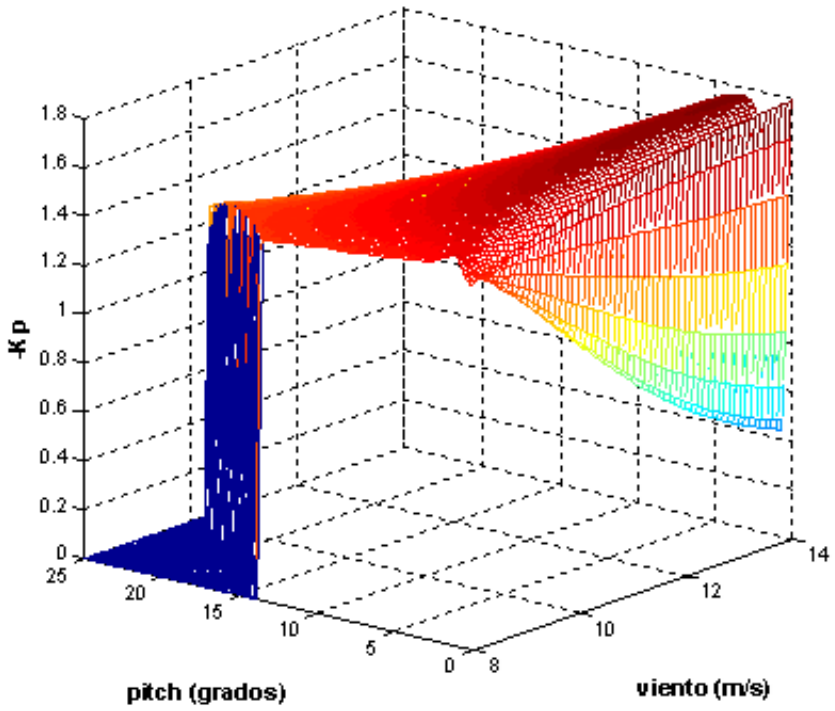


Figura 6. 9: Kp pitch 3d

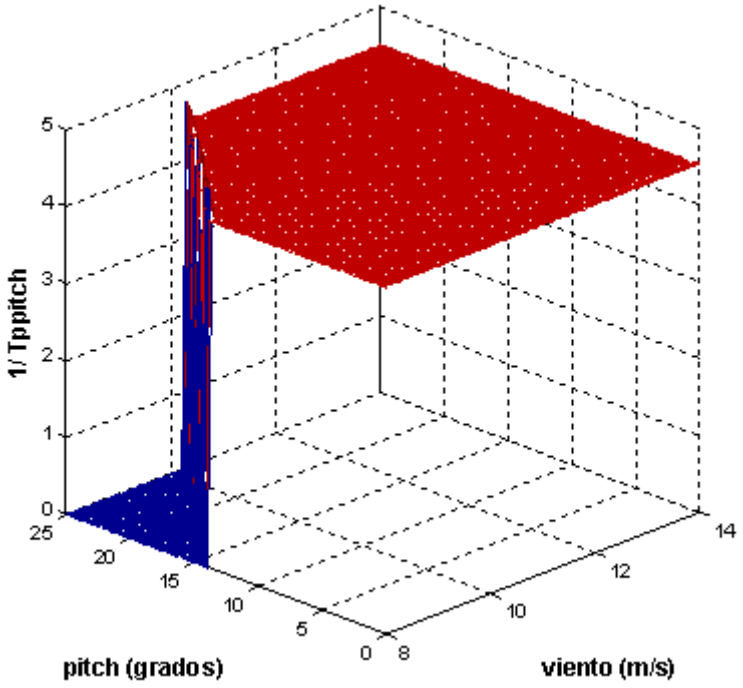


Figura 6. 10: Tp pitch 3d

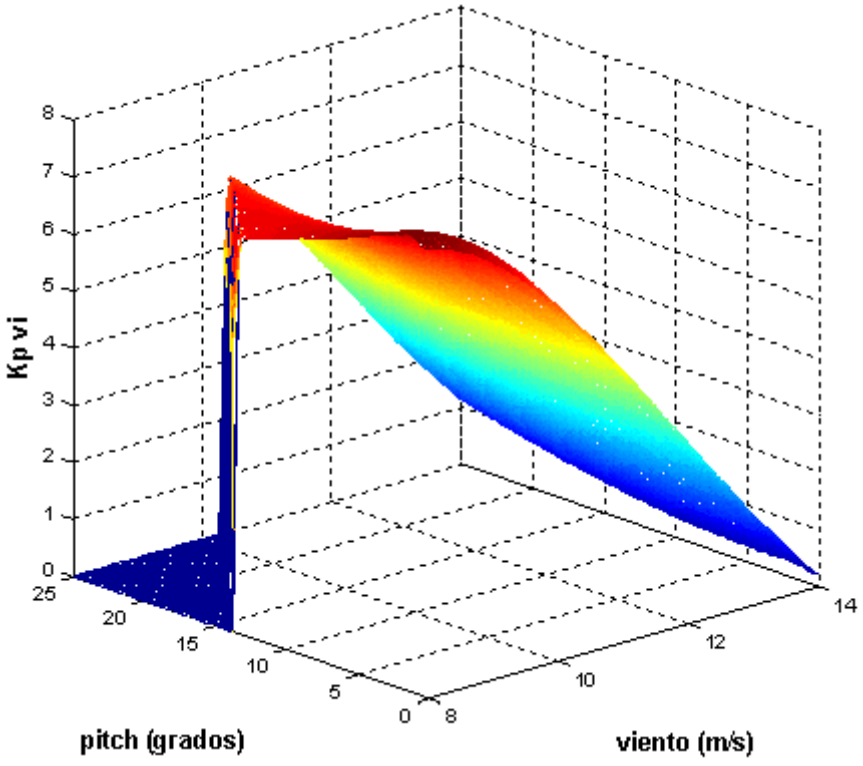


Figura 6. 11: Kp vi 3d

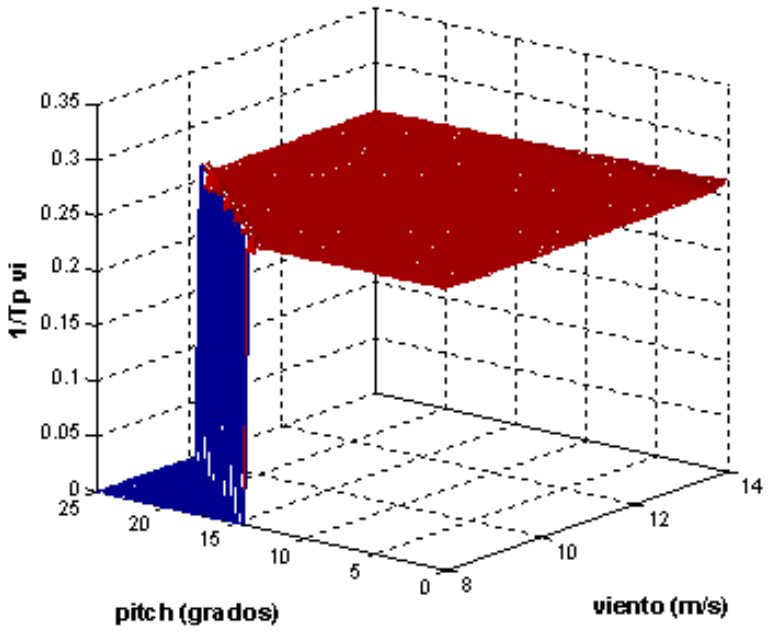


Figura 6. 12: Tp vi 3d

A través de interpolaciones en función del viento y pitch, los cuatro parámetros se van actualizando en la función transferencia adaptativa diseñada en Simulink. Así queda el nuevo control feedforward adaptativo multidimensional (Figura 6.13).

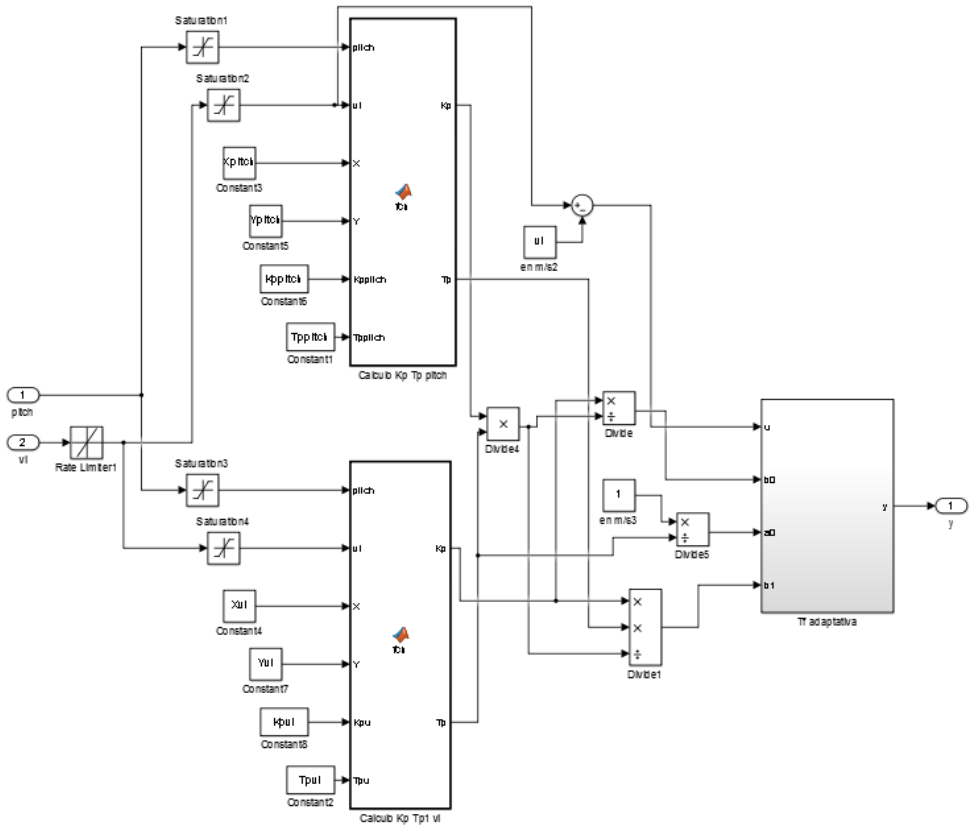


Figura 6. 13: Control feedforward adaptativo multidimensional

A continuación se compara la respuesta de las diferentes estrategias feedforward aplicándolas sobre el controlador PI ITAE sintonizado en el apartado anterior.

En la siguiente figura (Figura 6.14, 6.15) se muestra el resultado de las estrategias feedforward para el control Ta-pitch ante un viento senoidal que recorre gran parte de la región nominal.

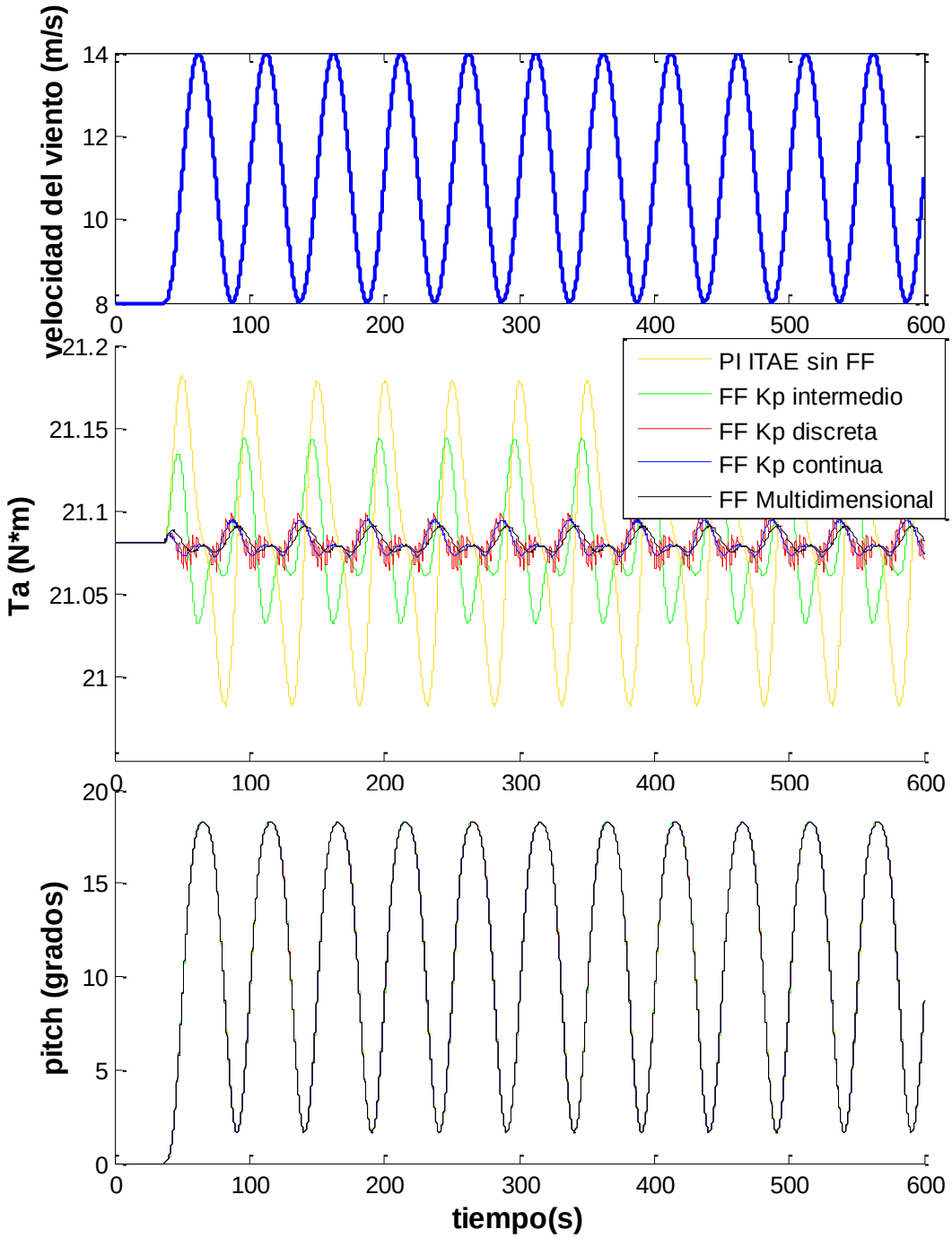


Figura 6. 14: Control feedforward Ta-pitch ante viento senoidal

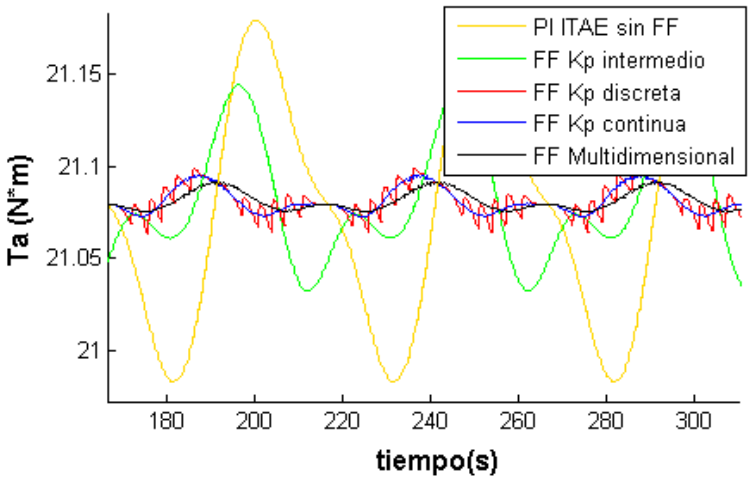


Figura 6. 15: Zoom Ta Control feedforward Ta-pitch ante viento senoidal

Se muestra a continuación (Figura 6.16) el trabajo de la acción feedforward sobre el pitch de las diferentes estrategias empleadas ante el experimento con viento senoidal:

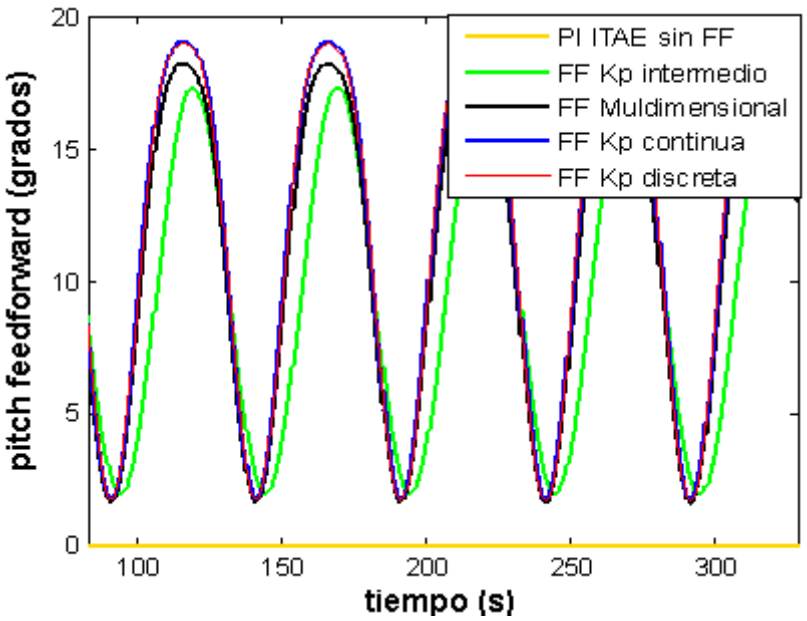


Figura 6. 16: Acción feedforward Ta-pitch ante viento senoidal

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU (Tabla 6.6).

Tabla 6. 6: Índices estrategias feedforward ante viento senoidal

Controlador	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI ITAE sin FF	201.8881	14.9677	374.2723
FF Kp intermedio	105.9302	4.2189	375.3842
FF Kp discreto	23.6533	0.2323	374.4615
FF Kp continuo	21.5834	0.1751	374.4608
FF multidimensional	**16.9715**	**0.1005**	**374.4453**

En la siguiente figura (Figura 6.17) se muestra el resultado para el control Ta-pitch con feedforward ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

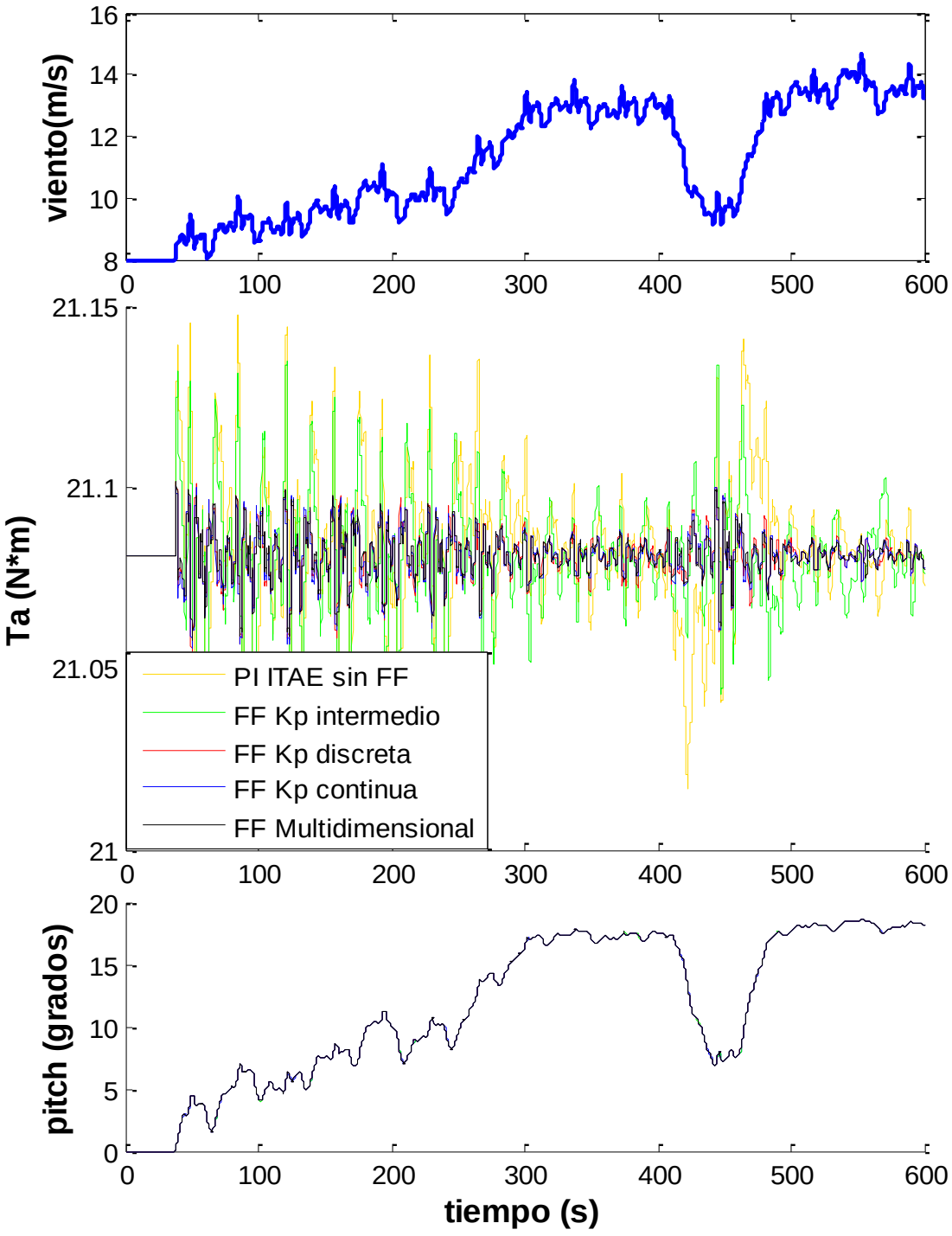


Figura 6. 17: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento

Se muestra a continuación (Figura 6.18) el trabajo de la acción feedforward sobre el pitch de las diferentes estrategias empleadas ante el experimento con viento turbulento:

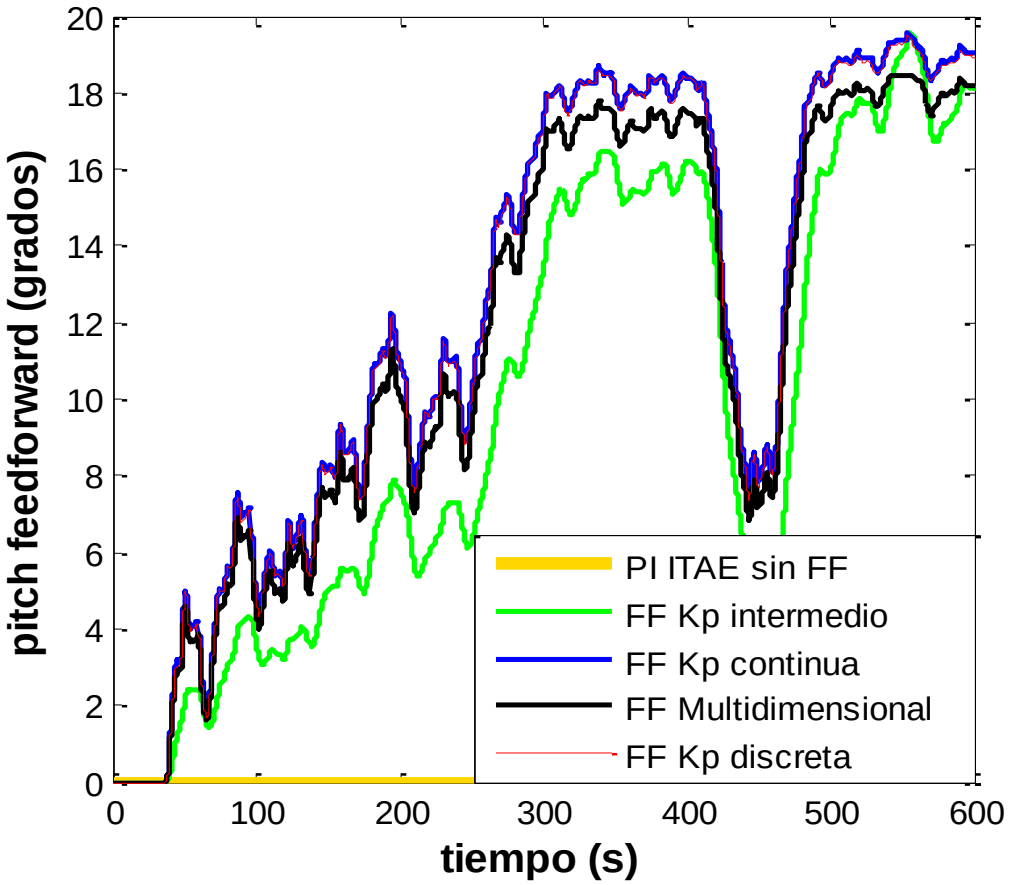


Figura 6. 18: Acción feedforward Ta-pitch ante viento turbulento

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU de nuevo ahora para un viento turbulento (Tabla 6.7):

Tabla 6. 7: Índices estrategias feedforward ante viento turbulento

Controlador	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI ITAE sin FF	53.4856	1.4469	99.7598
FF Kp intermedio	43.0368	0.9012	100.6324
FF Kp discreto	19.0462	0.1763	100.5925
FF Kp continuo	18.4710	0.1681	100.5903
FF multidimensional	**17.5649**	**0.1550**	**100.5439**

De los índices se puede destacar la mejoría de las cuatro estrategias feedforward en el índice IAE e ISE ante viento senoidal y turbulento manteniendo un valor muy similar de IAVU.

Las estrategias feedforward con Kp variable ya sea discreto o continuo tienen un efecto destacable en el control del lazo Ta-pitch, mejorando en gran medida el seguimiento de referencias de Ta rechazando las perturbaciones del viento con bastante éxito.

La estrategia feedforward multidimensional mejoran aún más los índices IAE e ISE, sobre todo ante viento senoidal llegando a reducir el IAE en torno a un 25% en comparación con las estrategias feedforward con Kp variable.

Finalmente el control elegido para el lazo Ta-pitch de la planta experimental será el controlador PI ITAE con feedforward multidimensional.

6.2. Mejora en el lazo de control Qs-ub

El principal problema a la hora de controlar el lazo Qs-ub proviene de su dinámica. Al tratarse de una variable eléctrica, cualquier cambio en ub o perturbación modifica de manera instantánea el valor de Qs con el gran inconveniente del tiempo de retardo en la lectura de dicha variable debido a la comunicación establecida en la planta.

Otro inconveniente es la fuerte interacción que existe entre la variable a controlar Qs y la variable manipulada fr utilizada para la zona MTTP (obtener el máximo Ps para cada velocidad de viento).

Cualquier pequeño cambio de viento provoca grandes cambios en Qs de manera instantánea provocando fuerte vibraciones y daños al motor y equipamiento de la planta. Un PID normal no es capaz de controlar dicho sistema debido al gran retardo que existe en la variable a controlar Qs.

Todo esto provoca que solo se puedan hacer experimentos con vientos con dinámicas muy lentas que son controladas de manera pasables.

Para mantener el voltaje producido en el estator igual al voltaje de la red de alimentación de CA, debe mantenerse un valor específico de flujo magnético en la máquina (manteniendo la relación V / f constante se asegura un valor de flujo magnético constante en la máquina). El valor V/f generalmente se establece de modo que la potencia reactiva en el estator es igual a cero. Esto es similar a la práctica común utilizada con generadores síncronos convencionales (alimentados individualmente) donde la corriente del excitador se ajusta para poner a cero la potencia reactiva en el estator.

La estrategia diseñada para solventar este problema consiste en utilizar un control

acoplado al PID trabajando como ajuste grueso, en el que en función de la frecuencia fr aplicada al rotor calcule el valor de Vr necesario para establecer un flujo rotórico que haga Qs=0 o en torno a 0. Después el PID trabajando como ajuste fino, ajustaría el valor de Qs de manera más precisa.

Se realiza un ensayo en el que se calcula el valor de Vr necesario para obtener Qs=0 para cada punto de operación. Se muestra a continuación (Figura 6.19):

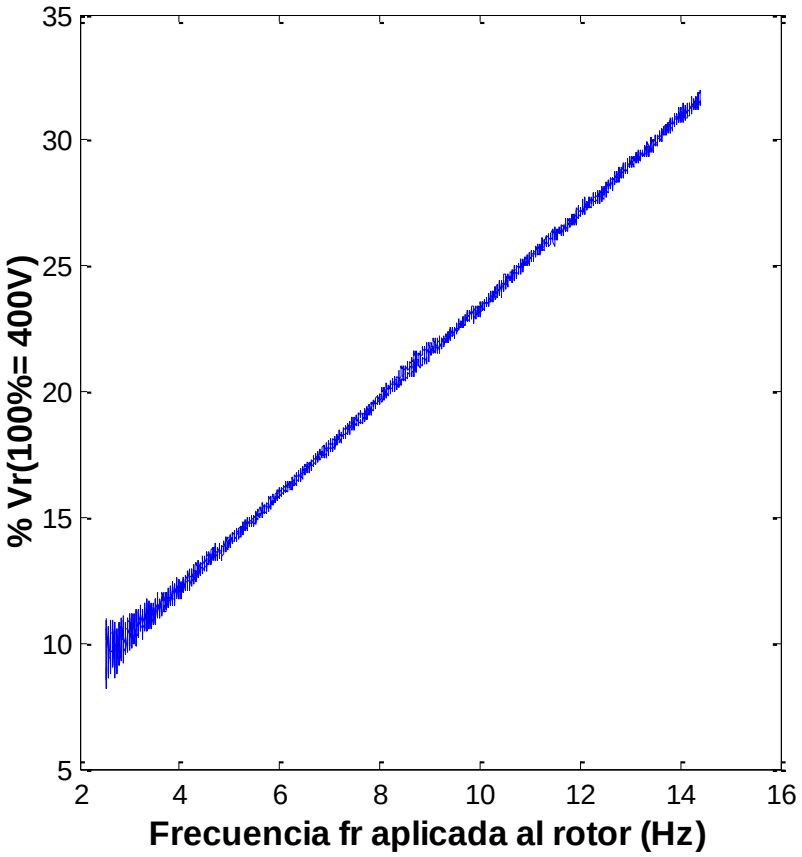


Figura 6. 19: Vr-fr Qs=0

Como se puede observar, existe una relación lineal V/f que hace mantener el flujo rotórico constante en el motor asíncrono y con ello un valor Qs=0.

Para poder aplicar los valores Vr se utiliza la variable manipulada ub, ya que la variable Vr no es modificable directamente. En las siguientes figuras (Figura 6.20 6.21) se muestra la relación ub-fr y los parámetros de la ecuación estimada ub-fr que consiguen los valores Vr-fr calculados previamente y por lo tanto Qs=0.

Coefficients and norm of residu

```
y = p1*x^3 + p2*x^2 +
      p3*x + p4

Coefficients:
  p1 = 0.0051323
  p2 = -0.16701
  p3 = 3.595
  p4 = -4.4046

Norm of residuals =
     23.992
```

Figura 6. 20: Parámetros ecuación ub-fr Qs=0

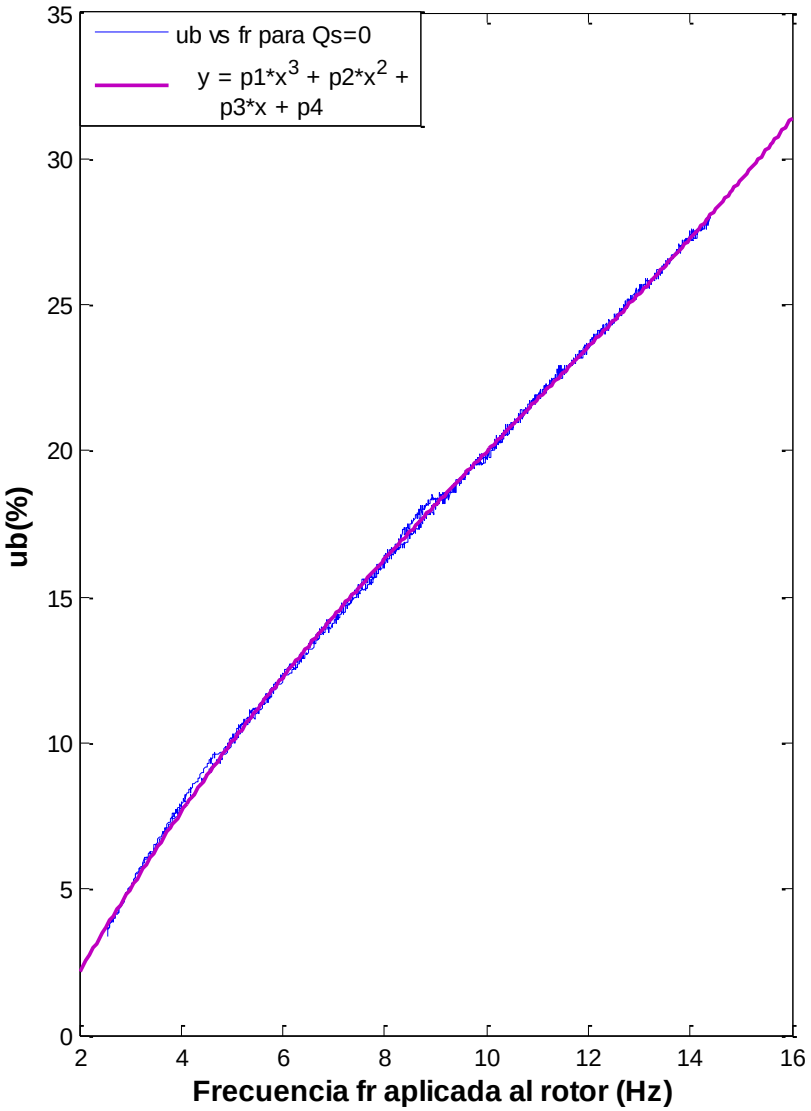


Figura 6. 21: ub-fr Qs=0

Se realiza un ajuste con una ecuación de tercer grado, ya que con una ecuación de grado menor existen desajustes que provocarían gran disparidad al valor Qs=0.

A continuación se compara la respuesta de la estrategia diseñada aplicándola sobre el controlador PI 3 sintonizado en apartados anteriores para el lazo Qs-ub.

En la siguiente figura (Figura 6.22) se muestra el resultado de la estrategia para el control Qs-ub ante un viento senoidal que recorre parte de la región nominal y MPPT.

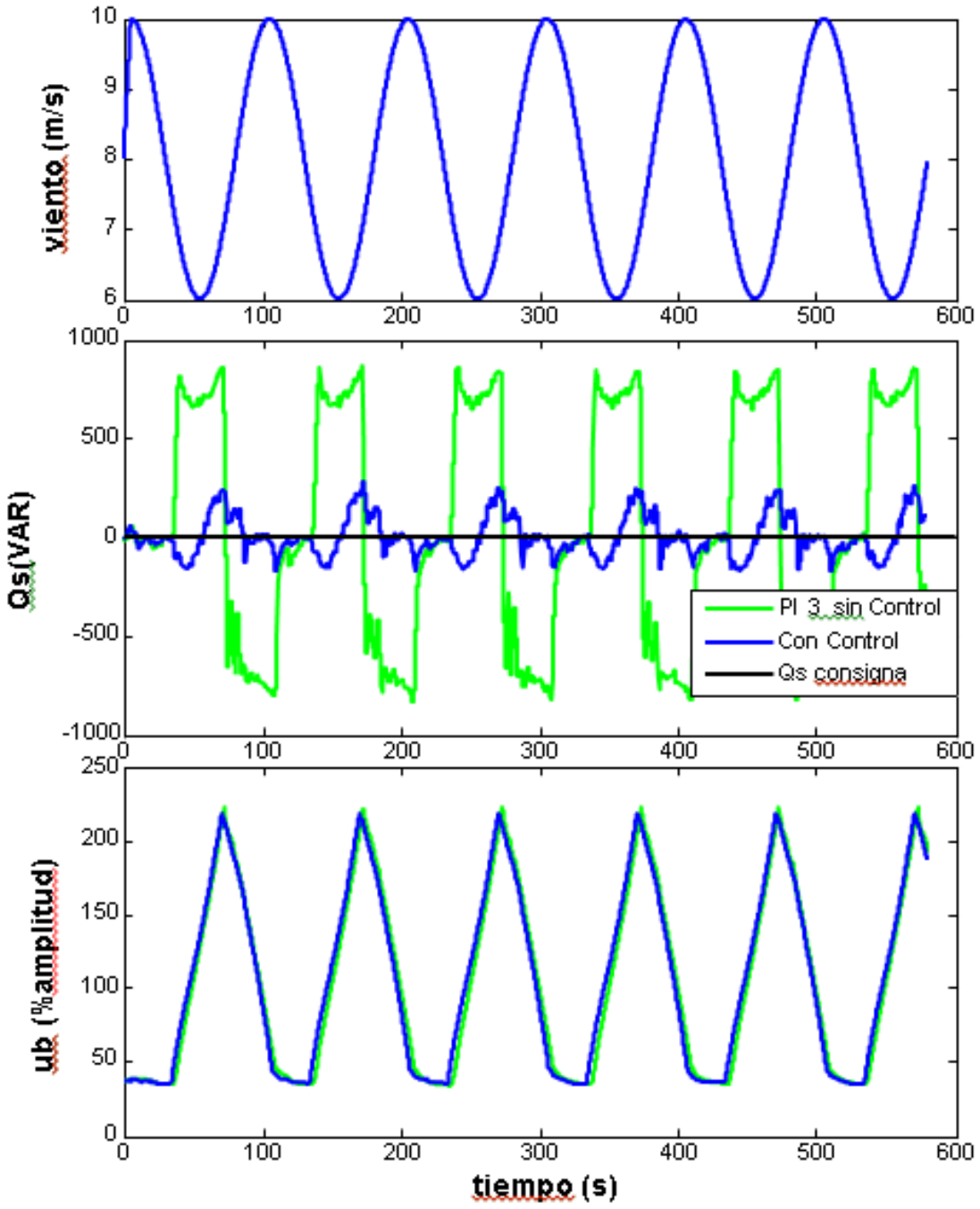


Figura 6. 22: Control acoplado Qs-Ub ante viento senoidal

Se puede observar la respuesta del controlador PI 3 trabajando autónomamente y el controlador PI 3 trabajando en paralelo con el control acoplado.

Aparentemente los controles parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada ub. Como se puede apreciar el PI 3 con control acoplado (azul) consigue tener un rechazo de perturbaciones mucho mejor que el controlador PI3 trabajando de manera autónoma, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia Qs exigido ante un viento igual para los dos controladores.

Se muestra a continuación (Figura 6.23) el trabajo del control acoplado y del PI sobre ub ante el experimento con viento senoidal:

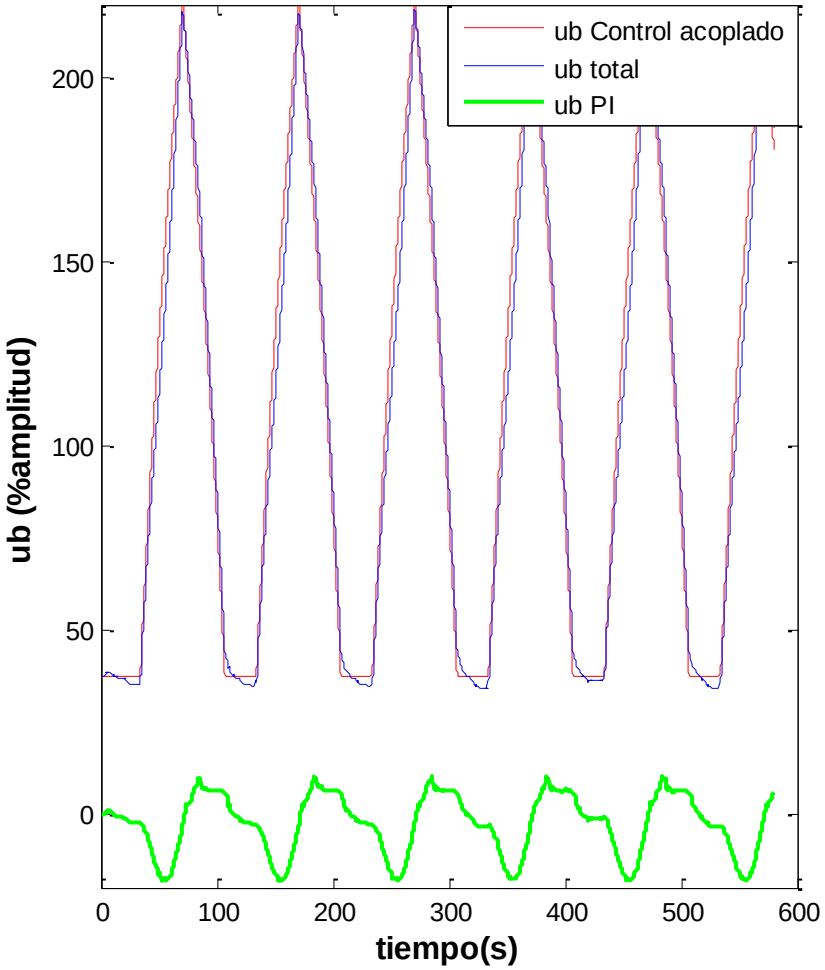


Figura 6. 23: Control acoplado, control PI, control Qs-ub

Se puede observar cómo el control acoplado ajusta en groso modo el valor de Vr necesario consiguiendo un valor próximo a Qs=0. El PI se encarga de afinar dicho valor trabajando en paralelo con el control acoplado.

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 6.8).

Tabla 6. 8: Índices control acoplado Qs-ub ante viento senoidal

Controlador	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI 3	1.9320e+06	1.3310e+09	2199.8
PI 3 con control acoplado	3.0523e+05	4.1169e+07	2069.5

De los índices se puede destacar la gran mejoría del control acoplado con PI 3 en el índice IAE e ISE incluso sorprendentemente con una leve mejora en IAVU. Esto se traduce en que el control acoplado con PI 3 consigue mantener valores más próximos al Qs exigido añadiendo a favor un menor esfuerzo de control en la variable manipulada (Ub).

Destacar que el control acoplado reduce en torno a un 85% el índice IAE y un 97 % el índice ISE.

Cómo se comentó anteriormente, es importante reducir la amplitud del valor Qs ya que valores altos generan fuertes vibraciones en el DFIG, pudiendo sufrir daños.

Destacar además la mejoría en este aspecto, ya que mientras el controlador PI 3 obtenía valores máximos en Qs de 866.6 VAR y -833.04 VAR, el control acoplado reduce destacablemente dichos valores a 267.94 VAR -180.38 VAR. Una mejoría que hace un control más suave, menos nocivo para el equipo y con menos vibraciones y ruido.

6.3. Resultados del control

Se realiza un ensayo (Figura 6.24, 6.25, 6.26) en el que se somete el modelo de la planta ante un viento que recorra todas las regiones de operación. Para este ensayo, los lazos de control establecidos son los siguientes:

- Control del par aerodinámico Ta (N*m) a través del ángulo de paso de pala (pitch) con el controlador diseñado PI ITAE con feedforward multidimensional.

- Control del par electromagnético (fr) para la región MTTP.

- Control de la potencia reactiva del estator Qs (VAR) a través de Ub (%Vr) con el controlador diseñado PI 3 con control adicional acoplado.

- Control de la potencia reactiva del rotor Qr (VAR) a través de Id (%Iq) con el controlador PI sintonizado con PIDtool.

En la primera parte (0- 250 s) el viento se mueve en una zona de transición entre la región MPPT y la nominal ante un viento senoidal turbulento con oscilaciones rápidas. El control sobre el par aerodinámico actúa de manera intermitente alternándose con el controlador sobre el par electromagnético. En la zona MPPT principalmente actúa el control sobre el par electromagnético busca los puntos MPPT para cada velocidad de viento a través de la variable fr (inverter). Se puede observar un buen control de Qs y Qr a través de las variables Ub (inverter) e Id (AFE) aunque con algo de dificultad debido a las rápidas oscilaciones del viento.

En la segunda parte (250-650s) del ensayo el viento se mueve dentro de la región nominal ante un viento turbulento con componente rampa y ráfaga. Principalmente actúa el control sobre el par aerodinámico buscando no sobrepasar la potencia aerodinámica para cada velocidad de viento a través de la variable pitch (emulada). En este caso al permanecer el par electromagnético constante al valor nominal, no se realizan cambios en fr y por lo tanto el control de Qs es bastante más sencillo al no haber interacción entre los lazos Qs-ub y Ps-fr.

En la tercera parte (650- 900 s) el viento se mueve en una zona de transición entre la región MPPT y la nominal ante un viento senoidal turbulento con oscilaciones lentas. Se puede observar un buen control de Qs y Qr a través de las variables Ub (inverter) e Id (AFE) con menos dificultad que en la primera parte debido a las lentas oscilaciones del viento.

En todos los casos queda reflejado que la planta es controlada eficazmente siguiendo las referencias asignadas por los controladores.

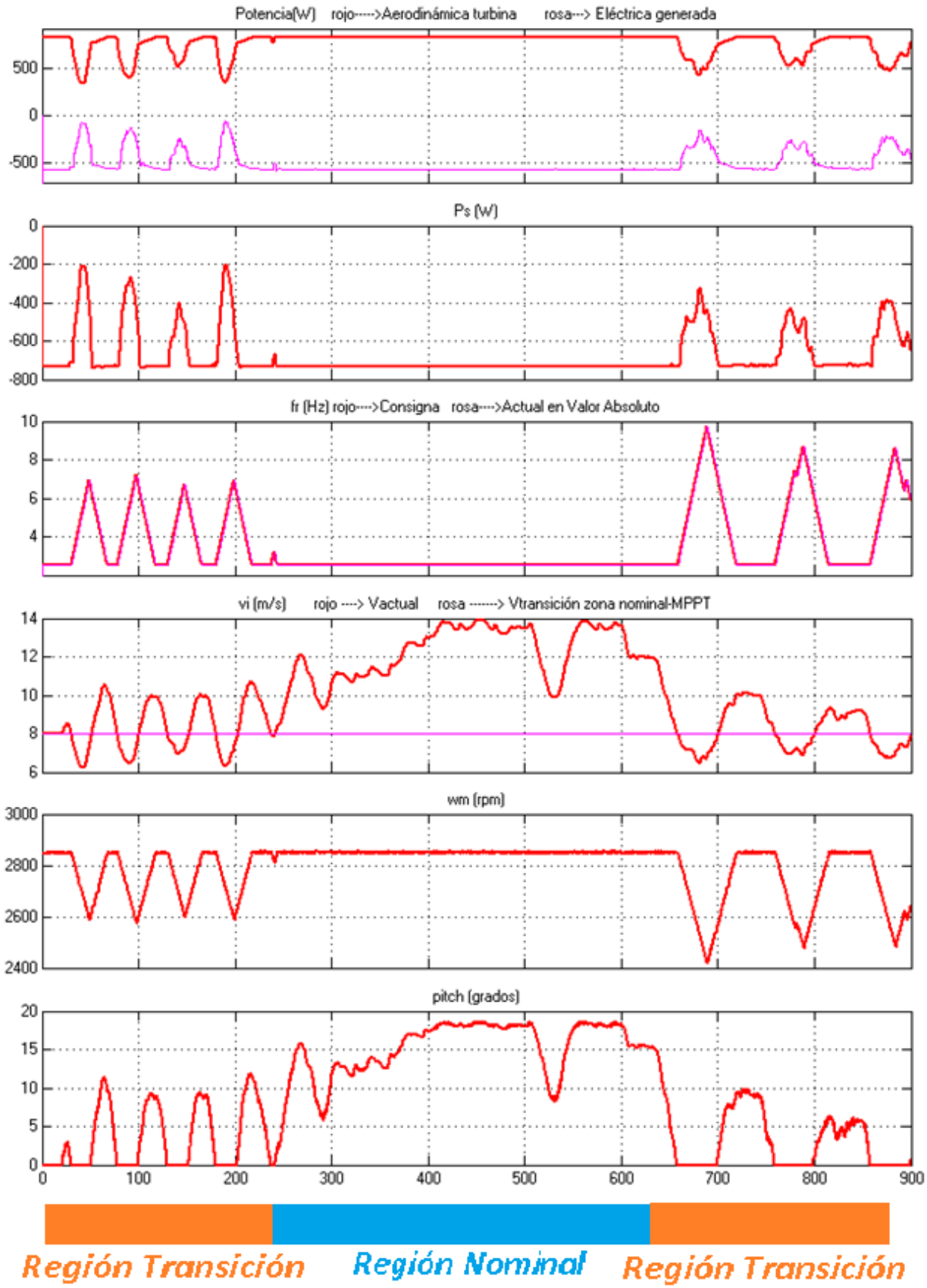


Figura 6. 24: Control en planta Pa,Ps,fr,vi,wm,pitch

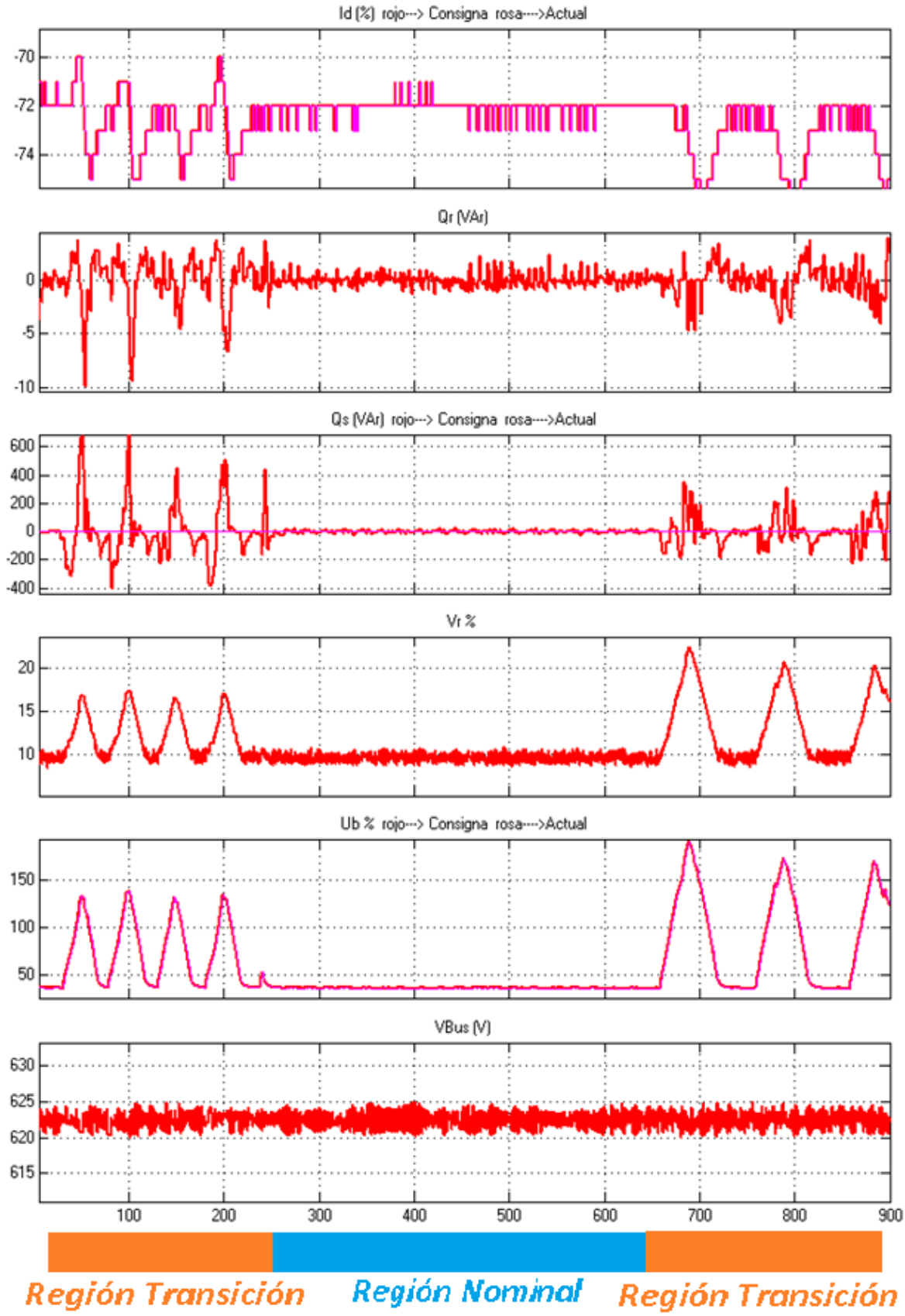


Figura 6. 25: Control en planta Id, Qr, Qs, Vr, Ub, Vbus

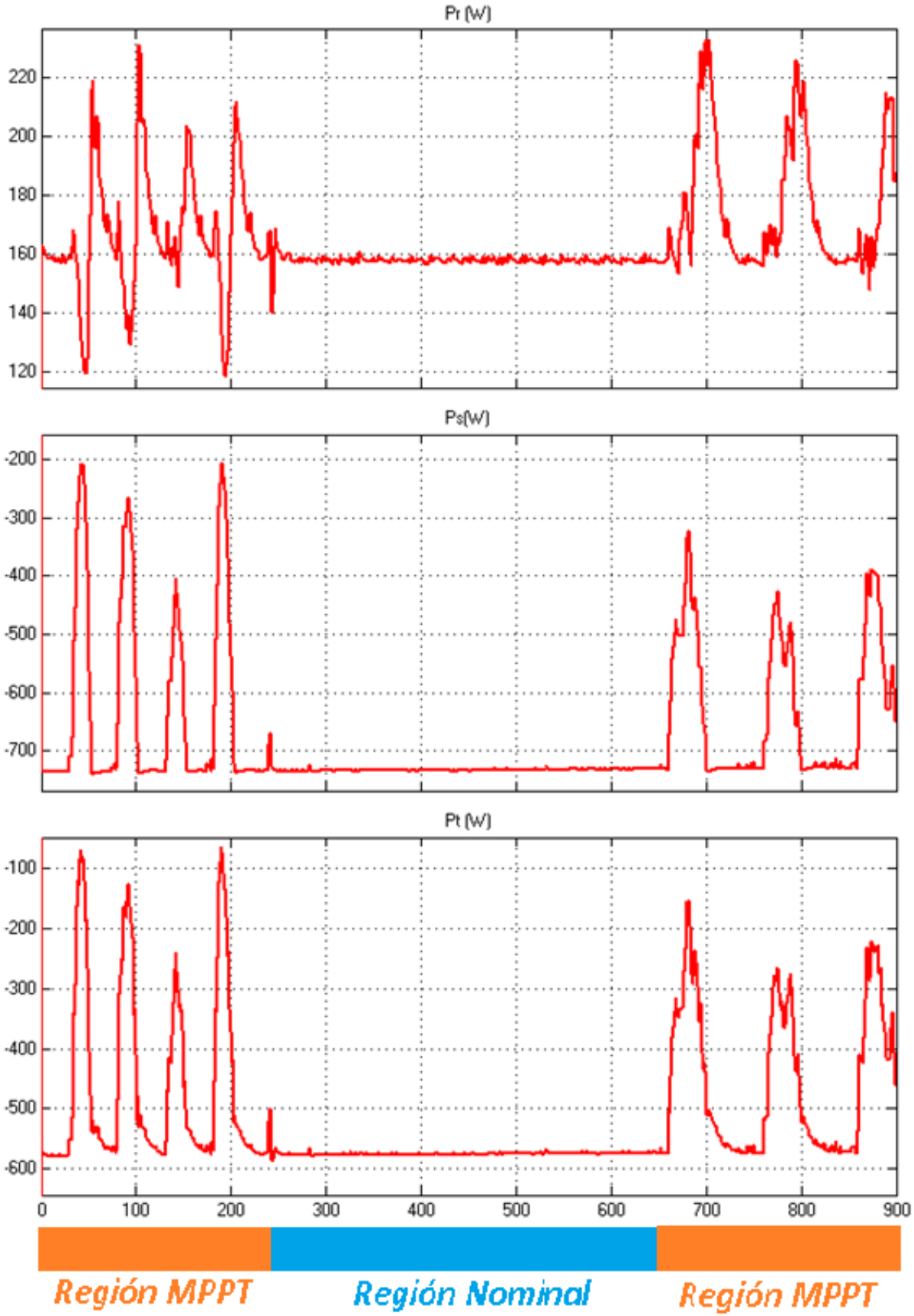


Figura 6. 26: Control en planta Id, Qr, Qs, Vr, Ub, Vbus

En la siguiente figura (Figura 6.27) se puede apreciar el valor del Tip Speed Ratio (TSR) o lambda y del Cp:

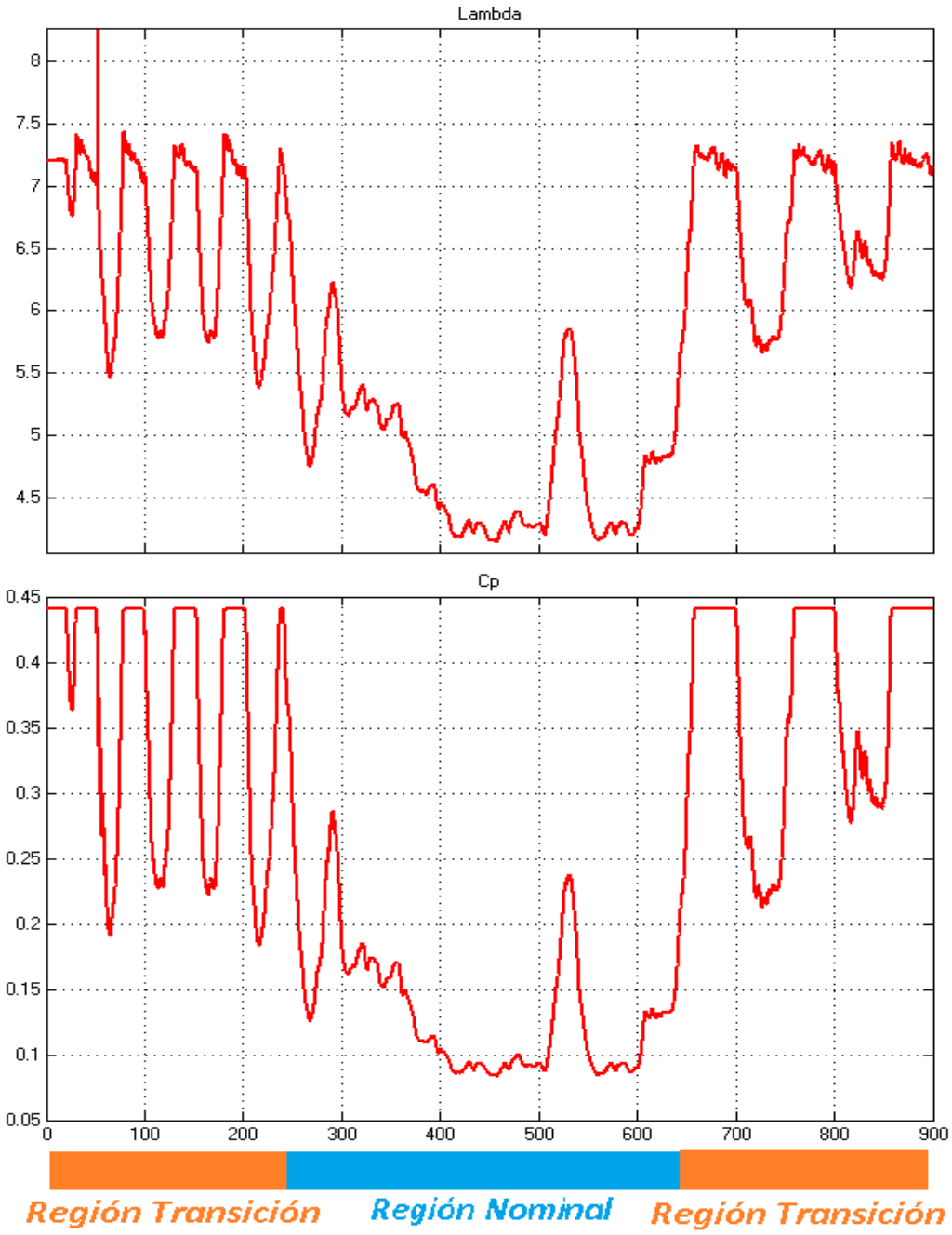


Figura 6. 27: Control en planta lambda, Cp

Se puede apreciar como los valores de las Cp y Lambda que se consiguen son prácticamente los valores óptimos de dichas variables en los tramos en los que el viento penetra en la región MPPT (Lambda= 7.2, Cp=0.44).

En los tramos en que el viento es superior al valor nominal, lambda disminuye conforme aumenta el viento y Cp disminuye conforme aumenta el pitch.

Capítulo 7

7. Trabajo técnico sobre la planta experimental

Se estudia la manera de configurar el variador de frecuencia, ya que se ha observado que es imposible independizar para toda área de operación la frecuencia Vr de la amplitud Vr. Cambios de fr producen cambios en amplitud Vr. [42], [43].

De las distintos modos de configuración del variador de frecuencia, se opta por la configuración de 5 puntos (Vr1,fr1,Vr2,fr2…).

El objetivo a conseguir es que para toda las regiones de operación se pueda obtener la amplitud necesaria Vr para mantener Qs=0 y tener margen de maniobra.

Se muestran las pruebas realizadas para la configuración del inverter.

7.1. Modos de configuración inverter

7.1.1. Configuración rampa Vr-fr independiente a tramos

Rampa independiente configurada (Tabla 7.1):

Tabla 7. 1:Rampa independiente Vr-fr

Tramos	Fr inicial (hz)	Fr final (hz)	Vr inicial (%)	Vr final (%)	vi (m/s)
1 leve dependencia	0	3.37	0	0.8	8.7-7.8
2 fuerte dependencia	3.37	4.92	0.8	10	7.8-7.6
3 independientes	4.92	15	10	10	7.6-5.9
4 fuerte dependencia	15	18.55	10	34	5.9-5.3
5 independientes	18.55	26	34	34	5.3-4

Con esta configuración se obtiene 2 tramos totalmente independientes Vr-fr y uno con una leve dependencia.

Aquí se muestra una prueba para obtener los resultados de la variable Vr en función del viento y así poder configurar el variador de manera que quede en tramos la tensión totalmente independiente de la frecuencia.

En verde se muestra la rampa configurada. En azul se muestra la amplitud Vr necesaria para mantener Qs=0 en toda las regiones de operación obtenida a través de ensayos. En amarillo y rojo se muestra la amplitud Vr máxima y mínima conseguida modificando el parámetro Ub al máximo y mínimo.

Se puede observar (Figura 7.1) como para todas las zonas de operación, se consigue tener el suficiente margen de amplitud Vr para tener controlada Qs.

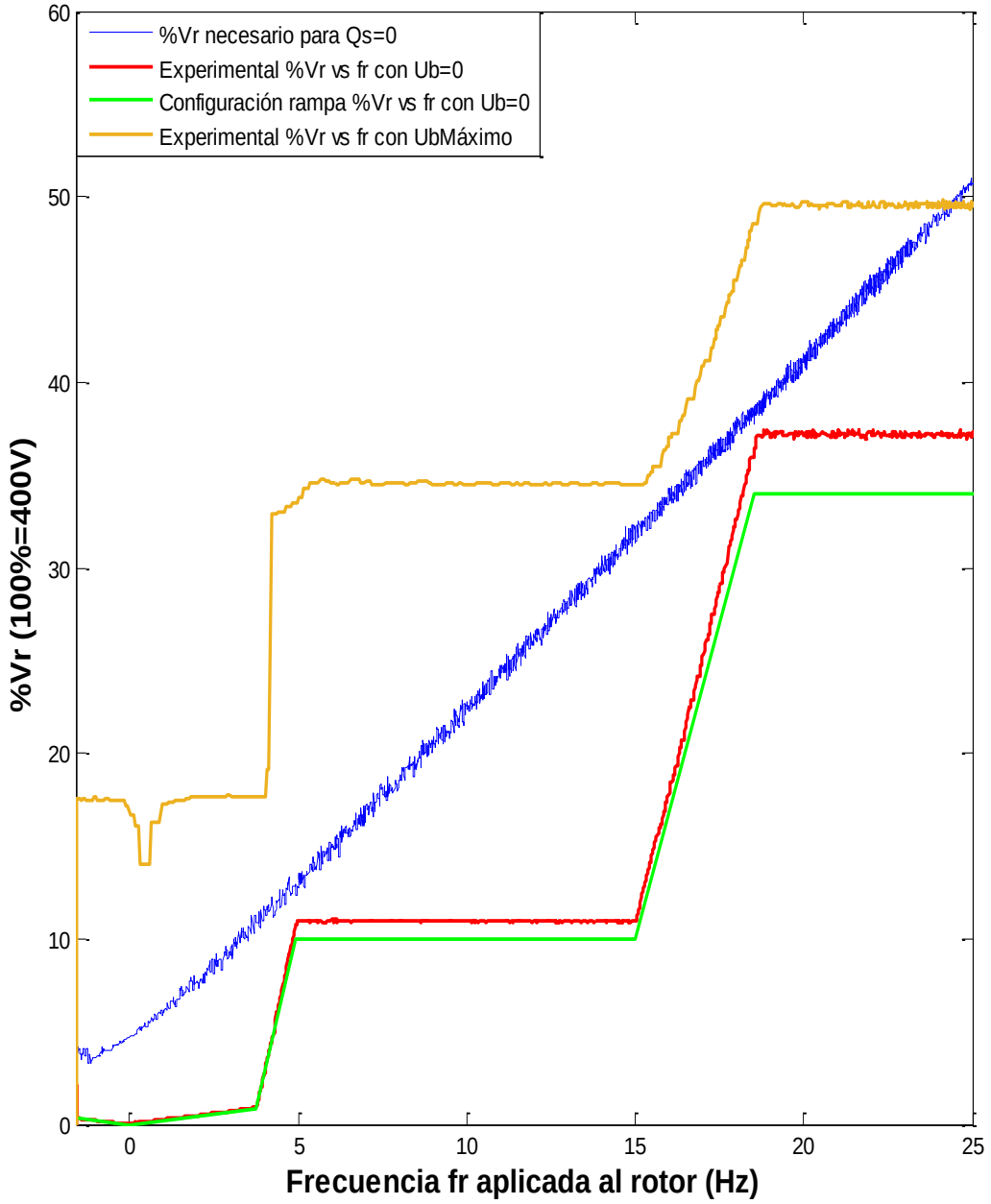


Figura 7. 1: Rampa independiente Vr-fr

7.1.2. Configuración rampa Vr-fr dependiente

La primera configuración realizada se trata de un recta Vr/fr con pendiente 1 %Vr/hz (Figura 7.2).

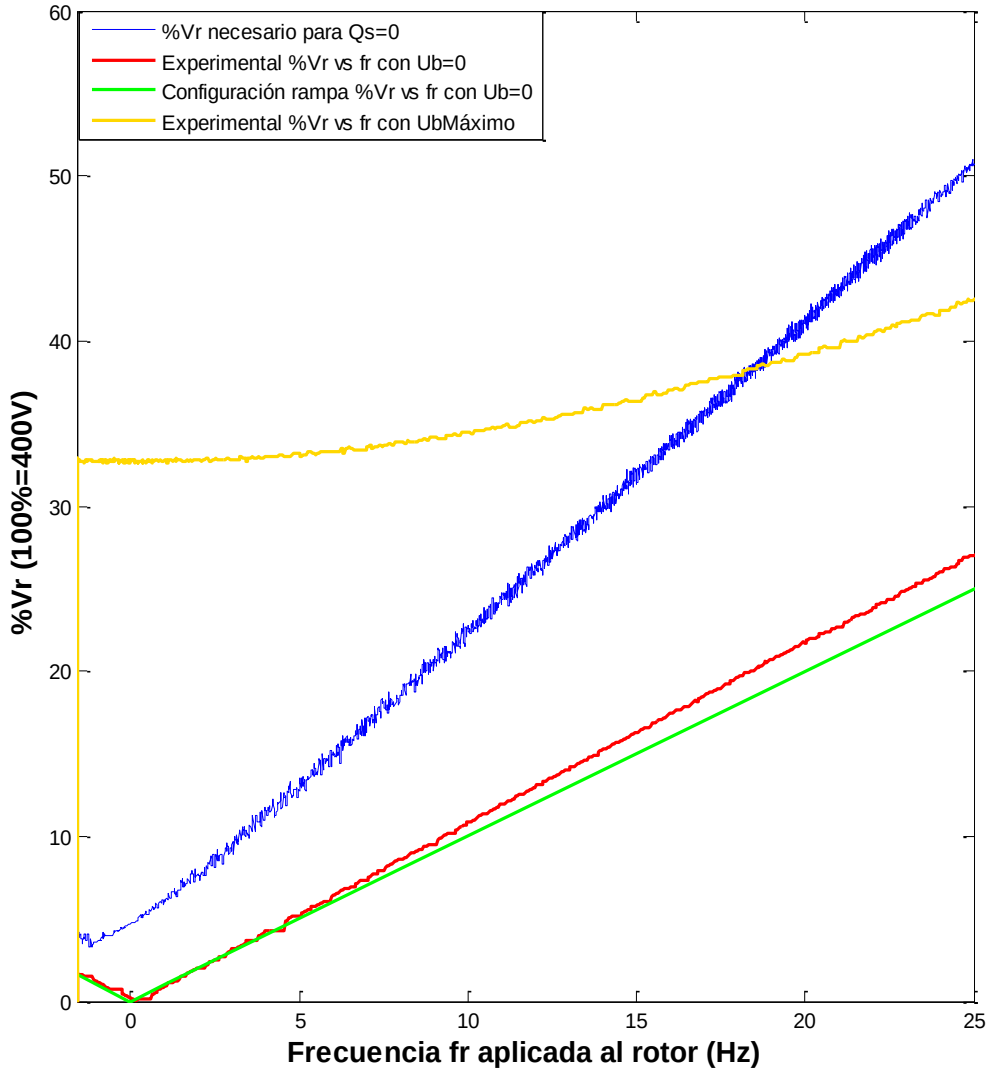


Figura 7. 2: Rampa dependiente Vr-fr con 1 %Vr/hz

Se puede observar cómo no para todas las zonas de operación, se consigue tener el suficiente margen de amplitud Vr para tener controlada Qs.

Se muestra como a partir de 17 hz la amplitud necesaria Vr para mantener Qs=0 (azul) no se puede obtener con esta configuración de rampa (amarillo). La solución pasa por aumentar la pendiente.

La configuración elegida que cumple con los objetivos buscados se trata de un recta Vr/fr con pendiente 1.6 %Vr/hz (Figura 7.3).

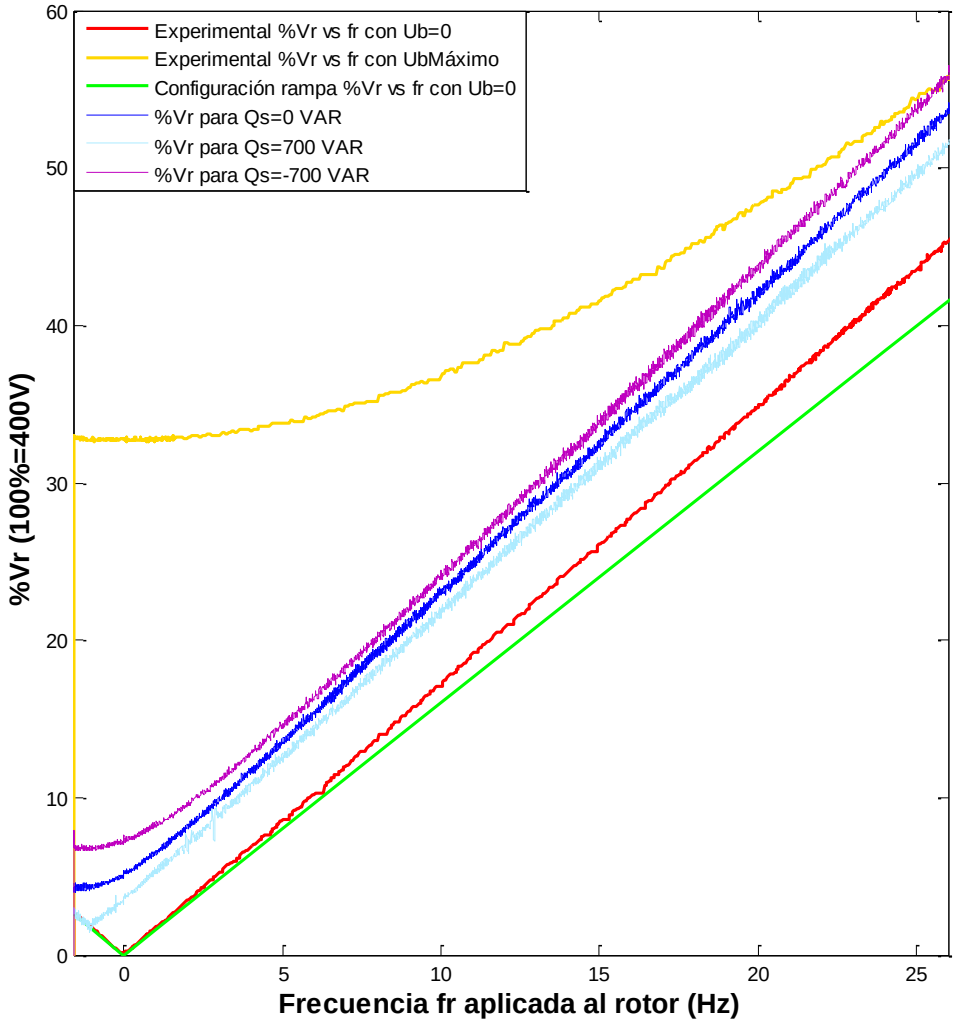


Figura 7. 3: Rampa dependiente Vr-fr con 1.6 %Vr/hz

En verde se muestra la rampa configurada. En azul se muestra la amplitud Vr necesaria para mantener Qs=0 en toda las regiones de operación obtenida a través de ensayos. En amarillo y rojo se muestra la amplitud Vr máxima y mínima conseguida modificando el parámetro Ub.

Se puede observar como para todas las zonas de operación, se consigue tener el suficiente margen de amplitud Vr para tener controlada Qs.

7.1.3. Configuración rampa horizontal (Vr-fr independiente)

Se ha configurado la siguiente rampa horizontal (Tabla 7.2, Figura 7.4):

Tabla 7. 2: Rampa Horizontal Vr-fr

Puntos	Fr (hz)	Vr (%)
1	2	8
2	8	8
3	16	8
4	32	8
5	50	8

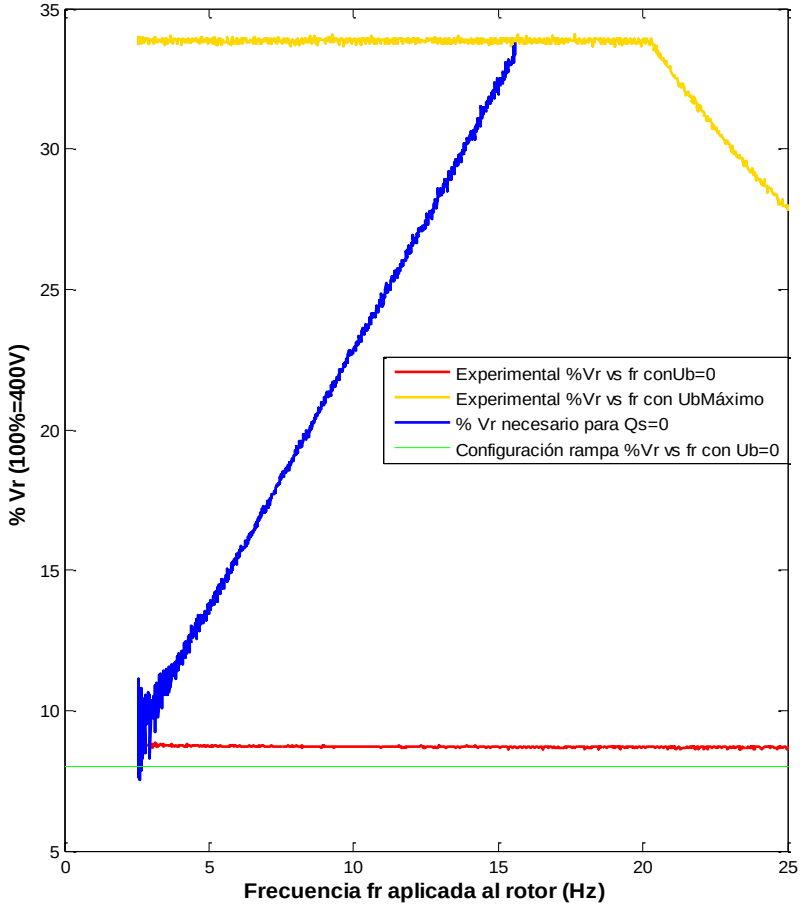


Figura 7. 4: Rampa Horizontal Vr-fr

Con esta configuración se obtiene un tramo independiente Vr-fr.

En verde se muestra la rampa configurada. En azul se muestra la amplitud Vr necesaria para mantener Qs=0 en toda las regiones de operación obtenida a través de ensayos. En amarillo y rojo se muestra la amplitud Vr máxima y mínima conseguida modificando el parámetro Ub al máximo y mínimo.

Se puede observar como en este caso se consigue tener el suficiente margen de amplitud Vr para tener controlada Qs dentro de un rango limitado de fr.

Finalmente se elige este modo de configuración, que trae como consecuencia un cambio adaptado del modelo de la planta en el que la zona MPPT pasa a encontrarse restringida entre vientos de 6 a 8 m/s (14.4 a 2.55 Hz).

Se elige esta configuración porque se prioriza el poder trabajar de manera independiente en la región MPPT con las variables fr y Vr, ya que el lazo de control sobre la potencia reactiva en el estator Qs es muy sensible y se ha observado en otros trabajos realizados como pequeños cambios de viento han provocado pequeños cambios en fr y con esto último se ha desestabilizado el control Qs debido a que fr y Vr no estaban configuradas de manera independiente. Se muestra un ejemplo de dicha problemática en la siguiente figura (Figura 7.5).

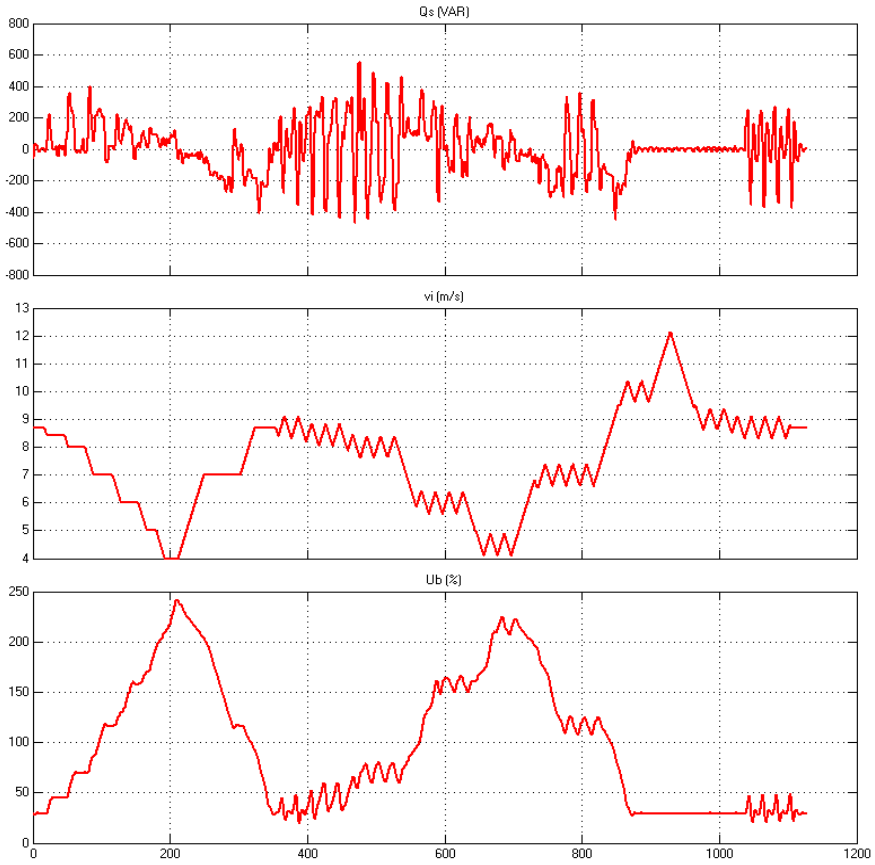


Figura 7. 5: Problemas Control Qs con Vr-fr dependientes

7.2. Colocación Analizadores de red

La planta cuenta con solo dos analizadores de red, siendo necesario medir en 3 puntos (potencias en el estator, rotor y total generada) por lo que se realiza las siguientes pruebas para justificar que la estimación de la potencia generada en el modelo es correcta.

Como se puede ver en la figura (Figura 7.6), los analizadores se colocan para obtener valores de la potencia activa y reactiva tanto en el estator como en el rotor (Ps,Qs,Pr,Qr).

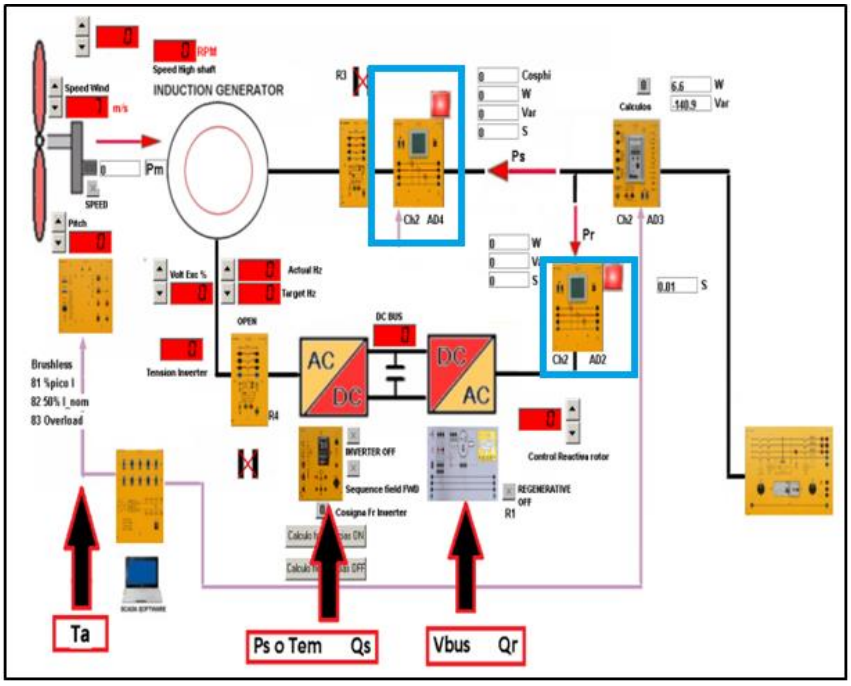


Figura 7. 6: Colocación Analizadores de red

Las máquinas DFIG pueden operar como generador en dos modos de funcionamiento. Se definen los modos de operación subsíncrono y supersíncrono, como indican sus nombres, tal que la velocidad del rotor es menor que la velocidad de sincronismo y la velocidad del rotor es mayor a la velocidad síncrona, respectivamente.

En cuanto a los flujos de potencia activa en la máquina, estos dependen de si se encuentra en funcionamiento como motor o como generador y de si la velocidad del rotor es subsíncrona o supersíncrona.

En el caso de un generador, cuando la velocidad del rotor es mayor a ω_s (operación supersíncrona) tanto el estator como el rotor inyectan potencia a la red eléctrica y se tiene la siguiente relación:

$$|P_m| = |P_s| + |P_r| + P_{losses} \quad (7.1)$$

Donde P_m es la potencia mecánica, P_s es la potencia eléctrica en bornes del estator, P_r es la potencia eléctrica en bornes del rotor y P_{losses} son las pérdidas.

Cuando la velocidad del rotor es menor a ω_s (operación subsíncrona), el rotor absorbe potencia de la red, en tanto que el estator sigue inyectando, y se tiene:

$$|P_m| = |P_s| - |P_r| + P_{losses} \tag{7.2}$$

En ambos casos la potencia mecánica fluye desde la turbina eólica hacia el generador (Figura 7.7).

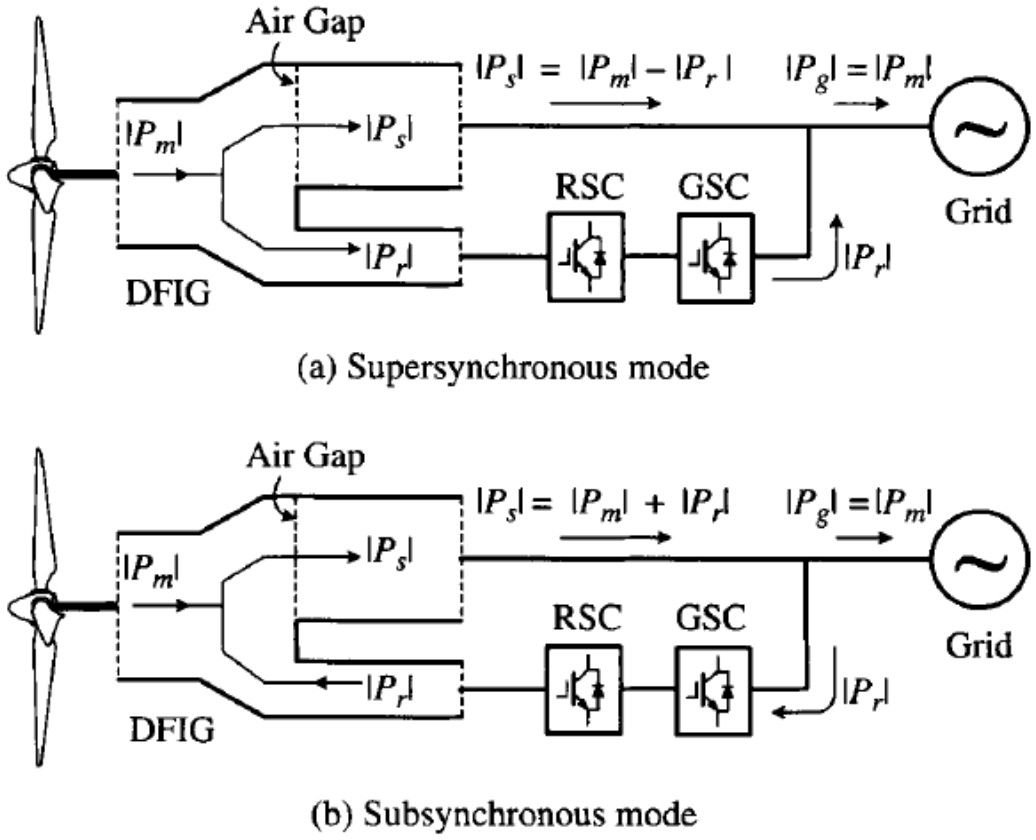


Figura 7. 7: Flujo de energía en el DFIG

Como resumen, las distintas zonas de trabajo para distintas velocidades de viento de nuestro modelo de aerogenerador serían:

- Velocidades de viento inferiores a 8 m/s -----→ Zona de seguimiento de puntos de máxima potencia.
- Velocidades de viento superiores a 8 m/s -→ Zona nominal.

En todo momento el modelo trabaja en modo subsíncrono.

En el modelo de la planta, la potencia total generada se estima como la suma de la potencia en el estator y en el rotor:

$$P_g = P_s - P_r \tag{7.3}$$

Para comprobar que esta medida es fiable, se realiza dos ensayos. El primer ensayo se realiza con los analizadores de red colocados en el estator y rotor. El segundo ensayo se realiza con los analizadores de red colocados en el estator y justo donde se vuelca a la red la potencia generada.

Ambos ensayos se realizan con los mismos cambios de viento, el controlador de pitch desactivado y el controlador MTTP funcionando (Figura 7.8, 7.9).

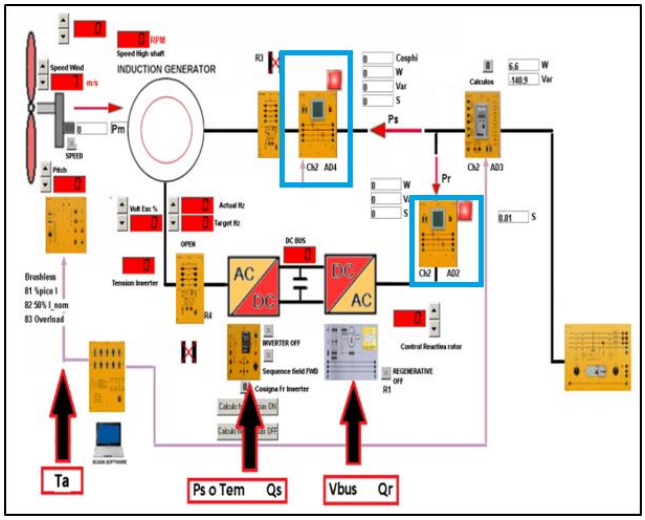


Figura 7. 8: Ensayo 1

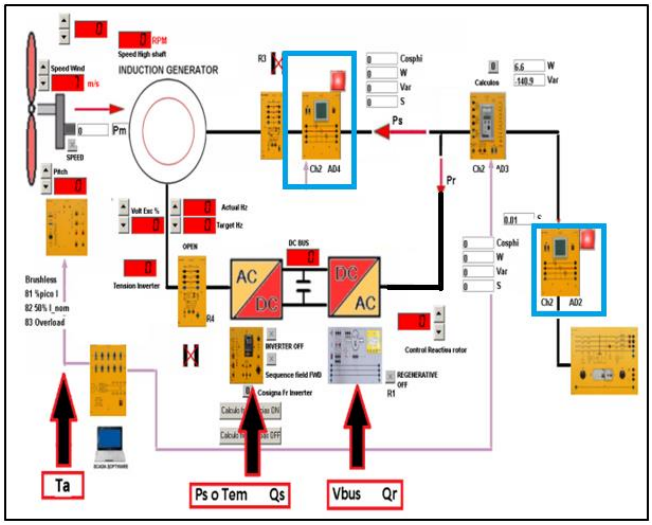


Figura 7. 9: Ensayo 2

En azul se muestra el ensayo 1, en rojo el ensayo 2 (Figura 7.10).

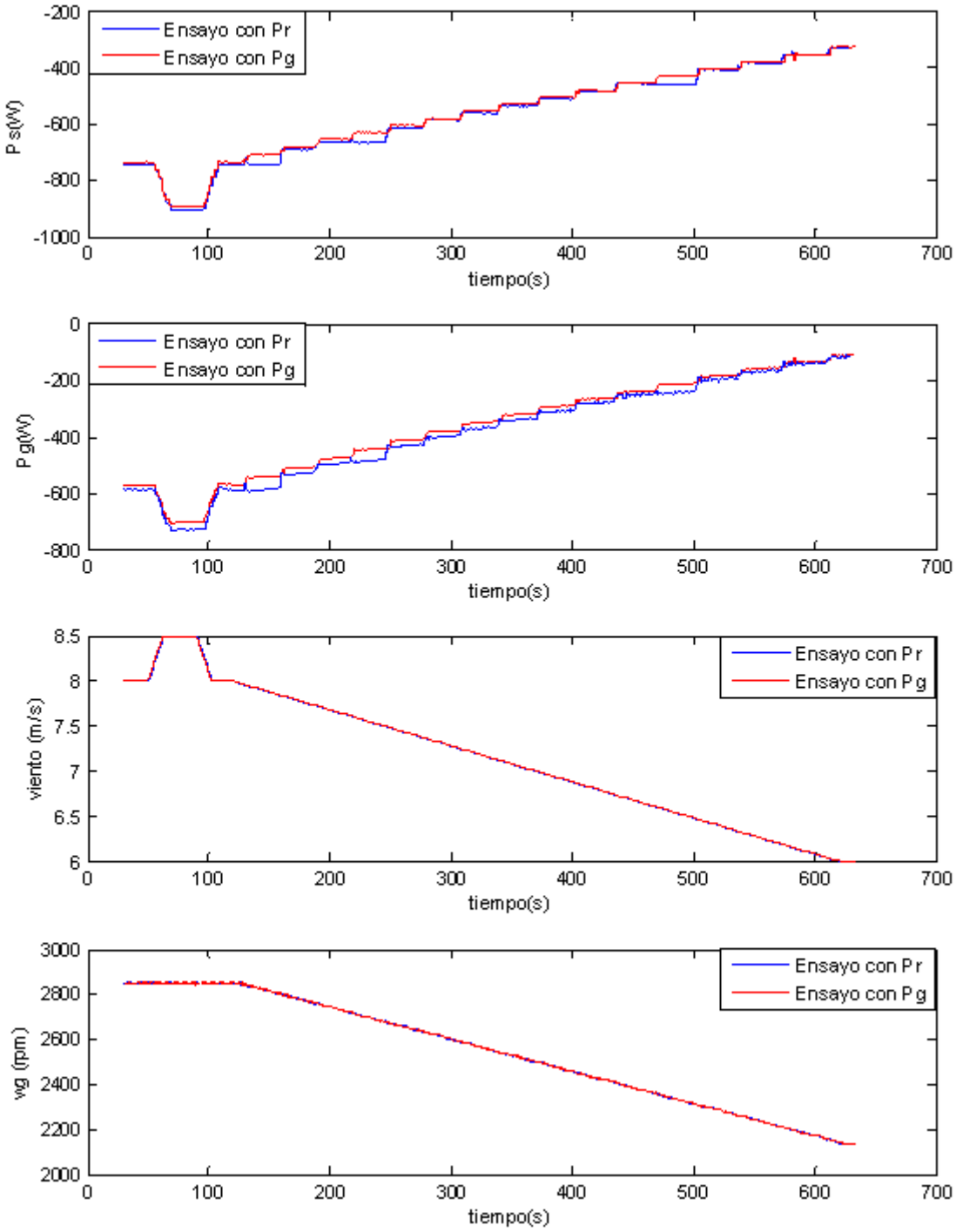


Figura 7. 10: Resultado ensayo colocación Analizadores de red

Se puede deducir que la potencia generada Pg estimada a través de Ps y Pr es fiable.

7.3. Tiempo de muestreo Planta experimental

La comunicación con los diferentes equipos de la planta experimental se realiza a través de Modbus RTU, lo que supone un hándicap a la hora de realizar un control sobre la planta, sobre todo cuando se trata de controlar variables eléctricas cuyas dinámicas son instantáneas.

El encontrar un tiempo de muestreo óptimo para la planta consistiría en elegirlo de manera que tenga un compromiso entre que sea lo suficientemente rápido para apreciar las distintas dinámicas de las diversas variables a controlar en la planta sin llegar a saturar la red de comunicación establecida Modbus TCP/IP-Pasarela-ModbusRTU.

El equipo más limitador en la planta es el analizador de red. Observando la hoja de características del analizador de red se puede apreciar (Figura 7.11):

- El tiempo entre mensaje y mensaje puede llegar hasta 200ms.
- El analizador actualiza su lectura cada 1.1s.

COMUNICACIÓN RS485

Aislamiento galvánico de la entrada y la fuente auxiliar (Nemo 96HD/HD+)

Estándar: *RS485 - 3-cables*

Transmisión*: serial asíncrona*

Protocolo: *compatible JBUS/MODBUS*

Número de Bits*: 8*

Bit de parada*: 1*

Tiempo de respuesta requerido para solicitar: *≤ 200ms*

Medidores que se pueden conectar al bus*: 32 (hasta 255 con repetidor RS485)*

Máxima distancia del supervisor: *1200m*

PANTALLA

DISPLAY

Tipo de pantalla: *LCD con luz de fondo*

Apagado automático de luz de fondo, se activa después de 20s de que no se haya usado el teclado

N° de puntos de lectura*: 10000 4 dígitos (altura del dígito 12mm)*

Conteo de energía: *contador de 8 dígitos (altura del dígito 8mm)*

Unidades de ingeniería*: despliegue automático de acuerdo a las razones ajustadas de VT y CT*

Resolución*: automática, con el número más alto posible de decimales*
Punto decimal*: automático, con la mayor resolución posible*

Actualización de la lectura: *1.1 segundos*

Precisión *(de la lectura)*
- Voltaje: + 0,2% ± 1 dígito (80.....500V fase - fase)
- Corriente: ± 0,2% ± 1 dígito (10.....120% In)
- Frecuencia: ±0,15 Hz

Valor de referencia de conteo de energía *230(400)V5A 50Hz*
- Energía activa: clase 0,5s
- Energía reactiva: clase 2

DESPLIEGUE DE PÁGINAS
La pantalla se divide en 4 menús seleccionables con las teclas de función correspondientes:

Figura 7. 11:Hoja de características del analizador de red

Se realiza una prueba (Figura 7.12) realizando saltos en las distintas variables manipuladas con la finalidad de encontrar el tiempo acción-reacción de dichas variables en la planta: fr (inverter) , Ub(inverter), Id (AFE) , torqueLimit(par Ta brushless). Tmuestero=150ms.

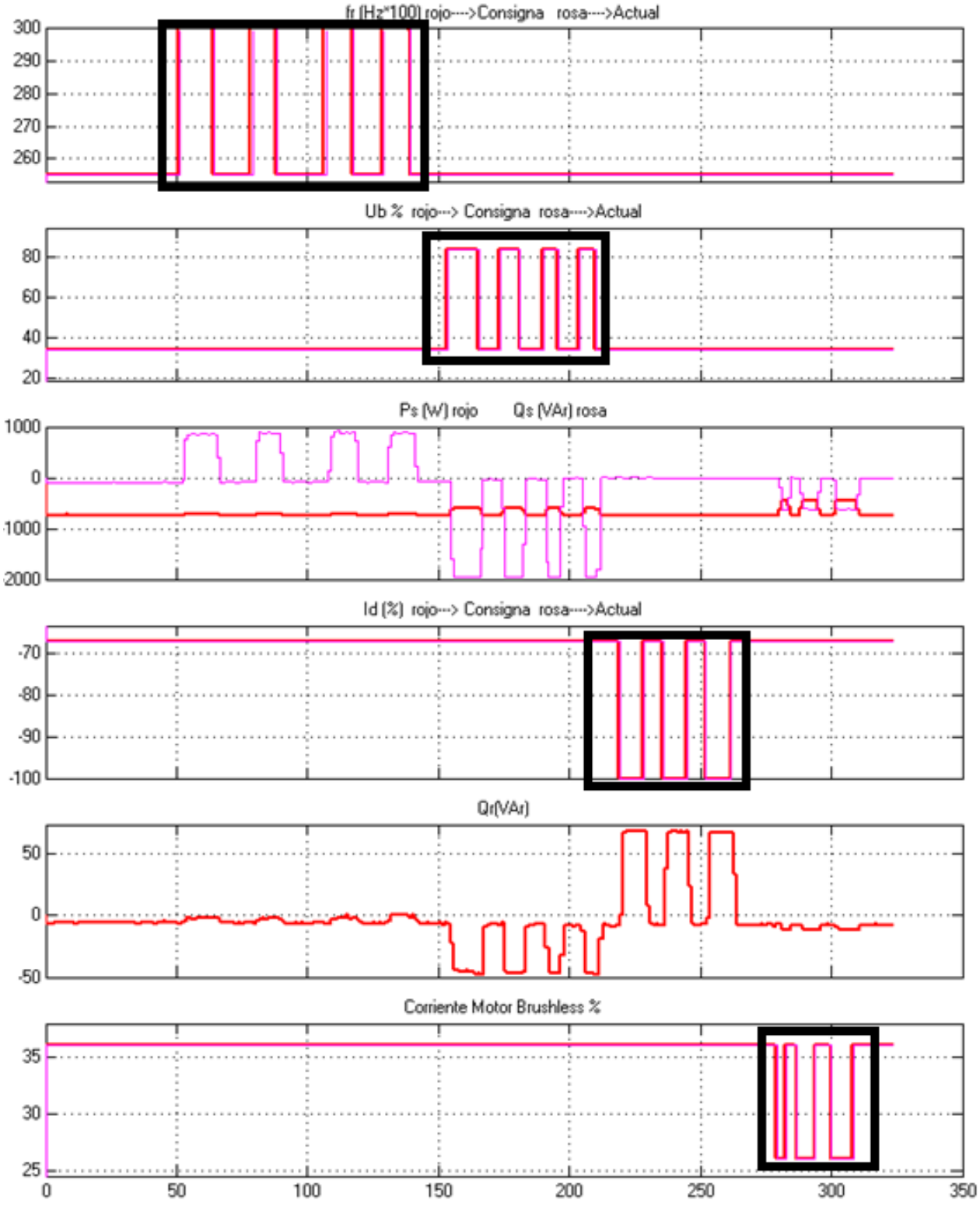


Figura 7. 12: Ensayo general tiempo de muestreo

1) Cambios en fr (frecuencia de la tensión Vr aplicada con el inverter), ampliando la zona con mayor desfase (Figura 7.13).

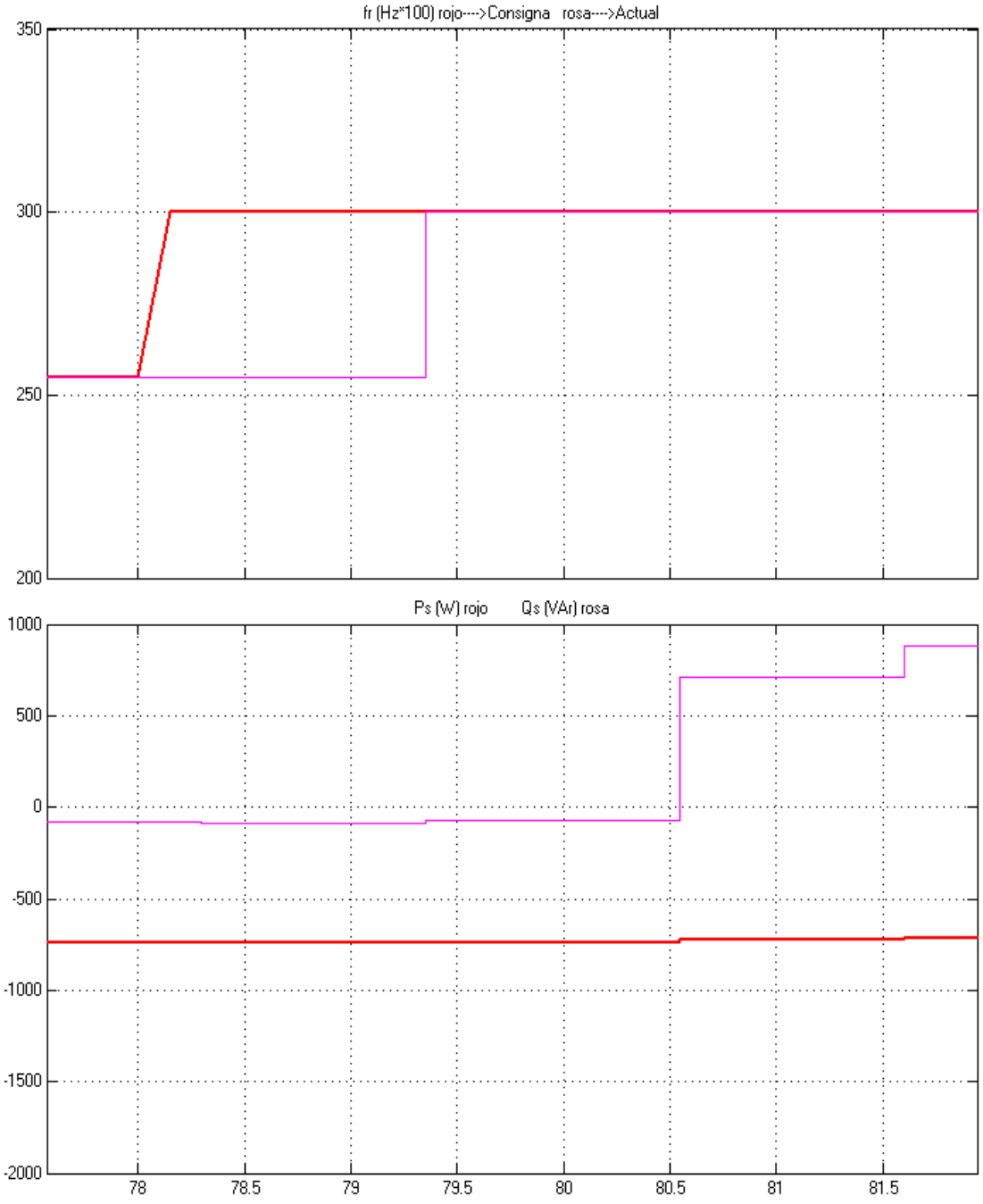


Figura 7. 13: Cambios en fr ensayo general tiempo de muestreo

Desde que se envía el cambio en la consigna fr (rojo) hasta que se actualiza en el inverter (rosa) transcurre en torno a 1.2 s.

Desde que se actualiza en el inverter hasta que el analizador detecta el cambio en Qs transcurre en torno a 1.2 s.

2) Cambios en Ub (amplitud de la tensión Vr aplicada con el inverter), ampliando la zona con mayor desfase (Figura 7.14).

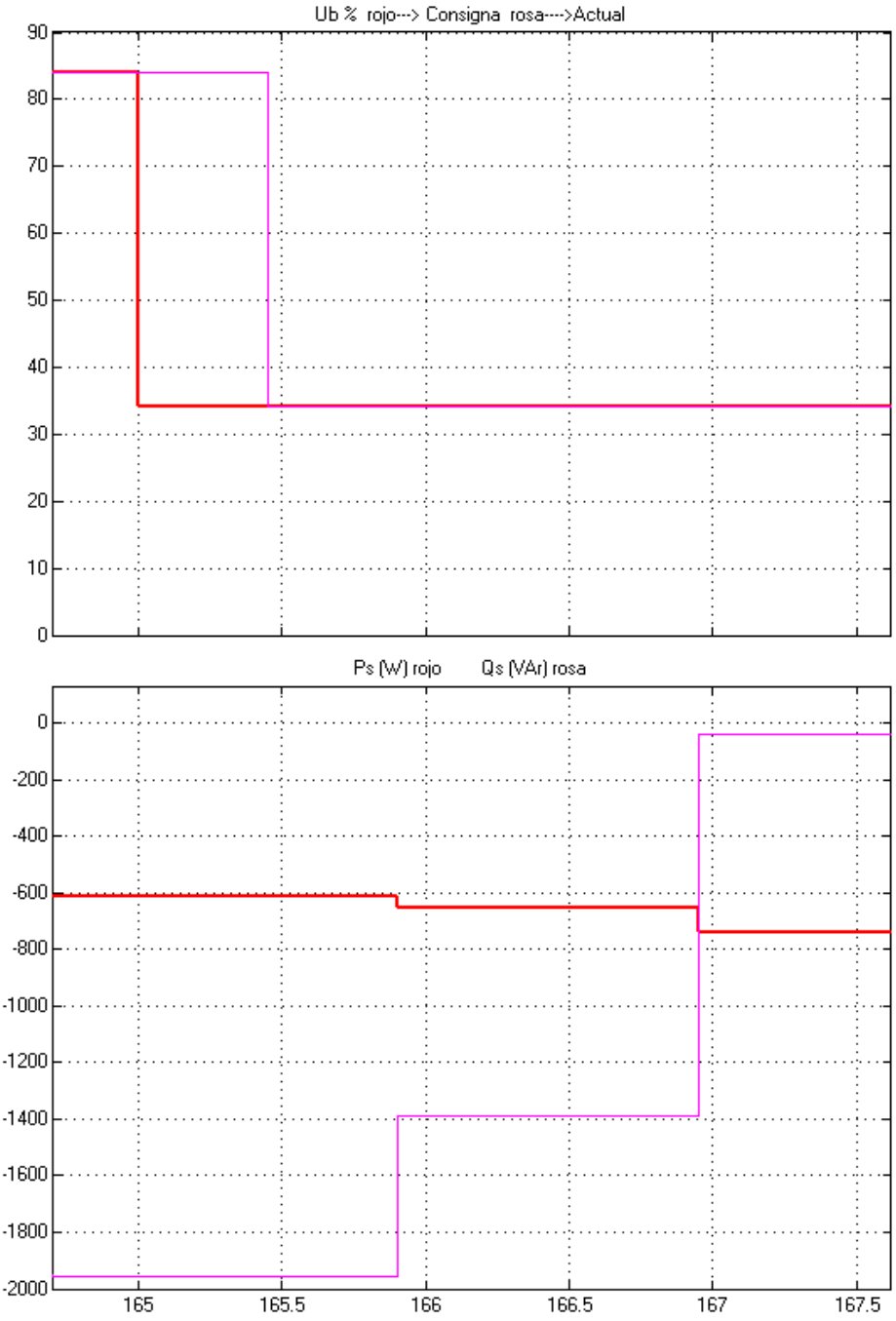


Figura 7. 14: Cambios en ub ensayo general tiempo de muestreo

Desde que se envía el cambio en la consigna Ub (rojo) hasta que se actualiza en el inverter (rosa) transcurre en torno a 450ms.

Desde que se actualiza en el inverter hasta que el analizador detecta el cambio en Qs transcurre en torno a 1.35 s.

3) Cambios en Id (amplitud de la corriente reactiva Qr aplicada con el AFE), ampliando la zona con mayor desfase (Figura 7.15).

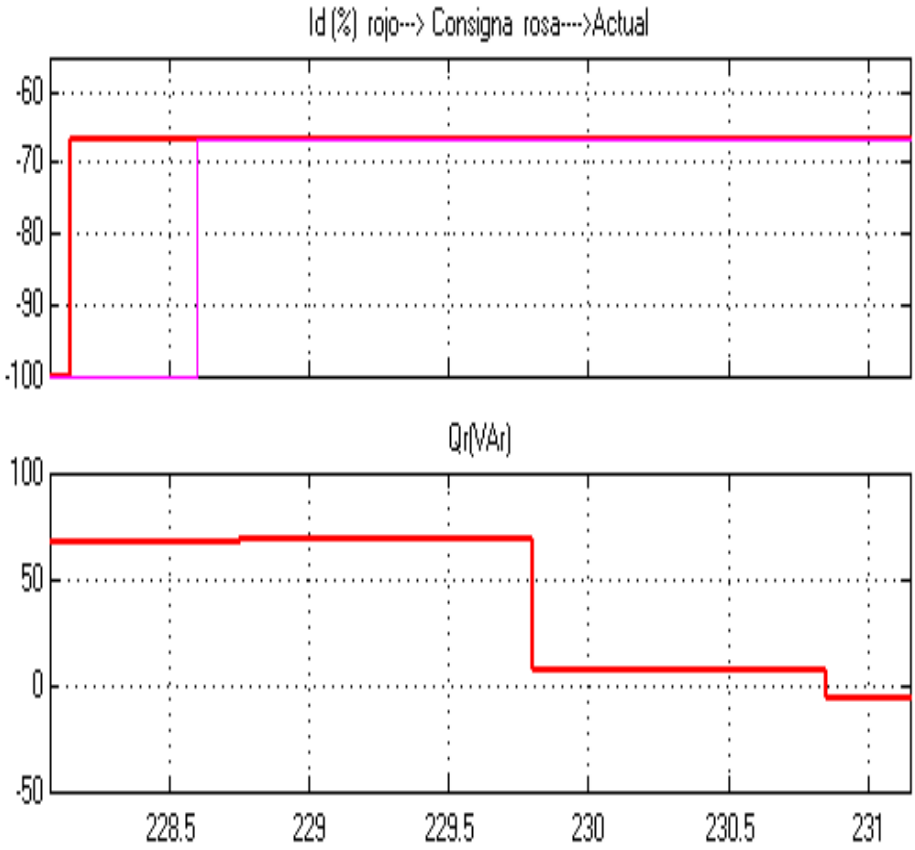


Figura 7. 15: Cambios en Id ensayo general tiempo de muestreo

Desde que se envía el cambio en la consigna Id (rojo) hasta que se actualiza en el AFE (rosa) transcurre en torno a 450ms.

Desde que se actualiza en el AFE hasta que el analizador detecta el cambio en Qr transcurre en torno a 1.2 s.

4) Cambios en torqueLimit (amplitud de la corriente del motor brushless que emula el par Ta aplicado con controlador del servomotor), ampliando la zona con mayor desfase (Figura 7.16).

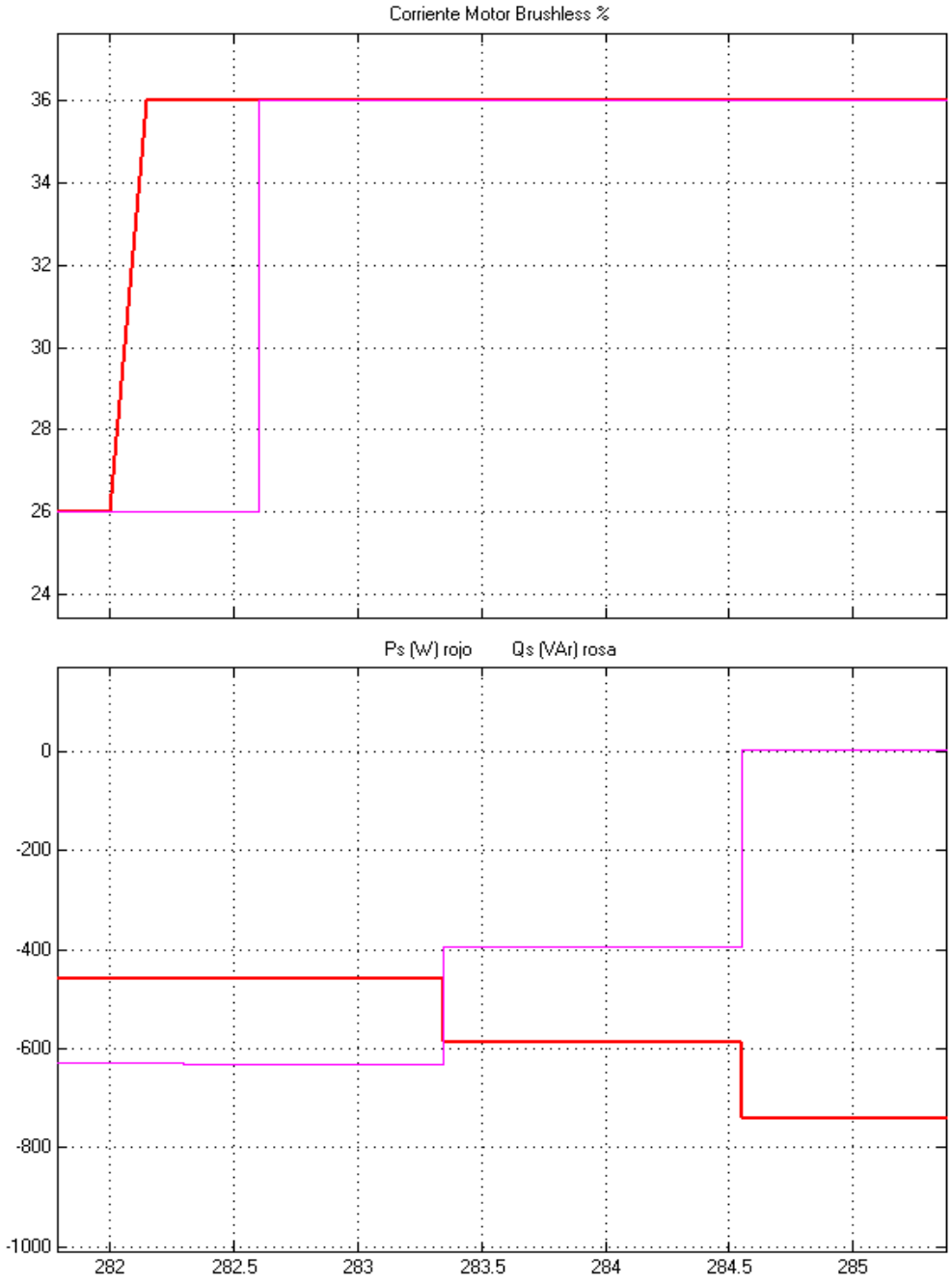


Figura 7. 16: Cambios en torqueLimit ensayo general tiempo de muestreo

Desde que se envía el cambio en la consigna (rojo) hasta que se actualiza en el controlador (rosa) transcurre en torno a 600ms.

Desde que se actualiza en el controlador hasta que el analizador detecta el cambio en Ps Qs transcurre en torno a 1.8 s

HERRAMIENTA DE CONTROL AEROLÁSTICO "FAST"

Capítulo 8

8. FAST

8.1. Introducción a FAST

En esta parte del trabajo se estudia modelos de aerogeneradores con la asistencia del software FAST [44], creado por Jason Jonkman en los laboratorios de la NREL [45]. El código FAST de los modelos de aerogeneradores es una combinación de cuerpos rígidos y flexibles, lo que permite una configuración muy extensa del modelo.

Por otra parte, para obtener las características propias del aerogenerador se dispone, además, de otra herramienta informática desarrollada por Marshall L. Buhl. Esta herramienta llamada WT Perf [46] utiliza el Momento de los elementos de las palas (BEM) para predecir las prestaciones.

Las siglas de FAST significan Fatiga, Aerodinámica, Estructura y Turbulencia (en inglés Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence). Es un simulador capaz de predecir las cargas presentes en aerogeneradores de eje horizontal (en inglés HAWT: horizontal-axis wind turbines).

Realmente, el código FAST es el resultado de la unión de tres códigos distintos: FAST2 para aerogeneradoresde dos aspas, FAST3 para modelos de tres palas y Aerodyn (desarrollada por Windward Engineering), que son subrutinas para las aerodinámicas de los rotores y concretamente analiza las fuerzas que afectan a las palas.

FAST utiliza el método de Kane [47] para resolver las ecuaciones cinemáticas, las cuales se resuelven con integración numérica. El método empleado usa directamente las coordenadas, eliminando la necesidad de ecuaciones restringidas.

El código fue evaluado en el año 2000 por la NASA y en 2005 por el Germanischer Lloyd Wind Energie (Instituto alemán de energía eólica Lloyd) y se encontró adecuado

para “el cálculo de cargas de aerogeneradores en tierra, para su diseño y certificación”.

En el Anexo A se encuentra una guía más completa donde se amplía la información sobre FAST y se hace hincapié en la descripción de los modelos.

Es posible modelar informáticamente el viento mediante software especializado. FAST permite crear modelos de viento mediante la herramienta TurbSim [48]. Cabe destacar la amplia posibilidad de variables de configuración donde el campo de viento permite alcanzar un modelo bastante aproximado a la realidad.

Los parámetros más importantes que el programa permite ajustar se refieren a la altura, velocidad y dirección del viento, rejilla de resolución para el campo, además de la inclusión de turbulencias y su amplitud.

Los diferentes tipos de campo de viento que se pueden configurar con la herramienta son:

- Campo de viento uniforme. El campo de viento cubre todo el espacio que ocupan las palas del aerogenerador donde la intensidad del viento es igual en todos los puntos del campo.

- Campo de viento con perturbación. El campo de viento cubre todo el espacio que ocupan las palas del aerogenerador donde la intensidad del viento no es igual en todos los puntos. Siguiendo un modelo matemático existen zonas donde el viento incide con más intensidad sobre el aerogenerador.

- Campo de viento con cizalladura. El campo de viento cubre todo el espacio que ocupan las palas del aerogenerador donde la intensidad del viento no es igual en todos los puntos. La característica principal de este tipo de viento es que en la parte superior del campo la intensidad del viento es mayor que en la parte inferior.

8.2. Acciones de control en FAST

FAST es un simulador aerolástico de código abierto (es decir, de licencia de uso libre u Opensource, por lo que se puede modificar su código fuente libremente) capaz de calcular las cargas estructurales presentes en el funcionamiento de aerogeneradores de dos y tres palas. Tiene la particularidad de albergar en sus librerías una interfaz con un segundo programa llamado Aerodyn [49].

Este segundo código nos ofrece la posibilidad de calcular las cargas aerodinámicas que afectarán a nuestro aerogenerador. A efectos prácticos, el usuario está haciendo uso de una sola aplicación. No obstante, existe la posibilidad de enlazar el código FAST con el popular software Simulink de Matlab [50], dando más posibilidades al diseño.

FAST puede controlar las diversas condiciones de control durante el tiempo de simulación. Existe cinco acciones de control en FAST que pueden emplearse (de forma individual o de forma combinada) para conformar una estrategia de control, pero que también podrían servir para recrear perturbaciones o fallos de funcionamiento:

- Controlar el par del generador eléctrico,

- Modificar el ángulo de ataque (pitching) de las palas,

- Aplicar los frenos en el lado de alta velocidad (HSS),

- Desplegar los frenos de cola y

- Girar la góndola.

La activación o desactivación de las acciones de control más simples se realiza modificando los parámetros del archivo primario de entrada, en la sección de control del aerogenerador.

Las acciones de control más complicadas requieren escribir una rutina de control propia, compilarlos y enlazarlos con el resto del programa o implementar estos controles en un modelo Simulink y conectarlo con FAST.

Los aerogeneradores convencionales son de velocidad variable, y tienen varios modos o “regiones” de funcionamiento:

1. La región de arranque o “start-up”. El aerogenerador procede al arranque. No se produce energía aún.

2. En la región 2 se intenta maximizar la producción de energía mediante el control del par (torque) del generador eléctrico. La regulación mediante el control del par del aerogenerador se realiza aplicando un control simple de la variación de velocidad,

generalmente usando el cuadrado de la velocidad multiplicado por una constante. Este modelo se verá más adelante en el análisis de los dos modelos de aerogeneradores elegidos para el estudio.

3. Hay otra región denominada región $2^{1/2}$ o de transición lineal entre la anterior y la siguiente, necesaria ya que mecánicamente no se puede pasar de la región 2 a la 3 directamente.

4. En la región 3 se mantiene un par constante usando el control del ángulo de las palas o pitch. En casos de vientos muy fuertes se limita la velocidad de giro del rotor para evitar daños en el aerogenerador.

En la siguiente figura (Figura 8.1) se muestran las distintas regiones, incluyendo la parada en casos extremos.

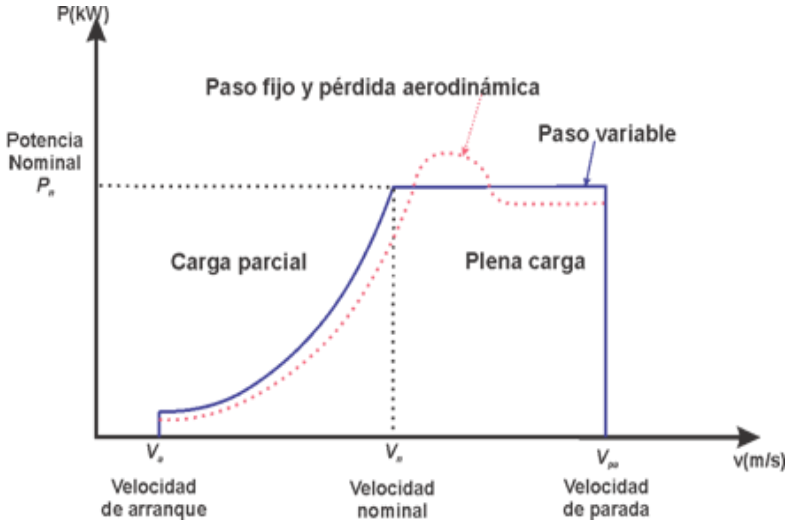


Figura 8. 1: Regiones de funcionamiento de un aerogenerador [51].

La aplicación de freno al eje de alta velocidad para obtener la regulación está basada en el modelo de Coulomb de deslizamiento por fricción.

Por otro lado en la aplicación de los frenos aerodinámicos para el control del aerogenerador, FAST no orientará las fuerzas de freno con el paso de la pala. La velocidad tangencial de los frenos tampoco tendrá en cuenta los movimientos del freno para calcular la presión dinámica aplicada en el control.

Los controles descritos anteriormente se pueden diseñar con técnicas clásicas de control. Sin embargo, los métodos clásicos de control están basados en modelos de una sola entrada y una sola salida. Una desventaja de estos métodos es que en sistemas complejos hay que usar muchos lazos de realimentación para modelar los distintos estados del aerogenerador.

Si estos controles no se diseñan con cuidado, los lazos pueden interferir unos con otros

y desembocar en una inestabilidad en el conjunto. El potencial de desestabilización se incrementa conforme el aerogenerador es más grande y más flexible, y el grado de acoplamiento de las distintas variables también aumenta.

El control de un aerogenerador está compuesto por sensores, actuadores y un sistema que une todo el conjunto. Un sistema hardware o software procesa las señales de entrada provenientes de los sensores y genera las señales pertinentes para los actuadores de salida (por ejemplo, si el anemómetro que mide la velocidad del viento, y que está instalado en lo alto de la góndola, detecta que el viento alcanza cierta velocidad, arrancará el aerogenerador).

El objetivo principal del controlador es modificar los distintos estados operativos del aerogenerador para mantener el funcionamiento en un modo seguro, maximizar la potencia, mitigar los daños debidos a la fatiga por las cargas y detectar los posibles fallos y errores.

Es conveniente usar todos los actuadores en un sólo lazo de control. Los diseños de control multivariable avanzados con múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO), así como los diseños de modelos basados en variables de estado se pueden usar para cumplir los múltiples objetivos de control y usar los actuadores y entradas de control en un sólo lazo de realimentación.

Los objetivos de las distintas estrategias de control van a depender de las condiciones existentes del viento. Para vientos de velocidad baja, la meta es maximizar la energía capturada. Sin embargo, en condiciones donde la velocidad del viento sea superior a la velocidad nominal (normalmente superior a 10 m/s para aerogeneradores de 5MW) la meta principal es minimizar la fatiga existente en la estructura del aerogenerador [85].

8.2.1. Control del par con velocidad variable

El control del par con velocidad variable es otro método habitual en el control de aerogeneradores. En FAST se controla con la variable binaria VS_Contrl. En caso de establecer esta variable a 0, se deshabilita el control activo y se usará un generador básico.

Al activar esta variable (valor 1), se utiliza un generador eléctrico existente en el paquete de FAST que tiene los parámetros de entrada:

-VS_RtGnSp : velocidad nominal del generador eléctrico para el control sencillo del generador eléctrico de velocidad variable en el lado de alta velocidad o HSS; está expresado en rpm.

-VS_RtTq: par nominal del generador eléctrico en la Región 3 para el control sencillo del generador eléctrico de velocidad variable en el lado de alta velocidad o HSS; está expresado en N-m.

-VS_Rgn2K: constante del par del generador eléctrico en la Región 2 para el control sencillo del generador eléctrico de velocidad variable en el lado de alta velocidad o HSS; está expresado en $N - m/rpm^2$.

-VS_SIPc: deslizamiento nominal del generador eléctrico en la región intermedia 2 para el control sencillo del generador eléctrico de velocidad variable en el lado de alta velocidad o HSS; está expresado en %.

La configuración de estos parámetros da como resultado una curva como la mostrada en la gráfica siguiente (Figura 8.2):

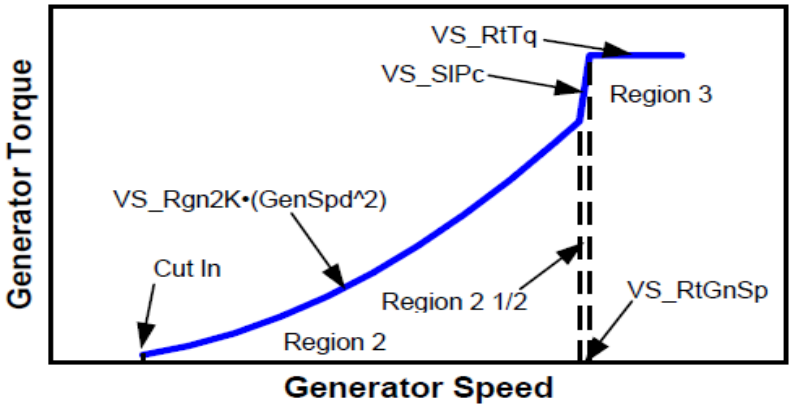


Figura 8. 2: Las distintas regiones de funcionamiento del controlador incluido en FAST [44].

Como se muestra en la figura (Figura 8.3), este control en velocidad variable distingue entre las distintas regiones de funcionamiento: la región 2 (control para obtener la máxima energía), región 3 (control de par constante) y región $2^{1/2}$ (transición lineal). Esta última región es una transición entre las regiones 2 y 3, con una gráfica de par correspondiente al de un generador de induccción equivalente.

Esta región intermedia se usa ya que normalmente un aerogenerador tradicional no es capaz de alcanzar el par máximo (que se encuentra en la región 3) desde la región 2 con la ley de control utilizada (cuadrática de la velocidad). Por ejemplo, la ganancia de la variable *VS_Rgn2K* es normalmente menor que la obtenida por la ecuación.

$$VS_{RtTq} = VS_{Rgn2K} * {VS_{RtGnSp}}^2 \quad (8.1)$$

Esto es debido a que la velocidad nominal *VS_RtGnSp* está limitada y por tanto no optimizada por razones de generación de ruido ambiental. Para entornos de simulación no reales, se puede eliminar la región $2^{1/2}$ usando la ecuación anterior y

poniendo un valor muy pequeño, por ejemplo 9999.9E-9 (con precaución de que no sea 0.0) en la variable *VS_SIPc*.

Si se establece el valor 3 en la variable *VSContrl, FAST* invoca a una rutina de usuario llamada *UserVSCont()* que se ejecuta en cada ciclo de simulación después de que el generador eléctrico se active.

Con el valor 4 en la variable *VSContrl* se acepta la demanda externa desde *Simulink* del par del generador eléctrico y potencia eléctrica. En este caso *Simulink* controla el encendido y el apagado del generador eléctrico. De esta forma, las variables *GenTiStr, GenTiStp* deben tener valor verdadero *(True)*, *TimGenOn* valor cero y *TimGenOf* debe ser mayor que *TMax*. Para usar estas características *FAST* debe usarse como una biblioteca *DLL* en *Simulink*.

```
---------------------- GENERATOR AND TORQUE CONTROL ----------------------------
         4   VSContrl     - Variable-speed control mode {0: none, 1: simple VS, 3: user-defined from routine UserVSCont, 4: user-defined from Simulink,
         2   GenModel     - Generator model {1: simple, 2: Thevenin, 3: user-defined from routine UserGen} (switch) [used only when VSContrl=0]
      94.4   GenEff       - Generator efficiency [ignored by the Thevenin and user-defined generator models] (%)
True         GenTiStr     - Method to start the generator {T: timed using TimGenOn, F: generator speed using SpdGenOn} (flag)
True         GenTiStp     - Method to stop the generator {T: timed using TimGenOf, F: when generator power = 0} (flag)
    9999.9   SpdGenOn     - Generator speed to turn on the generator for a startup (HSS speed) (rpm) [used only when GenTiStr=False]
         0   TimGenOn     - Time to turn on the generator for a startup (s) [used only when GenTiStr=True]
    9999.9   TimGenOf     - Time to turn off the generator (s) [used only when GenTiStp=True]
---------------------- SIMPLE VARIABLE-SPEED TORQUE CONTROL --------------------
    9999.9   VS_RtGnSp    - Rated generator speed for simple variable-speed generator control (HSS side) (rpm) [used only when VSContrl=1]
    9999.9   VS_RtTq      - Rated generator torque/constant generator torque in Region 3 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m)
    9999.9   VS_Rgn2K     - Generator torque constant in Region 2 for simple variable-speed generator control (HSS side) (N-m/rpm^2) [used only when V
    9999.9   VS_SlPc      - Rated generator slip percentage in Region 2 1/2 for simple variable-speed generator control (%) [used only when VSContrl=1
---------------------- SIMPLE INDUCTION GENERATOR ------------------------------
    9999.9   SIG_SlPc     - Rated generator slip percentage (%) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
    9999.9   SIG_SySp     - Synchronous (zero-torque) generator speed (rpm) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
    9999.9   SIG_RtTq     - Rated torque (N-m) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
    9999.9   SIG_PORt     - Pull-out ratio (Tpullout/Trated) (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=1]
---------------------- THEVENIN-EQUIVALENT INDUCTION GENERATOR -----------------
    9999.9   TEC_Freq     - Line frequency [50 or 60] (Hz) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
       9998  TEC_NPol     - Number of poles [even integer > 0] (-) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_SRes     - Stator resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_RRes     - Rotor resistance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_VLL      - Line-to-line RMS voltage (volts) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_SLR      - Stator leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_RLR      - Rotor leakage reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
    9999.9   TEC_MR       - Magnetizing reactance (ohms) [used only when VSContrl=0 and GenModel=2]
```

Figura 8. 3: Control del par con velocidad variable

8.2.2. Control del ángulo de palas (blade pitch control)

Una de las formas más usadas de controlar un aerogenerador es la de poder modificar el ángulo de ataque de todas las palas frente al viento incidente. La variable *PCMode* se encarga de activar o desactivar esta función. Si *PCMode* está a 3, *FAST* llamará a una rutina de usuario llamada *PitchCntrl()* en cada paso de la simulación.

Esta rutina está escrita por *A. Craig Hansen*, quien creó una rutina que está en el paquete suministrado en *FAST*, en el fichero *PitchCntrl_ACH.f90*. Esta rutina de control funciona maximizando la potencia en la región 2 o controlando la velocidad en la región 3 (se determina con el valor del parámetro *CntrlRgn* del archivo de entrada *Pitch.ipt*, que se encuentra en la carpeta *Certest* de *FAST*).

Los datos de este fichero son válidos para el modelo de aerogenerador *WindPACT 15-1001*. En caso de que el aerogenerador que se modele sea otro, hay que generar un fichero personalizado para él.

Otra alternativa es escribir una rutina personalizada *PitchCntrl()* en el fichero *UserSubs.f90* (se necesita un compilador). Con esta rutina se podría controlar un sistema que actúe sobre cada pala de forma independiente o sobre todo el conjunto. Una característica destacable es que es posible acceder al valor actual de cualquier parámetro de salida desde *FAST* sin tener que cambiar el número de argumentos pasados a la rutina.

No existe ningún modelo de actuador de *pitch* (aunque sí en las hojas de características generadas en *ADAMS*). Así, si se quiere incluir los efectos dinámicos del actuador hay que implementar éste en la rutina *PitchCntrl().*

Entrando en profundidad en el comportamiento de la rutina *PitchCntrl()*, se puede retrasar el tiempo su activación estableciendo el valor correcto (mayor que cero) en el parámetro *TPCOn* y *BlPitch(i)* al valor inicial de ángulo de ataque de las palas. Hasta que no se alcance el valor de *TPCOn*, no se activará la rutina.

Si *PCMode* se establece al valor 4, *FAST* aceptará ángulos de pitch externamente desde *Simulink*. En este caso *TPCOn* debe ser cero todo el tiempo hasta que desde *Simulink* se active o desactive.

Se pueden simular condiciones de fallo o error del sistema en casos de que alguna pala no modifique su ángulo de ataque como está programado.

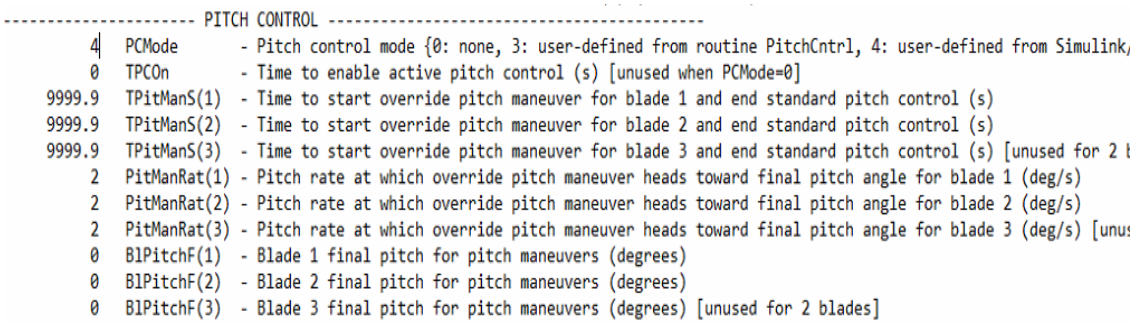


Figura 8. 4: Control del ángulo de palas (blade pitch control)

8.2.3. Control de freno del eje de alta velocidad HSS

Por defecto, el control de freno *HSS* está deshabilitado al comienzo de la simulación. Si se desea que el freno actúe tras un determinado tiempo, se puede configurar la variable *THSSBrDp*. Para que el freno no actúe durante todo el tiempo de simulación, *THSSBrDp* debe tener un valor superior a *TMax*.

Al igual que controles y variables ya descritas, este control puede actuar de distintas maneras dependiendo del valor de una variable. En este caso, si se establece el valor 1 en la variable *HSSBrMode*, *FAST* usará un modelo sencillo de freno en el cual el par de frenado seguirá una rampa lineal desde 0 al tiempo marcado por *THSSBrDp* al par máximo (definido por *HSSBrTqF)* hasta (marcado por *HSSBrDt)* segundos.

El freno *HSS* está basado en el modelo de *Coulomb* de fricción por deslizamiento. Una vez que el par máximo de frenado se ha alcanzado, la magnitud del par es constante mientras la velocidad del eje no sea cero. Cuando la velocidad es cero, el par toma cualquier valor para prevenir el giro del eje (el freno *HSS* sólo puede moverse de nuevo si el par externo excede el par de frenada máximo).

Si se da el valor 3 a la variable *HSSBrMode*, se invoca a una rutina de usuario llamada *UserHSSBr()* en cada paso de simulación después de *THSSBrDp*. En el archivo *UserSubs.f90* hay una rutina vacía *THSSBrDp().* Se puede escribir una rutina propia y enlazarla con *FAST*, aunque esta opción requiere un compilador. La rutina debe llamarse *UserHSSBr()*, pasa la velocidad HSS y el tiempo y espera la fracción del frenado máximo para devolverlo (0.0 significa apagado o no frenado y 1.0 franado máximo).

Como en el modelo simple suministrado, la magnitud del par de frenado máximo está especificado en la variable *HSSBrTqF*. La fracción del par máximo de frenado puede variar continuamente, permitiendo activar o desactivar el freno durante la simulación. La variable *HSSBrDT* será ignorada cuando *HSSBrMode* está fijada al valor 3.

8.2.4. Control del cabeceo de la góndola

Con *FAST* se puede controlar activamente el movimiento de cabeceo de la góndola. Para desactivar este control activo, hay que poner la variable *YCMode* a 0.

Al contrario que con los controles presentados anteriormente, en el control de la góndola no hay un modelo preestablecido. Estableciendo *YCMode* a 3 hace que *FAST* llame a una rutina escrita por el usuario denominada *UserYawCont()* en cada paso de

simulación. La rutina vacía está disponible en el archivo fuente *Usersubs.f90.* Entre otros, los parámetros más importantes de este control son:

Yawpos: posición angular actual en radianes del cabeceo de la góndola (entrada).

Yawrate: velocidad angular actual del cabeceo de la góndola en rad/seg (entrada).

WindDir: dirección del viento actual en la dirección horizontal al eje, en radianes (entrada).

YawError: estimación del error actual del cabeceo de la góndola (positivo alrededor del eje Z_T) en radianes (entrada).

ZTime: tiempo actual de la simulación en segundos (entrada).

YawPosCom: posición angular regulada del cabeceo de la góndola en radianes (salida).

YawRateCom: velocidad angular regulada del cabeceo de la góndola en rad/seg (salida).

Como se ha indicado, el controlador de cabeceo debe especificar siempre un comando (demanda) de ángulo de cabeceo, *YawPosCom* y un comando (demanda) de velocidad de cabeceo, *YawRateCom*. Normalmente el usuario deberá correlacionar estos comandos de manera que el ángulo de cabeceo final es la integral de la velocidad de cabeceo, o de otra manera, la velocidad de cabeceo es la derivada del ángulo de cabeceo.

FAST no realiza estas correlaciones ni tampoco comprueba que estén correlacionadas. En algunas situaciones, puede ser deseable establecer uno de los comandos (bien el ángulo o la velocidad de cabeceo) a cero dependiendo de la función de transferencia deseada. En general, los comandos de ángulo y velocidad de cabeceo no deben ser definidos de forma independiente del uno al otro con valores que no sean cero.

Estableciendo el valor de la variable *YCMode* a 4 hace que *FAST* acepte ángulos de cabeceo y valores externos desde *Simulink*. Hay que usar *FAST* con una librería *DLL* conectada con *Simulink* para poder realizarlo.

El efecto del controlador de cabeceo en el modelo de *FAST* depende de si el *GDL* de cabeceo está activado. Si el *GDL* de cabeceo está desactivado *(YawDOF = False)*, el ángulo y el valor de cabeceo actuales serán controlados desde la rutina *UserYawCont()* o la de *Simulink* y será el ángulo y el valor actual usado internamente en *FAST* (hay que asegurarse de que ambos valores están correlacionados).

En este caso, cualquier efecto deseado en el actuador debe estar implementado en la rutina de control de cabeceo. En este caso también, *FAST* no calculará la aceleración de

cabeceo correlacionada, y asume que ésta es cero.

Si el valor controlado de cabeceo es cero mientras el ángulo de cabeceo cambia en el tiempo, el efecto del controlador de cabeceo en el ángulo de cabeceo es idéntico al de la rutina *PitchCntrl()* cuando se controla el ángulo de pitch. En esta rutina de cambio de pitch, los cambios de ángulo de pitch no están asociados a los de aceleración o rangos de pitch.

```
---------------------- HIGH-SPEED SHAFT BRAKE --------------------------------
         0   HSSBrMode    - HSS brake model {0: none, 1: simple, 3: user-defined from routine UserHSSBr, 4: user-defined from Simulink/
    9999.9   THSSBrDp     - Time to initiate deployment of the HSS brake (s)
       0.6   HSSBrDT      - Time for HSS-brake to reach full deployment once initiated (sec) [used only when HSSBrMode=1]
   28116.2   HSSBrTqF     - Fully deployed HSS-brake torque (N-m)
---------------------- NACELLE-YAW CONTROL -----------------------------------
         0   YCMode       - Yaw control mode {0: none, 3: user-defined from routine UserYawCont, 4: user-defined from Simulink/Labview,
    9999.9   TYCOn        - Time to enable active yaw control (s) [unused when YCMode=0]
         0   YawNeut      - Neutral yaw position--yaw spring force is zero at this yaw (degrees)
9.02832E+09   YawSpr       - Nacelle-yaw spring constant (N-m/rad)
 1.916E+07   YawDamp      - Nacelle-yaw damping constant (N-m/(rad/s))
    9999.9   TYawManS     - Time to start override yaw maneuver and end standard yaw control (s)
         2   YawManRat    - Yaw maneuver rate (in absolute value) (deg/s)
         0   NacYawF      - Final yaw angle for override yaw maneuvers (degrees)
```

Figura 8. 5: Control de freno del eje de alta velocidad HSS y cabeceo de la góndola

8.2.5. Frenos de punta de las palas (Tip brakes)

Este tipo de frenado consiste en girar la punta de las palas para generar una resistencia aerodinámica y frenar el rotor en lugar de girar toda la pala. Los frenos de punta se pueden controlar de dos formas. Se puede definir un momento en el tiempo en el que cada freno puede ser desplegado *(TTpBrDp(i))*, o se pueden activar a una determinada velocidad del rotor. Los frenos se pueden controlar para cada pala de forma independiente.

En caso de que el modelo de aerogenerador no tuviera este tipo de frenos (puede ser de disco hidraúlico), hay que poner a cero las variables *TBDrConN* y *TbDrConD*, así como poner tiempo y velocidad del rotor muy grandes para que no se activen los frenos durante la simulación y *FAST* no consuma recursos en cálculos que no serán útiles.

Si se quiere usar los frenos de punta, hay que especificar en *FAST* valores reales del funcionamiento de los frenos (por ejemplo, el tiempo que tardan en desplegarse *TpBrDT*). En la siguiente imagen (Figura 8.6) se puede apreciar un freno de punta en una pala:



Figura 8. 6: Freno de punta (tip brake) instalado en una pala [44].

8.2.6. Simulación de eventos especiales.

Existen varios eventos o situaciones especiales que se pueden modelar con *FAST*. Se muestran algunas de ellas:

Arranque del aerogenerador

Hay varias formas de inicializar un aerogenerador. Una de las formas más habituales es poner el ángulo de *pitch* a su posición frontal contra el viento y dejar que el viento empuje a las palas hasta que se consiga la velocidad de rotor deseada.

Para modelar este caso, hay que poner *PCMode* a 0, *GenTiStr* al valor *False* y *SpdGenOn* a un valor apropiado. Para cada pala, hay que poner *TPitManS* al tiempo que se quiera comenzar la maniobra, *BlPitch* a su posición inicial y *BlPitchF* a la posición de comienzo.

También se puede arrancar un aerogenerador usándolo como motor, pero sólo al inicio. Para simular un arranque como un motor, hay que poner la variable *PCMode* a 0, *GenTiStr* a *True* y *TinGenOn* a un valor apropiado.

También se puede usar un control de velocidad variable o el modelo de generador eléctrico equivalente de *Thevenin*. No se debe usar un modelo de generador eléctrico simple de inducción porque éste no tiene un par de arranque real.

Cierre normal de pitch

Para simular este caso, hay que establecer los tiempos de maniobra que del *pitch* para el despliegue y el plegado (*TPitManS* y *TPitManE*) y los valores de *pitch* inicial y final (*BlPitch* y *BlPitchF*). Hay que poner *TiGenOn* a cero y si se quiere usar el generador

eléctrico como freno, establecer *GenTiSpt* a *False*. Esto hará que el generador eléctrico se desenganche cuando el aerogenerador baje de cierta velocidad y la potencia sea nula.

Apagado cuando una pala falla al plegarse

Este caso es similar al anterior, pero en esta ocasión hay que poner los tiempos *TPitManS* y *TPitManE* para una de las palas a valores mayores que *Tmax* o bien poner el valor de *pitch* final, *BlPitchF*, al valor inicial *BlPitch*.

Una pala se pliega accidentalmente

Este caso es el mismo que el anterior, pero hay que poner los valores *TPManS* y *TpitManE* para las palas que no se pliegan a valores mayores que *TMax*, o bien poner el valor de pitch final, *BlPitchF*, al valor inicial de pitch *BlPitch*.

Parada del freno HSS después de un corte eléctrico

Para modelar una parada de emergencia cuando el freno HSS detiene el rotor, hay que poner *GenTiSpt* a *True* y *TimGenOf* al tiempo que se *quiere* que falle la red eléctrica.

Cuando se usa el modelo de freno HSS simple (*HSSBrMode = 1*), hay que poner *THSSBrDp* a un valor de tiempo corto, después de *TimGenOf* y *HSSBrDt*, a la cantidad de tiempo que tarda en aplicarse el freno (el par de freno sigue una rampa lineal).

Cuando se use un modelo personalizado (*HSSBrMode* = 3), se puede usar una rampa no lineal. La entrada *HSSBrTqF* especifica el par de freno máximo en ambos casos.

Parada de freno HSS con freno del generador eléctrico

FAST puede modelar una parada en la cual el generador eléctrico actúa como un freno dinámico hasta que el rotor disminuye su velocidad lo suficiente de forma que el freno *HSS* puede parar el rotor.

Actualmente *FAST* no dispone de los parámetros de entrada adecuados para simular esta situación. La forma de hacerlo es con una rutina de usuario *UserGen()* y enlazarla con el resto del código.

Parada normal con frenos de punta

Para modelar una parada normal, en la cual los frenos de punta frenan el rotor, hay que poner la variable *TTpBrDp* a un valor apropiado para cada pala. La variable *GenTiStp* hay que ponerla en *False* para que el generador eléctrico se desconecte cuando la potencia sea cero.

Parada con frenos de punta ante un corte eléctrico

Este caso es similar al previo, pero aquí habrá que usar el vector *TBDeplSp* para que *FAST* use la velocidad del rotor para desplegar los frenos de punta. También se puede modelar el caso especial de que uno de los frenos se despliegue más rápido que el resto.

Despliegue accidental de un freno de punta

Se puede modelar el despliegue accidental de un freno de punta. Para una pala, hay que establecer *TTbBrDp* a un valor menor que *TMax*. Para las otras palas, hay que poner *TTbBrDp* a un valor mayor que *TMax*.

Para todas las palas, hay que poner *TBDeplSp* con valores grandes de manera que los frenos nunca actúen debido a la velocidad del rotor. Además hay que poner valores adecuados en las variables *TBDrConN*, *TBDrConD* y *TpBrDT*.

Aerogenerador al ralentí

Se puede simular un aerogenerador al ralentí estableciendo el grado de libertad del generador eléctrico *(GenDOF)* y poniendo la variable *GenTiStr* en *True* y *TimGenOn* a una valor mayor que *TMax*, para asegurar que el generador eléctrico nunca entre en funcionamiento.

También se puede inicializar la velocidad del rotor (*RotSpeed*) a un valor pequeño o a cero, poner la inercia del generador eléctrico (*GenIner*) a un valor que no sea nulo y la eficiencia de la caja de engranajes (*GBoxEff*) a un valor menos de 100%. El par que se transmite por la caja de engranajes, que no es perfecta, debido a la inercia del generador eléctrico tenderá a resistir la aceleración del rotor del aerogenerador.

También es posible añadir algo de arrastre al eje de transmisión aplicando una ligera carga de freno. Para hacer esto, hay que dejar activado el freno con las variables *THSSBrDp* y *HSSBrDt* a cero, y el par de freno *HSSBrTqF* con un valor pequeño.

Aerogenerador aparcado

Uno de los casos de test estándar del *IEC* (La Comisión Electromecánica Internacional) es el modelado de un aerogenerador sometido a grandes vientos cuando éste está aparcado o estacionado.

Si el aerogenerador en cuestión utiliza un sistema de *pitch* de envergadura total (no frenos de punta), hay que dar los valores de plegado (*feathered*) a las variables *BlPitch* y *BlPitchF*, de manera que las palas ofrecerán al viento la menor resistencia posible.

También hay que poner *TpitManS* y *TpitManE* a cero de manera que las palas estén plegadas durante toda la simulación. En la siguiente figura (Figura 8.7) se puede

observar las distintas posiciones de plegado de las palas:

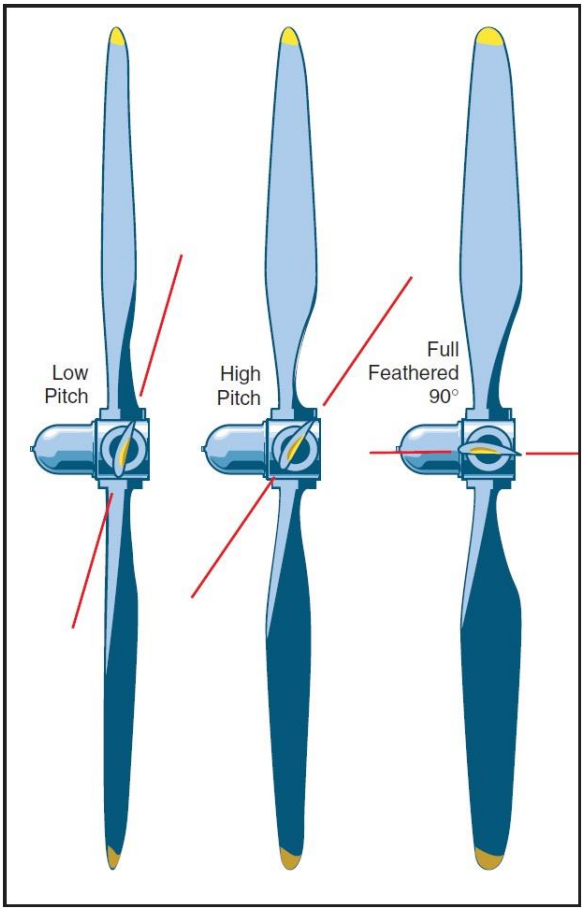


Figura 8. 7: Posiciones de plegado de las palas [44].

Si se aparca el aerogenerador aplicando un freno *HSS*, esta situación se puede modelar desactivando el grado de libertad del generador eléctrico (*GenDOF*) con *RotSpeed* a cero y activando el grado de libertad del eje de transmisión (*DrTrDOF*) para permitir que el eje de transmisión gire.

Otra posibilidad es activar *GenDOF*, pero configurar *GenTiSt* y *TinGenOn* de manera que el generador eléctrico nunca arranque, *THSSBrDp* y *HSSBrDt* a cero para que el freno *HSS* esté siempre activo y *HSSBrTqF* con un valor real.

Para modos de fallo potenciales, se puede modelar el caso en el cual el par de freno es insuficiente para detener el aerogenerador. El grado de libertad del generador eléctrico debe activarse para este caso. Se pueden crear otras situaciones de fallos haciendo que alguna pala o palas no se plieguen correctamente durante la simulación.

Respecto a su fiabilidad, los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120.000 horas de funcionamiento [52], a menudo bajo condiciones climáticas tormentosas.

Si se compara con un motor de automóvil ordinario, éste sólo funcionará durante unas 5.000 horas a lo largo de su vida útil. Los grandes aerogeneradores están equipados de diversos dispositivos de seguridad que garantizan un funcionamiento seguro durante su vida útil. Pero lógicamente un aerogenerador está expuesto a fallos. El desgaste mecánico es notable al tratar dimensiones de gran escala, por lo que una optimización y planificación en el control mecánico y eléctrico de los aerogeneradores es un factor considerable para su estudio.

En la siguiente figura (Figura 8.8) se muestran los principales errores que suelen tener los aerogeneradores, según la base de datos las estadísticas de Alemania en el año 2003, proporcionadas por el *ISET (Instituto de Energías Renovables de la Universidad Alemana de Kassel)* y el *CENER.*

Se puede concluir que la mayoría de los fallos se producen en el sistema eléctrico y la electrónica de control, aunque estos fallos se solucionan relativamente rápido, frente a averías causadas por el generador o la caja de engranajes.

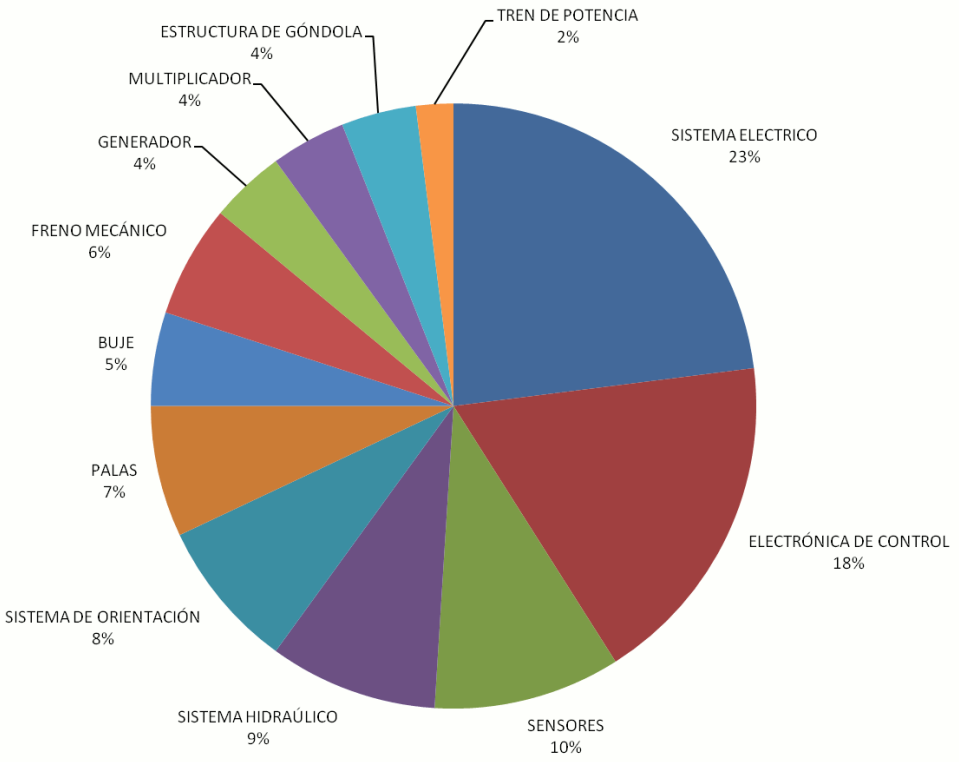


Figura 8. 8: Diagrama de fallos en un aerogenerador [53].

8.3. Interfaz de Simulink con FAST

Simulink es una herramienta muy conocida de simulación, distribuida por la empresa *The Mathworks*, y está incluida en el paquete *Matlab*. *Simulink* tiene la capacidad de incorporar rutinas de usuario escritas en lenguaje *Fortran* en un bloque llamado *Función-S*.

Las subrutinas de *FAST* deben ser enlazadas con una subrutina de enlace estándar de *Matlab* para poder usar las ecuaciones de movimiento de *FAST* en una *Función-S*, y que ésta pueda usarse en un modelo *Simulink*. Este hecho hace que existe una gran flexibilidad en la incorporación de controles de un aerogenerador durante la simulación.

Control del par de generador eléctrico, control de cabeceo de la góndola y módulos de control de pitch pueden ser diseñados en el entorno *Simulink* y ser simulados mientras se hace uso de las ecuaciones de movimiento del aerogenerador aerolástico no lineal disponible en *FAST*.

El bloque de un aerogenerador (Figura 8.9) contiene la *Función-S* con las ecuaciones de movimiento de *FAST*. También contiene bloques que integran las aceleraciones de los grados de libertad, para obtener las velocidades y los desplazamientos. Así las ecuaciones de movimiento son formuladas en la *Función-S* pero resueltas usando uno de los resolvedores que posee *Simulink*.

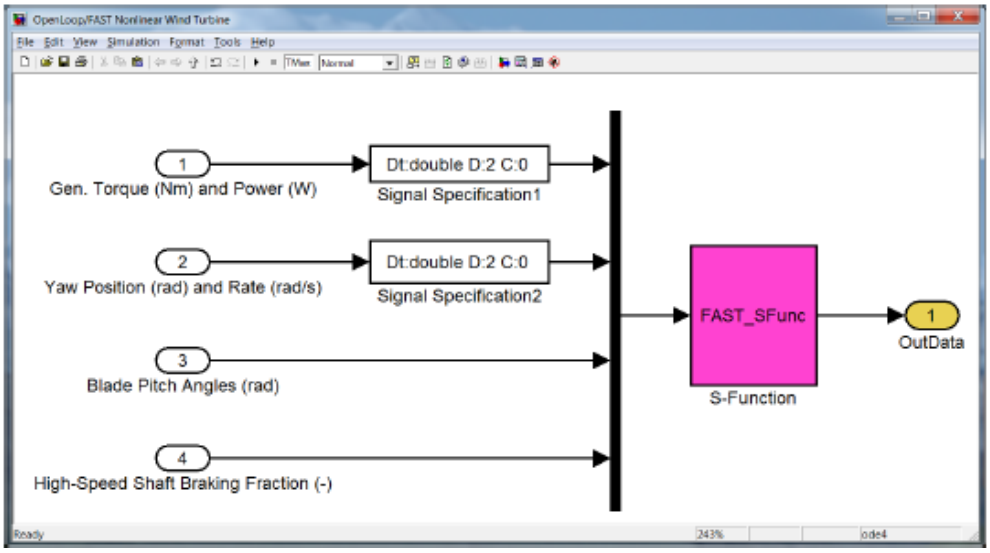


Figura 8. 9: Bloque de aerogenerador de FAST v8 [44].

FAST_SFunc S-function (Figura 8.10) es un bloque que está diseñado para aceptar tres parámetros desde Simulink. Los valores de cada parámetro son requeridos en la inicialización y no pueden ser cambiados durante la simulación.

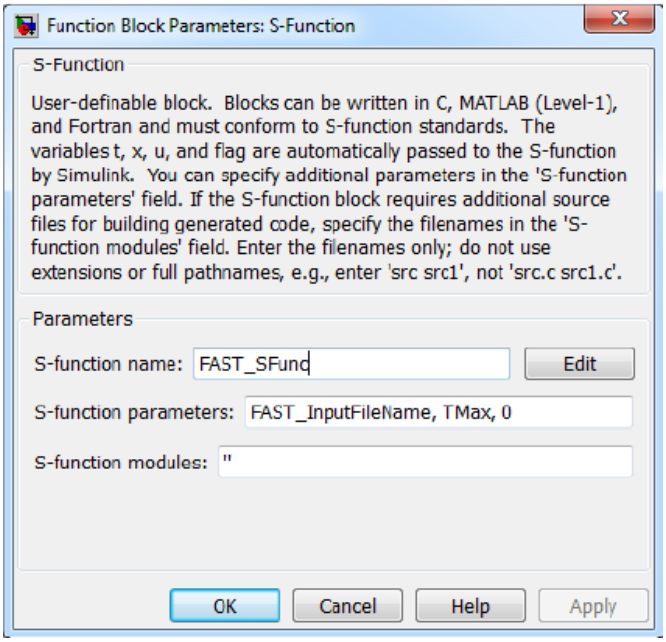


Figura 8. 10: Parámetros FAST_SFunc

- **FAST_InputFileName:** El primer parámetro es una vector, que contiene el nombre del archivo de entrada principal de FAST v8. En los modelos, esta cadena está contenida en una variable llamada FAST_InputFileName.

- **TMax**: El segundo parámetro es un valor real de doble precisión llamado TMax. Este TMax se usa en lugar del TMax especificado en el archivo de entrada principal de FAST v8.

- **NumAdditionalInputs**: El tercer parámetro enviado al bloque S-función es NumAdditionalInputs. Actualmente, NumAdditionalInputs es 0 para la mayoría de los casos.

Las entradas a la S-función de FAST son valores en una matriz de tamaño 8 + NumAdditionalInputs.

Los valores en la matriz de entrada son los siguientes:

1) Par motor (Nm).

2) Energía eléctrica (W).

3) Posición de yaw ordenada (radianes).

4) Velocidad de yaw ordenada (radianes / s).

5) Pitch ordenado para la pala 1 (radianes).

6) Pitch ordenado para la pala 2 (radianes).

7) Pitch ordenado para la pala 2 (radianes): tenga en cuenta que esta entrada no se usa en turbinas de dos palas, pero siempre se requiere como entrada a la DLL.

8) Fracción del par máximo de frenado del eje a alta velocidad (valor fraccional entre 0 y 1).

Hay que tener en cuenta que estas entradas se pasan de Simulink a ServoDyn. Sin embargo, estas entradas se usan solo si se seleccionan los interruptores apropiados en el archivo de entrada ServoDyn.

Los parámetros PCMode, VSContrl, YCMode y HSSBrMode en el archivo de entrada ServoDyn deben configurarse en "4" para permitir que las entradas de Simulink se utilicen para control de pitch, control de velocidad variable, control de cabeceo de la góndola y / o alta velocidad eje de frenado respectivamente.

Las salidas de FAST a Simulink son los valores que se escriben en el (los) archivo (s) de salida de FAST. Los valores se envían a Simulink cada vez que se llama a la función S y, por lo tanto, no se ven afectados por el parámetro DT_Out de FAST. Estas salidas son los canales definidos en el módulo OutList variables; estos nombres de canales y unidades también están escritos en el archivo de resumen de FAST.

En la inicialización del bloque FAST_SFunc, FAST_SFunc escribe una matriz de celdas llamada "OutList" que contiene los nombres de estos canales de salida en el espacio de trabajo base de MATLAB. Actualmente, hay un límite de 1000 salidas de FAST cuando se usa con la interfaz Simulink. Ésta es la carpeta con el contenido que trae FAST 8 (Figura 8.11).

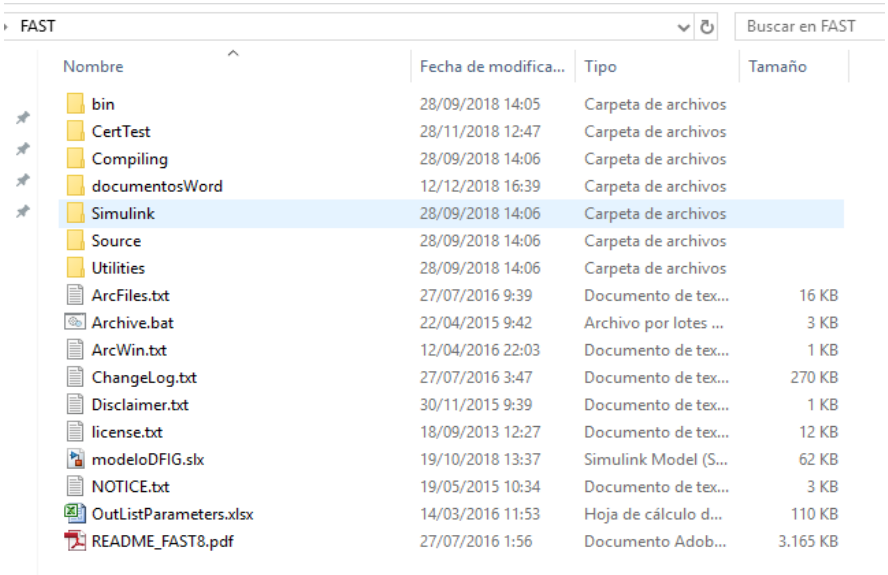


Figura 8. 11: Carpeta FAST 8

Los archivos .fst se encargan de llamar a otros .dat donde se calcula la parte aerodinámica-mecánica, etc del aerogenerador. Se pueden modificar muchísimos parámetros del aerogenerador en estos archivos (Figura 8.12).

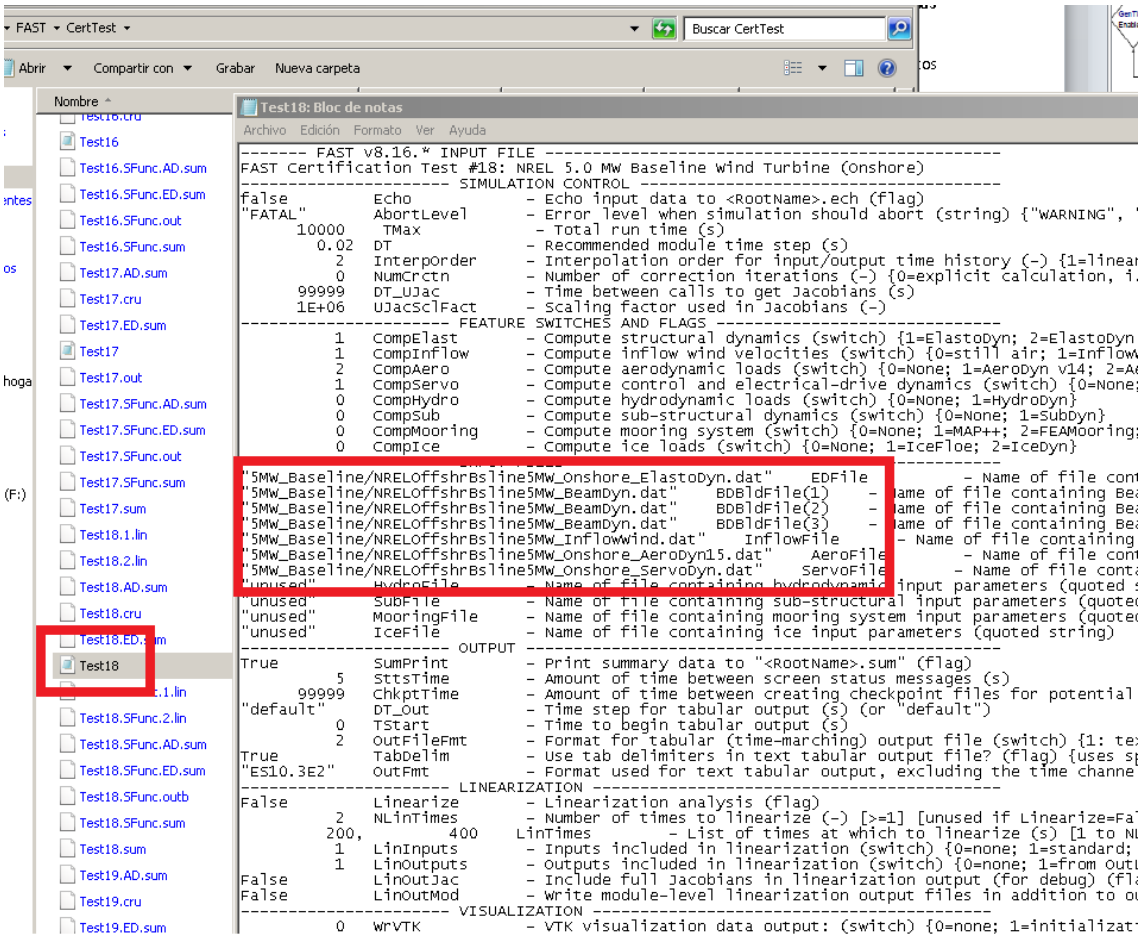


Figura 8. 12: Archivos .fst

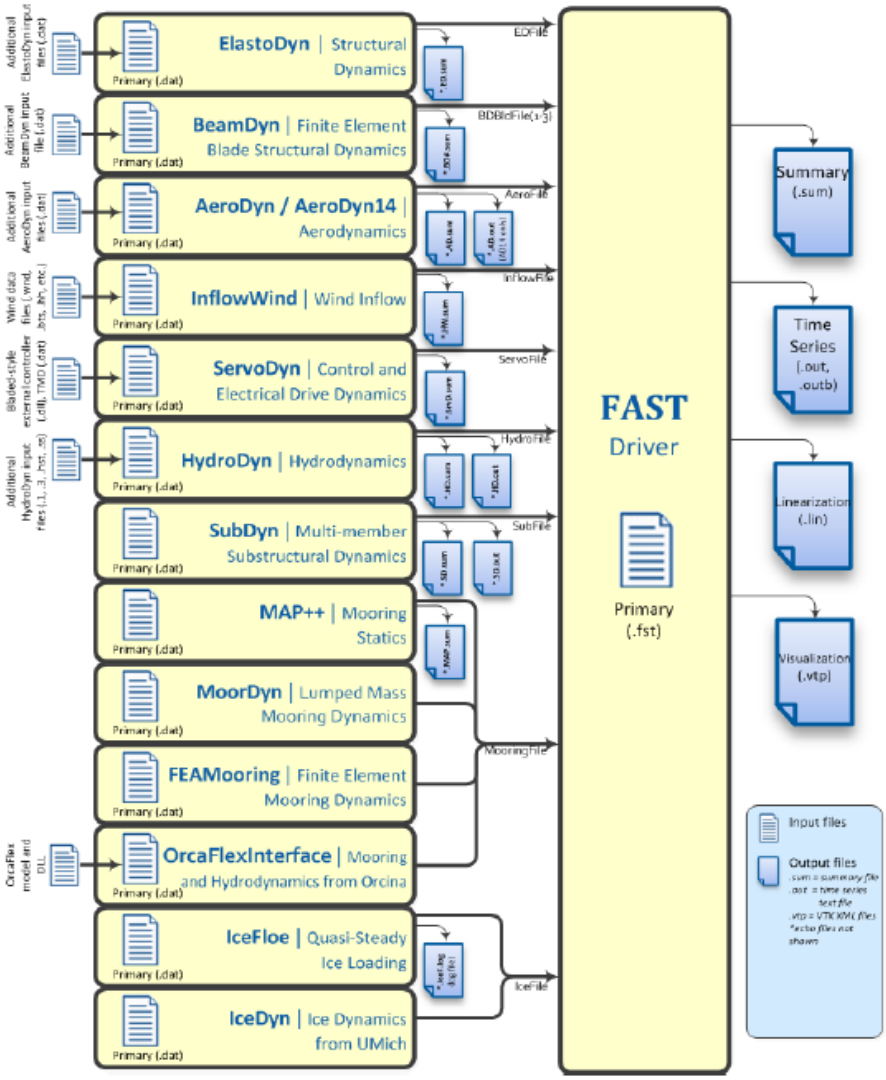


Figura 8. 13: Resumen de los archivos de entrada y salida para FAST v8.16.00a-bjj

El paquete proporcionado de FAST contiene una carpeta llamada Simulink con varios archivos que se pueden usar para comenzar a trabajar con *Simulink*:

FAST_SFunc.dll Es una *función-S* compilada como una *DLL* (librería de enlace dinámica). Esta *DLL* contiene las rutinas dinámicas estructurales de *FAST*, las rutinas aerodinámicas de *Aerodyn* y las interfaces de *Simulink*.

Openloop.mdl Es un ejemplo de *Simulink* muy básico, que contiene el bloque con la *función-S*, los bloques que integran a los grados de libertad GDL y los bloques de entrada de control en lazo abierto, siendo constantes.

Run_OpenLoop.m Permite al usuario simular todos los Test de certificación desde Simulink usando el modelo Openloop.mdl (Figura 8.14) sin utilizar ninguna entrada de control.

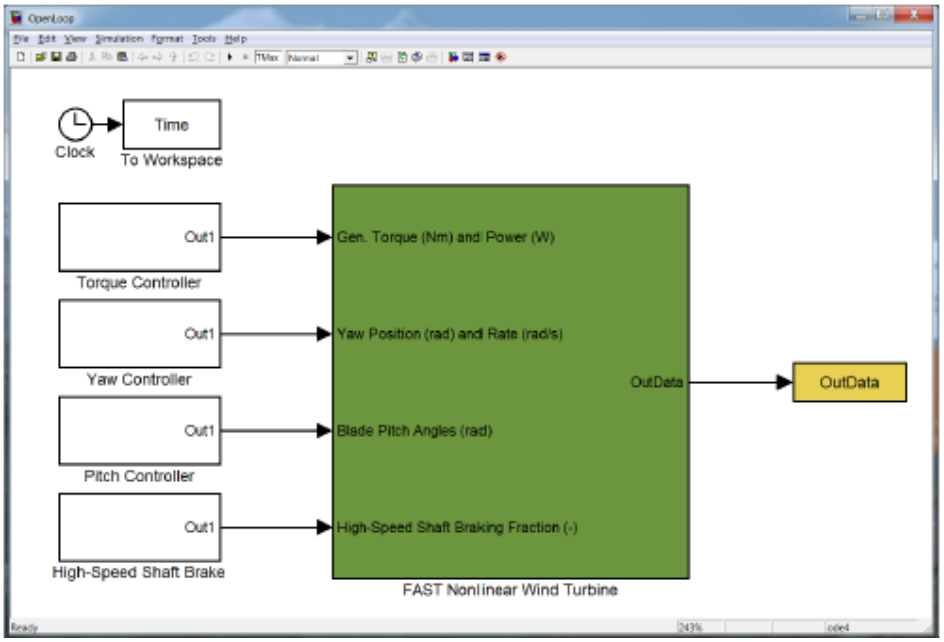


Figura 8. 14: Ejemplo básico de aerogenerador en FAST en lazo abierto [44].

Test01_SIG.mdl Este ejemplo es un buen inicio para comenzar a modelar en *Simulink*. Contiene la *función-S,* los bloques que integran a los *GDLs* y un modelo de generador eléctrico de inducción simple para el *Test de certificación #01* de *FAST*.

Run_Test01_SIG.m Permite simular el modelo Test01_SIG.mdl (Figura 8.15).

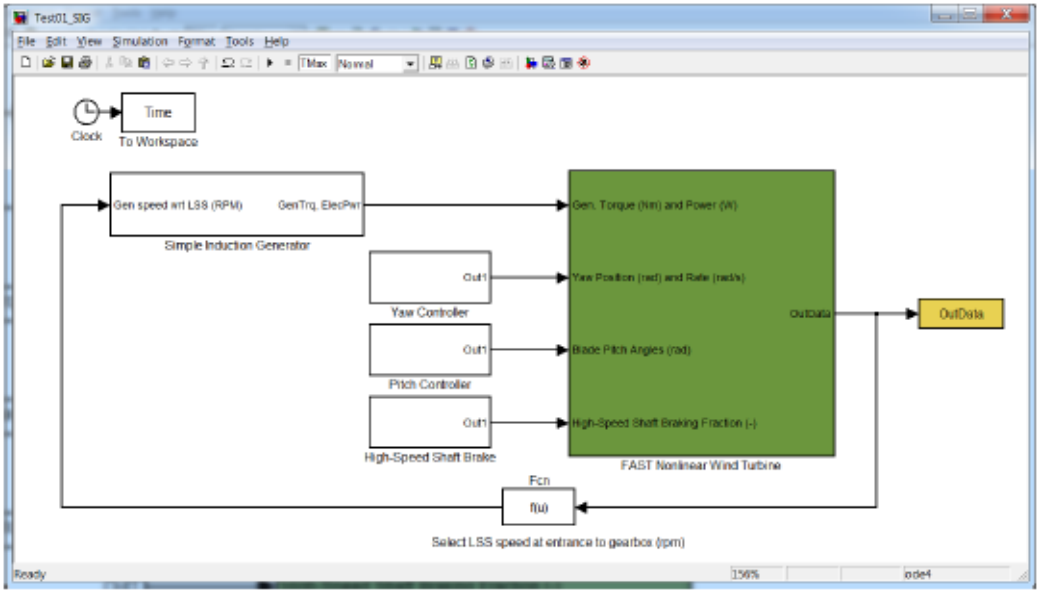


Figura 8. 15: Modelo Test01_SIG.mdl en FAST

El paquete proporcionado de FAST contiene una carpeta llamada CertTest con varios modelos de aerogeneradores (Figura 8.16). En concreto se utiliza el modelo del test18.

Test Name	Turbine Name	No. Blades (-)	Rotor Diameter (m)	Rated Power (kW)	Test Description
Test01	AWT-27CR2	2	27	175	Flexible, fixed yaw error, steady wind
Test02	AWT-27CR2	2	27	175	Flexible, steady wind, high-speed shaft brake shutdown
Test03	AWT-27CR2	2	27	175	Flexible, free yaw, steady wind
Test04	AWT-27CR2	2	27	175	Flexible, free yaw, turbulence
Test05	AWT-27CR2	2	27	175	Flexible, steady wind
Test06	AOC-15/50	3	15	50	Flexible, steady wind
Test07	AOC-15/50	3	15	50	Flexible, free yaw, turbulence
Test08	AOC-15/50	3	15	50	Flexible, fixed yaw error, steady wind
Test09	UAE VI downwind	2	10	20	Flexible, yaw ramp, steady wind
Test10	UAE VI upwind	2	10	20	Rigid, power curve, ramp wind
Test11	WP 1.5 MW	3	70	1500	Flexible, variable speed & pitch control, pitch failure, turbulence
Test12	WP 1.5 MW	3	70	1500	Flexible, variable speed & pitch control, ECD event
Test13	WP 1.5 MW	3	70	1500	Flexible, variable speed & pitch control, turbulence
Test14	WP 1.5 MW	3	70	1500	Flexible, stationary, linearization in vacuum
Test15	SWRT	3	5.8	10	Flexible, variable speed control, free yaw, EOG01 event
Test16	SWRT	3	5.8	10	Flexible, variable speed control, free yaw, EDC01 event
Test17	SWRT	3	5.8	10	Flexible, variable speed control, free yaw, turbulence
Test18	NREL 5 MW - Land-based	3	126	5000	Flexible, DLL control, tower potential flow and drag, turbulence
Test19	NREL 5 MW - OC3-Monopile	3	126	5000	Flexible, DLL control, tower potential flow, turbulence, irregular waves
Test20	NREL 5 MW - OC3-Tripod	3	126	5000	Flexible, DLL control, tower potential flow, steady wind, regular waves with 0 phase
Test21	NREL 5 MW - OC4-Jacket	3	126	5000	Flexible, DLL control, tower potential flow, turbulence, irregular waves, marine growth
Test22	NREL 5 MW - ITI Barge	3	126	5000	Flexible, DLL control, turbulence, irregular waves
Test23	NREL 5 MW - MIT/NREL TLP	3	126	5000	Flexible, DLL control, turbulence, irregular & multidirectional waves
Test24	NREL 5 MW - OC3-Hywind	3	126	5000	Flexible, DLL control, turbulence, irregular waves
Test25	NREL 5 MW - OC4-DeepCwind Semi-Submersible	3	126	5000	Shortened OC4 Load Case (LC) 3.7: steady wind, white noise second-order waves
Test26	NREL 5 MW - Land-based, with BeamDyn	3	126	5000	The same as Test 18, but using BeamDyn instead of ElastoDyn for the blade dynamics

Figura 8. 16: modelos de aerogeneradores FAST

8.4. Características aerogenerador NREL 5MW

Este aerogenerador posee una máquina de imanes permanentes, siendo su caja de engranajes multi-etapa, y no fija como en otros aerogeneradores. Este aerogenerador realmente es ficticio, pero basado fielmente en el modelo comercial *REpower 5 MW*, como se muestra en la siguiente imagen [85] (Figura 8.17):



Figura 8. 17: Aerogenerador REpower 5MW en alta mar (offshore) [54].

Es uno de los aerogeneradores más potentes que existen. Una torre tan alta como un edificio de 40 pisos, un rotor con un área barrida mayor que un campo de fútbol y una generación eléctrica con la que abastecer a cerca de 3.500 hogares españoles. Estas son las proporciones colosales hacen uno de los aerogeneradores más grande del mundo.

El primero de estas máquinas fue un prototipo instalado en *Brunsbüttel (Alemania),* en septiembre de 2004, y pronto comenzó a vertir energía a la red eléctrica. Está diseñada especialmente para parques eólicos marinos y constituye uno de los límites tecnológico al que han llegado los ingenieros.

Fabricada por la empresa alemana *REpower* [54], este aerogenerador instalado en tierra tiene una torre de 120 metros de alto y un rotor de 126 metros de diámetro, que gira a una velocidad de entre 7 y 12 revoluciones por minuto. Una de sus

particularidades más interesantes son sus palas, fabricadas por *LM Glasfiber* [55], pues si bien son las más grandes del mundo con una longitud de 61,5 metros, los materiales con los que están fabricadas a base de fibra de vidrio y de carbono con resinas sintéticas logran que cada unidad pese tan sólo 18 toneladas.

El aerogenerador está equipado con un innovador sistema de generación de velocidad variable y con cambio de paso independiente en cada pala. A pesar de que el modelo está pensado para hacer simulaciones *onshore*, sirve perfectamente para aquellas basadas en *offshore*.

Cabe destacar que en España se están instalando aerogeneradores de potencia similar. Por ejemplo, *Gamesa* ha ido instalando en la provincia de *Málaga*, entre los pueblos de *Ronda* y *Teba*, el primer parque eólico con máquinas *G10X*, de 4,5 MW de potencia. En la siguiente figura (Figura 8.18), tomada en campo, se puede ver uno de esos equipos:



Figura 8. 18: Aerogenerador Gamesa G10X, donde se puede observar la deflexión de las palas (unidad en Teba, Málaga).

El esquema general del aerogenerador sería el siguiente (Figura 8.19):

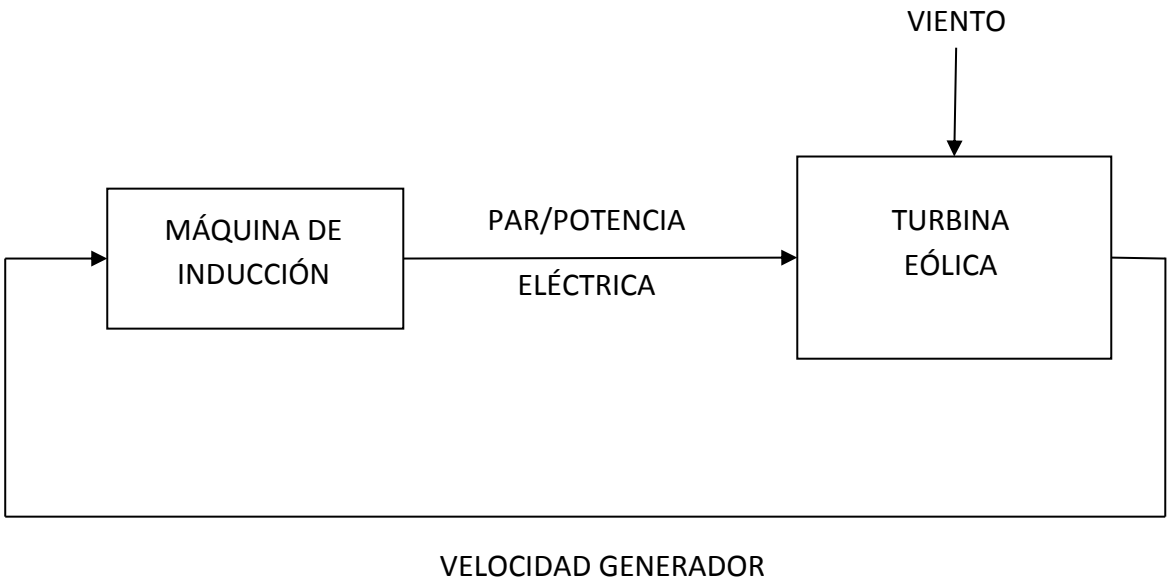


Figura 8. 19: Esquema general del aerogenerador con sólo la máquina de inducción

El esquema anterior [85] muestra de forma simplificada el sistema que se va a tratar en esta sección. El bloque "Turbina eólica" es el proporcionado por *FAST*.

El objetivo de control es usar el par que ofrece el generador eléctrico para mantener el *TSR* óptimo en la Región II, y así mantener el C_p alto y maximizar la potencia. El *TSR* es el *Tip Speed Ratio*, y es un concepto clave en el diseño de la pala. Es la razón entre la velocidad angular (*rad/seg*) de la pala y la velocidad del viento que provoca ese movimiento (*metro/seg*), y por lo tanto es un factor y no posee unidad.

$$\frac{v}{V} = \frac{\omega r}{V} = \lambda = TSR \tag{8.2}$$

Siendo *V* la velocidad del viento en *metro/seg*, v (ωr) es la velocidad límite del rotor en *metros/seg*, *r* es el radio del rotor en metros y $\omega = 2\Pi f$ la velocidad angular en *rad/seg*.

En la Región II (con vientos a velocidad baja) se pretende tener el ángulo de *pitch* constante y el control de par del generador eléctrico se usa para variar la velocidad del aerogenerador y así mantener el *TSR* constante y que corresponde al C_p óptimo, de manera que se maximiza la captura de energía.

Con vientos a mayor velocidad (Región III), el par del generador eléctrico superaría su valor nominal, estando en riesgo de sobrecarga, entrando en acción el control de *pitch* de las palas para limitar la potencia aerodinámica y mantener la velocidad del aerogenerador constante. Hay una Región de Transición entre la II y la III que permite

al aerogenerador el alcanzar un par determinado con una velocidad concreta.

Si no existiera esta región y el aerogenerador no estuviera permitido para exceder una velocidad concreta, la potencia generada sería demasiado reducida. Esta sub-región comienza en una velocidad de rotor Ω_1 y alcanzaría el par deseado a una velocidad dada (o un poco por debajo) llamada Ω_2.

El modelo usado para controlar el par del generador eléctrico en la Región 2 es sencillo. Para mantener el *TSR* óptimo en la Región II, el par del generador eléctrico debe ser cuadrático con la velocidad del rotor:

$$Q_{gen} = k\Omega^2 \tag{8.3}$$

donde

$$k = \frac{1}{2}\rho\pi R^5 \frac{C_{Pmax}}{(\lambda_{opt}{}^3)} \tag{8.4}$$

ρ es la densidad del aire,

R es el radio del rotor,

Ω es la velocidad del rotor (o velocidad del generador eléctrico) y

C_{Pmax} es el coeficiente de máxima potencia, correspondiente el *TSR* λ_{opt} óptimo a un ángulo de *pitch* de pala particular.

En la siguiente gráfica se observa la combinación de los parámetros C_{Pmax} , λ_{opt} y el ángulo de *pitch* de la pala con los cuales se da un C_{Pmax} determinado. Se enfrentan C_P y *TSR* y el *pitch.*

Según datos oficiales de *NREL* [56], el C_P máximo es de 0,482 con viento constante de 8 m/s, con ángulo de pitch de cero grados y TSR de 7,55 (Tabla 8.1, Figura 8.20):

Tabla 8. 1: Valor máximo de C_P para el aerogenerador NREL 5 MW

				Pitch (grados)		
				-1,0000	0,00000	1,00000
Rotor Speed(rpm)	6,06882	TSR (-)	5,00000	0,34850	0,36160	0,36832
	7,28259		6,00000	0,45331	0,44780	0,43956
	8,49635		7,00000	0,48063	0,47774	0,46739
	9,71011		8,00000	0,47172	0,48200	0,47886
	10,92388		9,00000	0,45264	0,46870	0,47481
	12,13764		10,00000	0,42386	0,44368	0,45641

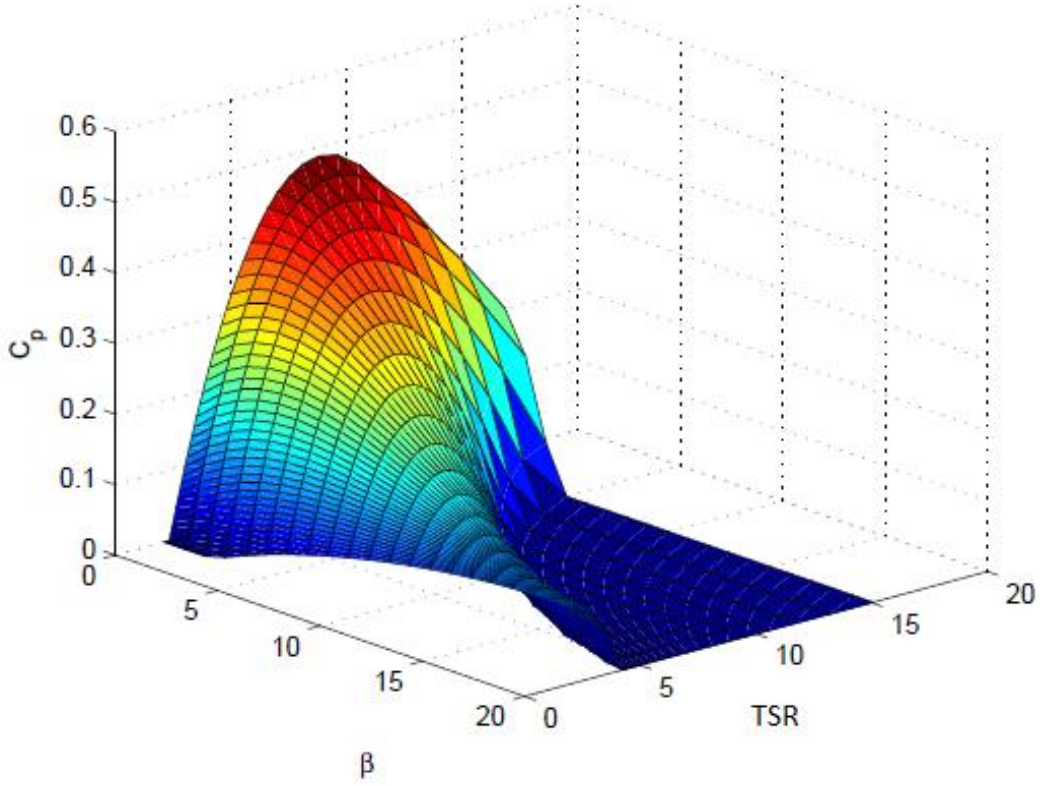


Figura 8. 20: Gráfica que enfrenta al C_P, TSR y el pitch del NREL 5MW [56]

En la siguiente tabla (Tabla 8.2) se resumen sus características técnicas:

Tabla 8. 2: Propiedades del aerogenerador NREL 5MW.

Propiedad	Valor
Orientación, orientación de rotor	Barlovento de tres palas
Tipos de control	Velocidad variable y *pitch* colectivo
Multiplicadora	Alta velocidad con múltiples etapas
Diámetros del rotor y *hub*	126 metros y 3 metros
Altura del *hub*	90 metros
Velocidades de operación (entrada, nominal y corte)	3 m/seg, 11,4 m/seg y 25 m/seg.
Velocidad nominal del rotor (entrada y nominal)	6,9 rpm y 12,1 rpm
Velocidad nominal del extremo de pala	80 metros/seg
Saliente, inclinación del asta, *precone*	5 metros, 5 grados y 2,5 grados
Masa del rotor	110 kilos
Masa de la góndola	240 kilos
Masa de la torre	347,46 kilos
Localización del centro de masas global	-0,2 metros, 0,0 metros, 64 metros

Esta superficie o curva está determinada por un software de simulación, como el *WT_Perf* [46]. A través de ella se pueden determinar algunos parámetros necesarios para el controlador en la Región II, dados en la siguiente tabla (Tabla 8.3):

Tabla 8. 3: Características del NREL 5MW

Parámetro	Valor
R (radio)	63 m
ρ	1,02 kg/m^3
C_{Pmax}	0,482
λ_{opt}	7,55
Par nominal	43.093,55 N-m
Velocidad nominal	1.173,7 rpm
N_{gear}	97 (97:1)

Capítulo 9

9. Control sobre aerogenerador *NREL 5MW*

9.1. Diseño de controlador MTTP a través de Tem

De igual modo que se realizó para la planta experimental, se estudia la manera de poder situar al aerogenerador en la región de seguimiento de los puntos de máxima potencia cuando el viento está comprendido entre 3 a 11.4 m/s.

Se realizan diversos ensayos para diferentes velocidades de viento con el fin de obtener la curva característica del aerogenerador (Figura 9.1).

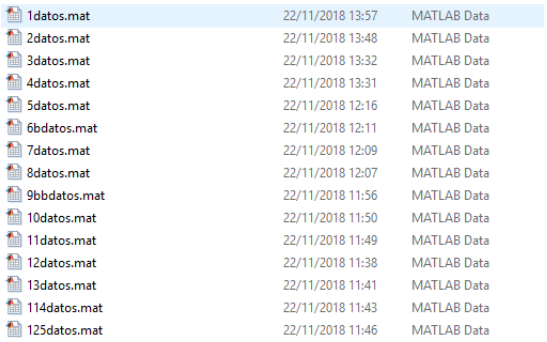


Figura 9. 1: Archivos .mat con datos diversos para diferentes velocidades de viento

Para cada velocidad de viento se realiza un barrido en Simulink encontrando los valores de wg que hacen máximo la potencia extraída para cada viento (Figura 9.2).

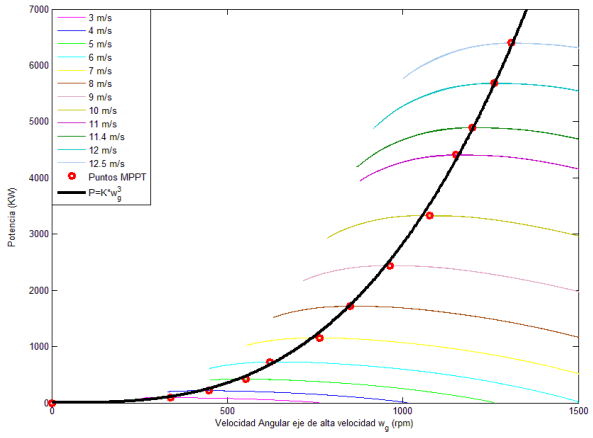


Figura 9. 2: Puntos de máxima potencia para cada velocidad de viento (FAST)

Se obtiene los puntos de máxima potencia para cada velocidad de viento y se logra conseguir un modelo matemático que relacione Potencia-wg utilizando la herramienta Basic Fitting de Matlab (Figura 9.3).

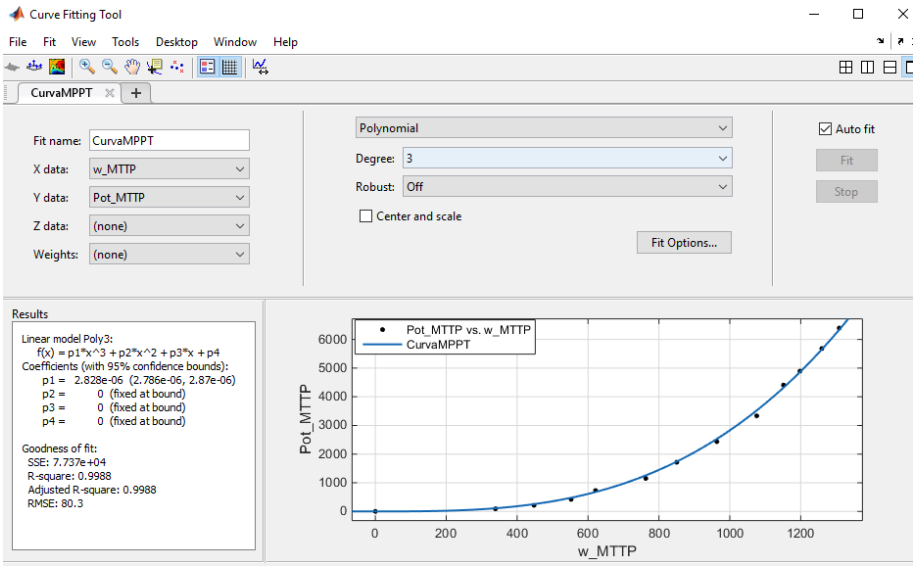


Figura 9. 3: Modelo Potencia-wg (FAST)

A partir de esos puntos con Pmax, se obtiene un modelo en el que en función de la velocidad angular del eje de alta wg, se logra conseguir el Tem necesario que se debe aplicar para obtener el máximo rendimiento (Figura 9.4, 9.5).

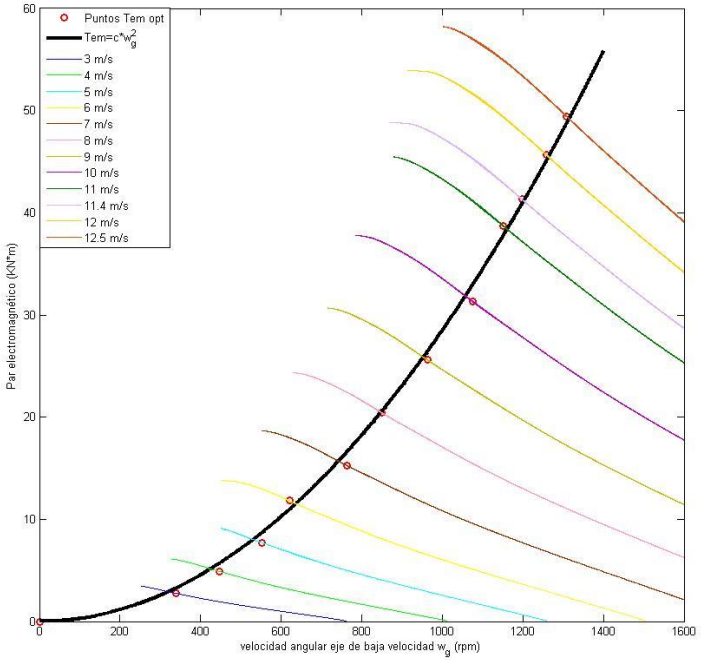


Figura 9. 4: Par Tem óptimos para cada velocidad de viento (FAST)

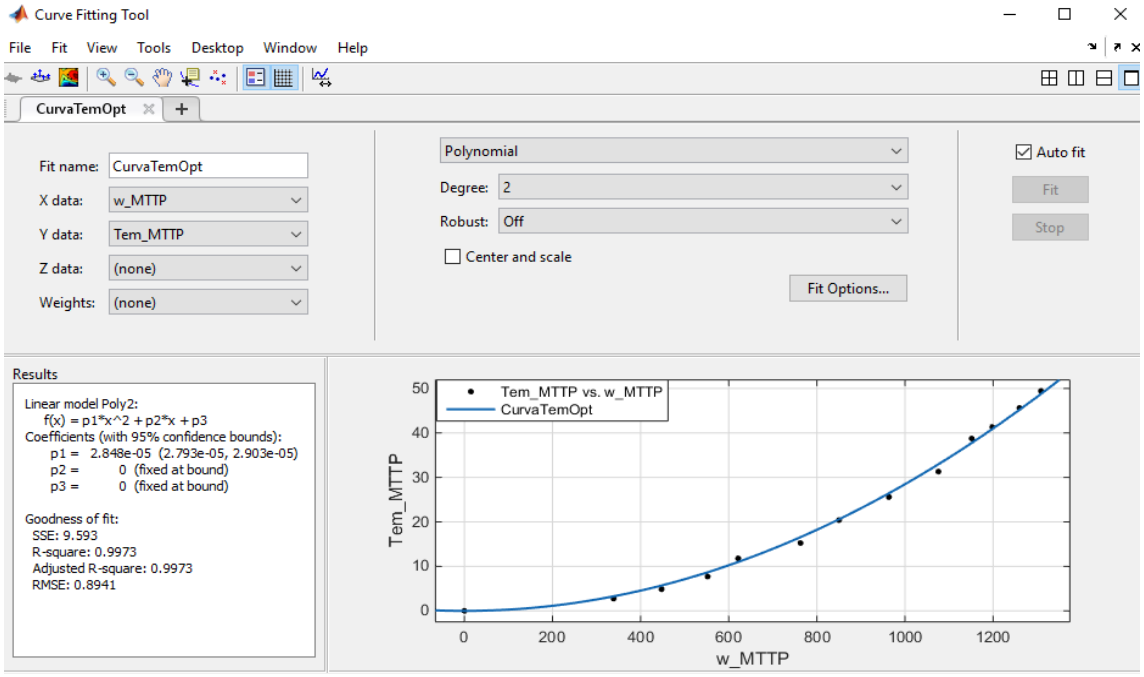


Figura 9. 5: Modelo Tem-wg (FAST)

A través de este modelo se puede situar al aerogenerador en los MPPT, ya que para cualquier viento el aerogenerador se situará a una determinada la velocidad angular del eje de baja velocidad necesario wr, y del eje de alta wg, y con ésta se calcula la consigna de Tem necesaria para obtener dichas velocidades.

A continuación se muestra algunos ensayos realizados para ver la buena funcionalidad del diseño de MPPT creado. Se comprueba la bondad del modelo obtenido para que en función del viento siga los MPPT.

Se diseña el controlador en Simulink a través de una Embedded Matlab Function (Figura 9.6).

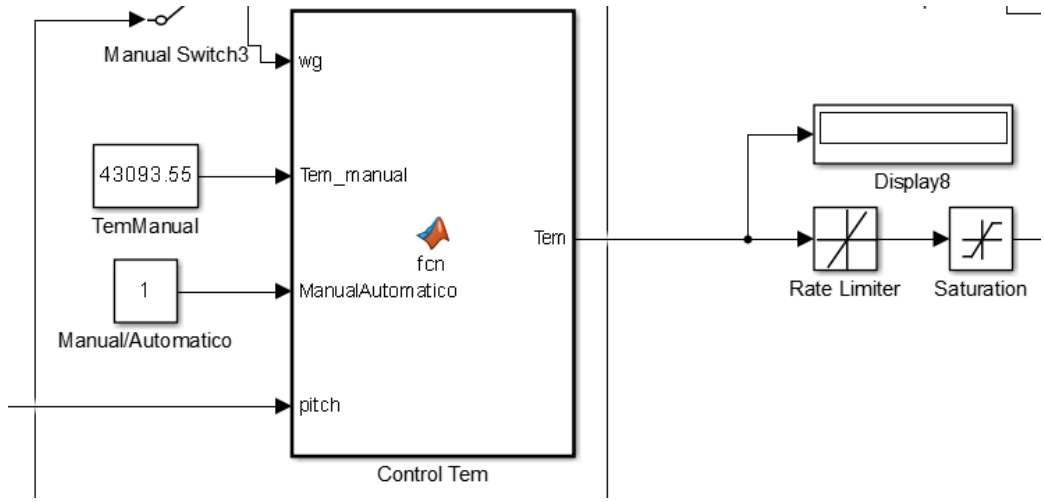


Figura 9. 6: Modelo control MPPT (FAST)

Este sería el código implementado (Figura 9.7):

```
function Tem = fcn(wg,Tem_manual,ManualAutomatico,pitch)

persistent Kopt  wg_min wg_iniR2 wg_finR2 wg_iniR3 Tem_iniR2 Tem_finR2 Tem_nom;

% Inicializamos las variables anteriores y
% sacamos los parámetros del controlador (este if solo se ejecuta al inicio)
if isempty(Kopt)
    Kopt=0.02848;
    wg_min=670;
    wg_iniR2=871;
    wg_finR2=1161.963;
    wg_iniR3=1173.7;
    Tem_iniR2=Kopt*wg_iniR2^2;
    Tem_finR2=Kopt*wg_finR2^2;
    Tem_nom=43093.55;
end

% Modo manual o automático
if ManualAutomatico==0
    Tem=Tem_manual;

    return
end

if (wg<wg_min)&&(pitch<0.001)
    Tem=0;
elseif (wg_min<=wg)&&(wg<=wg_iniR2)&&(pitch<0.001)
    Tem=(wg-wg_min)*Tem_iniR2/(wg_iniR2-wg_min);
elseif (wg_finR2>=wg)&&(wg>wg_iniR2)&&(pitch<0.001)
    Tem=Kopt*wg^2;
elseif (wg_finR2<wg)&&(wg<=wg_iniR3)&&(pitch<0.001)
    Tem=(wg-wg_finR2)*(Tem_nom-Tem_finR2)/(wg_iniR3-wg_finR2)+Tem_finR2;
elseif (wg>wg_iniR3)||(pitch>0)
    Tem=Tem_nom;
else
    Tem=0;
end
```

Figura 9. 7: Código MPPT para NREL 5MW

El par del generador se calcula como una función de la velocidad del generador, que incorpora cinco regiones de control: 1, 1½, 2, 2½ y 3.

La región 1 es una región de control antes de la velocidad de viento de corte, donde el par del generador es cero y no se extrae poder del viento; en cambio, el viento se utiliza para acelerar el rotor para la puesta en marcha.

La Región 2 es una región de control para optimizar la captura de energía. Aquí, el par del generador es proporcional al cuadrado de la velocidad del generador para mantener una razón de velocidad de punta de aspa constante (óptima).

En la Región 3, la potencia del generador se mantiene constante, de modo que el par del generador es inversamente proporcional a la velocidad del generador (si se quisiera controlar con el controlador MPPT, en este caso se deja constante al valor del Tem nominal.

La región 1½, una región de inicio, es una transición lineal entre las regiones 1 y 2. Esta región se utiliza para establecer un límite inferior en la velocidad del generador para limitar el rango de velocidad del aerogenerador.

La región 2½ es una transición lineal entre las regiones 2 y 3 con una pendiente de par correspondiente a la pendiente de la máquina de inducción. La región 2½ es necesaria (como es el caso de la turbina de 5 MW) para limitar la velocidad de la punta de aspa (y por lo tanto las emisiones de ruido) a la potencia nominal.

Se define la Región 1½ para abarcar el rango de velocidades del generador entre 670 rpm y 30% por encima de este valor (o 871 rpm). La velocidad mínima del generador de 670 rpm corresponde a la velocidad mínima del rotor de 6.9 rpm utilizada por la máquina REpower 5M real [57].

Se toma la velocidad del generador de transición entre las regiones 2½ y 3 para que sea el 99% de la velocidad nominal del generador, o 1,161.963 rpm. El porcentaje de deslizamiento del generador en la Región 2½ se toma como un 10%.

A continuación se muestra la curva teórica par generador vs velocidad angular del generador wg (Figura 9.8).

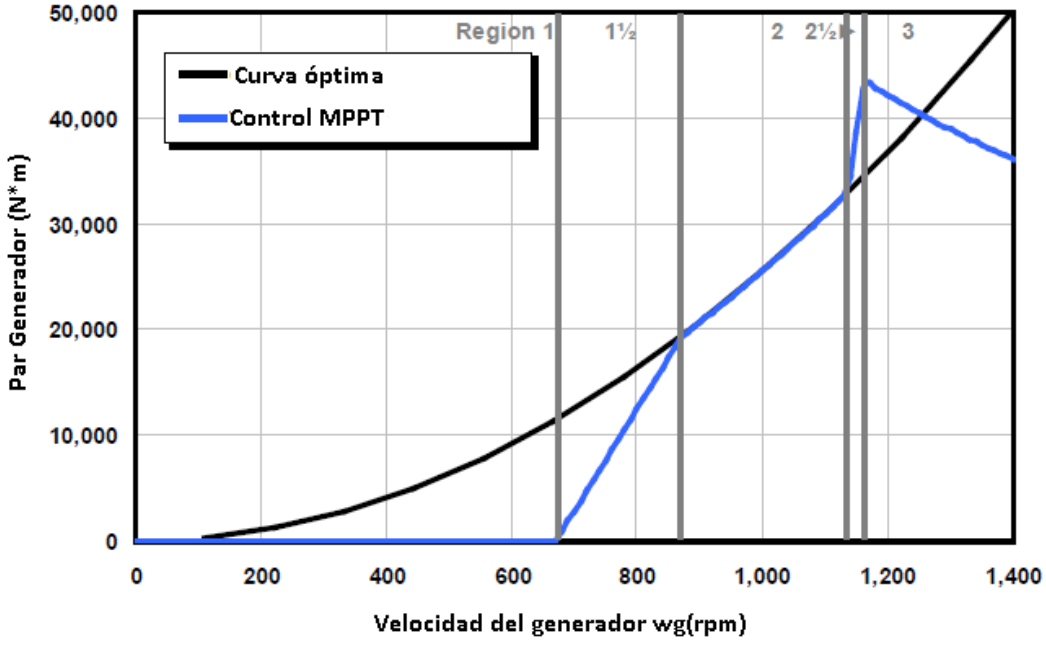


Figura 9. 8: Curva teórica par generador vs velocidad angular del generador wg (FAST)

9.1.1. Validación del controlador MPPT.

A continuación se muestra una serie de graficas (Figura 9.9, 9.10, 9.11, 9.12) que muestran el resultado del controlador MPPT en la turbina de FAST ante un viento que recorre todas las regiones de funcionamiento.

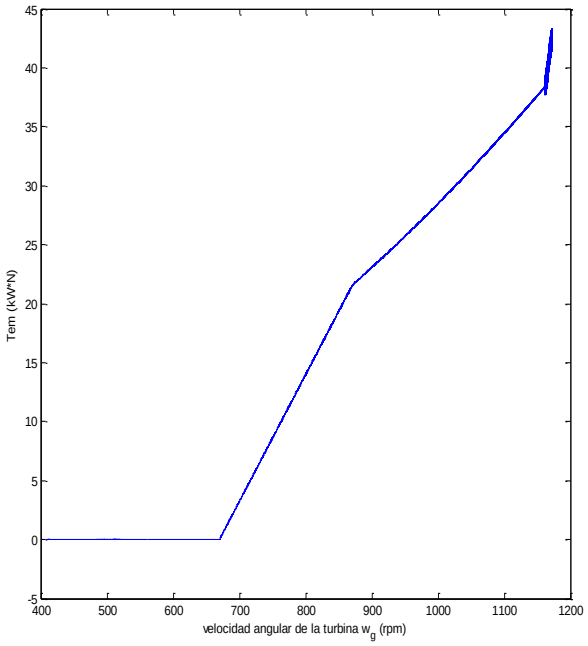


Figura 9. 9: Curva Tem-wg

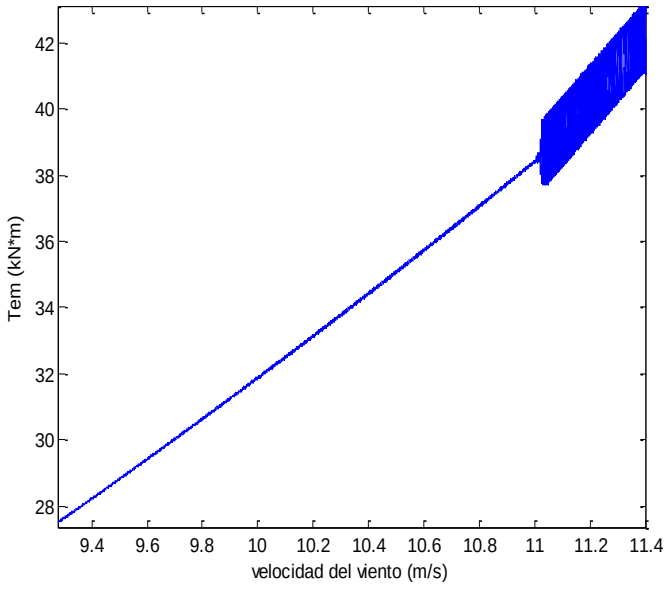


Figura 9. 10: Curva Tem-wg Zoom

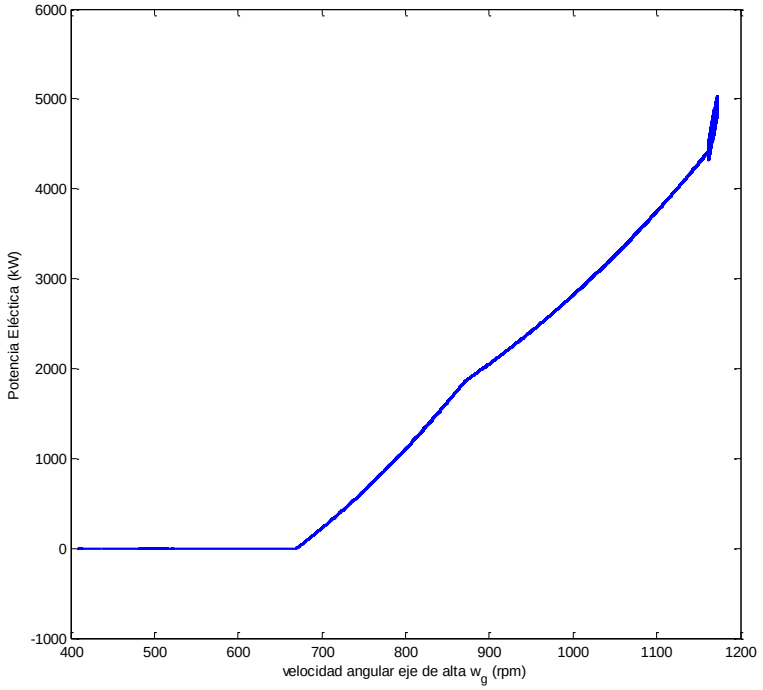


Figura 9. 11: Curva Pot.elect-wg

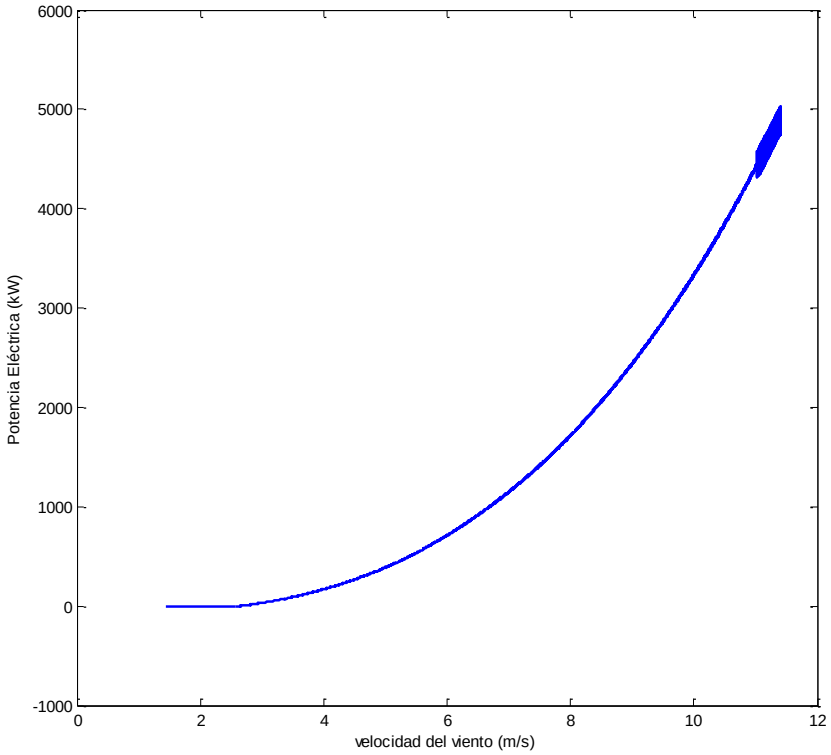


Figura 9. 12: Curva Pot.elect-velocidad del viento

Las fluctuaciones en wg generan fuertes cambios en Tem que pueden ser perjudicial para el aerogenerador, sobre todo en la región 2½ ya que es la región que mayor pendiente Tem-wg presenta el control.

Por ello se estudia más adelante la posibilidad de diseñar un filtro para la señal wg que llega al controlador, de manera que se reduzca las fluctuaciones en el control y así como la fatiga que estas generan al aerogenerador.

Ante la sospecha de que parte de las oscilaciones de wg (las que se presentan en la región de transición 2 ½) se deben al tipo de controlador MPPT implementado, se realiza un estudio incluyendo una banda muerta para el Tem en la región 2 ½.

La conmutación entre regiones, desde la 2 a la 2 ½ y desde la 2 ½ a la 3 se realiza mediante una sentencia IF (TODO-NADA) comparando con un valor fijo de wg, por lo que el algoritmo provoca continuas entradas y salidas a la región 2 ½ siendo lo adecuado emplear alguna histéresis.

Observando que la región 2 ½ está perfectamente diferenciada, se llega a la conclusión de que el ruido de wg es el que se observa en las otras regiones, mientras que en la región 2 ½ lo que se observa es la influencia del algoritmo.

Se añade una banda muerta a la región 2 ½, y se estudia diferentes valores de banda muerta (Figura 9.13).

```
Bandamuerta=0:50:1000;
TVAgen=zeros(1,length(Bandamuerta));
TVAalg=zeros(1,length(Bandamuerta));
xx=0;
for j=1:length(Bandamuerta)
    histeresis=Bandamuerta(j);
[t,x,y]=sim('GS_NoLineal');
Tegenerador=y(100/0.02:end,3);
Tealgoritmo=y(100/0.02:end,4);

IAVUgen=0;
for i=2:length(Tegenerador)
IAVUgen=IAVUgen+abs(Tegenerador(i-1)-Tegenerador(i));
end
TVAgen(1,j)=IAVUgen;

IAVUalg=0;
for i=2:length(Tealgoritmo)
IAVUalg=IAVUalg+abs(Tealgoritmo(i-1)-Tealgoritmo(i));
end
TVAalg(1,j)=IAVUalg;

xx=xx+1;
[xx,Bandamuerta(1,j),TVAgen(1,j) TVAalg(1,j)]

end
save bandamuerta Bandamuerta TVAgen TVAalg
```

Figura 9. 13: Estudio banda muerta Tem región 2 ½

Comentar que en las gráficas anteriores lo que se muestra es el par registrado en el generador. El par electromagnético generado por el algoritmo es menos ruidoso como se muestra en la siguiente figura (Figura 9.14):

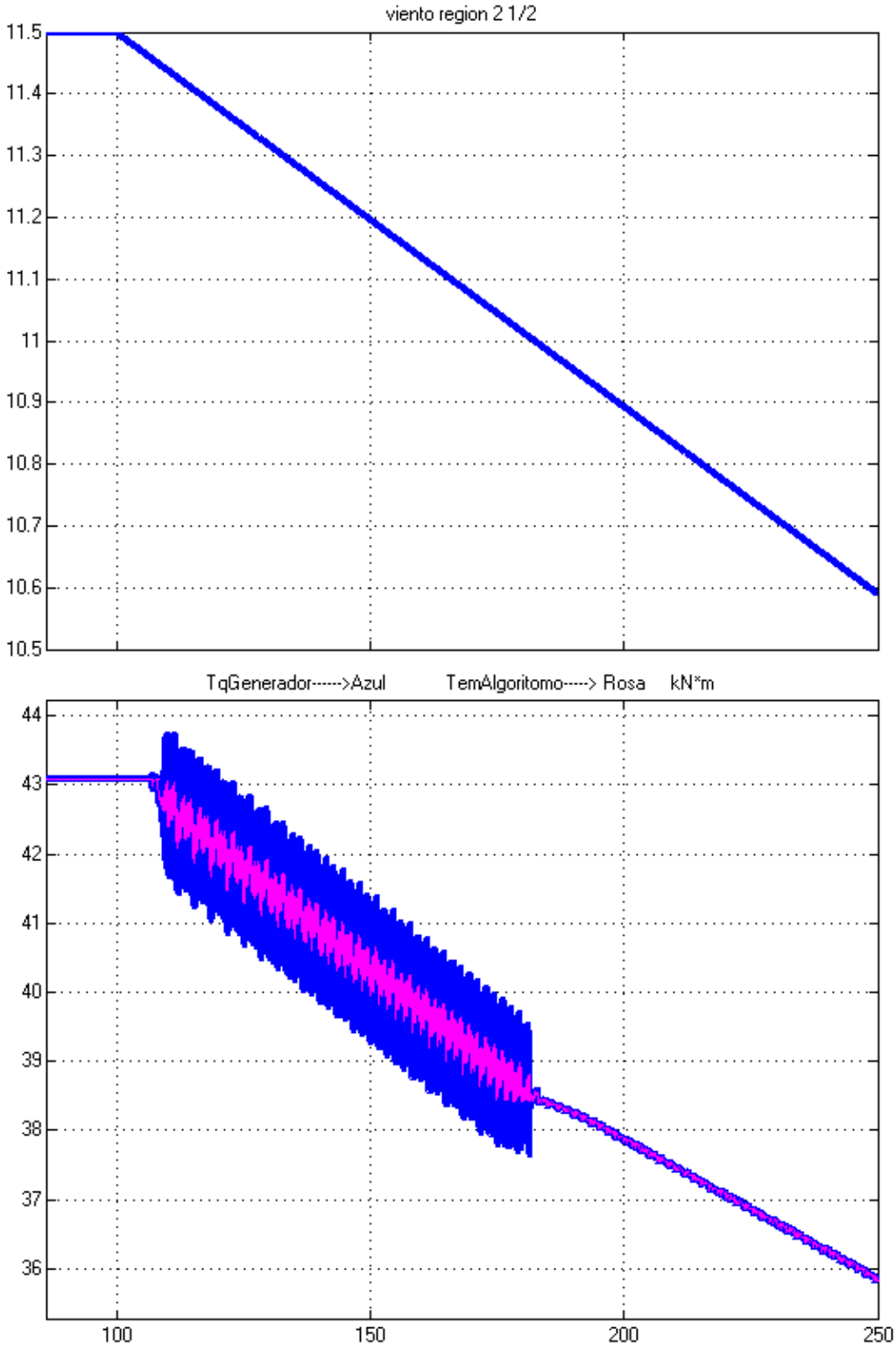


Figura 9. 14: Par generador registrado y par electromagnético algoritmo región 2 ½

En las siguientes gráficas (Figura 9.15) se observa el valor de la tasa de variación del par generador registrado y el Tem del algoritmo en función de la banda muerta para la región 2 ½.

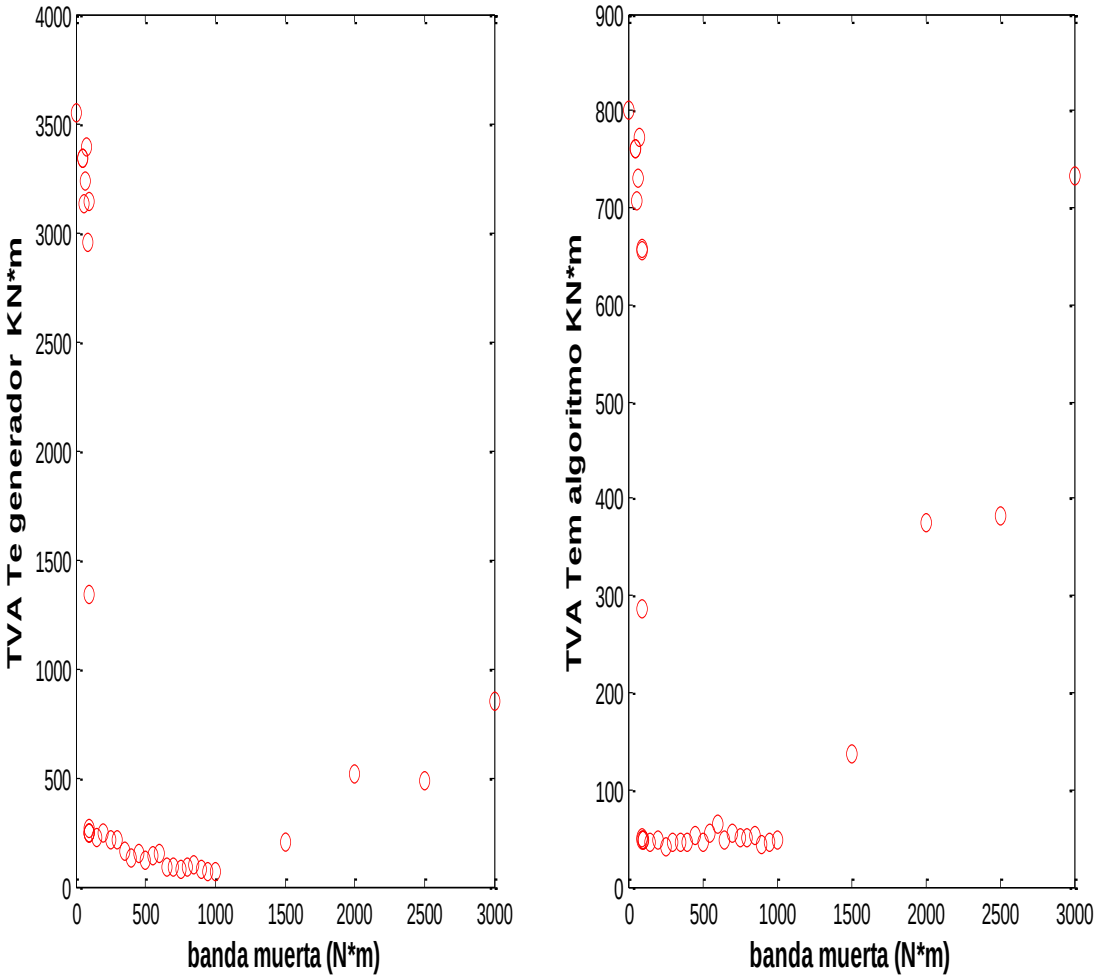


Figura 9. 15: Par generador registrado y par electromagnético algoritmo vs banda muerta

De las gráficas anteriores se puede deducir como la TVA va reduciéndose conforme se aumenta el valor dela banda muerta, llegando un momento en el que en torno a una banda muerta de 1000 N*m, el seguir incrementándola desmejora la TVA.

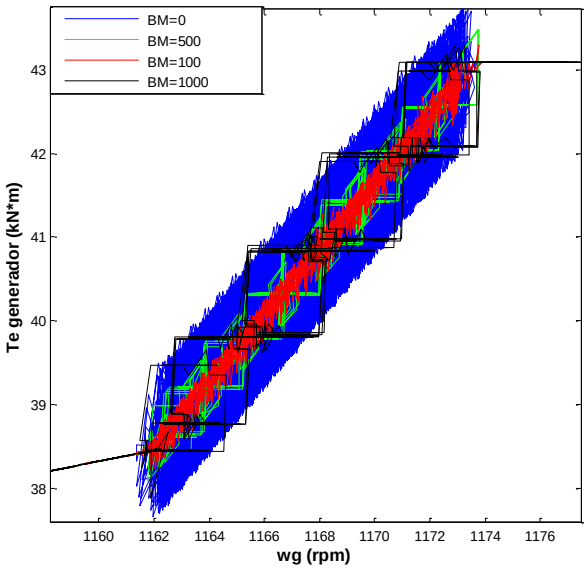


Figura 9. 16: Par generador registrado frente wg en región 2 ½ para distintas banda muertas

Se observa como introduciendo la banda muerta se reduce la tasa de variación que sufre el par del generador (Figura 9.16). Para el ensayo realizado se ha obtenido que el incluir una histéresis en la región 2 ½ de 1000 N*m reduce la TVA del generador a un valor de 68.4173 kN*m. En comparación con la TVA del generador que se obtuvo sin histéresis 3.5501e+03 kN*m, sea reducido dicho índice un 98%.

9.2. Identificación Zona Nominal

Previo al diseño e implementación del controlador se establece un análisis e identificación de la dinámica de la velocidad angular del eje de alta wg frente a cambios en el pitch y viento.

Primero se realiza una identificación con la herramienta ident de Matlab para obtener modelos lineales de la velocidad angular del eje de alta velocidad wg en función del pitch (variable manipulada) y del viento (perturbación).

La identificación de la dinámica de la velocidad angular se lleva a cabo en la región 3. Esta región se alcanza para una velocidad de viento de 11.5 m/s y un pitch de 0 grados. Se han utilizado varios puntos de identificación para diferentes velocidades de viento comprendidas entre los 12 m/s y los 24 m/s. Para cada velocidad del viento, a su vez, se han establecido el ángulo de paso de pala adecuado para conseguir la velocidad angular del eje de alta nominal wg=1173.7 rpm, ya que en la zona nominal wg debe estar girando a su velocidad nominal.

9.2.1. Modelos wg-Pitch

Para la obtención del modelo wg-pitch, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=12 m/s, wg=1173.7 rpm, pitch =3.018 $\pm$1 grados.

Se muestra un ejemplo en la figura 9.17:

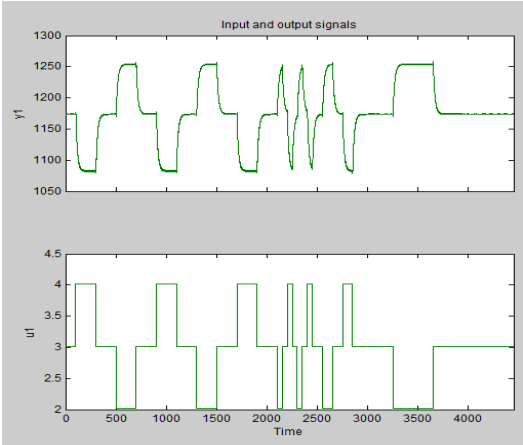


Figura 9. 17: Ejemplo identificación modelos wg-Pitch obtenido

En la figura anterior se muestra la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la señal de control (pitch) con saltos escalones.

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada del pitch y la salida de velocidad angular del eje de alta wg se analizan la respuesta, tratándola previamente, como puede ser la eliminación de medias, tendencias, etc. Por ejemplo, utilizando el comando dtrend, se eliminan éstas, ya que se pretende tener un vector de datos sin offset (Figura 9.18).

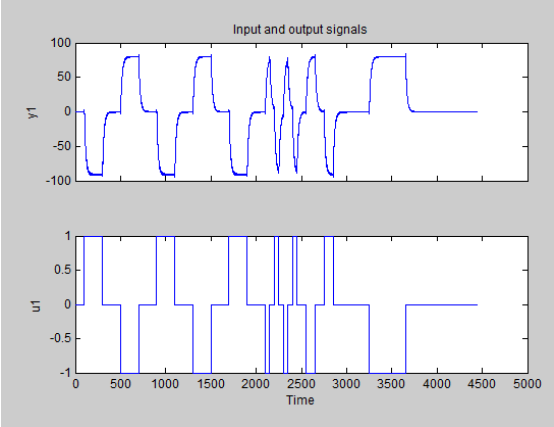


Figura 9. 18: Ejemplo identificación modelos wg-Pitch tratándo previamente

Con las herramienta ident de matlab y las funciones Quick Start, Transfer Function Models y Process Model se buscan diferentes modelos para el sistema.

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 9.19).

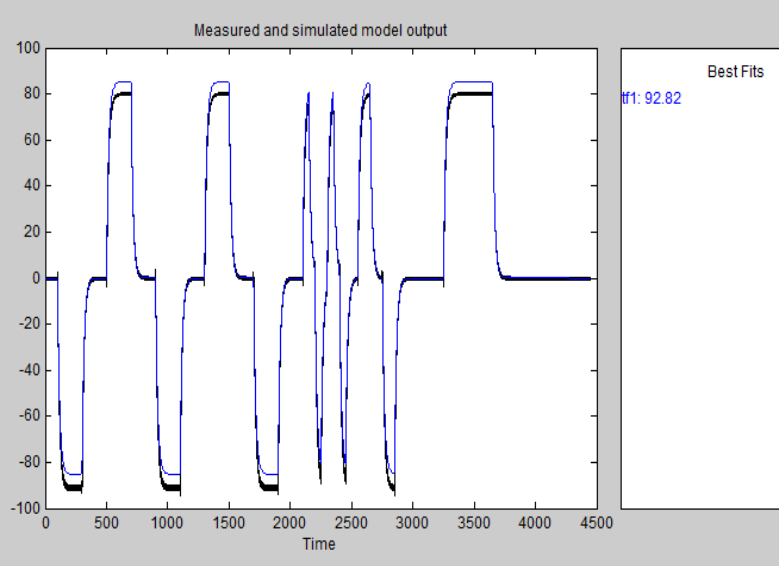


Figura 9. 19: Mejor modelo wg-pitch

Debido a la no linealidad del proceso, se puede ver como incrementos positivos de la entrada parece afectar en la ganancia de manera diferente a incrementos negativos de la entrada.

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el Best Fits pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un Best fit muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden, ya que consigue muy buen ajuste 92.82%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación, se obtienen siete modelos lineales de la planta (wg-pitch) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=1173.7 rpm (Tabla 9.1).

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = \frac{K_p}{T_p s + 1} \tag{9.1}$$

Tabla 9. 1:Modelos wg-pitch

vi	pitch±1 grados	Kp	Tp
12	3.018	-85.1948	17.09
14	8.083	-106.1383	10.18
16	11.54	-91.1949	6.44
18	14.47	-79.4108	4.48
20	17.05	-71.1005	3.377
22	19.53	-62.4546	3.07
24	21.96	-58.8629	2.62

Se observa moderados cambios en Kp y grandes en Tp, por lo tanto el modelo wg-pitch presenta una no linealidad importante. Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 90% y 95%.

9.2.2. Modelos wg-vi

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación que se muestra de ejemplo se toma para vi=12 $\pm$0.5 m/s, wg=1173.7 rpm, pitch=3.018 grados.

Se obtiene la respuesta del sistema ante un PRBS con variaciones en la perturbación (viento) con saltos escalones (Figura 9.20).

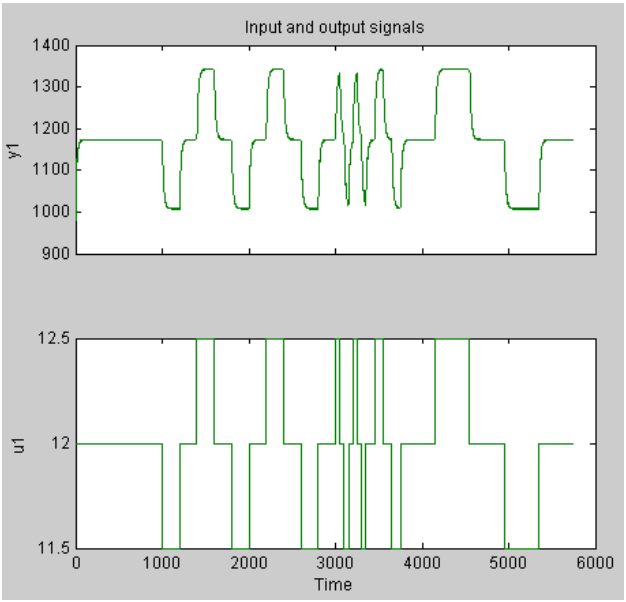


Figura 9. 20: Ejemplo identificación modelos wg-vi obtenido

Una vez obtenida la entrada vi y la salida de la velocidad angular del eje de alta en el entorno de trabajo de Matlab se analizan la respuesta.

Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera.

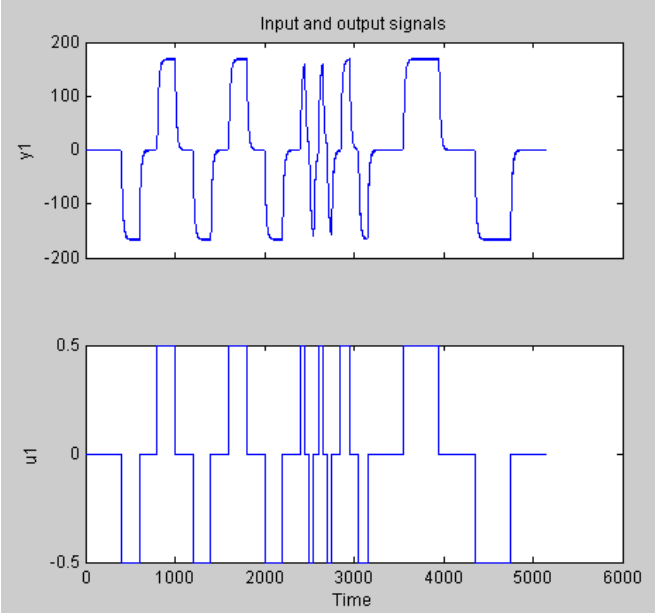


Figura 9. 21: Ejemplo identificación modelos wg-vi tratándo previamente

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 9.22).

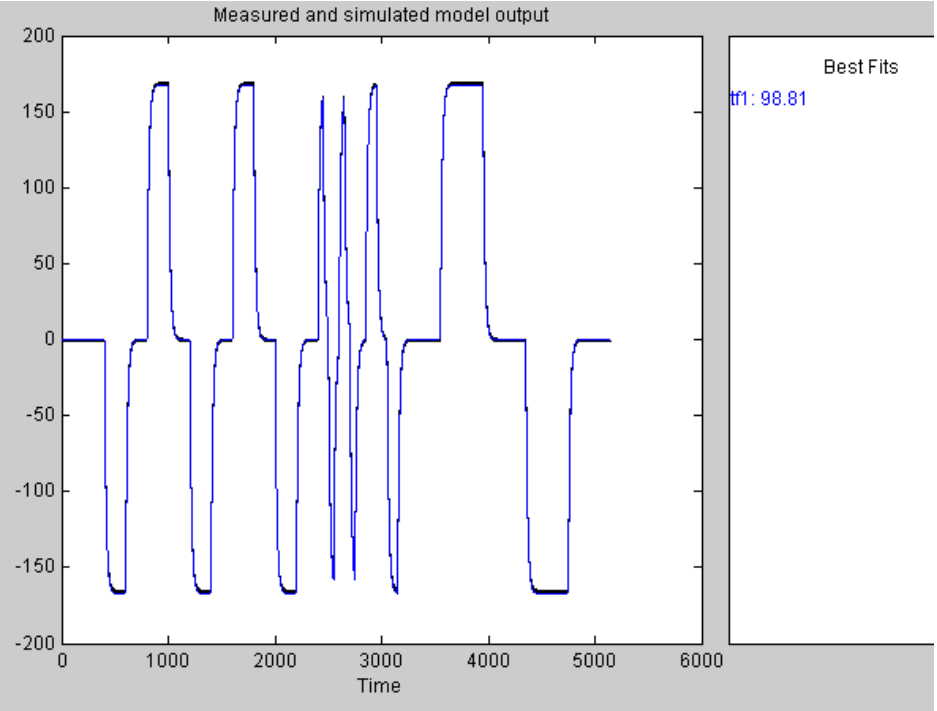


Figura 9. 22: Mejor modelo wg-pitch

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden ya que consigue muy buen ajuste 98.81%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación, se obtienen siete modelos lineales de la planta (wg-vi) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=1173.7 rpm (Tabla 9.2).

$$Gd(s) = \frac{wg(s)}{vi(s)} = \frac{K_p}{T_p s + 1} \tag{9.2}$$

Tabla 9. 2: Modelos wg-vi

vi ±0.5(m/s)	pitch	Kp	Tp
12	3.018	334.5142	16.72
14	8.083	204.8900	9.77
16	11.54	141.1962	6.19
18	14.47	107.6031	4.3
20	17.05	87.0975	3.19
22	19.53	77.7698	3
24	21.96	68.1542	2.55

Se observa grandes cambios en Kp y en Tp, por lo tanto el modelo wg-vi es fuertemente no lineal. Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 92% y 99%.

9.2.3. Validación del modelo

Se comprueba la bondad de los modelos obtenidos comparándolos con el modelo FAST. Se comprueba los modelos wg-pitch y wg-vi, para el punto de operación de una velocidad de 12 m/s y un valor de ángulo de pala de 3.018 grados.

Se hace una validación del modelo y se realiza un ajuste en el modelo de la planta para que ambas trabajen en el mismo punto de operación.

$$G(s) = \frac{-85.1948}{17.09s + 1}\, Pitch(s) + \frac{334.5142}{16.72s + 1}\, v(s) \tag{9.3}$$

Cambios en pitch (Figura 9.23):

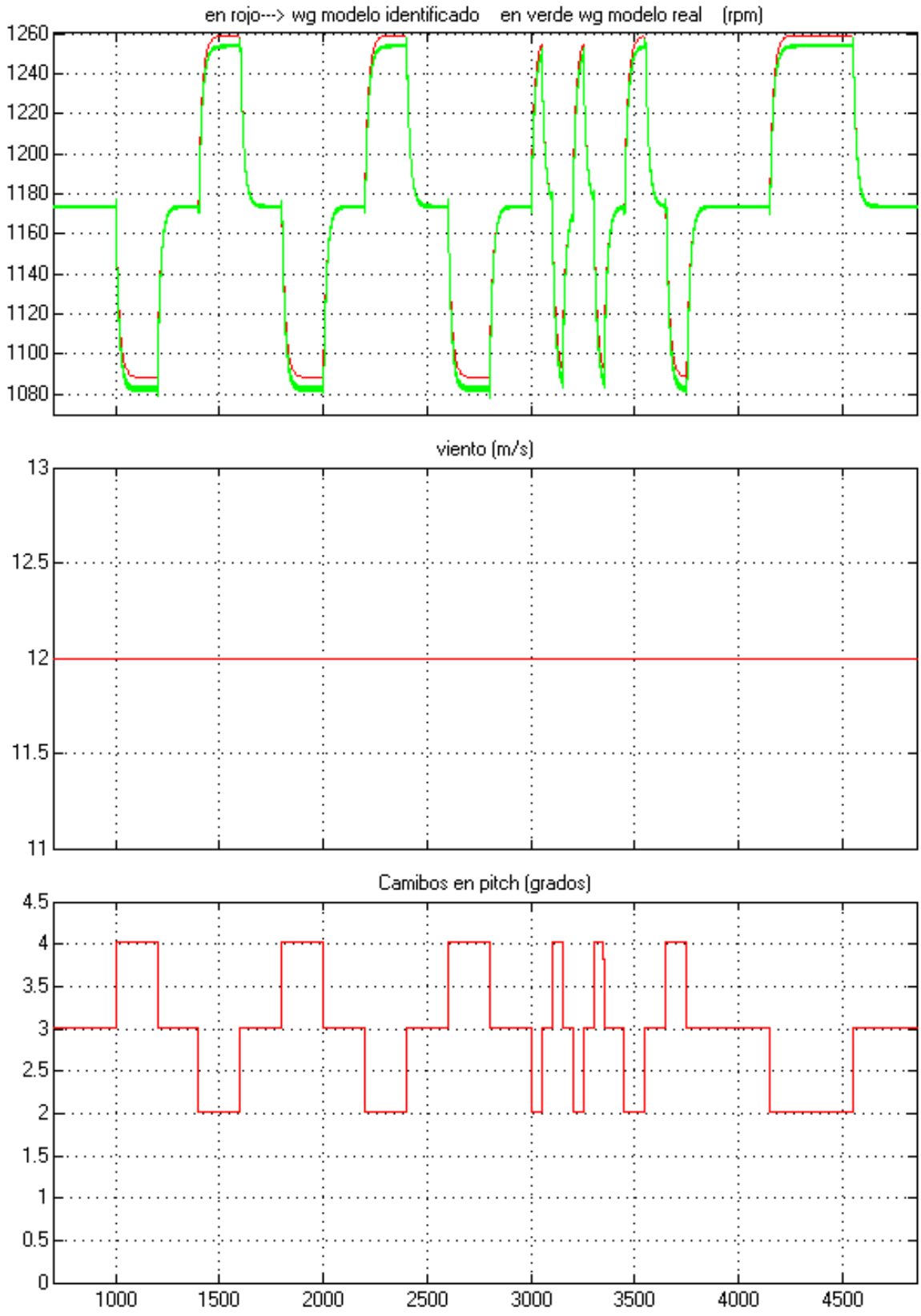


Figura 9. 23:Validación del modelo wg con cambios en pitch

Cambios en viento (Figura 9.24):

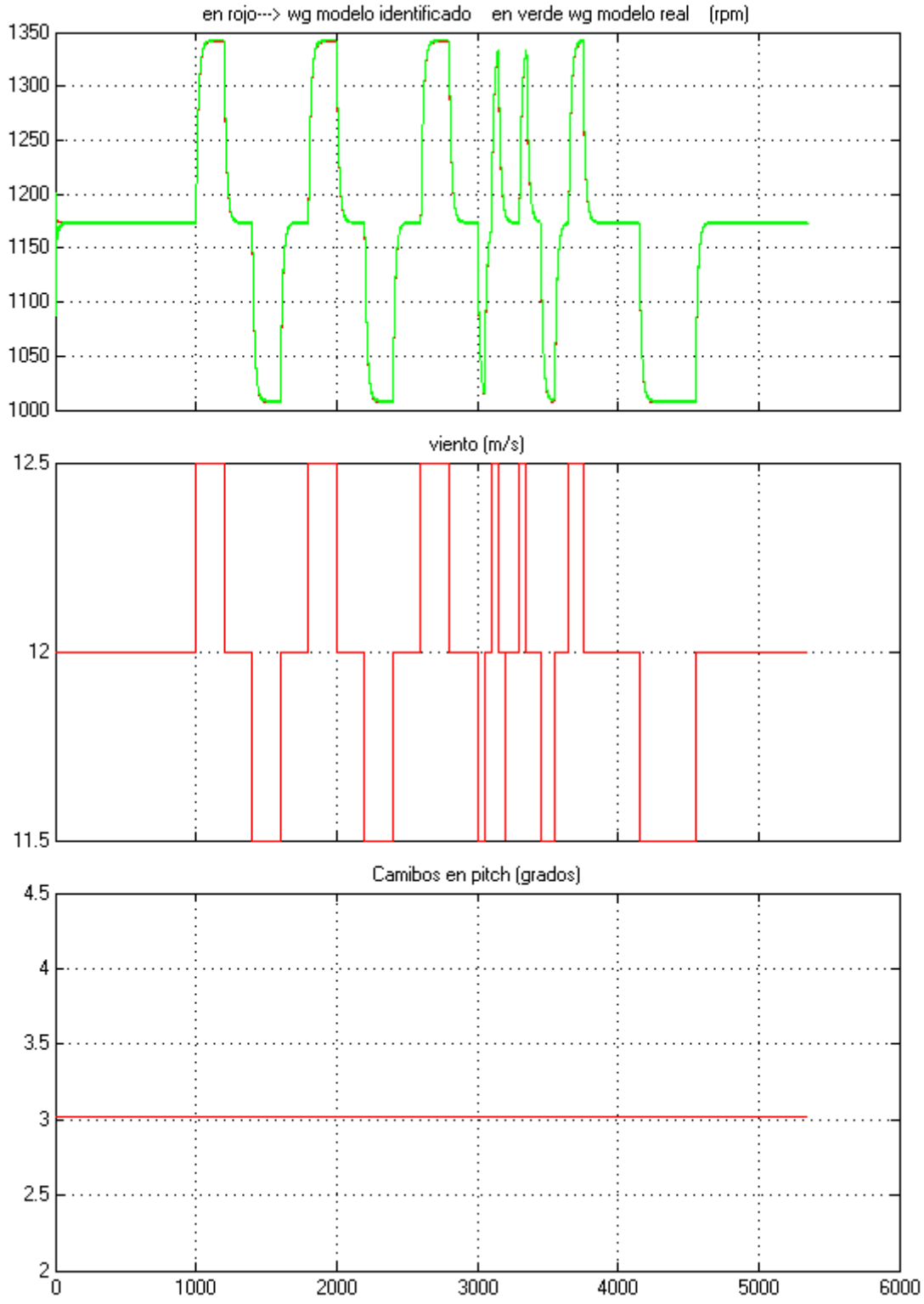


Figura 9. 24:Validación del modelo wg con cambios en viento

Cambios en viento y pitch (Figura 9.25):

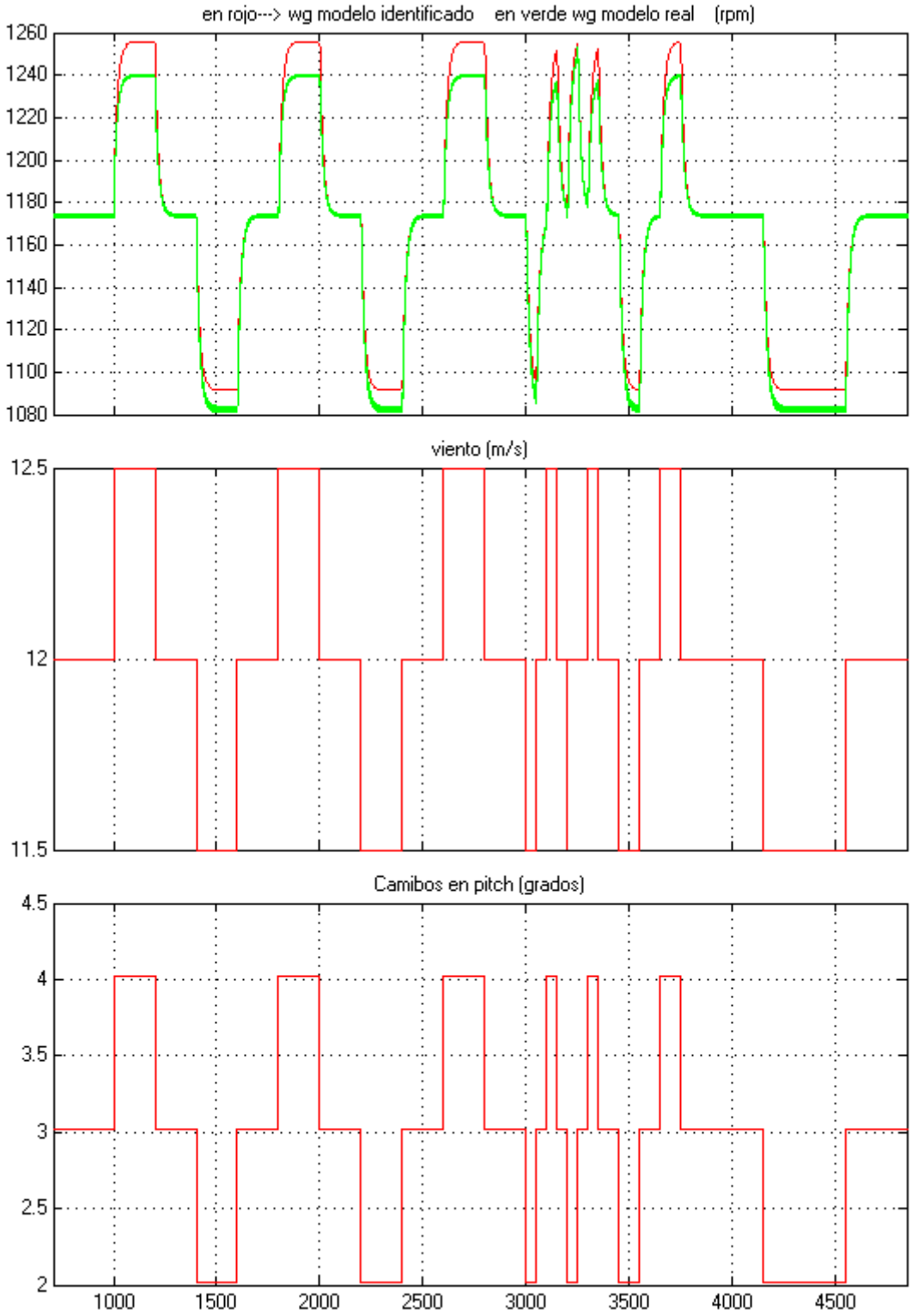


Figura 9. 25: Validación del modelo wg con cambios en pitch y viento

Se puede observar como los modelos parecen tener un ajuste bastante bueno cambiando pitch o viento independientemente. Al cambiar ambos a la vez, se muestra un empeoro en el ajuste de la ganancia de los modelos, algo coherente debido a la alta no linealidad del sistema.

Se compara los índices IAE e IAVU del modelo lineal obtenido y de FAST en lazo cerrado para verificar que se obtienen índices similares en ambos modelos ya que estos índices calculados sobre el modelo lineal serán utilizados para sintonizar el PI con ganancia programada

Se calcula los índices IAE e IAVU para el control de la velocidad angular wg a través del pitch en el punto de operación vi=12m/s con MF=60 grados para ambos modelos (más adelante se comenta como se sintoniza el PI) (Figura 9.26).

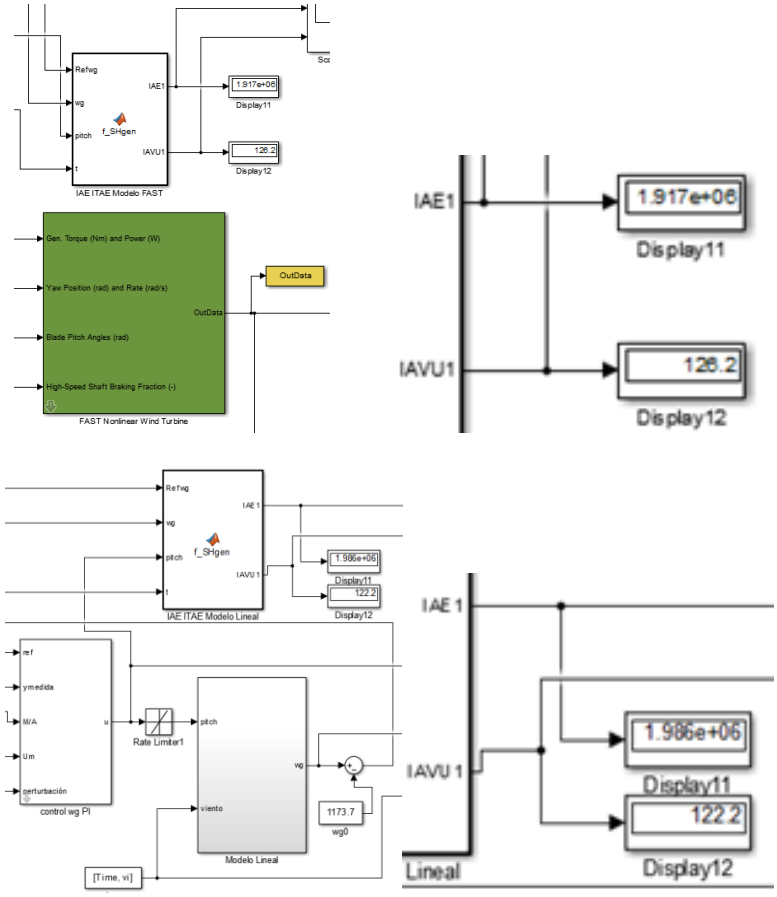


Figura 9. 26: índices IAE e IAVU del modelo lineal obtenido y de FAST en lazo cerrado

Se puede ver como los índices IAE e IAVU son muy similares entre el modelo en FAST y el modelo lineal ante un controlador PI con idéntica sintonía.

9.3. Diseño de controlador PID para el pitch

En este apartado se va a diseñar un controlador PID para el pitch colectivo que trabajará en la Región 3. Este controlador se encargará de controlar el par generado por la máquina de inducción del modelo Simulink realizado anteriormente y limitar el funcionamiento cuando el viento supere los valores nominales [85] (Figura 9.27).

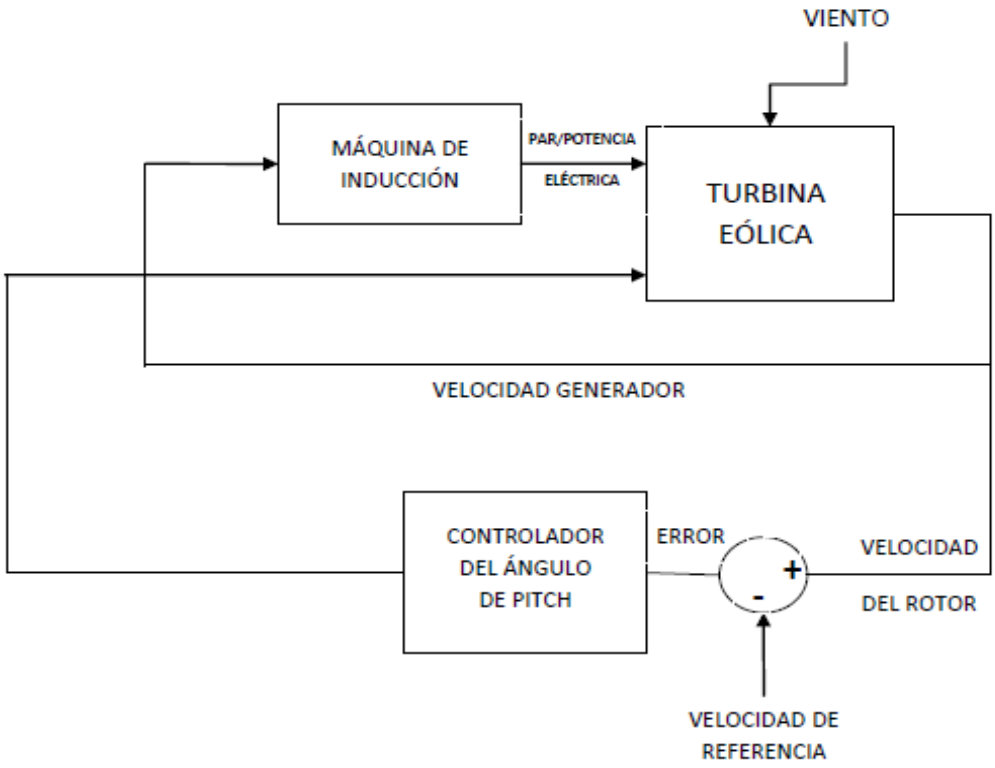


Figura 9. 27: Esquema general del aerogenerador con el controlador de pitch.

Como concepto previo, se va a describir matemáticamente el controlador. El controlador que se va a usar, como se ha indicado anteriormente, es del tipo *Proporcional-Integral-Derivativo*, o conocido por sus siglas *PID* [58]. En concreto, el que se va a usar será de tipo *PI*.

La ley de control *PI* en el dominio del tiempo viene dada por:

$$u(t) = K_P * e(t) + \frac{K_P}{T_I}\int_0^t e(\tau)d\tau \tag{9.4}$$

K_P es la parte proporcional del controlador.

T_I es la constante de tiempo integral. La parte integral del controlador *PID* produce una señal que es proporcional a la integral con respecto al tiempo de la entrada del controlador.

Volviendo al modelo que nos ocupa, el objetivo del control de *pitch* en la Región 3 es mantener una velocidad del rotor alrededor de un punto de trabajo, siendo de 12.1 rpm en el *NREL 5 MW*. En esta región se mantendrá constante el par del generador eléctrico y se variará el ángulo de *pitch* de las palas para controlar la velocidad del rotor.

El objetivo para diseñar el *PID* será encontrar los valores adecuados de las ganancias K_P, K_I y K_D de forma que el sistema sea estable en lazo cerrado y al mismo tiempo tenga buena respuesta. A

Se escoge de ejemplo el modelo en la zona nominal de la velocidad angular del eje de alta velocidad wg en función del pitch para un determinado el punto de operación vi=12 m/s y pitch=3.018 grados.

Se elige este punto por ser un punto intermedio entre la zona MTTP y la zona nominal.

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = \frac{-85.1948}{17.09s + 1}\ Pitch \tag{9.5}$$

Como se utiliza un PI discreto, se convierte el modelo continuo en un modelo discreto con tiempo de muestreo 0.02s.

$$G(z) = \frac{T_a(z)}{pitch(z)} = \frac{-0.09963}{z - \ 0.9988} \tag{9.6}$$

A través de PIDtool se diseña un controlador con una buena respuesta sub-amortiguada. Se prueba con una parametrización con ancho de banda 0.4 rad/s (tiempo de respuesta 5s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia infinito (Figura 9.28, 9.29, 9.30).

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.064036
Ti	3.1832
Td	0.0099686
N	

Figura 9. 28:Parámetros PID 1 wg-pitch FAST

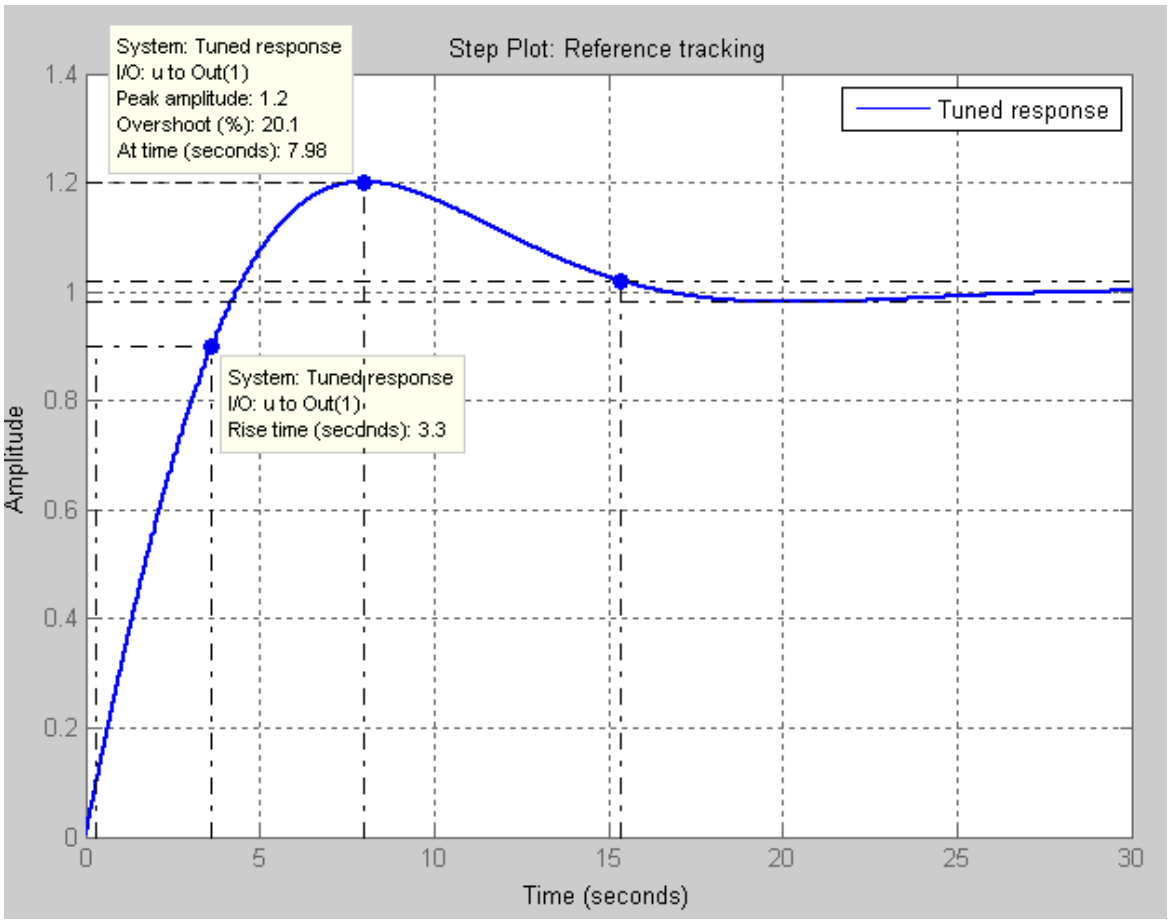


Figura 9. 29:Respuesta lazo cerrado PID 1 wg-pitch FAST

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	3.3 seconds
Settling time	15.4 seconds
Overshoot	20.1 %
Peak	1.2
Gain margin	Inf dB @ NaN rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.4 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 9. 30: Especificaciones temporales y en frecuencia PID 1 wg-pitch FAST

A continuación se muestra una serie de graficas (Figura 9.31, 9.32) que muestran el resultado del controlador del pitch en la turbina de FAST ante un viento que recorre la zona nominal a saltos escalones.

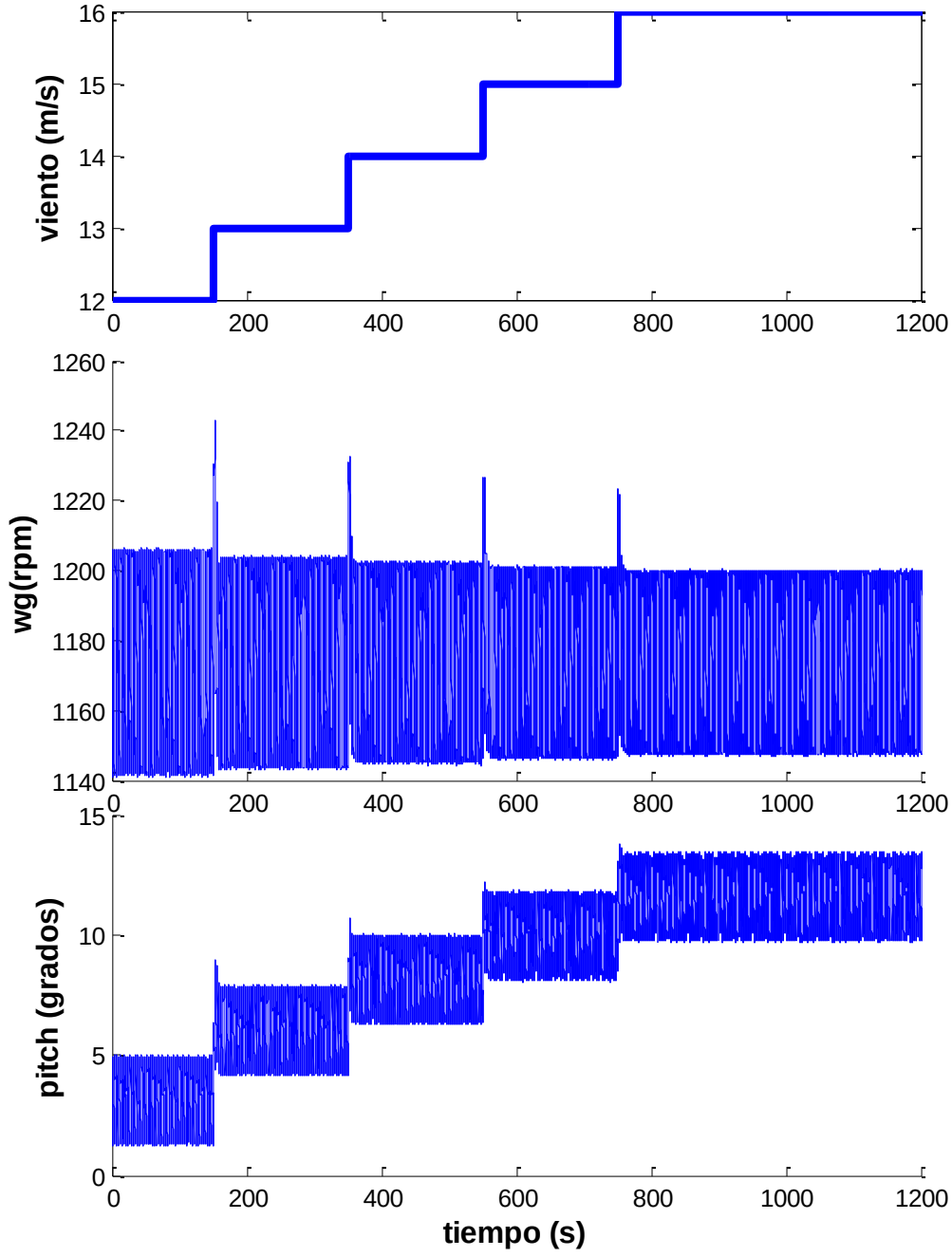


Figura 9. 31: Viento, wg y ptich controlador de prueba zona nominal FAST.

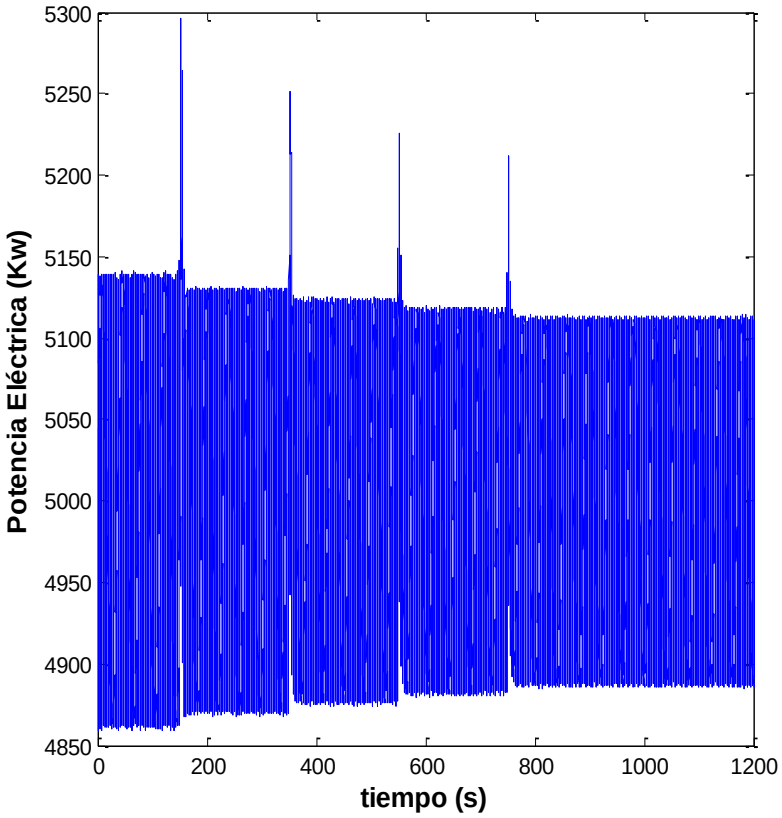


Figura 9. 32: Potencia obtenida ante controlador de prueba zona nominal FAST.

En esta región el Tem es cte, por lo que se puede ver que debido a las fluctuaciones de wg, el aerogenerador sufre fuertes variaciones en la potencia eléctrica que pueden traducirse en fuerte vibraciones y una vida más reducida de los componentes de aerogenerador.

Se llega a la conclusión de que es necesaria la utilización de una dinámica para el pitch, ya que se ha observado que el modelo de FAST no la incluye, y de un filtro para wg.

Debido a las limitaciones en el código FAST, el modelo FAST no incluye ningún efecto dinámico del actuador de paso de pala [56]. Sin embargo, la dinámica del actuador de paso de la pala es necesaria ya que existe un tiempo de demora entre lo que el controlador solicita como consigna de pitch y el pitch real que llega a las palas por el actuador. Este retraso del actuador de pitch se debe tener en cuenta [Modern Control Design for].

El actuador del pitch se puede modelar con un modelo simple de primer orden. La función de transferencia del actuador se describe por:

$$Act(s) = \frac{1}{Ts + 1} \tag{9.7}$$

Los valores típicos para la constante de tiempo τ para este tipo de aerogeneradores es 0.20 [59]. Por lo que la dinámica quedaría:

$$Act(s) = \frac{1}{0.2s + 1} \tag{9.8}$$

La implementación de este actuador en Simulink se realiza agregando otra función de transferencia al modelo de control. La entrada a esta función de transferencia es el pitch demandado por el PI. La salida de esta función de transferencia es el pitch del actuador transmitido a la turbina.

El actuador limita la frecuencia de la entrada de pitch que llega la turbina, actuando como un filtro de paso bajo. Éste elimina las frecuencias que pueden desestabilizar al aerogenerador. A medida que disminuye la constante de tiempo del actuador τ (y aumenta la velocidad del actuador), se introducen las entradas de pitch frecuencias más altas. A medida que aumenta la velocidad del actuador, los resultados de PID se vuelven menos estables.

9.4. Filtro para el control en la región nominal y región MTTP

En este apartado se desarrolla un filtro paso bajo Butterworth sobre la variable a controlar wg (velocidad angular del eje de alta velocidad) común para los lazos de control del Tem en la zona MTTP y el pitch en la zona nominal.

Se ha implementado un filtro para cada lazo de control con la finalidad de atenuar el ruido en la variable a controlar wg (velocidad angular del eje de alta).

Para la región MTTP se implementa un control del par del generador (viento<11.5) (Figura 9.33).

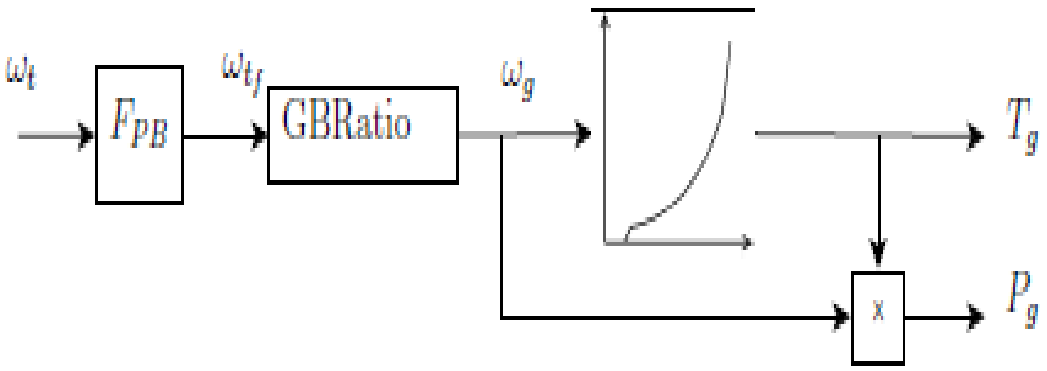


Figura 9. 33:control del par del generador

Para la región nominal se implementa un control del ángulo de pitch (viento>11.5) (Figura 9.34)

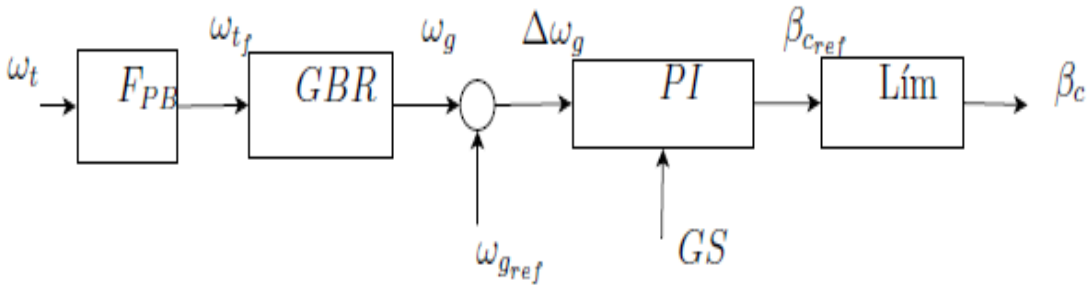


Figura 9. 34:control del ángulo de pitch

La entrada al controlador será de nuevo la velocidad de giro de la turbina, que atraviesa también un filtro paso bajo que permitirá tener una medida de la velocidad de giro sin componentes de alta frecuencia.

La función del filtro tiene como finalidad la eliminación de la alta frecuencia que pueda existir en la medida del sensor de velocidad de giro de la turbina. La entrada al filtro es la velocidad de giro de la turbina, y la salida va a ser la misma filtrada.

El filtro utilizado es de tipo Butterworth de 3r orden donde la frecuencia de corte f−3dB se corresponde a 3.14 rad/s → 0.5 Hz.

$$\text{Filtro(s)}=\frac{31.01}{s^3+6.283s^2+19.74s+31.01} \qquad (9.9)$$

Se elige esa frecuencia de corte buscando un compromiso entre eliminar en la mayor medida posible el ruido de la señal wg (teniendo en cuenta su rango de frecuencias) y el no hacer que la señal wg sea demasiada lenta. A menor frecuencia de corte se obtiene mayor eliminación de ruido en wg pero respuesta más lentas por la dinámica del filtro.

Se recuerda que el rango de wg para la región MTTP va desde 669.3 rpm hasta 1173.7 rpm (nominal).

A continuación se realizan varios ensayos para diferentes puntos de operación para comprobar los resultados del filtro y la atenuación del ruido en la variable a controlar wg.

9.4.1. Efecto filtro paso bajo en MTTP

A continuación se muestra la respuesta temporal del filtro sobre el ruido wg en estado estacionario para el punto de operación vi=7 m/s Tem=14450 N*m pitch=0 grados (Figura 9.35).

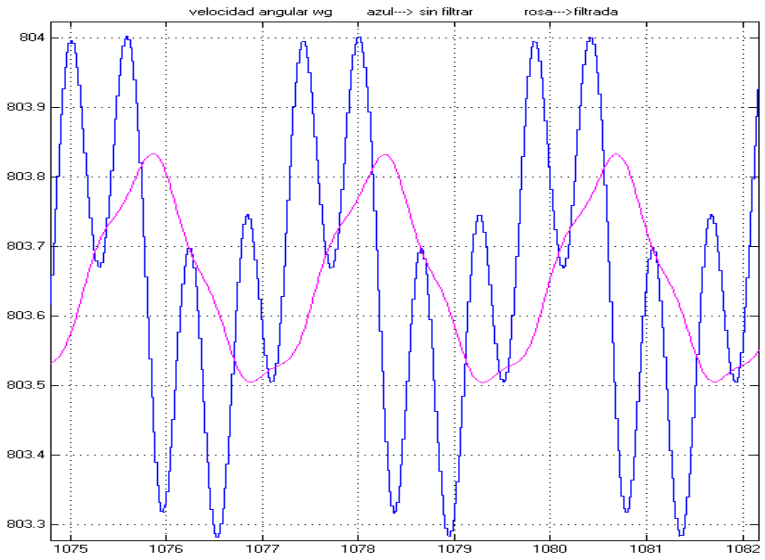


Figura 9. 35:Respuesta temporal filtro en wg punto operación vi=7m/s

En azul se puede ver la wg sin filtrar y en rosa la filtrada. La amplitud relativa del ruido en estado estacionario de la señal wg sin filtrar es de 0.087%.

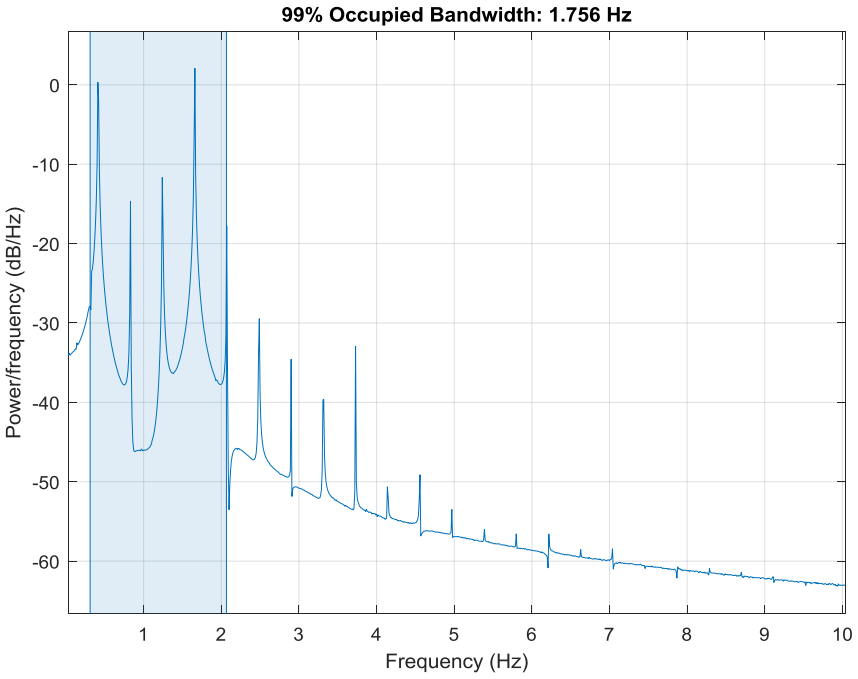


Figura 9. 36:rango de frecuencias en wg punto operación vi=7m/s

Para el punto operación vi=7m/s, el ruido en la señal wg se encuentra en un rango de frecuencias [0.3101 a 2.0657] Hz, lo que supone un ancho de banda de 1.7556 Hz (Figura 9.36).

A continuación se muestra la respuesta en frecuencia de ambas señales (Figura 9.37).

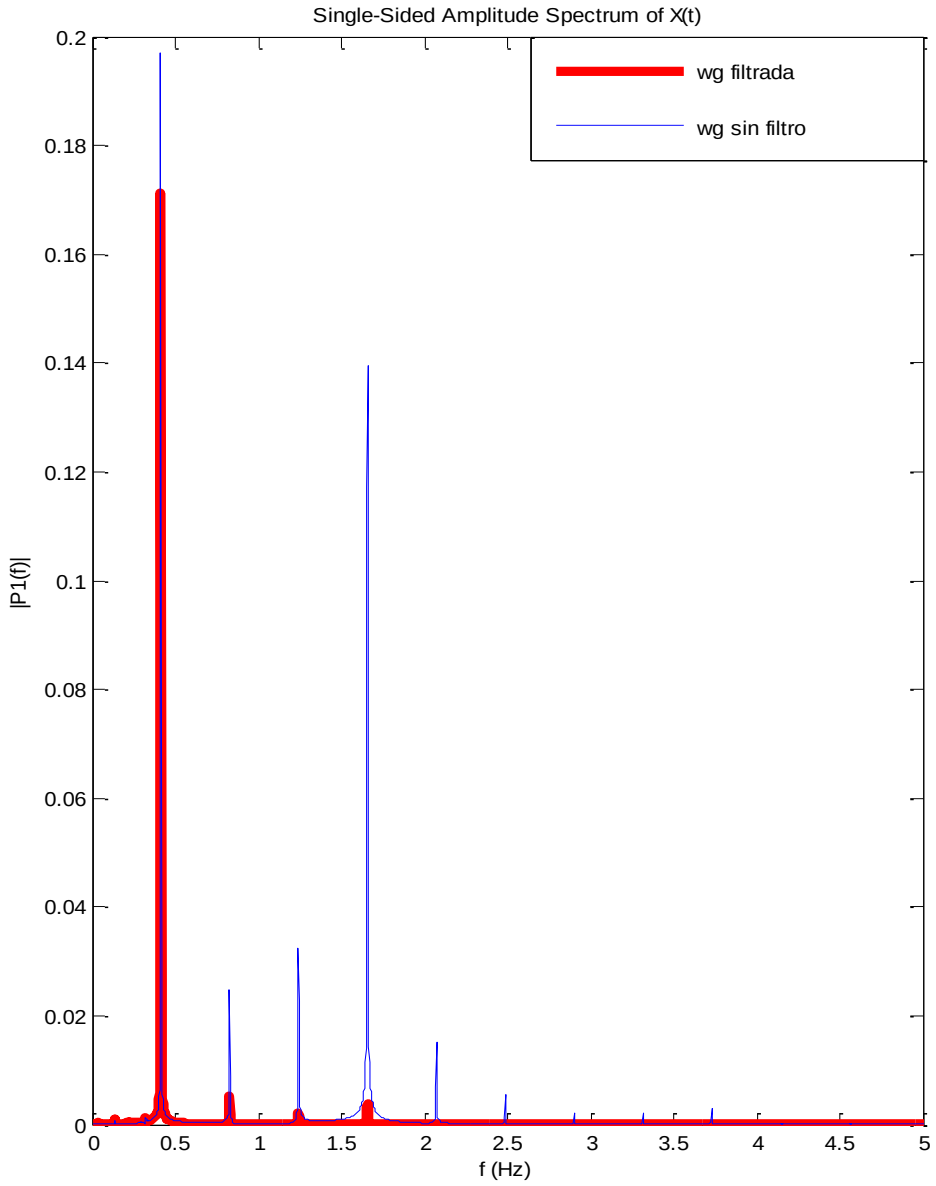


Figura 9. 37:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=7m/s

Se puede apreciar como el filtro consigue eliminar la componente de alta frecuencia de la señal a controlar wg.

En el siguiente ensayo se muestra la respuesta del control MTTP con el filtro paso bajo ante un cambio de viento de 7 a 8 m/s en el instante 500s (Figura 9.38).

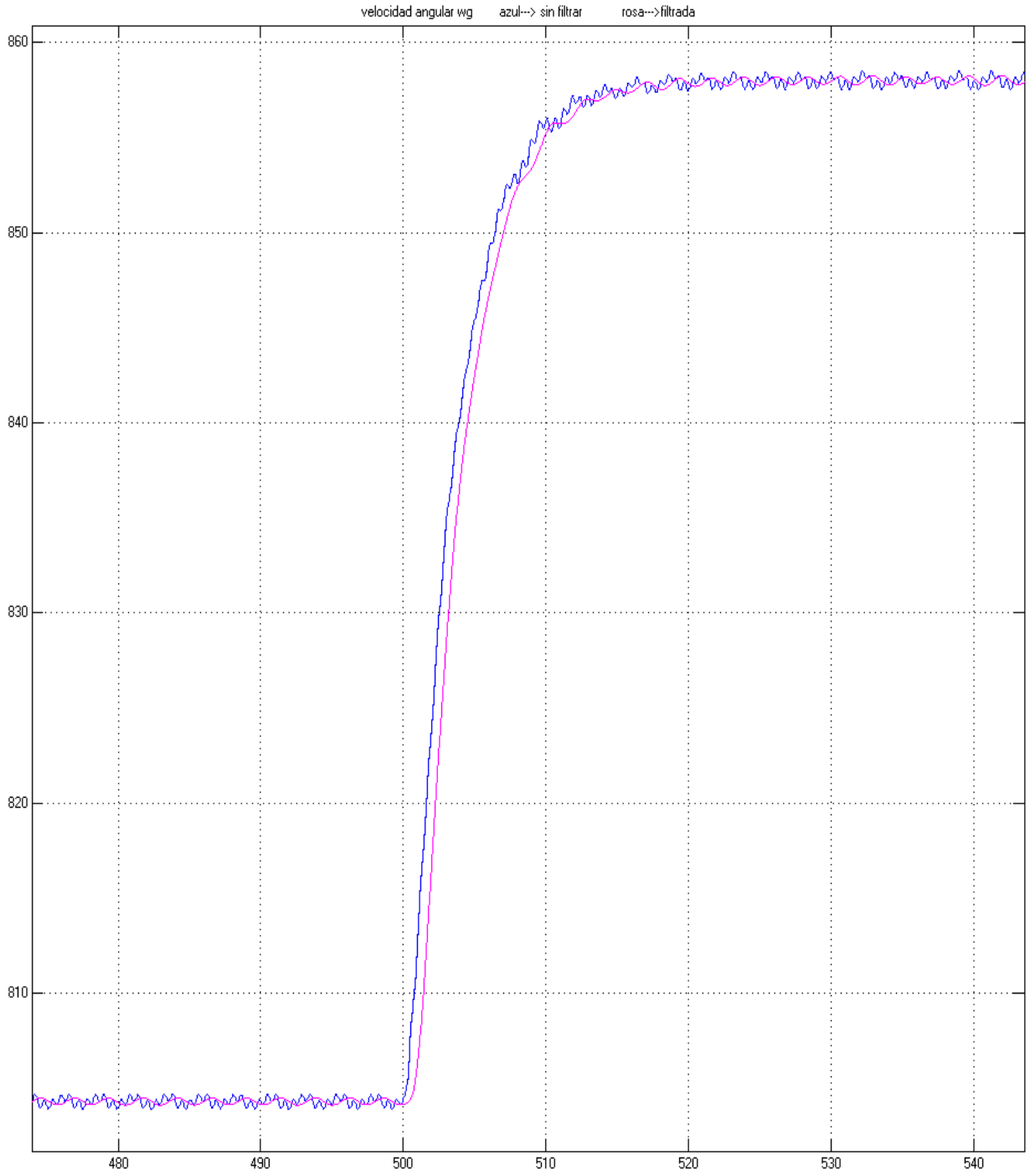


Figura 9. 38:Control MPPT filtrado ante salto vi 7 a 8 m/s

Se puede observar cómo se consigue eliminar el rizado que presenta la variable wg a coste de un pequeño retraso.

A continuación se muestra la respuesta temporal del filtro sobre el ruido wg en estado estacionario para el punto de operación vi=10 m/s Tem=31840 N*m pitch=0 grados (Figura 9.39).

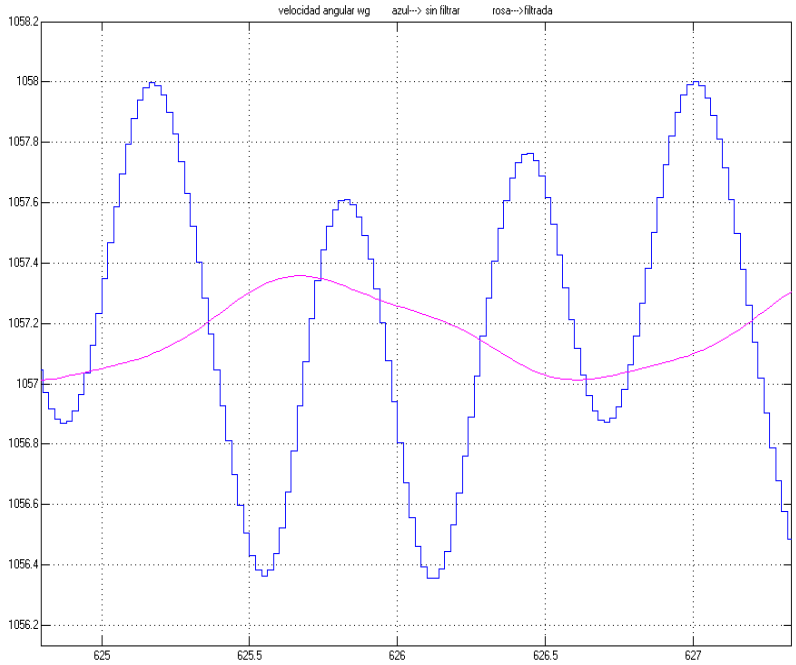


Figura 9. 39:Filtro en wg punto operación vi=10m/s

En azul se puede ver la wg sin filtrar y en rosa la filtrada. La amplitud relativa del ruido en estado estacionario de la señal wg sin filtrar es de 0.1513%.

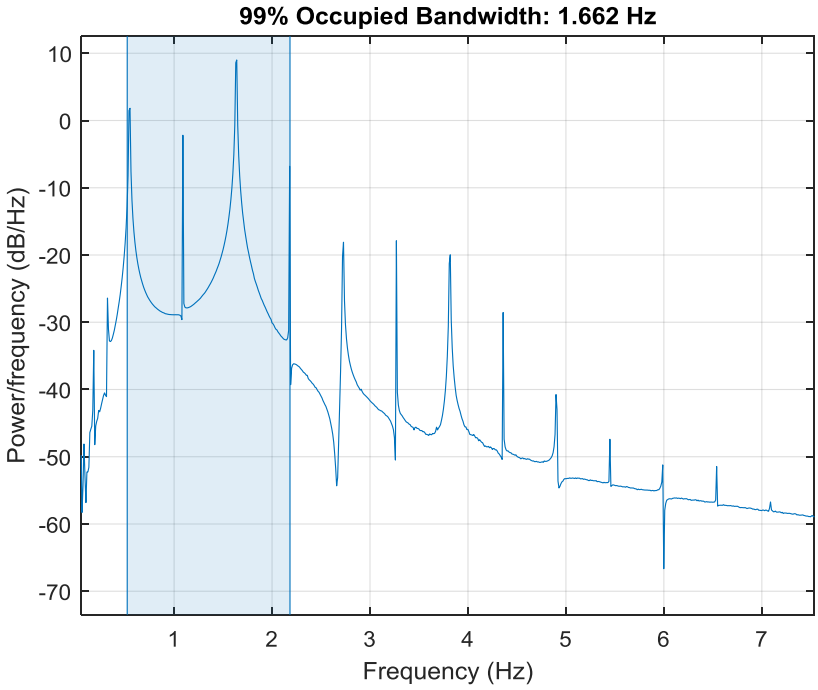


Figura 9. 40:rango de frecuencias en wg punto operación vi=10m/s

Para el punto operación vi=10m/s, el ruido en la señal wg se encuentra en un rango de frecuencias [0.5215 a 2.1830] Hz, lo que supone un ancho de banda de 1.6615 Hz (Figura 9.40).

A continuación se muestra la respuesta en frecuencia de ambas señales (Figura 9.41).

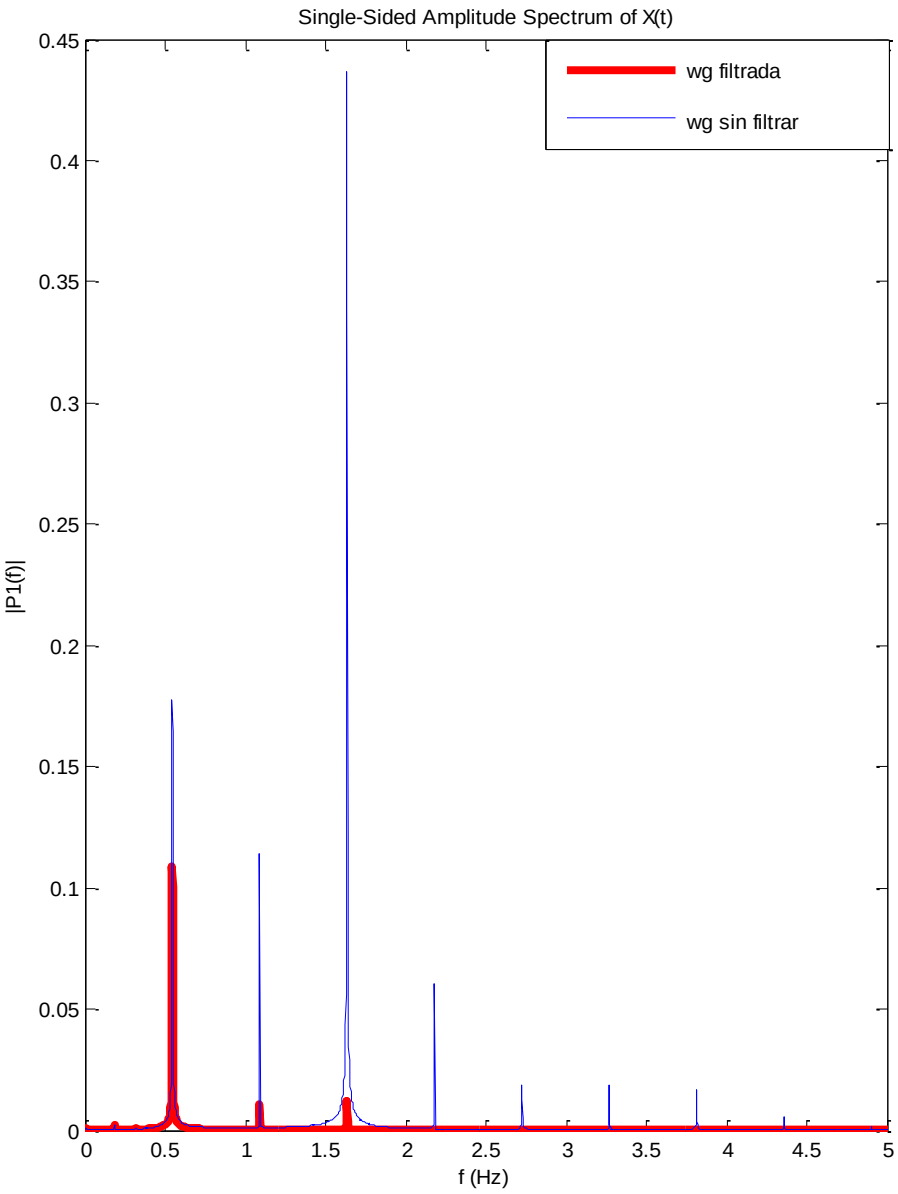


Figura 9. 41: Respuesta en frecuencia filtro wg punto operación vi=10m/s

Se puede apreciar como el filtro consigue eliminar la componente de alta frecuencia de la señal a controlar wg.

En el siguiente ensayo se muestra la respuesta del control MTTP con el filtro paso bajo ante un cambio de viento de 10 a 10.5 m/s en el instante 500s (Figura 9.42).

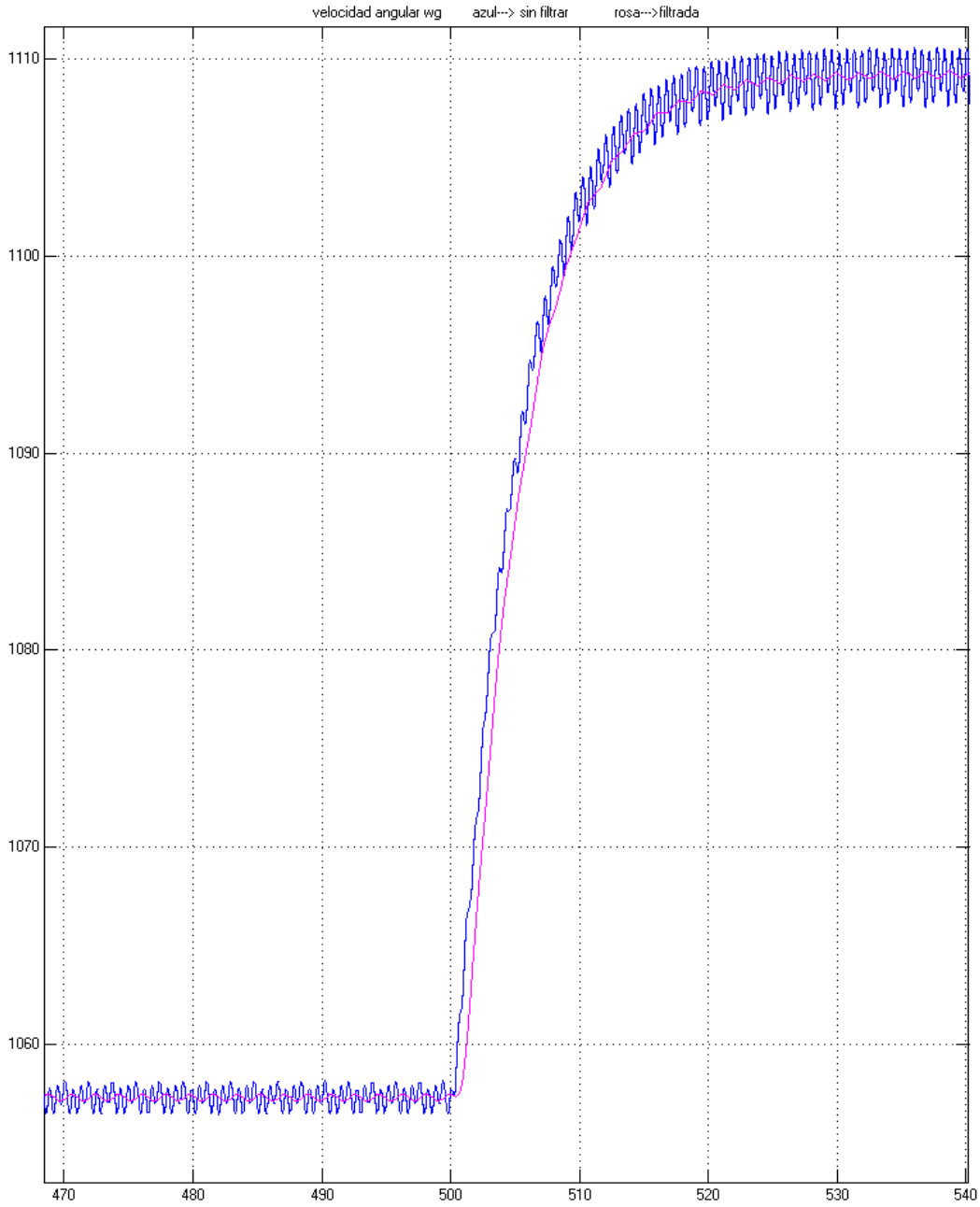


Figura 9. 42: Control MPPT filtrado ante salto vi 10 a 10.5 m/s

Se puede observar cómo se consigue eliminar el rizado que presenta la variable wg a coste de un pequeño retraso.

A continuación se muestra la respuesta temporal del filtro sobre el ruido wg en estado estacionario para el punto de operación vi=11.5 m/s Tem=43093.55 N*m pitch=0 grados (Figura 9.43).

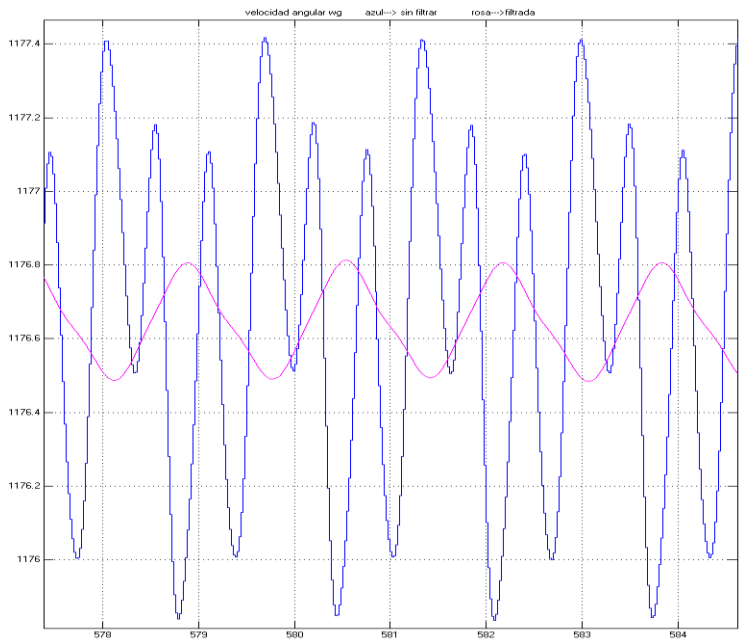


Figura 9. 43:Filtro en wg punto operación vi=11.5m/s

En azul se puede ver la wg sin filtrar y en rosa la filtrada. La amplitud relativa del ruido en estado estacionario de la señal wg sin filtrar es de 0.1359%.

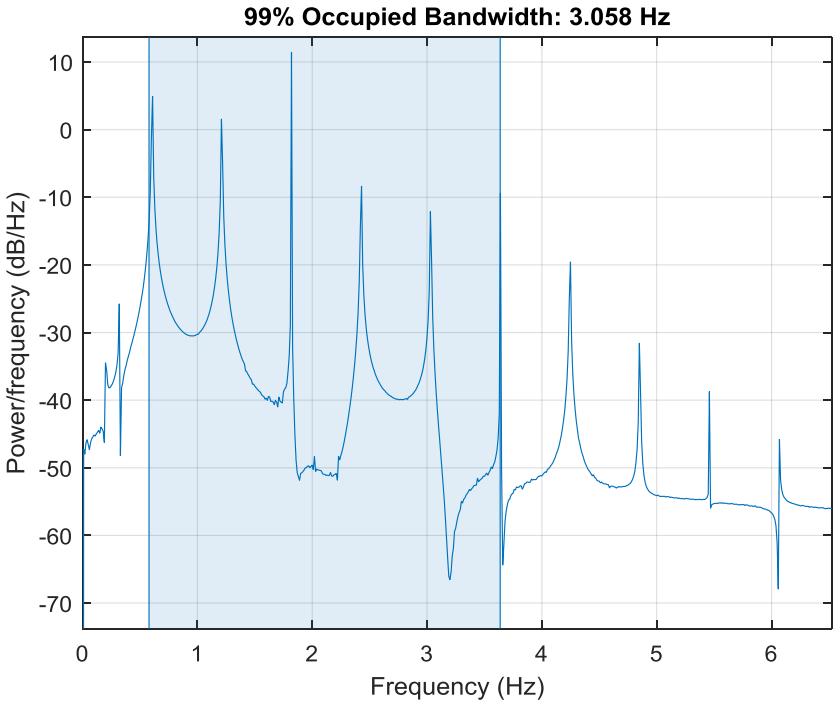


Figura 9. 44: rango de frecuencias en wg punto operación vi=11.5m/s

Para el punto operación vi=11.5 m/s, el ruido en la señal wg se encuentra en un rango de frecuencias [0.5790 a 3.6369] Hz, lo que supone un ancho de banda de 3.0579 Hz (Figura 9.44).

A continuación se muestra la respuesta en frecuencia de ambas señales (Figura 9.45).

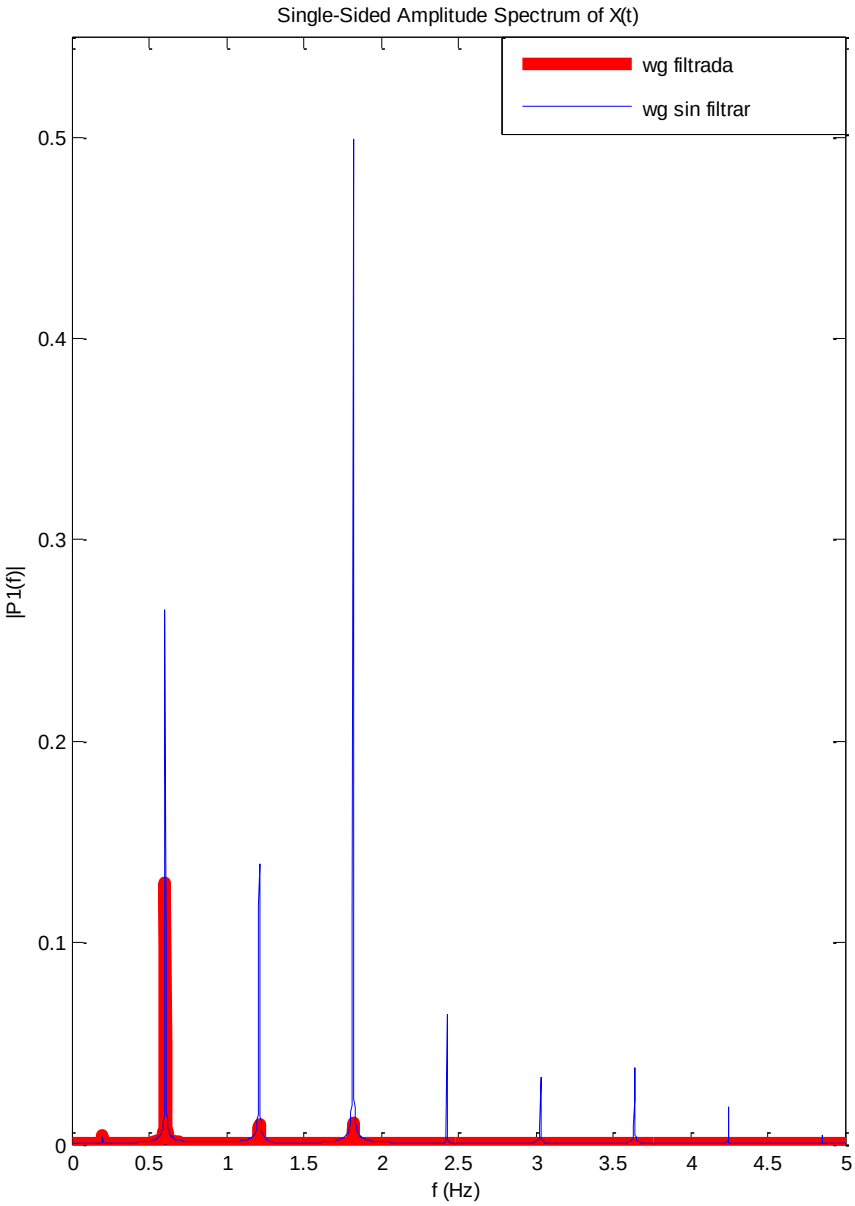


Figura 9. 45: Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=11.5m/s

Se puede apreciar como el filtro consigue eliminar la componente de alta frecuencia de la señal a controlar wg.

A continuación se muestra una serie de graficas que muestran el resultado del controlador MPPT en la turbina de FAST con histéresis, filtro y sin filtro ante un viento que recorre todas las regiones de funcionamiento (Figura 9.46).

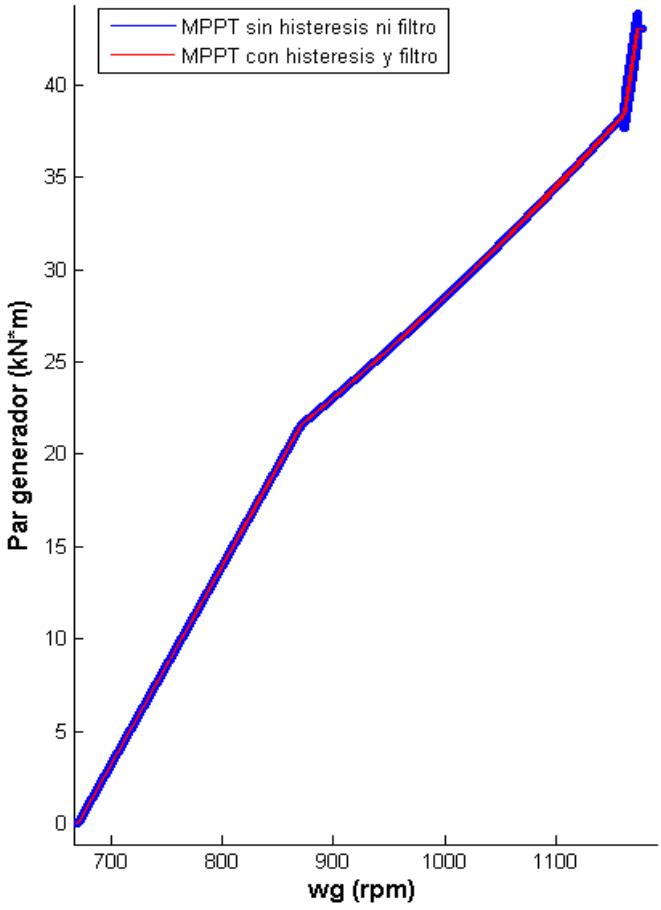


Figura 9. 46: Resultados filtro control MPPT en wg

La implementación del filtro consigue que el control sea más suave, sobre todo en la zona MPPT más cercana a la zona nominal.

En al siguiente tabla (Tabla 9.3) se refleja el resultado del controlador MPPT en la turbina de FAST sobre la tasa de variación a la que es sometida el Te generador con histéresis, filtro y sin filtro ante un viento que recorre todas las regiones de funcionamiento.

Tabla 9. 3: Resultados filtro control MPPT en wg

	TVA Te generador (kN*m)
Sin filtro sin histéresis	1.9342e+04
Con histéresis 100N	1.7859e+03
Con histéresis 1000N	1.1691e+03
Con filtro e histéresis	216.3797

9.4.2. Efecto filtro paso bajo en controlador zona nominal

A continuación se muestra la respuesta temporal del filtro sobre el ruido wg en estado estacionario para el punto de operación vi=15 m/s Tem=43093.55 N*m pitch=9.9grados (Figura 9.47).

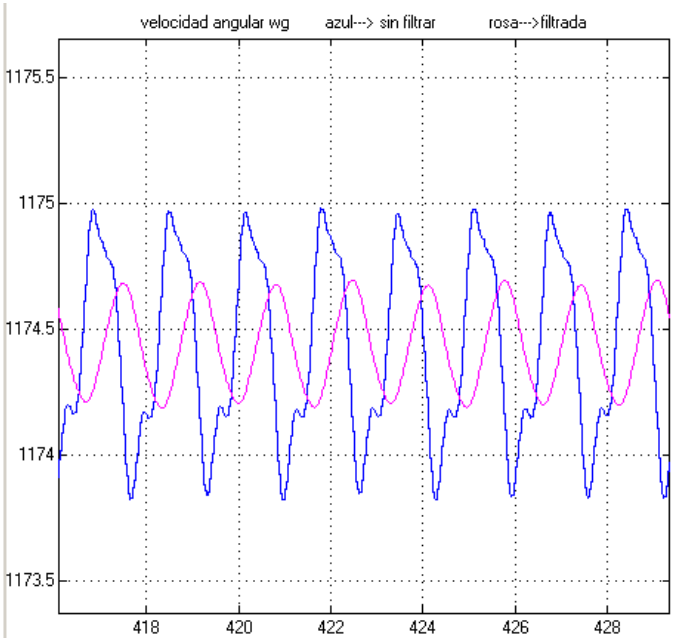


Figura 9. 47: Filtro en wg punto operación vi=15m/s

En azul se puede ver la wg sin filtrar y en rosa la filtrada.

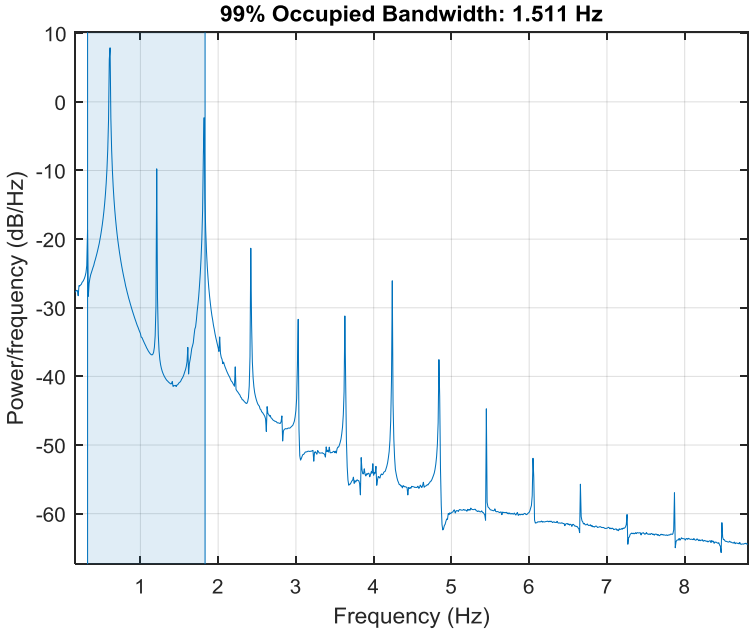


Figura 9. 48:rango de frecuencias en wg punto operación vi=15m/s

Para el punto operación vi=15 m/s, el ruido en la señal wg se encuentra en un rango de frecuencias [0.3205 a 1.8317] Hz, lo que supone un ancho de banda de 1.5112 Hz (Figura 9.48).

A continuación se muestra la respuesta en frecuencia de ambas señales (Figura 9.49).

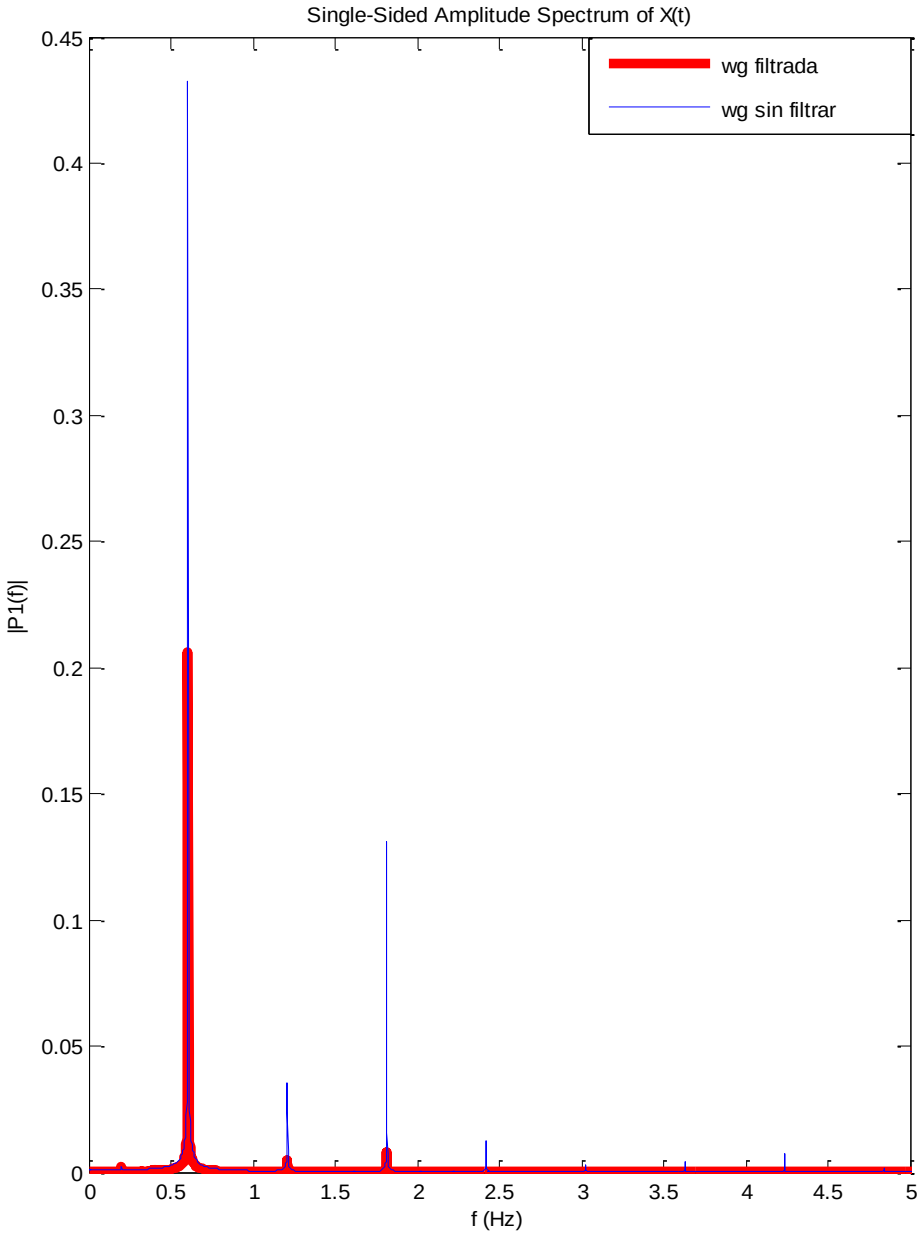


Figura 9. 49:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=15m/s

Se puede apreciar como el filtro consigue eliminar la componente de alta frecuencia de la señal a controlar wg.

A continuación se muestra la respuesta temporal del filtro sobre el ruido wg en estado estacionario para el punto de operación vi=20 m/s Tem=43093.55 N*m pitch=17.05grados (Figura 9.50).

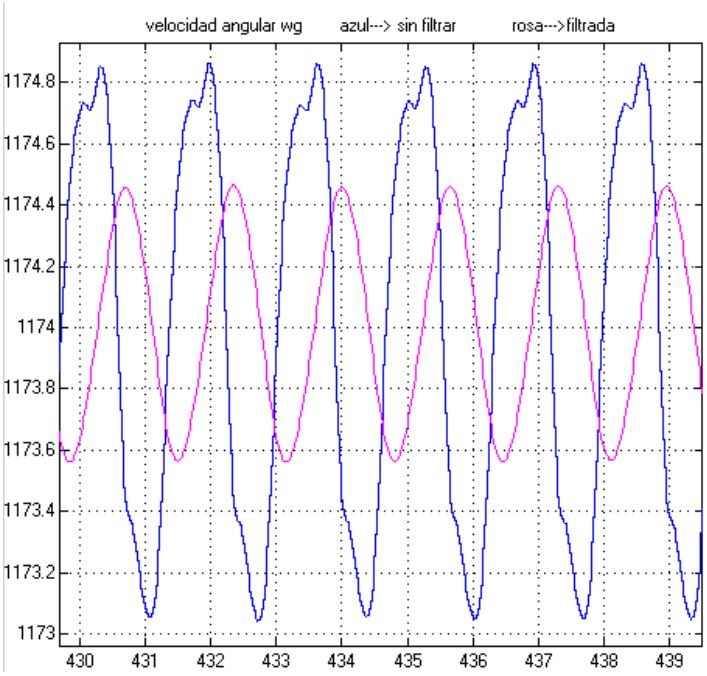


Figura 9. 50:Filtro en wg punto operación vi=15m/s

En azul se puede ver la wg sin filtrar y en rosa la filtrada.

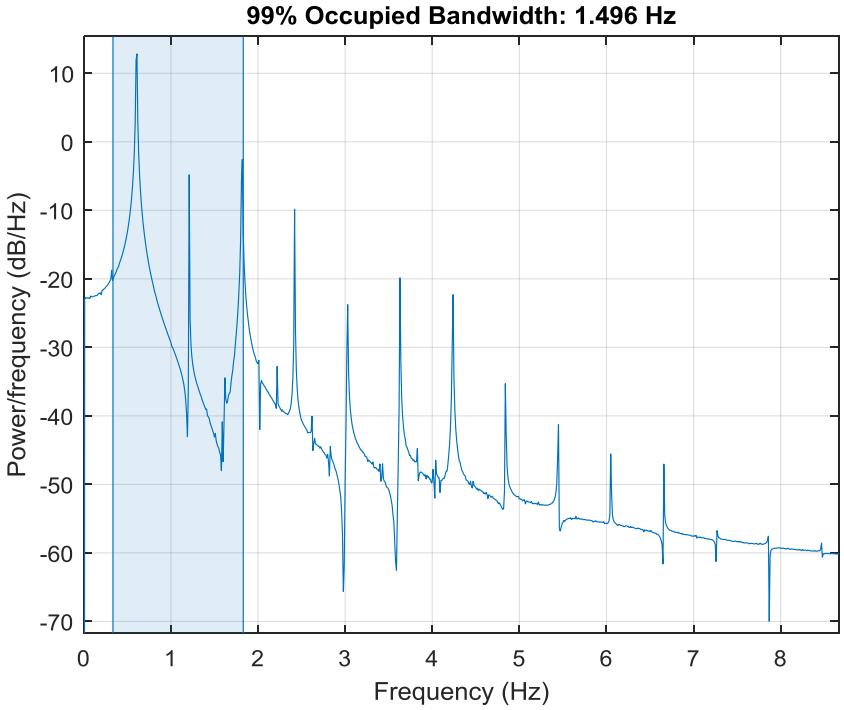


Figura 9. 51:rango de frecuencias en wg punto operación vi=20m/s

Para el punto operación vi=20 m/s, el ruido en la señal wg se encuentra en un rango de frecuencias [0.3346 a 1.8303] Hz, lo que supone un ancho de banda de 1.4957 Hz (Figura 9.51).

A continuación se muestra la respuesta en frecuencia de ambas señales (Figura 9.52).

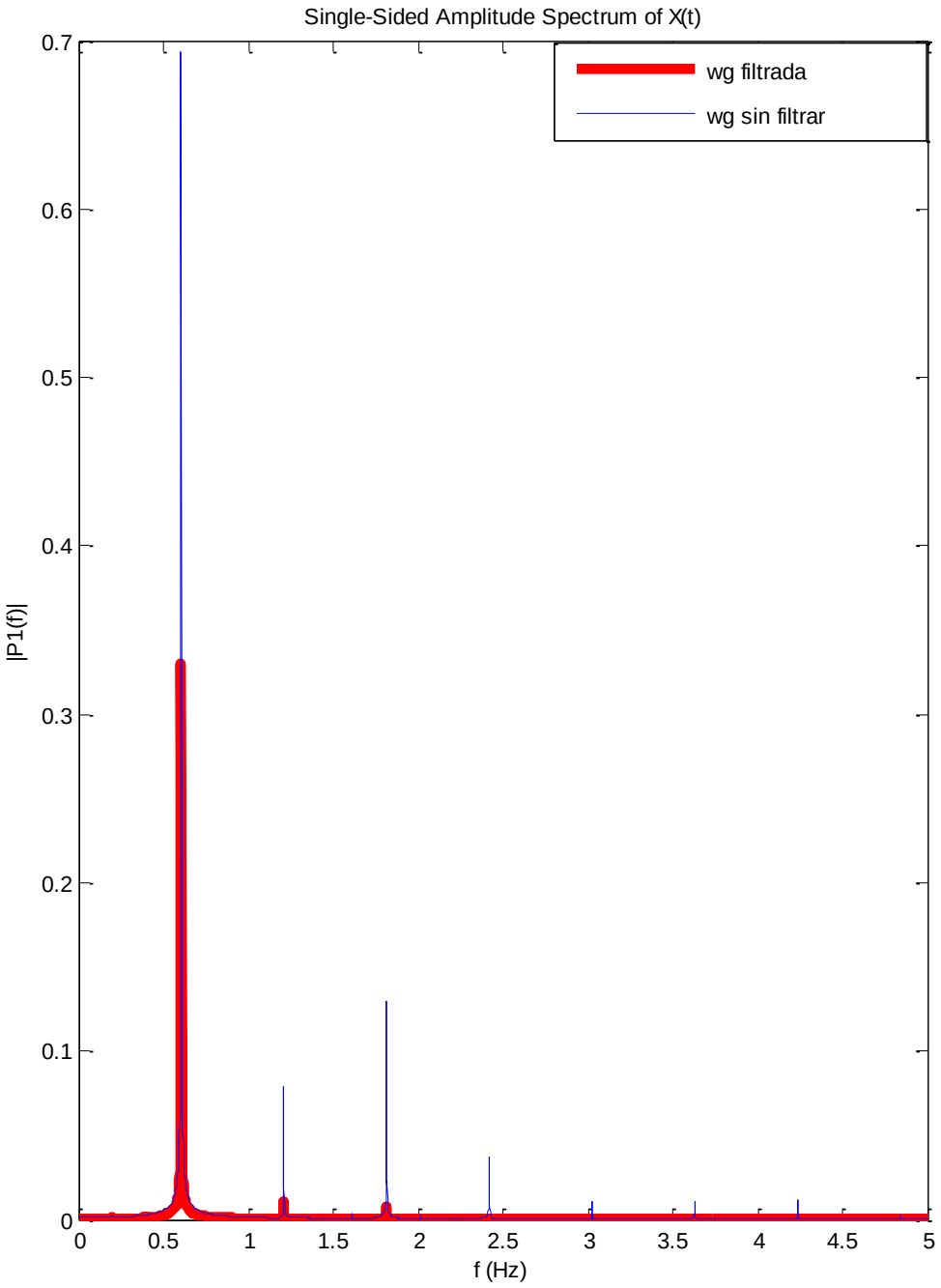


Figura 9. 52:Respuesta en frecuencia filtro en wg punto operación vi=20m/s

A continuación se muestra unas graficas (Figura 9.53, 9.54) que muestran el resultado del controlador del pitch en la turbina de FAST con y sin filtros ante un viento que recorre la zona nominal a saltos escalones.

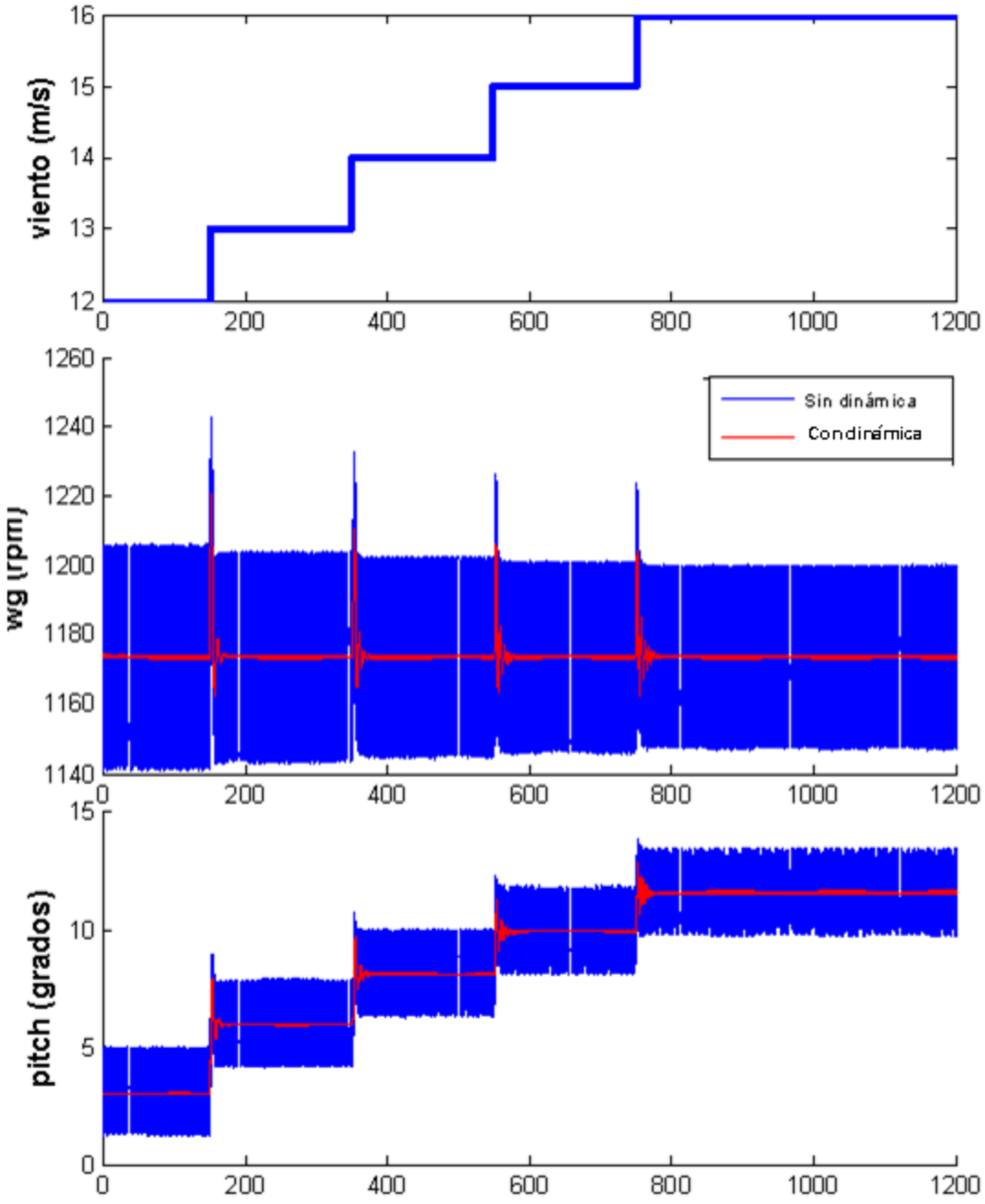


Figura 9. 53:Viento, wg y ptich con dinámica pitch y filtro wg

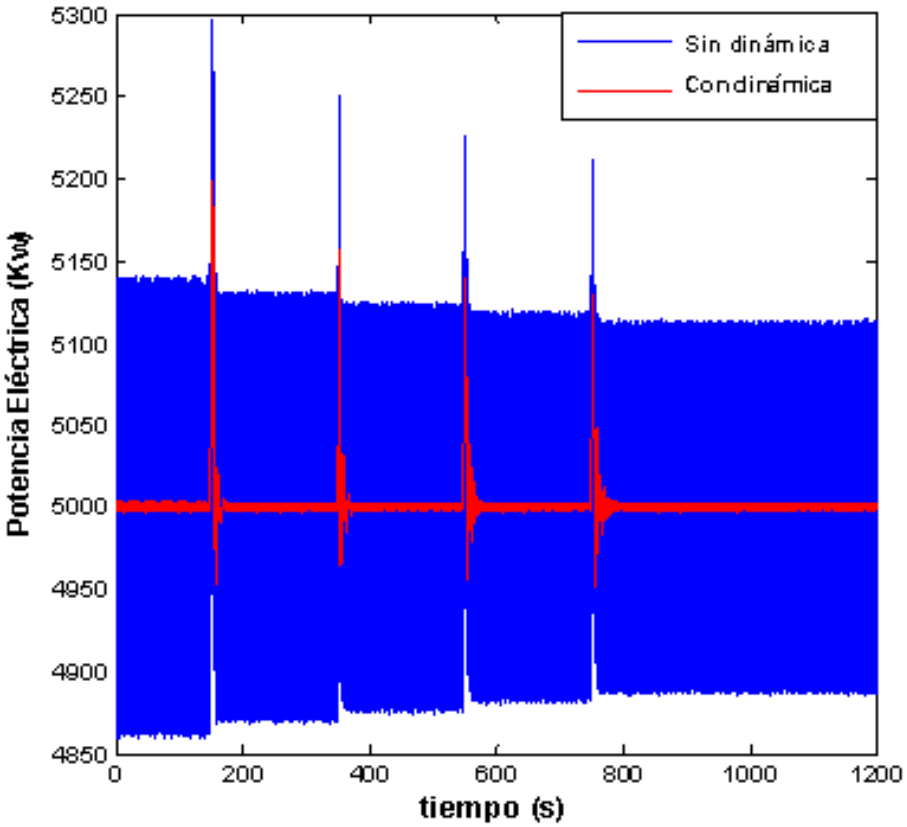


Figura 9. 54: Potencia obtenida incluyendo dinámica pitch y filtro wg

Se puede deducir que se ha solventado con existo el problema de las fluctuaciones y vibraciones que provocaba el controlador al no existir dinámica en el pitch. La adición de esta nueva dinámica no cambia los modelos wg-pitch obtenidos anteriormente, ya que la dinámicas del modelo son mucho más lentas que la del actuador del pitch.

Las fluctuaciones que aparecían en wg son pequeñas, pero al implementarle un controlador agresivo y rápido, hace que se amplifique bastante el ruido. Con el filtrado de wg parece solucionar el problema obteniendo un control rápido y sin tantas fluctuaciones.

Se observa como añadiendo estas dinámicas al controlador se reduce la tasa de variación que sufre el ángulo de paso de pala. Para el ensayo realizado se ha reducido la TVA del pitch a un valor de 5.5025e+03 grados. En comparación con la TVA del pitch que se obtuvo sin dinámicas 3.0863e+04, sea reducido dicho índice un 82%.

9.4.3. Procedencia del ruido en wg

Para comprobar si el ruido en wg es generado por el solver de Simulink o proviene del modelo de FAST se hace el siguiente ensayo.

A partir de una velocidad de 15m/s, Tem=Tem nominal y un pitch de 9 grados, se realiza una simulación tanto en Simulink como en FAST y se comprueba los resultados obtenidos (Figura 9.55).

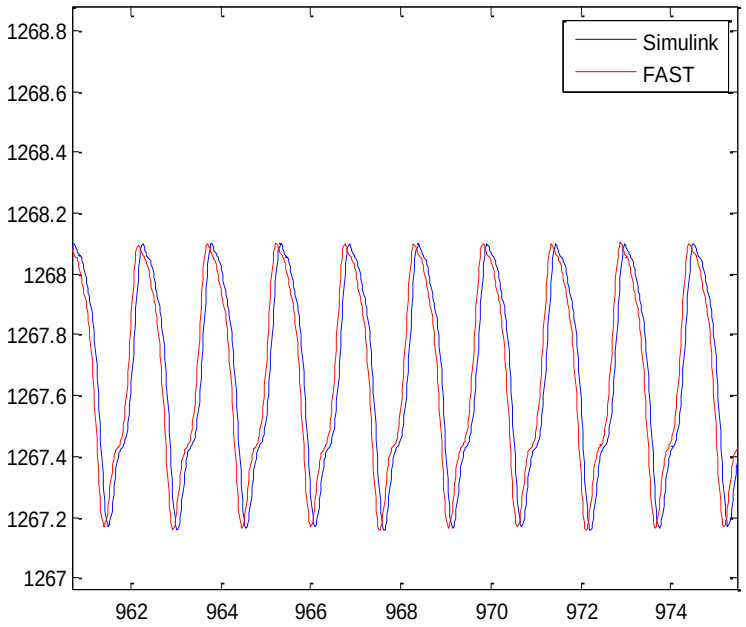


Figura 9. 55: Ruido wg Simulink vs FAST

En ambos software se observa la existencia de un ruido cíclico en la variable wg. Por lo que el ruido lo tiene integrado el propio modelo de FAST excluyéndose que fuera generado por nosotros de manera inconsciente.

La siguiente tabla (Tabla 9.4) se muestra como resumen de las distintas frecuencias en las que se sitúa el ruido para diversos puntos de operación.

Tabla 9. 4: Rango frecuencias ruido wg

v i(m/s)	Pitch (grados)	Fc inf (Hz)	Fc sup (Hz)	Ancho de banda (Hz)
7	0	0.3101	2.0657	1.7556
10	0	0.5215	2.1830	1.6615
11.5	0	0.5790	3.6369	3.0579
15	9.908	0.3205	1.8317	1.5112
20	17.05	0.3346	1.8303	1.4957

Capítulo 10

10. Mejora del control sobre la región nominal (FAST)

Teniendo en cuenta el filtro diseñado para wg y la dinámica de pitch integrada al sistema, en este capítulo se realizan diferentes estrategias buscando reducir el índice IAE en los primeros apartados, y reducir las vibraciones de la torre en el apartado final.

10.1.Sintonía PID para reducir índice IAE (FAST)

10.1.1. Sintonía con PIDtool

En este apartado se van a diseñar PID a través de la herramienta PIDtool de Matlab buscando encontrar la sintonía de dicho controlador con PID que obtengan un margen de fase 60 grados y margen de ganancia infinito variando el ancho de banda.

Se escoge de ejemplo el modelo en la zona nominal de la velocidad angular del eje de alta velocidad wg en función del pitch para un determinado el punto de operación vi=12 m/s y pitch=3.018 grados.

Se elige este punto por ser un punto intermedio entre la zona MTTP y la zona nominal.

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = \frac{-85.1948}{17.09s + 1}\, pitch(s) \tag{10.1}$$

Como se utiliza un PI discreto, se convierte el modelo continuo en un modelo discreto con tiempo de muestreo 0.02s.

$$G(z) = \frac{wg(z)}{pitch(z)} = \frac{-0.09963}{z - 0.9988}\, pitch(z) \tag{10.2}$$

El controlador que se diseñó en apartados anteriores presentaba un ancho de banda 0.4 rad/s (tiempo de respuesta 5s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia infinito con Kp=-0.064, Ti=3.18 y Tp=0.00997 sin tener en cuenta la dinámica del pitch y filtro que se han diseñado a posteriori.

Teniendo en cuenta las dinámicas adicionales se diseña un nuevo controlador con una buena respuesta sub-amortiguada. Se prueba con una parametrización con ancho de banda 0.133 rad/s (tiempo de respuesta 15s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 28.2 dB (Figura 10.1).

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = (Filtro(s) + \frac{-85.1948}{17.09s + 1} + Act(s))\ Pitch \qquad (10.3)$$

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.019498
Ti	6.7019
Td	0.0099851
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	10.1 seconds
Settling time	41.5 seconds
Overshoot	14 %
Peak	1.14
Gain margin	28.2 dB @ 2.03 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.133 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 10. 1: Parametrización PID 1 wg-pitch

Se prueba con otra parametrización, manteniendo el margen de base, se reduce el ancho de banda hasta el mínimo posible para mantener el margen de fase. Se obtiene una parametrización con ancho de banda 0.04 rad/s (tiempo de respuesta 50s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 49.3 dB.

Se obtiene otra parametrización más (Figura 10.2), manteniendo el margen de base, se aumenta el ancho de banda hasta el máximo posible para mantener el margen de fase. Se prueba con una parametrización con ancho de banda 0.267 rad/s (tiempo de respuesta 7.5 s), margen de fase 60 grados y margen de ganancia 20.5 dB.

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.001492
Ti	2.6376
Td	0.0099621
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	34.5 seconds
Settling time	110 seconds
Overshoot	9.41 %
Peak	1.09
Gain margin	49.3 dB @ 1.87 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.04 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Controller Parameters

	Tuned
Kp	-0.046885
Ti	6.1202
Td	0.0099837
N	

Performance and Robustness

	Tuned
Rise time	4.5 seconds
Settling time	24 seconds
Overshoot	15.4 %
Peak	1.15
Gain margin	20.5 dB @ 2.02 rad/s
Phase margin	60 deg @ 0.267 rad/s
Closed-loop stability	Stable

Figura 10. 2: Parametrización PID 2 y PID 3 wg-pitch

A continuación se compara la respuesta de los diferentes PIDs ante diferentes casos.

En la siguiente figura (Figura 10.3) se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control wg-pitch ante un viento escalón que recorre gran parte de la región nominal.

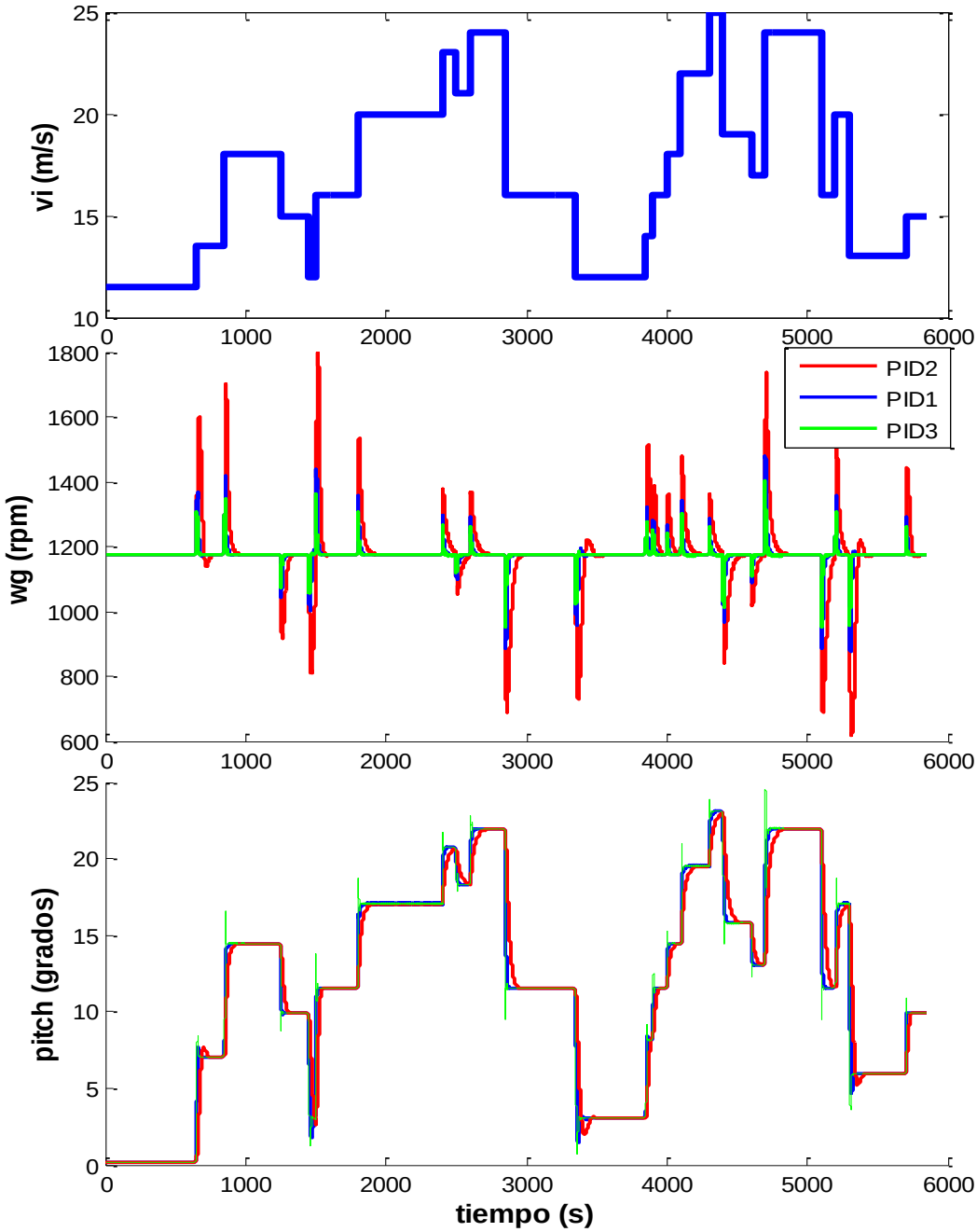


Figura 10. 3:Control PID's simples wg-pitch ante viento escalón

Se puede observar la respuesta de los tres PI diseñados: PI 1 (azul), PI2 (rojo) y PI 3 (verde).

Como se puede apreciar el PID 3 (verde) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia wg exigido ante un viento igual para los tres controladores.

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 10.1).

Tabla 10. 1: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento escalón

	PI1 (azul)	**PI2 (rojo)**	**PI3 (verde)**
IAE	2.5683e+06	1.2788e+07	1.1243e+06
IAVU	233.8406	148.2510	463.0561

De los índices se puede destacar la mejoría del PID 3 en el índice IAE a pesar de un mayor IAVU. Esto se traduce en que el PID 3 consigue mantener valores más próximos al wg exigido a coste de un mayor esfuerzo de control en la variable manipulada (pìtch).

En la siguiente figura (Figura 10.4) se muestra el resultado de los controladores diseñados para el control wg-pitch ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

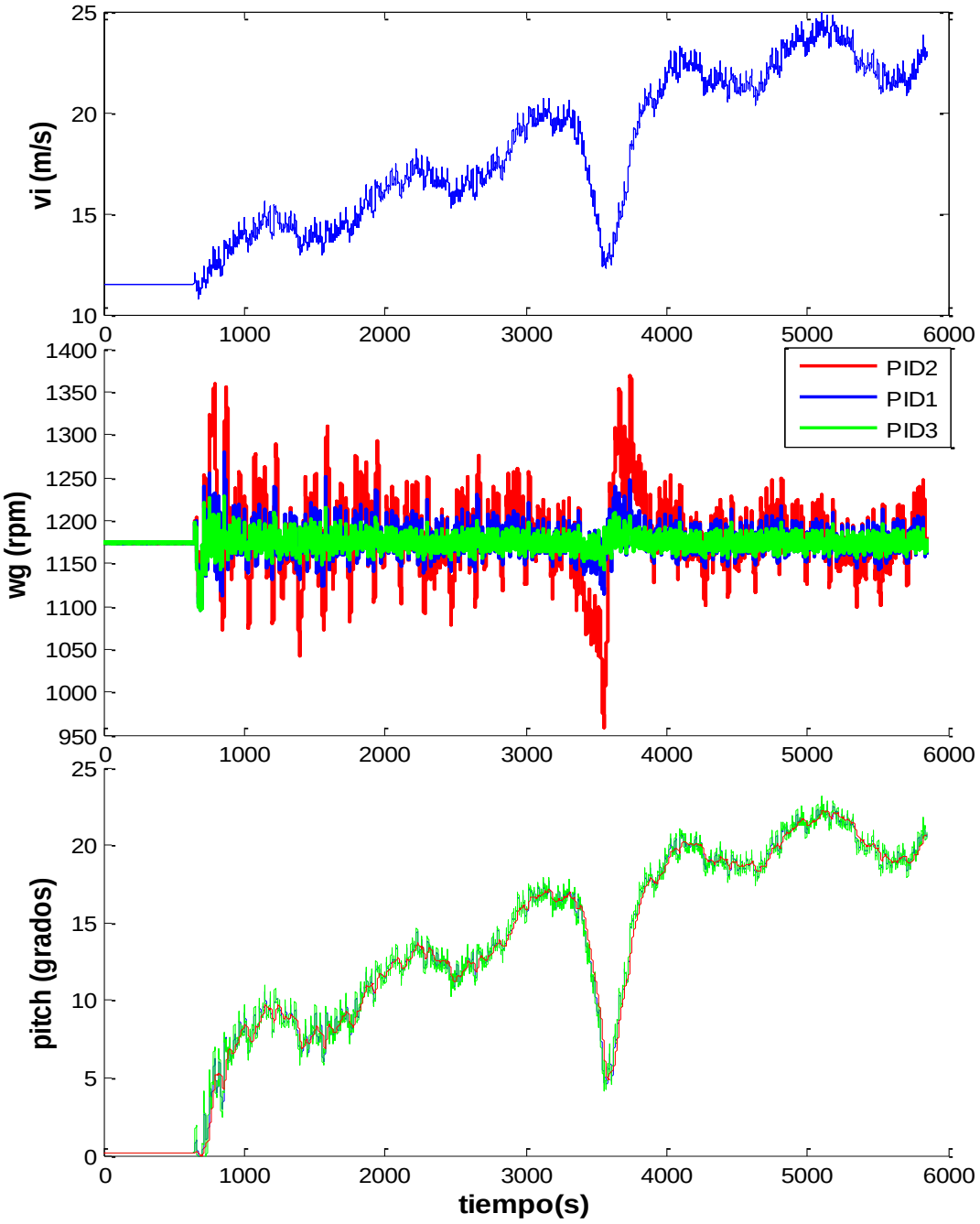


Figura 10. 4: Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento

Se puede observar la respuesta de los tres PI diseñados: PI 1 (azul), PI2 (rojo) y PI 3 (verde).

Destacar el esfuerzo de control de PID 3 ya que se puede apreciar como el PID 3 (verde) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia wg exigido ante un viento igual para los tres controladores.

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 10.2).

Tabla 10. 2: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento

	PID1 (azul)	**PID2 (rojo)**	**PID3(verde)**
IAE	3.4020e+06	9.5144e+06	1.9356e+06
IAVU	439.3494	112.4608	1.0191e+03

De los índices se puede destacar la mejoría del PID 3 en el índice IAE a pesar de un mayor IAVU. Esto se traduce en que el PID 3 consigue mantener valores más próximos al wg exigido a coste de un mayor esfuerzo de control en la variable manipulada (pìtch).

Observando los resultados, el PID elegido en un primer momento sería el PID 3 ya que consigue reducir casi a la mitad el índice IAE con respecto al PID 1, el cual que también presenta buena respuesta al control.

10.1.2. Métodos sintonía PID López

Para el lazo de control wg-pitch en la zona nominal, la referencia wg permanece constante en el tiempo, por lo que el criterio para el control consistiría en rechazar las perturbaciones provocadas por el viento manteniendo el wg nominal.

Basándonos en este criterio, se utiliza los métodos de sintonización PID López, que ya se utilizaron en la planta experimental en capítulos anteriores (Tabla 10.3).

Éstas son las siguientes ecuaciones e índices del método de sintonización PID López, el cual se basa en un modelo de primer orden más tiempo muerto para la planta:

$$G(s) = \frac{K_p e^{-t_m S}}{\tau S + 1} \tag{10.4}$$

$$k_p k_c = a\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^b \qquad \frac{T_i}{\tau} = c\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^d \qquad \frac{T_d}{\tau} = e\left(\frac{t_m}{\tau}\right)^f$$

Tabla 10. 3: Valores índices métodos sintonía PID López

Controlador	***Criterio***	***a***	***b***	***c***	***D***	***e***	***f***
PI	IAE	0.984	-0.986	1.645	0.707	-	-
	ITAE	0.859	-0.977	1.484	0.680	-	-
	ISE	1.305	-0.959	2.033	0.739		
PID-ideal	IAE	1.435	-0.921	1.139	0.749	0.482	1.137
	ITAE	1.357	-0.947	1.188	0.738	0.381	0.995
	ISE	1.495	-0.945	0.908	0.771	0.560	1.006

Para la sintonización del PID, se utiliza la función transferencia de los modelos lineales wg-pitch obtenidos. Se tiene en cuenta la dinámica del punto de operación vi=12 m/s y pitch=3.018 grados como en apartados anteriores.

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = \frac{-85.1948}{17.09s + 1} \tag{10.5}$$

Teniendo en cuenta las dinámicas adicionales el modelo quedaría:

$$G(s) = \frac{wg(s)}{pitch(s)} = (Filtro(s) + \frac{-85.1948}{17.09s + 1} + Act(s))\ Pitch \tag{10.6}$$

Para utilizar las ecuaciones anteriores es necesario aproximar el modelo a uno de primer orden con retardo:

$$G(s) = \frac{-84.77}{15.11s + 1} e^{-2.5s} \tag{10.7}$$

Se comprueba que la bondad del modelo no ha quedado reducida (Figura 10.5):

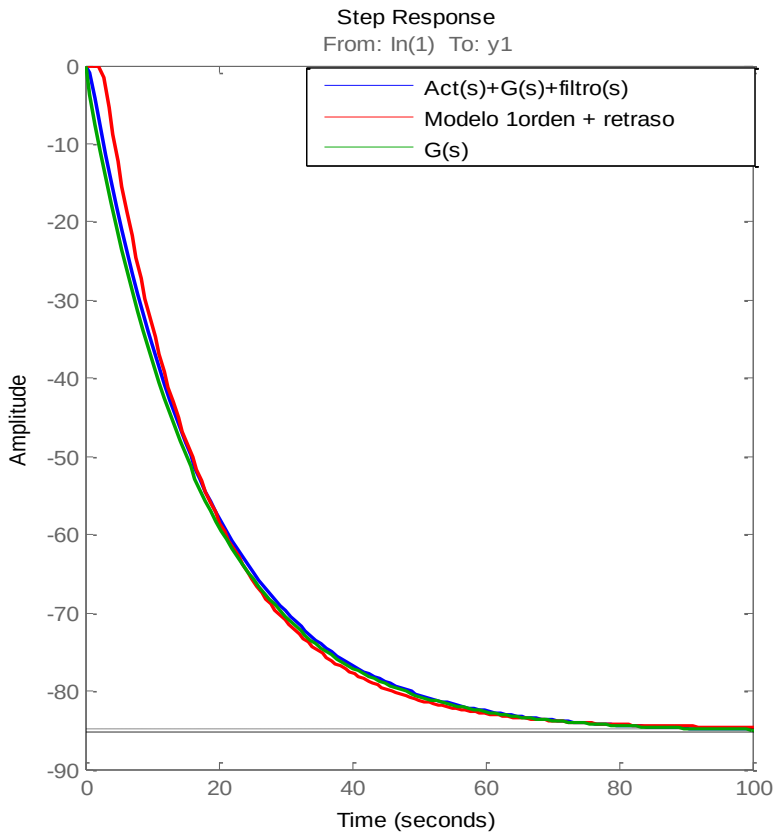


Figura 10. 5:Aproximación modelo 1orden+retraso

El modelo reducido presenta un ajuste de un 97% con respecto al modelo completo.

Teniendo en cuenta los índices de sintonía y los parámetros del modelo wg-pitch, se obtienen las siguientes sintonías PID utilizando las ecuaciones 10.4 y se comparan con el PID diseñado en apartados anteriores PID3 (Tabla 10.4):

Tabla 10. 4: Valores Kp,Ti,Td controladores PID wg-pitch

Controlador	***Criterio***	***Kp***	***Ti***	***Td***
PI	IAE	-0.0683	6.9669	0
	ITAE	-0.0587	6.5978	0
	ISE	-0.0864	8.1284	0
PID-ideal	IAE	-0.0888	4.4728	0.9418
	ITAE	-0.0879	4.7585	0.9611
	ISE	-0.0965	3.4273	1.3850
PID 3	MF=60º	-0.0469	6.12	0

En la siguiente figura (Figura 10.6) se muestra el resultado de los controladores sintonizados para el control wg-pitch ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

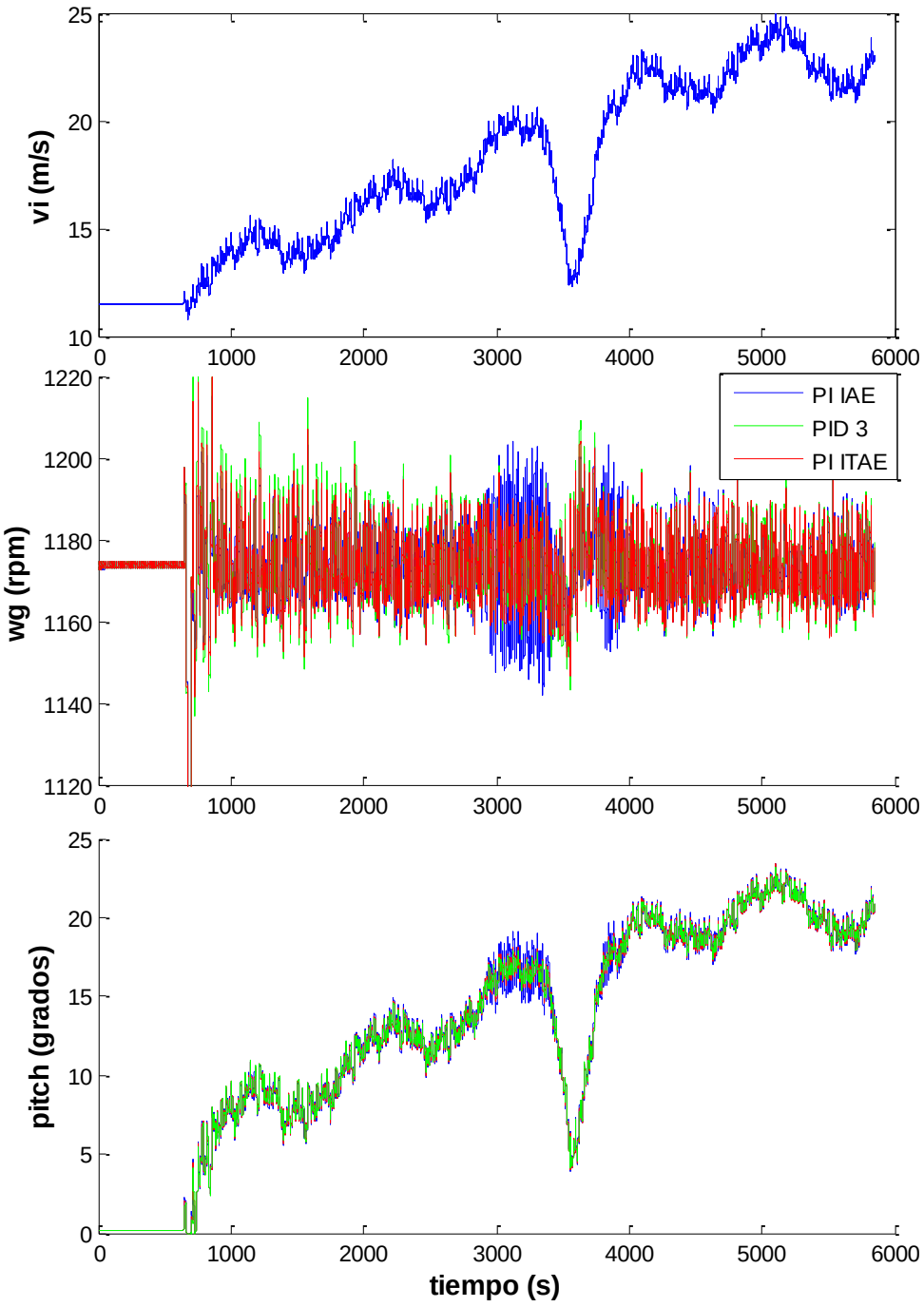


Figura 10. 6:Control PID's métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 10.5).

Tabla 10. 5: Índices Control PID's simples wg-pitch ante viento turbulento

Controlador	***Criterio***	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PI	IAE	1.8676e+06	2.6212e+07	2.0929e+03
	ITAE	**1.7832e+06**	**2.4527e+07**	**1.3997e+03**
	ISE	Demasiado agresivos		
PID-ideal	IAE			
	ITAE			
	ISE			
PID 3	MF=60 grados	1.9356e+06	2.8902e+07	1.0191e+03

Aparentemente los PID3 (verde) y PI ITAE (rojo) parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada. Como se puede apreciar el PI ITAE (rojo) consigue tener un rechazo de perturbaciones mejor que los otros controladores, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia wg exigido ante un viento igual para los tres controladores.

El controlador PI IAE (azul) es demasiado agresivo llegando a provocar un empeoramiento en todos los índices calculados.

De los índices se puede destacar la mejoría del PI ITAE en el índice IAE e ISE a pesar de tener un valor algo superior al IAVU del controlador PID3.

PI ITAE será el controlador elegido para el control wg-pitch de la turbina FAST.

Debido a la alta no linealidad del modelo, los demás controladores hacen que el sistema se desestabilice por lo que no son considerados.

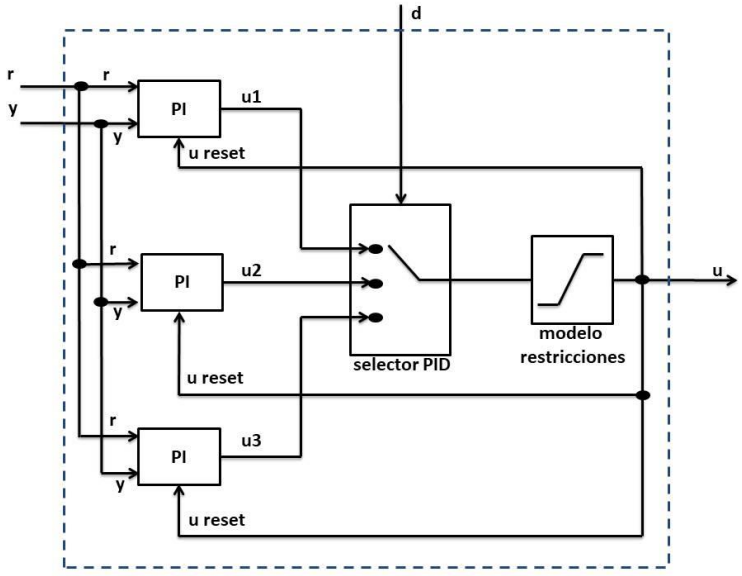
10.1.3. PID con ganancia programada

En este apartado se presenta los resultados del control en la zona nominal de un aerogenerador de 5 MW a través de controladores PID con ganancia programada sintonizado para distintos puntos de operación con los métodos de sintonía PID López para IAE e ITAE y se compara su respuesta con el controlador obtenido anteriormente PI ITAE.

La metodología llevada a cabo se basa en el diseño de una estructura descentralizada de un controlador PID adaptativo por ganancia programada.

En primer lugar, se identificó diversos modelos lineales del proceso en diferentes puntos de operación. Tras ello, para cada modelo lineal se ajusta un controlador PID con los métodos de sintonía PID López para IAE e ITAE.

El control adaptativo por ganancia programada consiste en ajustar de manera previa un controlador para diversos puntos de operación, y posteriormente, actualizar los parámetros de éste a partir de dichos diseños y según el punto de trabajo en el que esté la planta. Hay diferentes esquemas de ganancia programada en la literatura. Uno de ellos equivale a tener varios controladores PI funcionando en paralelo donde solo se escoge la salida de uno ellos en función de las condiciones de operación. Por ejemplo, en la figura (Figura 10.7) se muestra un esquema muy simple de control PI por ganancia programada donde solo habría 3 ajustes diseñados y funcionando en paralelo y donde se selecciona el más adecuado en función del valor de la perturbación. Los otros dos no seleccionados entran en modo seguimiento.



Modelo nº	vi	pitch
1	12	3.018
2	14	8.083
3	16	11.54
4	18	14.47
5	20	17.05
6	22	19.53
7	24	21.96

Figura 10. 7: Ejemplo esquema control PI por ganancia programada y modelos elegidos

En línea con dicho esquema, en este trabajo se usa un controlador PID adaptativo donde en concreto se han ajustado 7 controladores PID, uno para cada modelo lineal identificado en el apartado anterior.

Según el valor de la perturbación del viento se decide la salida de cuál de ellos debe seleccionarse.

Para que la transición entre controladores sea suave y sin cambios bruscos en la señal de control, todos deben trabajar con seguimiento integral actualizando su acción integral para que la salida de los no seleccionados coincida con la del controlador activo.

Es similar al mecanismo usado para conseguir antiwindup y cambio de modo sin salto que se implementa en los controladores PID

El controlador PID utilizado para cada lazo se implementa con una estructura I-PD para evitar cambios bruscos en la señal de control ante cambios en la referencia. El controlador I-PD no interactivo viene dado por la siguiente función de transferencia:

$$u(s) = K_p\left(-y(s) + \frac{r(s) - y(s)}{T_i s} - y(s)\frac{T_d}{\alpha T_d s + 1}\right) \tag{10.8}$$

donde u(s) es la señal de control, r (s) la referencia, y(s) señal controlada, Kp es la ganancia proporcional, Ti es la constante de tiempo integral y Td es la constante de tiempo derivativa. Esta ley de control continuo se implementa en una aproximación de tiempo discreto usando el algoritmo de Tustin. Las acciones proporcionales P(k), integral I(k) y derivativa D(k) de esta implementación en la k-ésima iteración son:

$$\begin{gathered} P(k) = K_p\big(-y(k)\big) \\ I(k) = I(k-1) + K_{pi}\,(e(k) + e(k-1)) \\ D(k) = u(k) = -c_d u(k-1) + K_{PD}\big(-y(k) + y(k-1)\big) \end{gathered} \tag{10.9}$$

La constante K_{pi} , K_{pD} y C_d viene dada en el anexo V:

La señal de control es la suma de estas tres acciones. Por lo tanto, la señal de control viene dada por u(k) = P (k) + I (k)+D(k).

Para hacer frente a las restricciones de las señales de control, se implementa un mecanismo anti-windup utilizando un modelo de restricción donde se consideran sus saturaciones. Cuando la señal de control final u(k) está fuera de sus límites, este mecanismo actualiza el término integral I(k) para que la salida del controlador no exceda dicho límite. Además, para asegurar el seguimiento del resto de controladores a la señal final de control u(k), hay que considerar que las variables P(k), I(k) , D(K) y U(k) son señales vectoriales de 7 elementos, uno por cada controlador del control adaptativo.

Es por eso por lo que en la sentencia *else* se actualiza la señal I(k) de tal forma que el resto de controladores no activos sigan a la señal u(k)

$$u(k) = P(k) + I(k) + D(k)$$

$$if\ u(k) > u_{max}$$

$$I(k) = u_{max} - P(k) - D(k)$$

$$elseif\ u(k) < u_{min}$$

$$I(k) = u_{min} - P(k) - D(k)$$

$$else$$

$$I(k) = u(k) - P(k) - D(k)$$

$$end$$

Teniendo en cuenta los índices de sintonía y los parámetros del modelo wg-pitch para cada punto de operación, se obtienen las siguientes sintonías PID utilizando las ecuaciones 10.4 para cada modelo lineal (Tabla 10.6).

Tabla 10. 6: Valores Kp,Ti,Td controladores PID adaptativo wg-pitch

Controlador		***PID-ideal***	
Criterio		**IAE**	**ITAE**
Kp	**Kp1**	-0.1484	-0.1492
	Kp2	-0.0739	-0.0733
	Kp3	-0.0564	-0.0553
	Kp4	-0.0464	-0.0450
	Kp5	-0.0399	-0.0385
	Kp6	-0.0416	-0.0400
	Kp7	-0.0382	-0.0366
Ti	**Ti1**	3.3178	3.5517
	Ti2	2.9133	3.1009
	Ti3	2.5970	2.7503
	Ti4	2.3709	2.5009
	Ti5	2.2085	2.3224
	Ti6	2.1563	2.2651
	Ti7	2.0722	2.1729
Td	**Td1**	0.5615	0.6207
	Td2	0.6028	0.6191
	Td3	0.6418	0.6177
	Td4	0.6745	0.6166
	Td5	0.7011	0.6157
	Td6	0.7103	0.6154
	Td7	0.7259	0.6149

A continuación se compara la respuesta de los diferentes PIDs adaptativos ante diferentes casos y con el PID diseñado en apartados anteriores PI ITAE (modelo vi= 12m/s).

En la siguiente figura (Figura 10.8) se muestra el resultado de los controladores sintonizados para el control wg-pitch ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

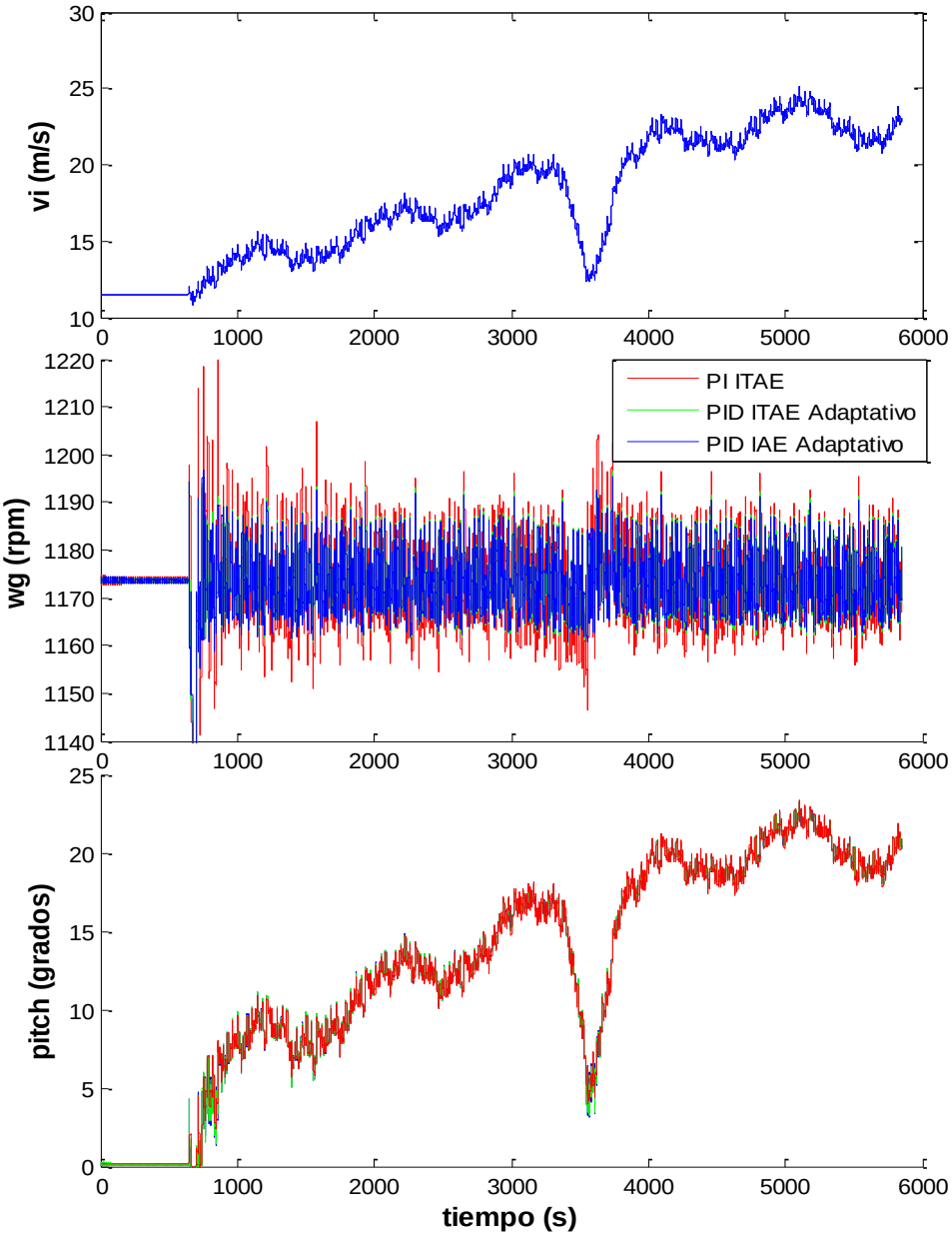


Figura 10. 8:Control PID's adaptativo métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento

Se calcula los índices IAE y IAVU para poder apreciar numéricamente aspectos como el esfuerzo de control o seguimiento de referencias de los tres controladores (Tabla 10.7, 10.8).

Tabla 10. 7: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento turbulento

Controlador / ***Criterio***	***PI ITAE (modelo vi=12m/s) (rojo)***	***PID-ideal***	
		IAE (azul)	**ITAE (verde)**
IAE	1.7832e+06	1.2821e+06	1.3264e+06
ISE	2.4527e+07	1.4716e+07	1.5364e+07
IAVU	1.3997e+03	3.8590e+03	3.0613e+03

Tabla 10. 8: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento escalón

Controlador / ***Criterio***	***PI ITAE (modelo vi=12m/s) (rojo)***	***PID-ideal***	
		IAE (azul)	**ITAE (verde)**
IAE	9.9309e+05	5.4066e+05	6.9440e+05
ISE	6.3692e+07	2.6154e+07	2.9748e+07
IAVU	863.4927	5.1409e+03	4.4452e+03

Aparentemente PID IAE adaptativo (azul) y PID ITAE adaptativo (verde) parecen tener similar esfuerzo de control en la variable manipulada, siendo en torno a cinco veces superior al controlador PI ITAE (rojo). Ambos controladores consiguen tener un rechazo de perturbaciones mejor que el controlador PI ITAE, ya que consigue mantenerse más próximo al valor de referencia wg exigido ante un viento igual para los tres controladores.

En los controladores PID, la acción derivativa puede provocar que señales de alta frecuencia y alta amplitud aparezcan en la señal de control si el ambiente es ruidoso. La solución más común es utilizar un filtro pasa-bajos de por lo menos de primer orden con cte de tiempo de tiempo α Td.. La constante de tiempo del filtro es elegida de tal manera que se elimine el ruido y que no tenga un efecto muy significativo sobre la dinámica del compensador.

La nueva acción derivativa actuará como verdadera derivada solo a frecuencias bajas y su ganancia a altas frecuencias está limita a Kp / α.

Teniendo en cuenta esto último, se aplica un filtro α=0.001 a los controladores PID diseñados con el objetivo de reducir el esfuerzo de control de la variable manipulada sin desmejorar demasiado los índices IAE e ISE obtenidos.

En la siguiente figura (Figura 10.9) se muestra el resultado de los controladores diseñados con filtro en la acción derivativa ante viento escalón.

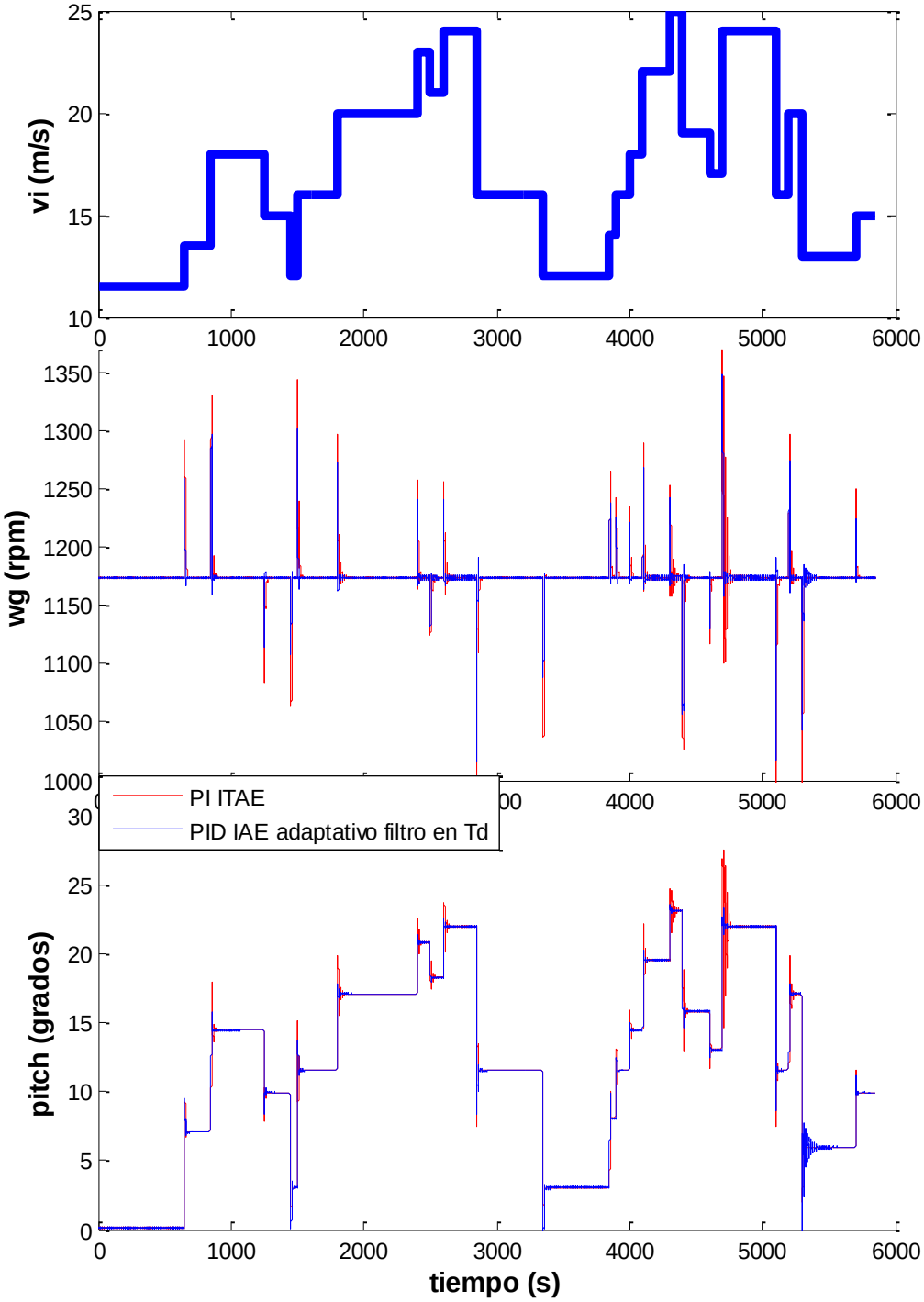


Figura 10. 9:Control PID's adaptativo filtro Td métodos sintonía wg-pitch ante viento escalón

En la siguiente figura (Figura 10.10) se muestra el resultado de los controladores diseñados con filtro en la acción derivativa ante viento turbulento.

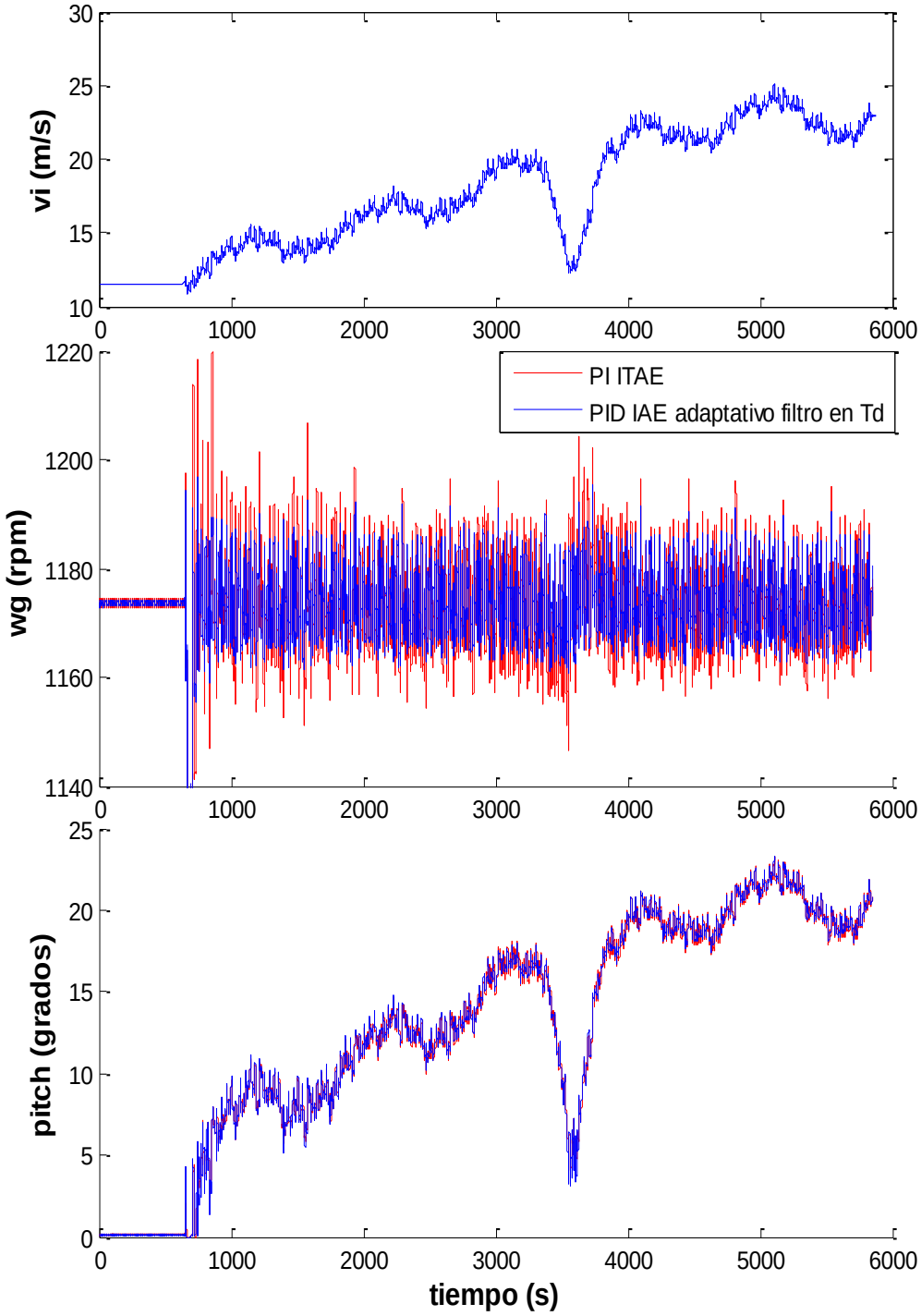


Figura 10. 10: Control PID's adaptativo filtro Td métodos sintonía wg-pitch ante viento turbulento

Tabla 10. 9:Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento turbulento

Controlador	***PI ITAE (modelo vi=12m/s) (rojo)***	***PID-ideal***		***PID-ideal con filtro alpha=0.01***	
Criterio		**IAE**	**ITAE**	**IAE (azul)**	**ITAE**
IAE	1.7832e+06	1.2821e+06	1.3264e+06	**1.2822e+06**	1.3265e+06
ISE	2.4527e+07	1.4716e+07	1.5364e+07	**1.4714e+07**	1.5363e+07
IAVU	1.3997e+03	3.8590e+03	3.0613e+03	**1.2252e+03**	1.1667e+03

Tabla 10. 10: Índices Control PID's adaptativo wg-pitch ante viento escalón

Controlador	***PI ITAE (modelo vi=12m/s) (rojo)***	***PID-ideal***		***PID-ideal con filtro alpha=0.01***	
Criterio		**IAE**	**ITAE**	**IAE (azul)**	**ITAE**
IAE	9.9309e+05	5.4066e+05	6.9440e+05	**5.4072e+05**	6.9631e+05
ISE	6.3692e+07	2.6154e+07	2.9748e+07	**2.6146e+07**	2.9785e+07
IAVU	863.4927	5.1409e+03	4.4452e+03	**999.6467**	1.7405e+03

Tras apreciar visualmente las gráficas y los índices calculados en las tablas 10.9 y 10.10, se puede deducir una mejoría en los PID adaptativos en todos los índices calculados tras la incorporación del filtro en la acción derivativa.

El controlador elegido para la zona nominal es el PID IAE adaptativo con filtro en Td, pues mejora los índices IAE e ISE en un alto porcentaje con respecto al controlador PI ITAE (diseñado para un solo punto de operación) con muy poca variación en el índice IAVU.

Debido a la alta no linealidad que presenta la planta, el control adaptativo diseñado mejora considerablemente el control en la región nominal del lazo wg-pitch al ser capaz de adaptarse a los cambios que sufre la dinámica del aerogenerador, por lo que su diseño queda justificado congruamente.

10.1.4. Feedforward

Siguiendo un procedimiento similar al realizado en la planta experimental del capítulo 6, se diseña dos estrategias de control feedforward para el lazo wg-pitch del aerogenerador.

Para la primera estrategia diseñada se realiza un control feedforward adaptativo en el que en función del punto de operación del viento cambia el valor de $Kp_{pitch}, Tp_{pitch}, Kp_{vi}, Tp_{vi}$ de modo continuo.

El modelo del aerogenerador wg-pitch y wg-vi se elige como Kp_{pitch}, Tp_{pitch}, Kp_{vi}, Tp_{vi} que varían en función de los puntos de operación obtenidos en capítulos anteriores con wg=1173.7 rpm (Tabla 10.11):

$$G(s) = \frac{Kp_{pitch}}{Tp_{pitch}s + 1}\ Pitch(s) + \frac{Kp_{vi}}{Tp_{vi}s + 1}\ vi(s) \tag{10.10}$$

Tabla 10. 11: :Modelos wg-pitch y wg-vi región nominal wg=1173.7 rpm

vi (m/s)	pitch(grados)	Kppitch	Tppitch	Kpvi	Tpvi
12	3.018	-85.1948	17.09	334.5142	16.72
14	8.083	-106.1383	10.18	204.8900	9.77
16	11.54	-91.1949	6.44	141.1962	6.19
18	14.47	-79.4108	4.48	107.6031	4.3
20	17.05	-71.1005	3.377	87.0975	3.19
22	19.53	-62.4546	3.07	77.7698	3
24	21.96	-58.8629	2.62	68.1542	2.55

El filtro de primer orden Feedforward quedaría:

$$Ca(s) = \frac{-\frac{Kp_{vi}}{Tp_{vi}s + 1}}{\frac{Kp_{pitch}}{Tp_{pitch}s + 1}} \tag{10.11}$$

Para ello se ha creado la función transferencia adaptativa en código Simulink que se muestra a continuación en la figura (Figura 10.11):

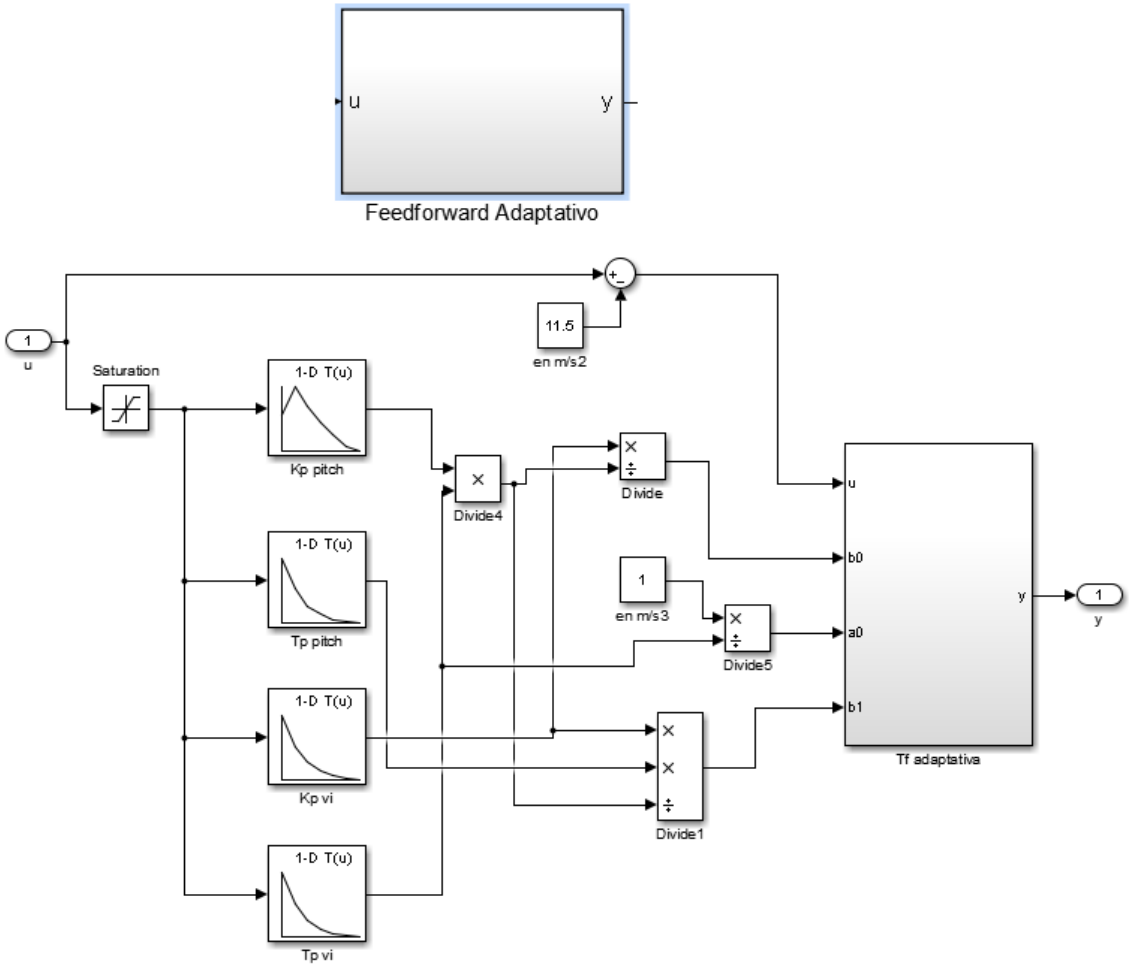


Figura 10. 11: Función transferencia adaptativa $Kp_{pitch}, Tp_{pitch}, Kp_{vi}, Tp_{vi}$

La estrategia más avanzada consiste en diseñar un feedforward adaptativo multidimensional en el que en función del punto de operación del viento y pitch, se reajuste los parámetros Kp y Tp de las dinámicas wg-pitch y wg-vi en función del pitch y el viento.

Se realiza una linealización de ambas dinámicas en un rango de pitch (0:0.5:25 grados) y de viento (11.5:0.5:24 m/s) obteniéndose 51x26=1326 valores para cada parámetro. Se muestra a continuación los parámetros obtenidos de ambas dinámicas en función del pitch y viento (Figura 10.12, 10.13, 10.14, 10.15).

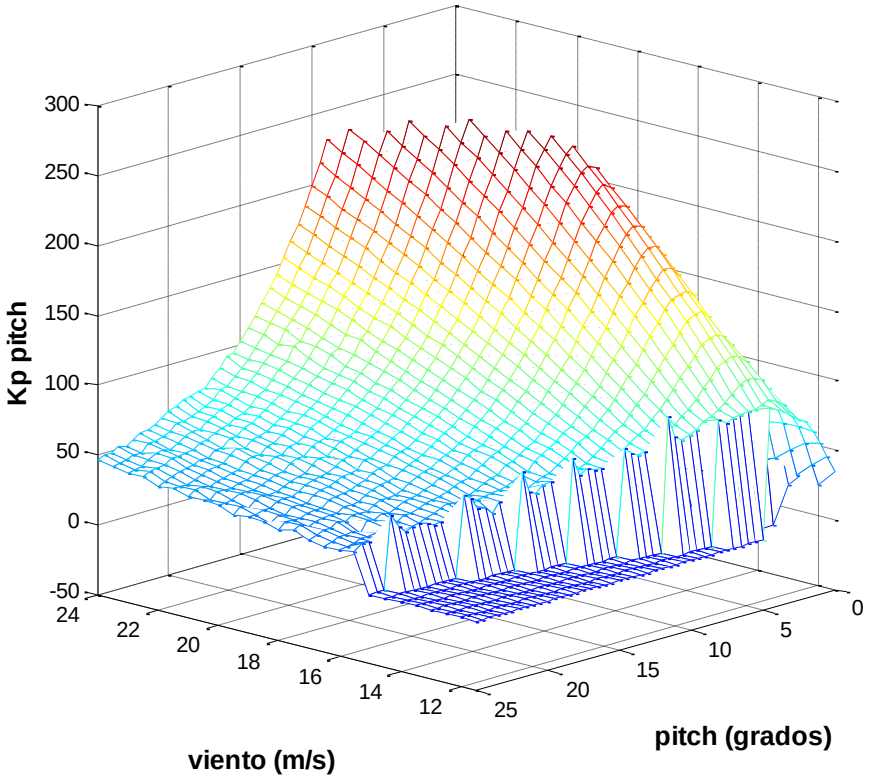


Figura 10. 12:Kp pitch 3d

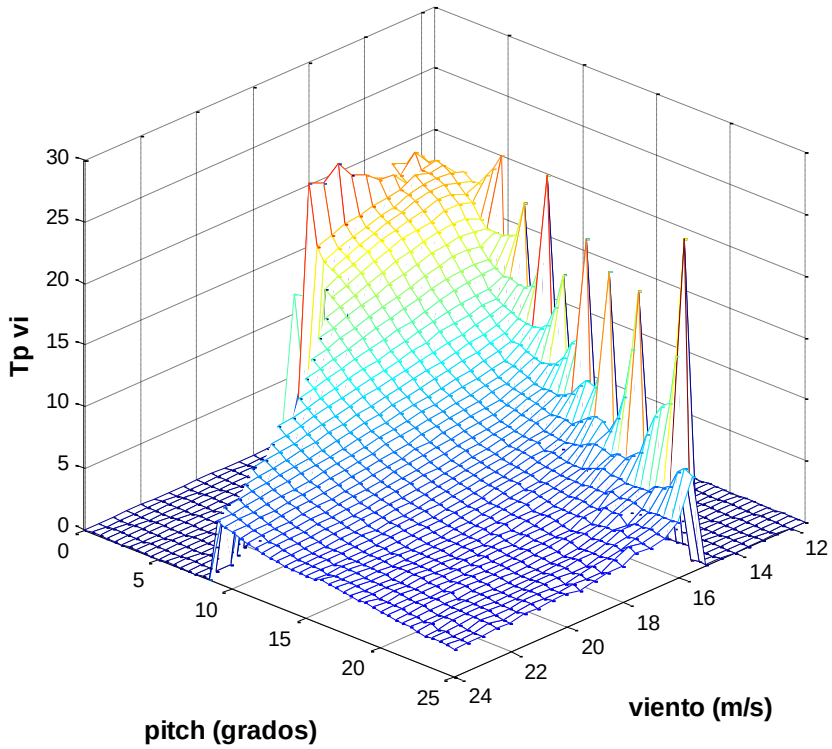


Figura 10. 13:Tp pitch 3d

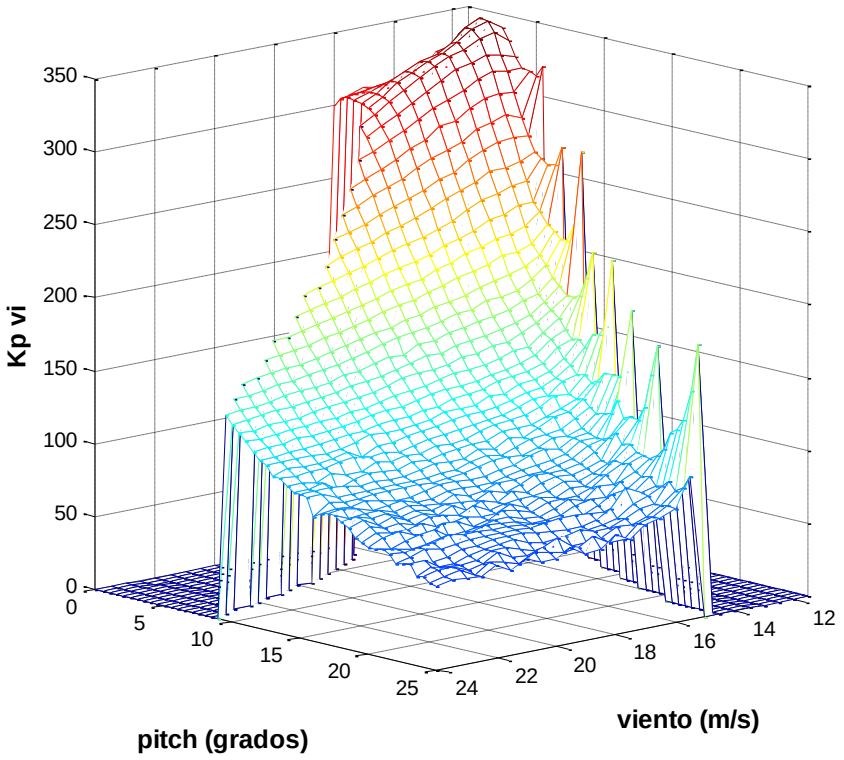


Figura 10. 14: Kp vi 3d

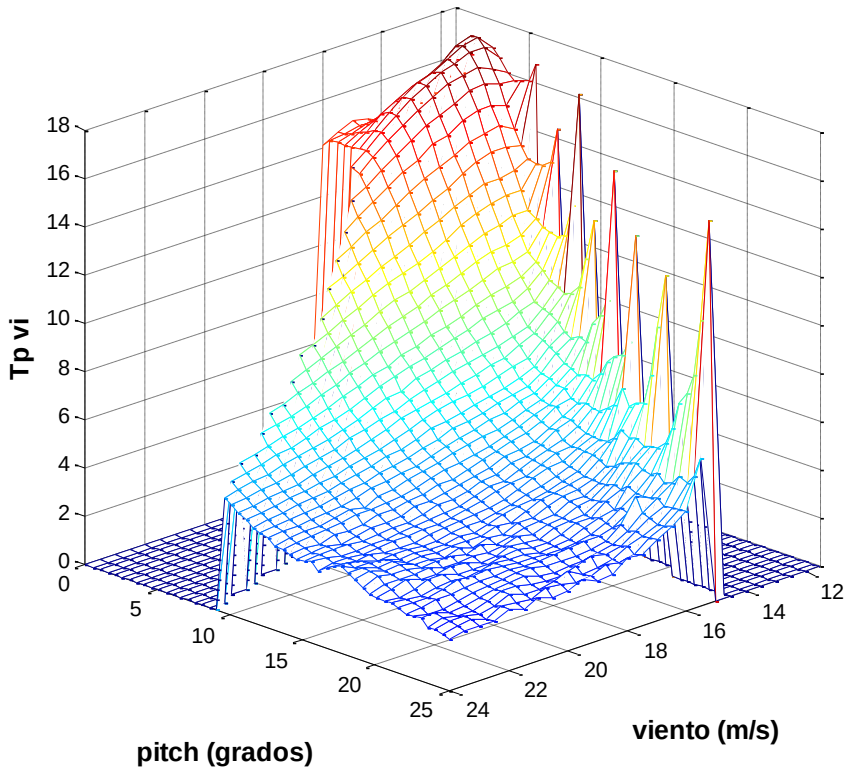


Figura 10. 15: Tp vi 3d

A través de interpolaciones en función del viento y pitch, los cuatro parámetros se van actualizando en la función transferencia adaptativa diseñada en Simulink. Así queda el nuevo control feedforward adaptativo multidimensional (Figura 10.16).

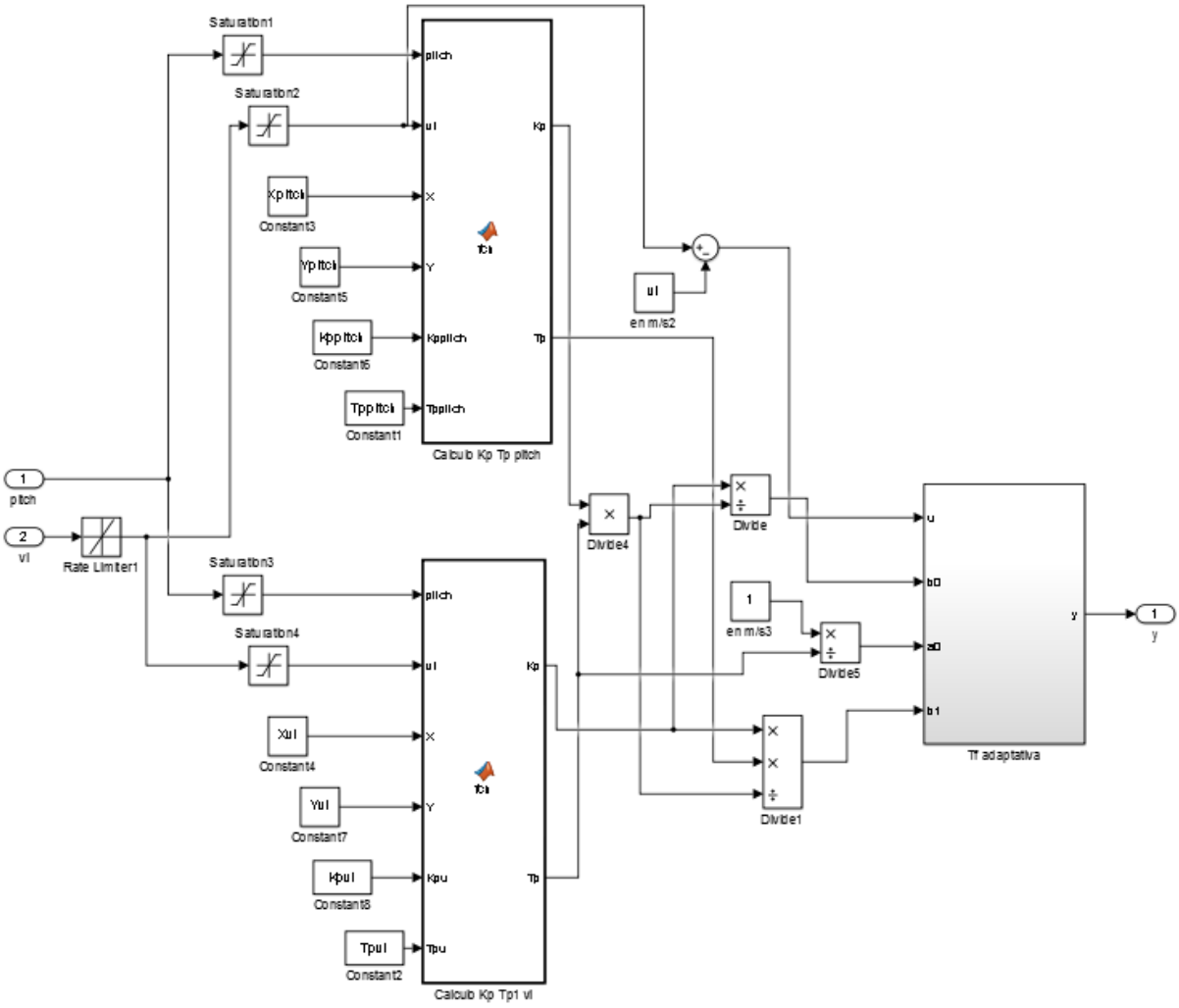


Figura 10. 16: Control feedforward adaptativo multidimensional

A continuación se compara la respuesta de las diferentes estrategias feedforward aplicándolas sobre el controlador PID IAE adaptativo con filtro Td sintonizado en el apartado anterior.

En la siguiente figura (Figura 10.17) se muestra el resultado de las estrategias feedforward para el control wg-pitch ante un viento escalón que recorre gran parte de la región nominal.

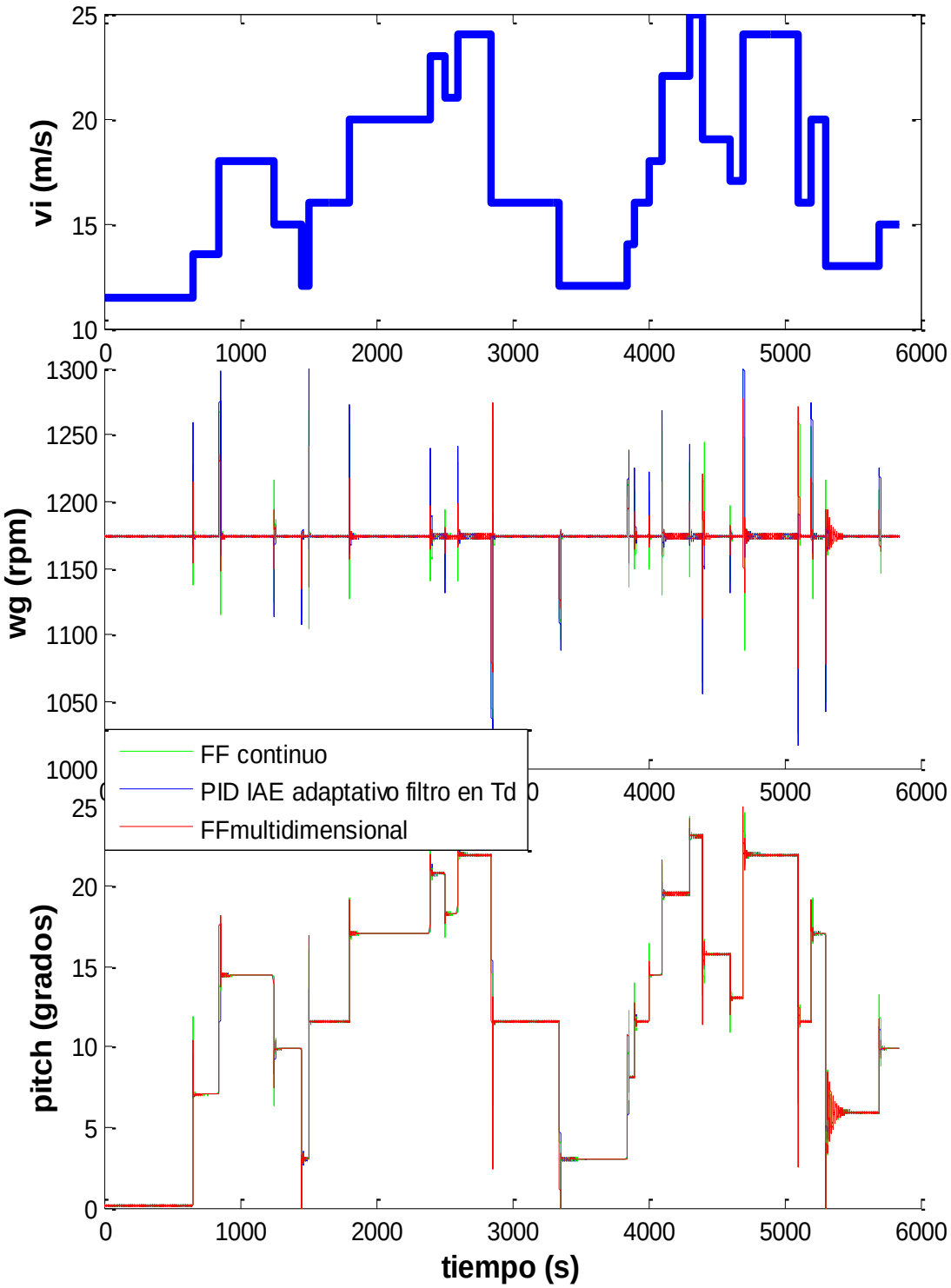


Figura 10. 17: Control feedforward wg-pitch ante viento escalón

En la siguiente figura (Figura 10.18) se muestra el resultado para el control wg-pitch con feedforward ante un viento aleatorio turbulento que recorre gran parte de la región nominal.

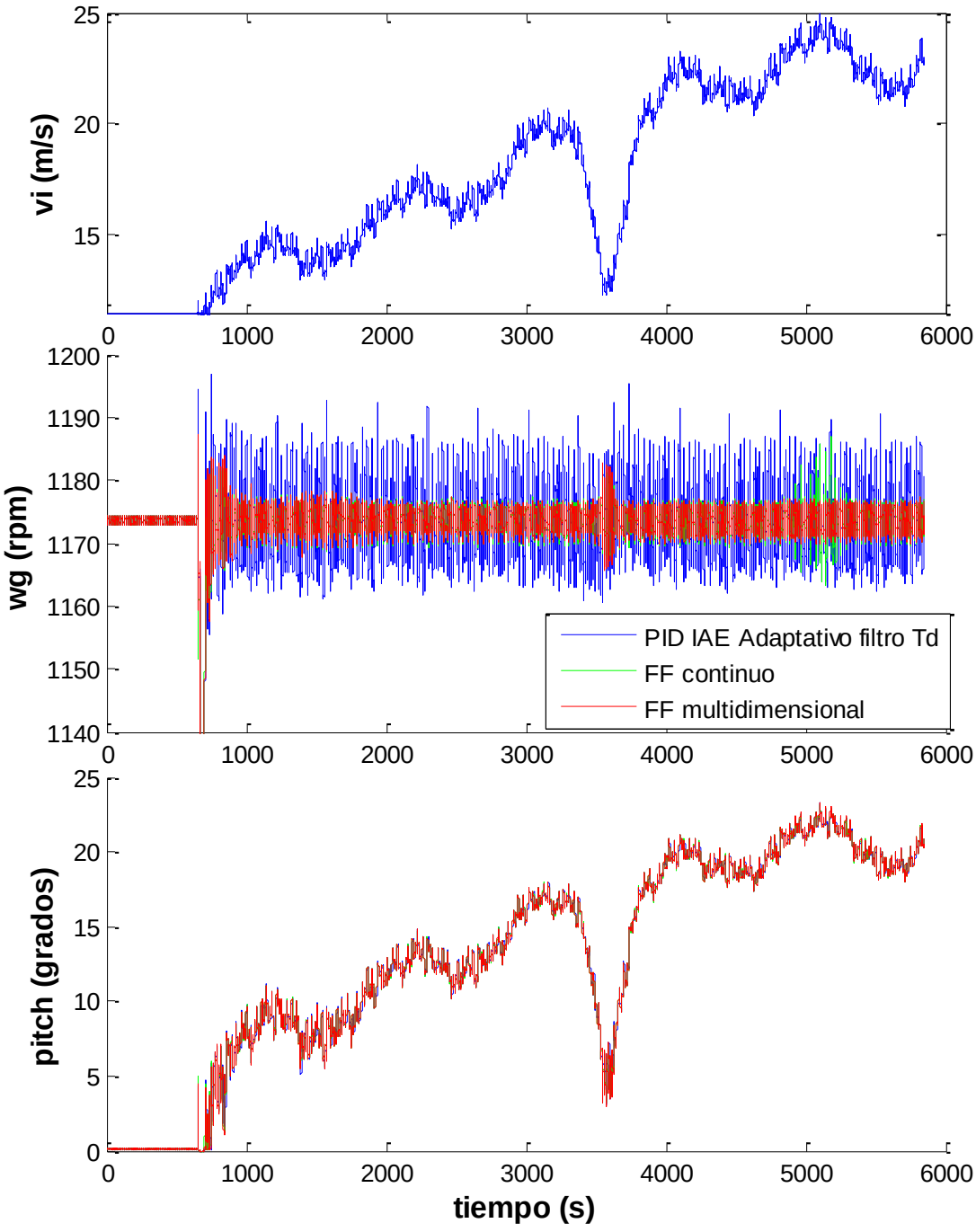


Figura 10. 18: Control PI's métodos sintonía Ta-pitch ante viento turbulento

Se muestra a continuación (Figura 10.19) el trabajo de la acción feedforward sobre el pitch de las diferentes estrategias empleadas ante el experimento con viento turbulento:

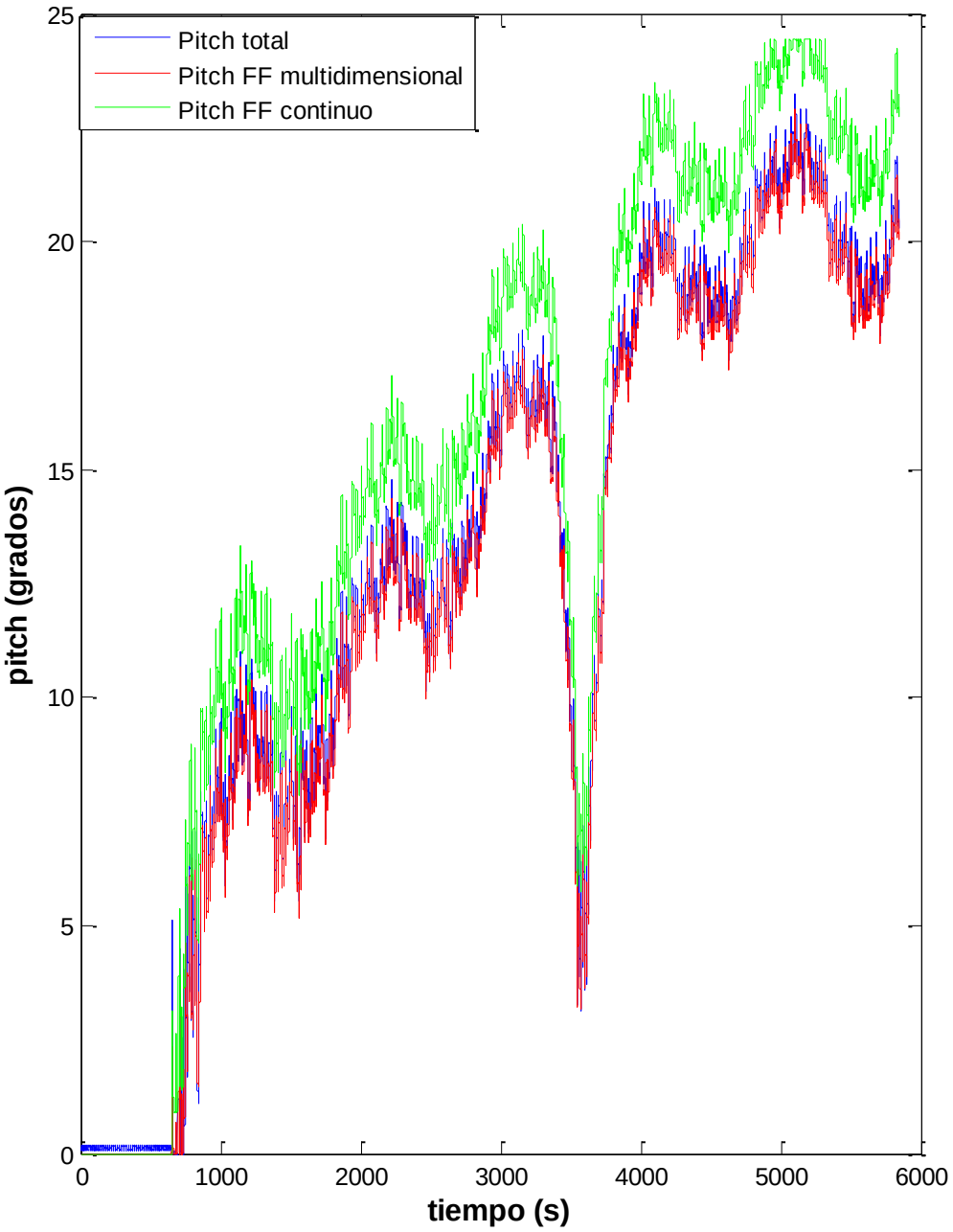


Figura 10. 19: Acción feedforward wg-pitch ante viento turbulento

Se calcula los índices IAE, ISE e IAVU de los diversos ensayos realizados (Tabla 10.12, 10.13):

Tabla 10. 12:: Índices estrategias feedforward ante viento escalón

Controlador	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PID IAE adaptativo con filtro Td sin FF	5.4072e+05	2.6146e+07	999.6467
FF continuo	5.2980e+05	2.1831e+07	1.1182e+03
FF multidimensional	**3.5319e+05**	**7.7196e+06**	**1.1874e+03**

Tabla 10. 13: Índices estrategias feedforward ante viento turbulento

Controlador	***IAE***	***ISE***	***IAVU***
PID IAE adaptativo con filtro Td sin FF	1.2822e+06	1.4714e+07	1.2252e+03
FF continuo	4.8718e+05	7.6333e+06	1.3643e+03
FF multidimensional	**4.5977e+05**	**7.1886e+06**	**1.3758e+03**

De los índices se puede destacar la mejoría de las dos estrategias feedforward en el índice IAE e ISE ante viento escalón y turbulento manteniendo un valor muy similar de IAVU.

Las estrategias feedforward con Kp y Ti variable continuo tienen un efecto destacable en el control del lazo wg-pitch, mejorando en gran medida el seguimiento de referencias de wg rechazando las perturbaciones del viento con bastante éxito.

La estrategia feedforward multidimensional mejoran aún más los índices IAE e ISE, sobre todo ante viento turbulento llegando a reducir el IAE en torno a un 65% en comparación con las estrategias sin feedforward.

Finalmente el control elegido para el lazo wg-pitch del aerogenerador de 5 MW será el controlador PID IAE adaptativo con filtro Td con feedforward multidimensional.

10.1.5. Fatiga mecánica

La necesidad del control en las turbinas eólicas se remonta a los orígenes. El objetivo principal del control se debe a la limitación que debe existir a la hora de extraer potencia cuando la velocidad del viento es alta [60]. Esto se debe a la excesiva carga aerodinámica existente cuando ocurre esta situación de operación. En principio, ese motivo era más que suficiente a la hora de implementar el control en un aerogenerador, pero hoy en día, además se requiere de un control más sofisticado, haciendo uso de técnicas de control avanzado. Para llegar a conseguir (además de máxima potencia extraída con la menor carga aerodinámica posible) la reducción de cargas tanto en la estructura del aerogenerador como en las palas.

Estos nuevos objetivos, son necesarios para alargar la vida útil del dispositivo, generar más potencia y, además, tener menos pérdidas económicas debidas a estas situaciones.

Teniendo en cuenta la minimización del coste de la energía, el sistema de control no debe estar diseñado solamente para seguir estrictamente la curva de potencia ideal [60]. De hecho, los otros objetivos de control no deben ser ignorados. Por ejemplo, las cargas mecánicas en las turbinas eólicas deben ser consideradas [61,62].

Las cargas mecánicas pueden causar fatigas en los elementos, con un resultado desfavorable. Estas cargas pueden ser capaces de reducir la vida útil de las turbinas eólicas, y además, mientras estén funcionando, pueden no estar trabajando de manera óptima. Si se llega a esta situación, el coste económico para la extracción de energía se vería aumentado considerablemente.

Existen básicamente dos tipos de cargas mecánicas, las llamadas cargas estáticas y las dinámicas. Las primeras corresponden a la interacción de la turbina eólica con la velocidad media del viento. Las segundas corresponden a las variaciones existentes en el par aerodinámico que se propagan a la multiplicadora y así a todos los componentes mecánicos del aerogenerador, también se conocen como cargas estructurales. Además se podrían incluir también las cargas transitorias, provocadas por las turbulencias existentes en el viento.

Las cargas transitorias toman importancia a la hora de estar trabajando con valores nominales, teniendo en cuenta que afectan negativamente sobre los distintos componentes de la turbina. Además, estas cargas, afectan también en la transición existente entre las distintas zonas de funcionamiento de la curva de la potencia.

Para la estructura de la torre existen dos modos de vibración. Estos modos son llamados fore-aft y side-to-side. El movimiento fore-aft es el balanceo que tiene la torre de movimiento desde la parte trasera a la parte delantera. El movimiento side-to-side es el balanceo que tiene la torre de movimiento de izquierda a derecha.

Por otra parte, están los modos de vibración en las palas. Estos modos son llamados flap-wise y edge-wise. El movimiento flap-wise se corresponde con la deformación que se produce en las palas en el sentido del fore-aft de la torre. El movimiento edge-wise se corresponde con la deformación que se producen en las palas en el sentido del side-to-side de la torre.

En la figura 10.20 se observa de forma gráfica y ayuda a entender los modos de deformación y el sentido que adoptan.

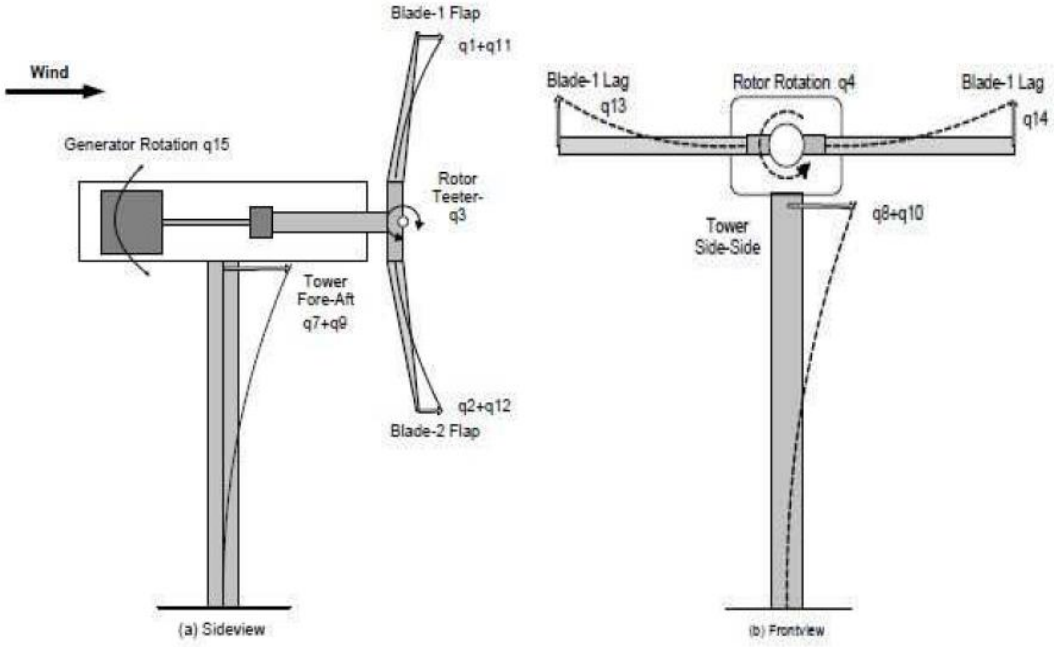


Figura 10. 20: Modos de vibración en el aerogenerador [64]

En [63] se realiza un análisis donde muestra que esfuerzos mecánicos perjudican negativamente en mayor magnitud a la parte mecánica de turbina eólica [60]. Estos esfuerzos afectan directamente a la base de la torre.

El modelo mecánico proporciona numerosas medidas que van a poder llevar a cabo el análisis. Las más importantes son el momento mecánico fore-aft en la base de la torre y el desplazamiento fore-aft de la torre.

Por ello, el análisis propuesto en este apartado y el siguiente van a estar directamente enfocado a estudiar este tipo de vibración.

Se comprueba si la mejora en el índice IAE e ISE se traduce en una reducción de la fatiga mecánica atenuando las cargas mecánicas que soporta el aerogenerador.

En un primer análisis se va a utilizar los siguientes índices:

- $\sigma(d_fa)$ → desviación típica del desplazamiento fore-aft.
- $\sigma(M_fa)$ → desviación típica del momento fore-aft.
- $\sigma(d_ss)$ → desviación típica del desplazamiento side-to-side.
- $\sigma(M_ss)$ → desviación típica del momento side-to-side.

A continuación se calcula dichos índices para los diversos controladores PID diseñados en la región nominal.

En la siguiente tabla se muestran los resultados calculados ante viento turbulento (Tabla 10.14):

Tabla 10. 14: σ desplazamientos y momentosfore-aft y side-to-side ante viento turbulento

Controlador	$\sigma(d_fa)$ (m)	$\sigma(M_fa)$ (N*m)	$\sigma(d_ss)$ (m)	$\sigma(M_ss)$ (N*m)
PID2	0.0694	1.1005e+04	0.0010	175.0457
PID1	0.0678	1.0738e+04	0.0010	176.7743
PID3	0.0681	1.0780e+04	0.0011	184.0499
PI ITAE	0.0687	1.0891e+04	0.0011	190.4238
PID IAE adaptativo con filtro en Td	0.0678	1.0741e+04	0.0010	180.8790
FF multidimensional	0.0674	1.0668e+04	0.0010	181.8955

En la siguiente tabla se muestran los resultados calculados ante viento escalón (Tabla 10.15):

Tabla 10. 15:σ desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento escalón

Controlador	$\sigma(d_fa)$ (m)	$\sigma(M_fa)$ (N*m)	$\sigma(d_ss)$ (m)	$\sigma(M_ss)$ (N*m)
PID2	0.0768	1.2281e+04	0.0045	734.2647
PID1	0.0734	1.1685e+04	0.0049	791.4553
PID3	0.0747	1.1919e+04	0.0057	923.0047
PI ITAE	0.0796	1.2775e+04	0.0060	980.0534
PID IAE adaptativo con filtro en Td	0.0747	1.1917e+04	0.0053	870.0686
FF multidimensional	0.0742	1.1845e+04	0.0050	819.0987

Se calcula otro índice que refleje los cambios que sufre los momentos (M_fa, M_ss) y desplazamientos (fa, ss) para los controladores diseñados.

$$Tasa\ de\ variación\ acumulativa = \sum_{i=end}^{i=2} |M(i-1) - M(i)|$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados calculados ante viento turbulento (Tabla 10.16):

Tabla 10. 16: TVA desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento turbulento

Controlador	TVA_M_fa (N*m)	TVA_M_ss (N*m)	TVA_fa (m)	TVA_ss (m)
PID2	**7.6494e+06**	3.3965e+06	**36.4288**	13.8087
PID1	8.3491e+06	3.4002e+06	42.9495	13.8415
PID3	1.1847e+07	3.4149e+06	66.5984	14.0854
PI ITAE	1.5568e+07	3.4246e+06	89.8120	14.2058
PID IAE adaptativo con filtro en Td	1.0506e+07	3.3663e+06	57.9649	14.0895
FF multidimensional	8.7068e+06	3.3617e+06	47.2576	14.1479

En la siguiente tabla se muestran los resultados calculados ante viento escalón (Tabla 10.17):

Tabla 10. 17: TVA desplazamientos y momentos fore-aft y side-to-side ante viento escalón

Controlador	TVA_M_fa (N*m)	TVA_M_ss (N*m)	TVA_fa (m)	TVA_ss (m)
PID2	**1.0888e+07**	**6.7970e+06**	**57.6579**	**33.8827**
PID1	1.1043e+07	7.3009e+06	59.4169	37.3224
PID3	1.2651e+07	8.1673e+06	68.9448	42.9713
PI ITAE	1.6830e+07	8.6350e+06	94.1128	45.9368
PID IAE adaptativo con filtro en Td	1.4644e+07	7.4826e+06	83.5292	38.5270
FF multidimensional	1.4138e+07	7.0788e+06	80.4073	35.3259

Los resultados muestran que una mejora en el indice IAE no se traduce en una mejora en la fatiga mecanica de la torre.

En la siguiente figura (Figura 10.21) se muestra los momentos fore-aft tras el control ante un viento turbulento que transita entre diferentes puntos de operación.

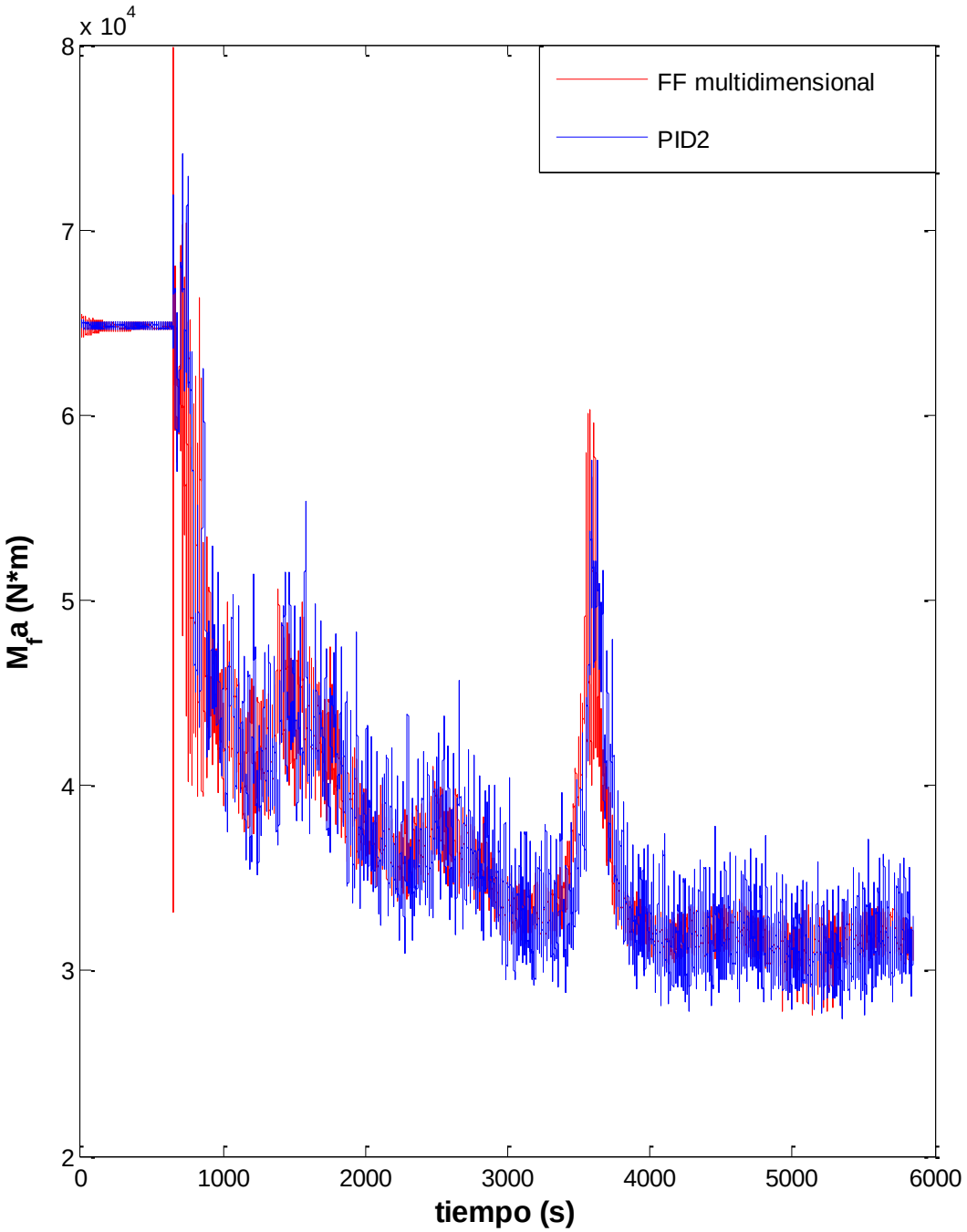


Figura 10. 21: Momento fa ante viento turbulento comparativa PID2 vs FF multidimensional

En la siguiente figura (Figura 10.22) se muestra los momentos fore-aft tras el control ante un viento escalón que transita entre diferentes puntos de operación.

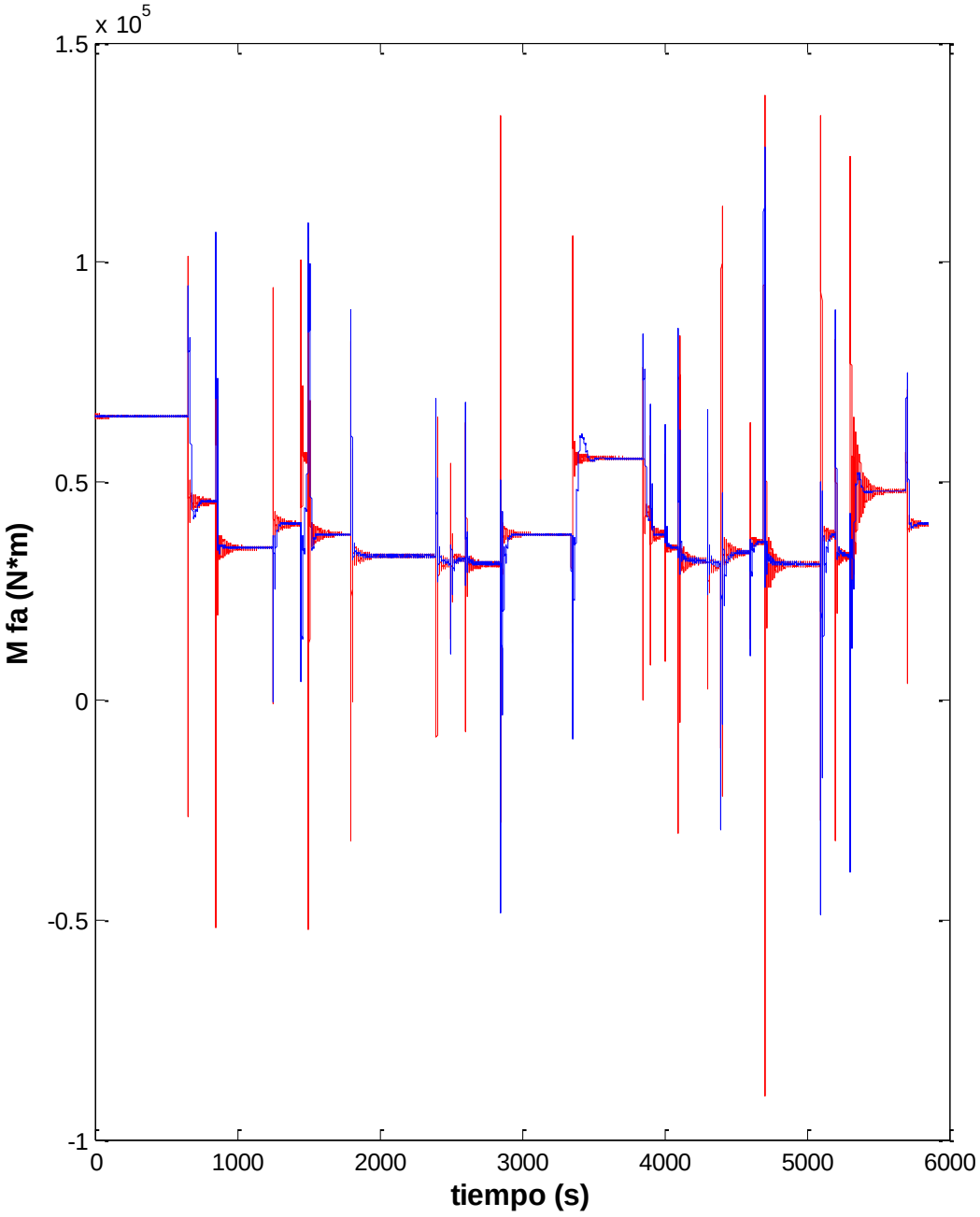


Figura 10. 22: Momento fa ante viento escalón comparativa PID2 vs FF multidimensional

Se puede ver con datos gráficos y analíticos como la mejora obtenida por el controlador en el índice IAE se traduce en un mayor estrés mecánico para el aerogenerador.

El control que mejor resultados presenta en cuanto a estrés mecánico y fatiga que sufre la torre es el controlador PID 2. Este controlador es el que ofrece la respuesta más lenta y suave de todos los diseñados.

Esto significa que controladores rápidos y agresivos someten a la torre a una fatiga mayor, por lo que se debe buscar un compromiso entre rapidez en la respuesta del lazo de control wg-pitch y estrés mecánico al que está sometido la torre.

El control de compensación, trata de compensar el efecto del viento en los momentos que existen en el primer modo fore-aft de la base de la torre [60]. En [63] se demuestra la relación existente entre la velocidad del desplazamiento de la góndola de la turbina con el incremento de pitch necesario para llevar a cabo la compensación en la zona de extracción máxima de energía.

En [63, 65, 66], a partir de una compensación en el ángulo de pitch colectivo es posible minimizar el modo de vibración fore-aft de la torre. Esta estrategia control pretende reducir los esfuerzos existentes en la base de la torre, produciendo un alargamiento de vida en este componente.

En [63] se explica de forma resumida la implementación del control. Para ello, hace falta la instalación de un sensor de aceleración en lo alto de la torre, encargado de detectar el movimiento fore-aft de la torre.

Una vez conseguida esa medida, controlando la aceleración de la torre aplicando un compensador, se puede reducir la oscilación existente en este modo de vibración. Esto es posible gracias a la relación que existe entre la variación de pitch con el movimiento de la torre.

En el siguiente apartado se tratará de diseñar esta estrategia de control buscando una mejora en cuanto a estrés mecánico que sufre la torre pero teniendo en cuenta no desmejorar demasiado la rápida respuesta en el lazo wg-pitch.

10.2. Control activo de amortiguación de la torre f-a

Uno de los objetivos de *FAST* es el estudio de cómo pueden afectar las vibraciones a la estructura de un aerogenerador . Algunos controladores industriales que funcionan en la Región 3 utilizan el control del ángulo de *pitch* para amortiguar de forma activa el movimiento frontal *(f-a)* de la torre. En el modelo mostrado anteriormente, se va a añadir otro lazo de control adicional. Este nuevo lazo representa la medición de un sensor del tipo galga extensiométrica en lo alto de la torre [85].

El esquema sobre el que se va a trabajar es el siguiente (Figura 10.23):

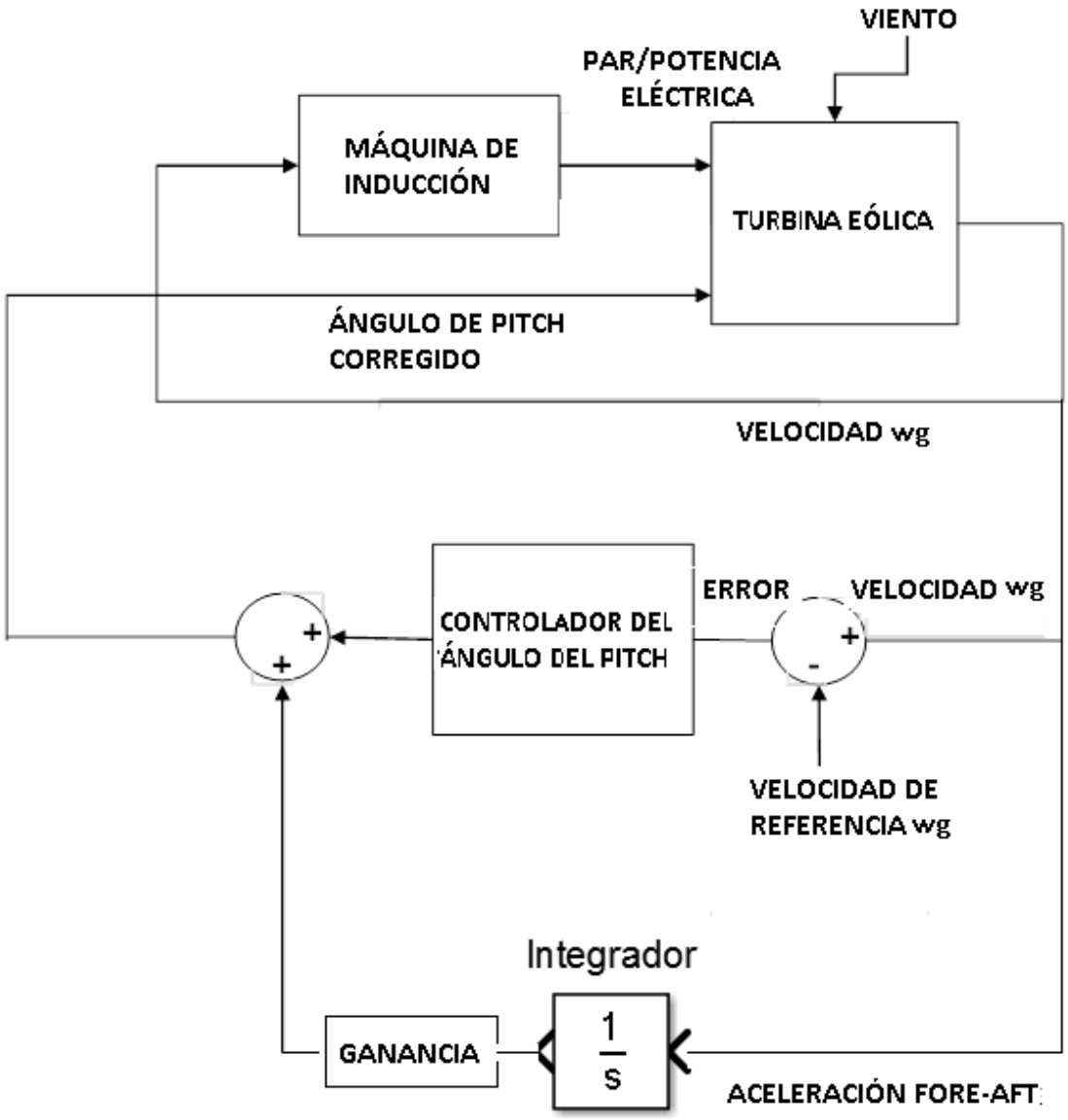


Figura 10. 23:Esquema control lazo wg-pitch con control fore-aft

Para diseñar el control de amortiguamiento activo de la torre, se va a asumir que la flexibilidad de la torre es una aproximación de una representación modal lineal descrito por el primer modo *f-a* de la torre.

Para este control, se usa la variable de salida de *FAST* de aceleración *f-a* de la torre (*TwH1ALxt*). A continuación, esta señal se integra y se multiplica por la ganancia *G*. Después el resultado se suma al controlador de *pitch* que se diseñó anteriormente.

En esta sección, se presentará primero el modelado del movimiento de la torre. A continuación se simulará el modelo completo.

La ecuación de movimiento se puede escribir como:

$$M_t\Delta\ddot{x} + C_t\Delta\dot{x} + K_t\Delta x = F_t\Delta\theta \tag{10.12}$$

Donde

$\Delta x, \Delta\dot{x}\ y\ \Delta\ddot{x}$ son las deflexiones, velocidades y aceleraciones *f-a* perturbadas de la torre.

$M_t, C_t\ y\ K_t$ son la masa, amortiguación y rigidez del primer modo de flexión de la torre.

$\Delta\theta$ y F_t son el ángulo perturbado de *pitch* de entrada y la ganancia de entrada.

Se va a asumir que la entrada perturbada de *pitch* es proporcional a la velocidad de la torre para añadir el amortiguamiento activo de la torre:

$$\Delta\theta = G\Delta\dot{x} \tag{10.13}$$

Se podrá ajustar la cantidad de amortiguamiento de la torre eligiendo un valor de *G*.

Así:

$$M_t\Delta\ddot{x} + C_t\Delta\dot{x} + K_t\Delta x = F_tG\Delta\dot{x} \tag{10.14}$$

Ó

$$M_t\Delta\ddot{x} + (C_t - F_tG)\Delta\dot{x} + K_t\Delta x = 0 \tag{10.15}$$

Tomando la transformada de *Laplace* a ambos lados de la ecuación, se tiene:

$$\Delta x(s)[M_ts^2 + (C_t - F_tG)s + K_t] = 0 \tag{10.16}$$

La ecuación característica es $M_t s^2 + (C_t - F_t G)s + K_t = 0$, o

$s^2 + 2\delta\omega s + \omega^2 = 0$, donde $2\delta\omega = \frac{C_t - F_t G}{M_t}$ y $\omega^2 = \frac{K_t}{M_t}$.

Las raíces de la ecuación característica son: $s = -\delta\omega \pm \omega\sqrt{\delta^2 - 1}$

Se va a suponer que se busca un amortiguamiento crítico ($\delta = 1$). Se puede calcular el valor de *G* necesario con la fórmula:

$$G = \frac{C_t - 2M_t\delta\omega}{F_t} \tag{10.17}$$

Se muestra un ejemplo para el punto de operación vi= 12m/s del sistema con el control del pitch en lazo abierto con control activo de amortiguación de la torre f-a y sin control activo. Aquí se puede ver gráficamente los resultados del control activo fa (Figura 10.24).

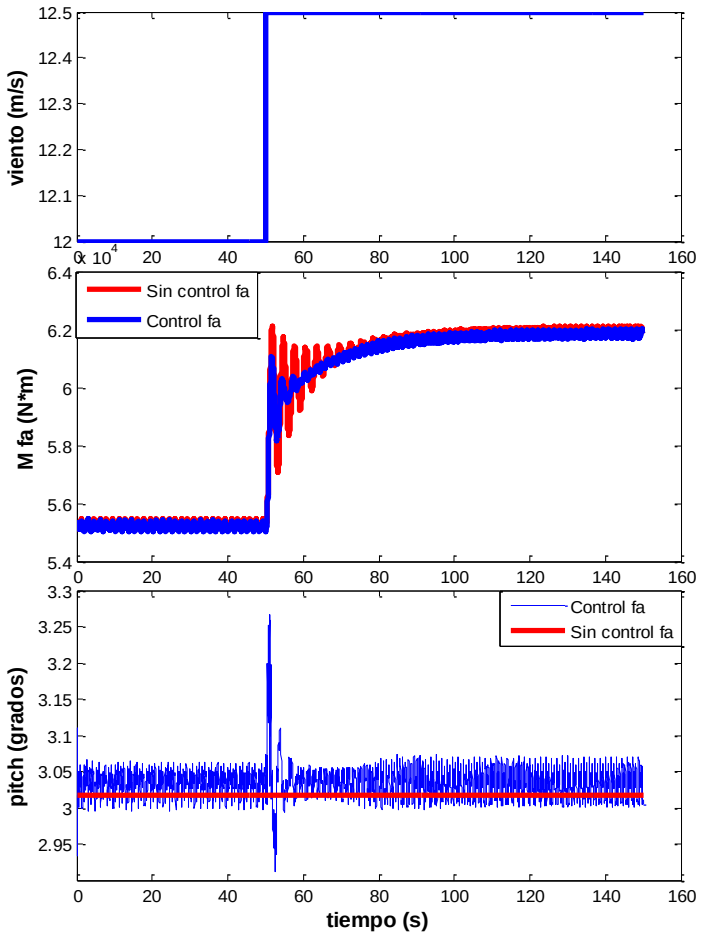


Figura 10. 24:Ejemplo control fore-aft lazo abierto

Estos son los resultados calculados ante un viento escalón (Tabla 10.18):

Tabla 10. 18: TVA Mfa control fore-aft lazo abierto

	TVA_M_fa (N*m)	IAVU (pitch -grados)
Sin control fa	1.3760e+05	0
Control fa	1.2137e+05	40.6648

Se puede apreciar como el control activo fa reduce notablemente las fluctuaciones fore-aft de la torre.

Se muestra otro ejemplo para el punto de operación vi= 18m/s del sistema con el control del pitch en lazo cerrado con control activo de amortiguación de la torre f-a y sin control activo. Aquí se puede ver gráficamente los resultados del control activo fa (Figura 10.25).

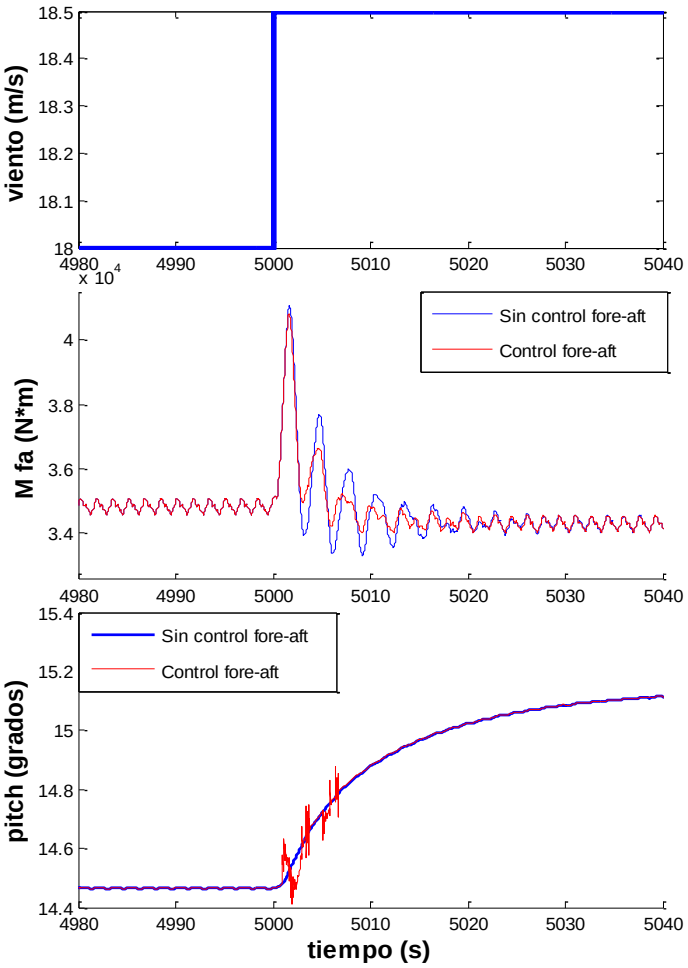


Figura 10. 25: Ejemplo control fore-aft lazo cerrado

10.2.1. Identificación lazos Mfa y fa frente a pitch y vi

Mfa-pitch

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación se toma para vi=12 m/s, wg=1173.7 rpm, pitch =3.018$\pm$1 grados.

Se muestra un ejemplo (Figura 10.26):

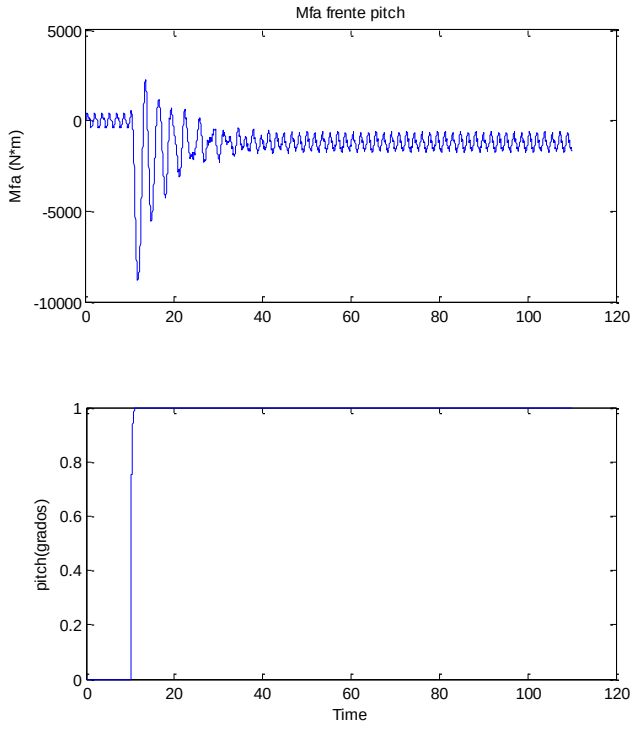


Figura 10. 26:Ejemplo identificación modelos Mfa-pitch

Se obtiene la respuesta del sistema ante un salto escalón con variaciones en la señal de control (pitch).

Una vez obtenida en el entorno de trabajo de Matlab la entrada del pitch y la salida del momento fore-aft Mfa se analizan la respuesta, tratándola previamente, como puede ser la eliminación de medias, tendencias, etc. Por ejemplo, utilizando el comando dtrend, se eliminan éstas, ya que se pretende tener un vector de datos sin offset.

Con las herramienta ident de matlab y las funciones Quick Start, Transfer Function Models y Process Model se buscan diferentes modelos para el sistema.

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 10.27).

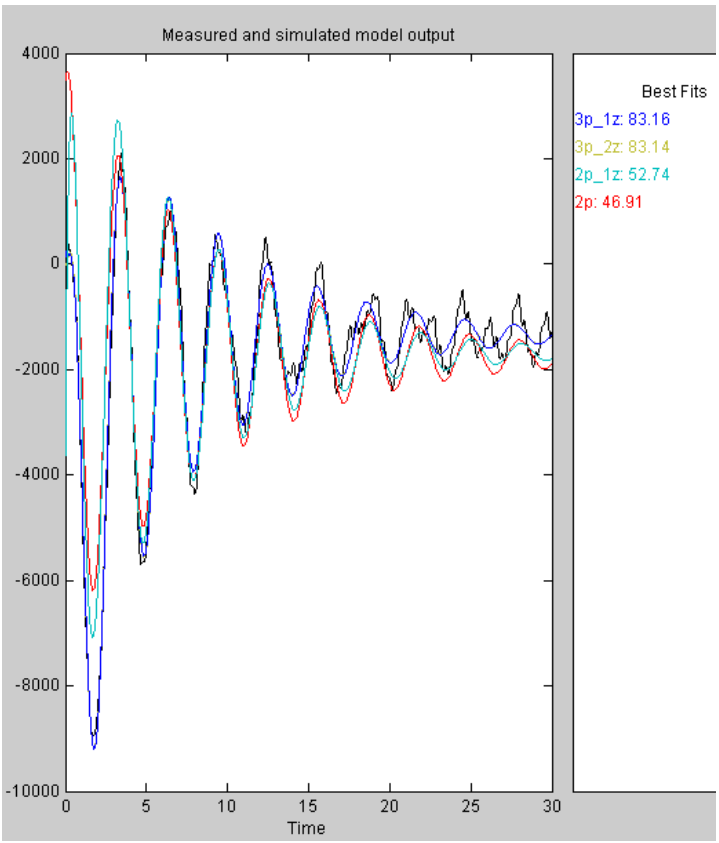


Figura 10. 27:Mejores modelos Mfa-Pitch

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el de primer orden (Modelo 3p_1z), ya que consigue muy buen ajuste 83.19%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación se obtienen siete modelos lineales de la planta (Mfa-pitch) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=1173.7 rpm (Tabla 10.19).

$$G(s) = \frac{Mfa(s)}{pitch(s)} = \frac{K \quad (s+z1)}{(s+p1)(s+p2r \pm p2i)} \tag{10.18}$$

Se observa grandes cambios en la ganancia del sistema. A la hora de diseñar un controlador se tendrá en cuenta una dinámica adaptativa según el punto de operación.

Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 80% y 85%.

Tabla 10. 19:Modelos Mfa-pitch

vi	pitch±1 grados	Ganancia del sistema(no K)	$p1$	$p2r + p2i$	$z1$
12	3.018	-6.0449e+03	0.0955	0.1317 + 2.0525i	0.1005
14	8.083	-4.0307e+03	0.1295	0.1297 + 2.1032i	0.0327
16	11.54	-2.7647e+03	0.1922	0.1327 + 2.0982i	0.0334
18	14.47	-2.0264e+03	0.2786	0.1364 + 2.0951i	0.0308
20	17.05	-1.5317e+03	0.3445	0.1367 + 2.0846i	0.0333
22	19.53	-1.4334e+03	0.3569	0.1268 + 2.0663i	0.0538
24	21.96	-1.3476e+03	0.4638	0.1251 + 2.0655i	0.0443

Mfa-vi

Para la obtención del modelo, una vez está la planta en el punto de operación deseado, se realizan cambios en su dinámica para observar el comportamiento de ésta. El punto de operación que se muestra de ejemplo se toma para vi=12 $\pm$0.5 m/s, wg=1173.7 rpm, pitch=3.018 grados (Figura 10.28).

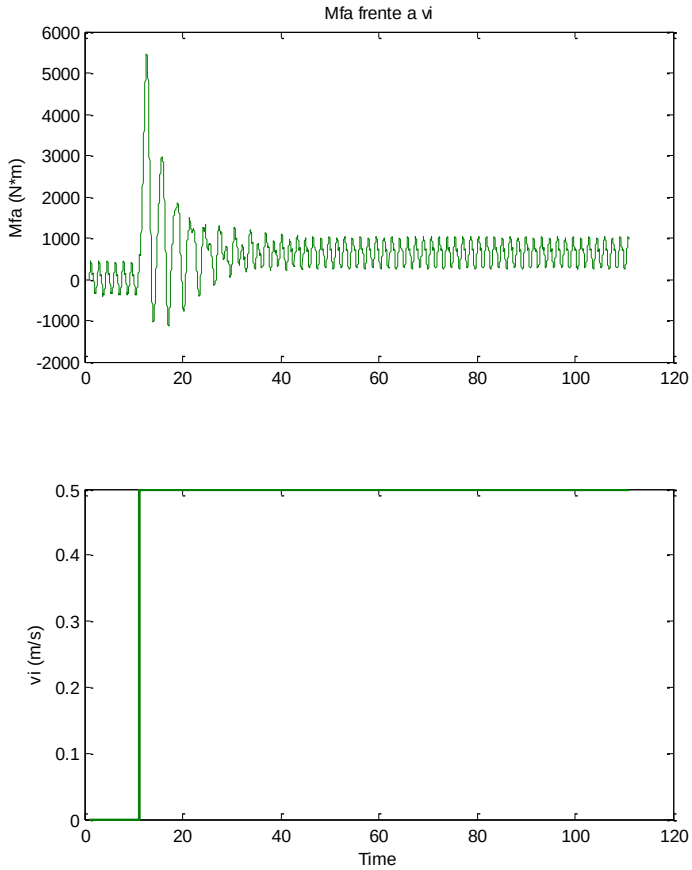


Figura 10. 28:Ejemplo identificación modelos Mfa-vi tratándola previamente

Una vez obtenida la entrada vi y la salida de la velocidad angular del eje de alta en el entorno de trabajo de Matlab se analizan la respuesta.

Los datos se tratan de forma similar al caso anterior y se procede de la misma manera.

Estos son los mejores modelos elegidos y sus respuestas haciendo una valoración entre número de polos y coeficiente Best Fits (Figura 10.29).

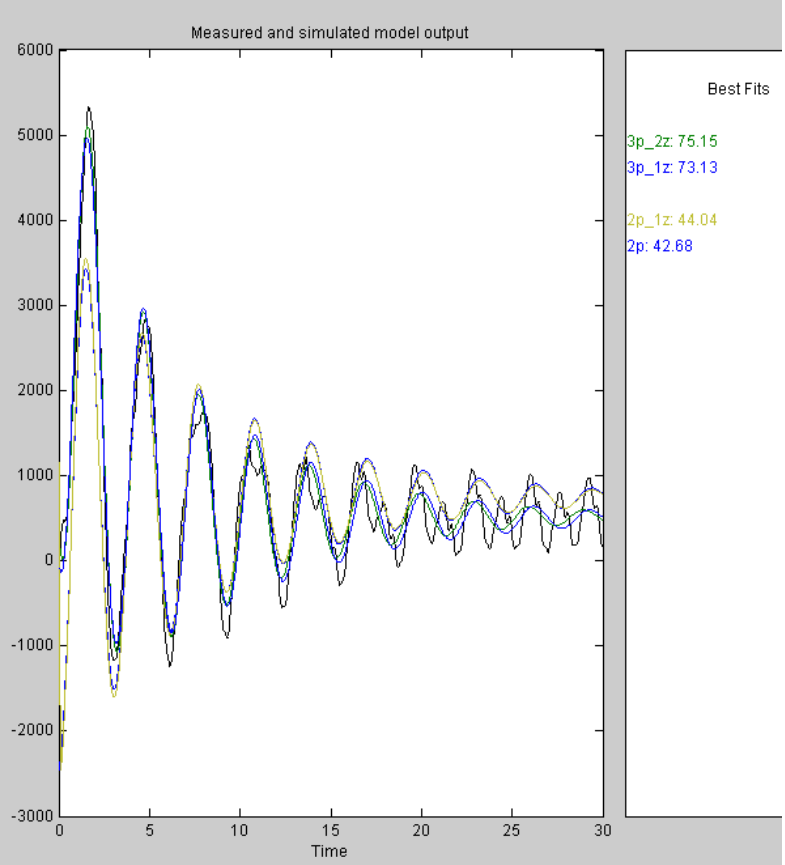


Figura 10. 29:Mejor modelo Mfa-vi

Si se sigue aumentando el número de polos y ceros se mejora el ajuste pero en muy poca cantidad por lo que compensa quedarse con un modelo más simple con un ajuste muy cercano a cualquiera de los modelos más complejos.

Tras conseguir varios modelos, el elegido es el 3p_1z ya que consigue muy buen ajuste 73.13%.

Siguiendo el mismo procedimiento de identificación, se obtienen siete modelos lineales de la planta (Mfa-vi) para diversos puntos de operación en la zona nominal wg=1173.7 rpm (Tabla 10.20).

$$Gd(s) = \frac{Mfa(s)}{vi(s)} = \frac{K \quad (s + z1)}{(s + p1)(s + p2r \pm p2i)} \qquad (10.19)$$

Se observa grandes cambios en Kp y en los polos y ceros reales, por lo tanto el modelo Mfa-vi es fuertemente no lineal. Comentar que el ajuste de estos modelos se encuentra entre el 70% y 75%.

Tabla 10. 20:Modelos Mfa-vi

vi±0.5(m/s)	pitch	Ganancia del sistema(no K)	$p1$	$p2r + p2i$	$z1$
12	3.018	1.3089e+04	0.0758	0.1366 + 2.0591i	0.1115
14	8.083	4.4300e+03	0.0572	0.1389 + 2.0578i	0.0198
16	11.54	2.6652e+03	0.1307	0.1382 + 2.0561i	0.0354
18	14.47	2.0557e+03	0.2015	0.1416 + 2.0579i	0.0241
20	17.05	1.9471e+03	0.2596	0.1442 + 2.0493i	0.0438
22	19.53	1.4291e+03	0.3039	0.1283 + 2.0438i	0.0303
24	21.96	998.9542	0.3734	0.1216 + 2.0430i	0.0247

fa frente a pitch y viento

Siguiendo el mismo procedimiento se obtienen los siguientes modelos (Tabla 10.21, 10.22):

Tabla 10. 21:Modelos fa-pitch

vi	pitch±1 grados	Ganancia del sistema(no K)	$p1$	$p2r + p2i$	$z1$
12	3.018	-0.0368	0.0860	0.1346 + 2.0396i	0.1144
14	8.083	-0.0244	0.0945	0.1330 + 2.0346i	0.0715
16	11.54	-0.0171	0.1524	0.1312 + 2.0314i	0.0762
18	14.47	-0.0129	0.2129	0.1318 + 2.0263i	0.0764
20	17.05	-0.0105	0.2688	0.1281 + 2.0249i	0.0758
22	19.53	-0.0088	0.2987	0.1173 + 2.0263i	0.0768
24	21.96	-0.0073	0.3601	0.1139 + 2.0241i	0.0737

Tabla 10. 22:Modelos fa-vi

vi±0.5(m/s)	pitch	Ganancia del sistema(no K)	$p1$	$p2r + p2i$	$z1$
12	3.018	0.0802	0.0736	0.1404 + 2.0543i	0.1405
14	8.083	0.0290	0.0820	0.1435 + 2.0494i	0.0560
16	11.54	0.0158	0.1426	0.1402 + 2.0506i	0.0533
18	14.47	0.0109	0.2062	0.1408 + 2.0484i	0.0528
20	17.05	0.0088	0.2694	0.1417 + 2.0436i	0.0553
22	19.53	0.0072	0.3011	0.1280 + 2.0378i	0.0535
24	21.96	0.0066	0.3550	0.1221 + 2.0369i	0.0595

10.2.2. Control fore-aft adaptativo

En este apartado se presenta los resultados del control en la zona nominal de un aerogenerador de 5 MW siguiendo la metodología utilizada anteriormente del controlador con ganancia programada [apartado 10.1.3].

En este caso se diseña un controlador un PI con ganancia programada con control fore-aft sintonizado con algoritmos genéticos minimizando una función de coste que optimice el índice IAE y reduzca el índice TVA (tasa de variación acumulativa) del desplazamiento fore-aft que sufre la torre, comparando su respuesta con el resto de controladores diseñados previamente.

El proceso de sintonía de los controladores PI se realiza por medio de algoritmos genéticos (GA), simulando cada uno de los siete modelos lineales. Para el ajuste de los controles PI con los modelos lineales se ha propuesto minimizar como función de coste el índice es el Error Absoluto Integrado (IAE) de la variable controlada wg y la Tasa de Variación Acumulativa (TVA) de la variable fa.

Debido a la no linealidad de este índice de rendimiento, el ajuste de los parámetros de los controladores PI se ha formulado como un problema de optimización no lineal que se ha resuelto usando algoritmos genéticos.

La simulación que se optimiza para cada modelo lineal obtenido es el siguiente: Se optimiza un índice que tiene en cuenta el IAE y TVA del modelo lineal de la planta con el controlador en lazo cerrado, donde el controlador debe mantener la velocidad angular nominal wg=1173.7 rpm a través del pitch ante cambios de vientos de 0.5 m/s. El modelo lineal también tiene en cuenta el modelo de ruido que presenta el modelo no lineal y el filtro diseñado para wg, para realizar un mejor ajuste.

En cada controlador PI, hay tres parámetros para ajustar: Kp y Ti y Gfore_aft. El rango de búsqueda de los parámetros está limitado a [10-4, 10]. Para la ganancia Kp del controlador, este rango es negativo. Las principales opciones configuradas en el algoritmo genético son: un tamaño de población de 5000, un recuento de élite de 0,05 veces el tamaño de la población para la reproducción con una fracción de cruce de 0,8.

La función de coste diseñada busca reducir ante todo la fatiga que sufre la torre a través de minimizar los desplazamientos fore-aft pero teniendo en cuenta la importancia de mantener la velocidad de la turbina a la velocidad nominal el mayor tiempo posible. La función de coste diseñada es la siguiente:

$$Función\ de\ coste = IAE(wg) * TVA(fa)^2 \tag{10.20}$$

Se muestra en la figura 10.30 el esquema simulink utilizado para la optimización con algoritmos genéticos para el modelo lineal vi=12m/s.

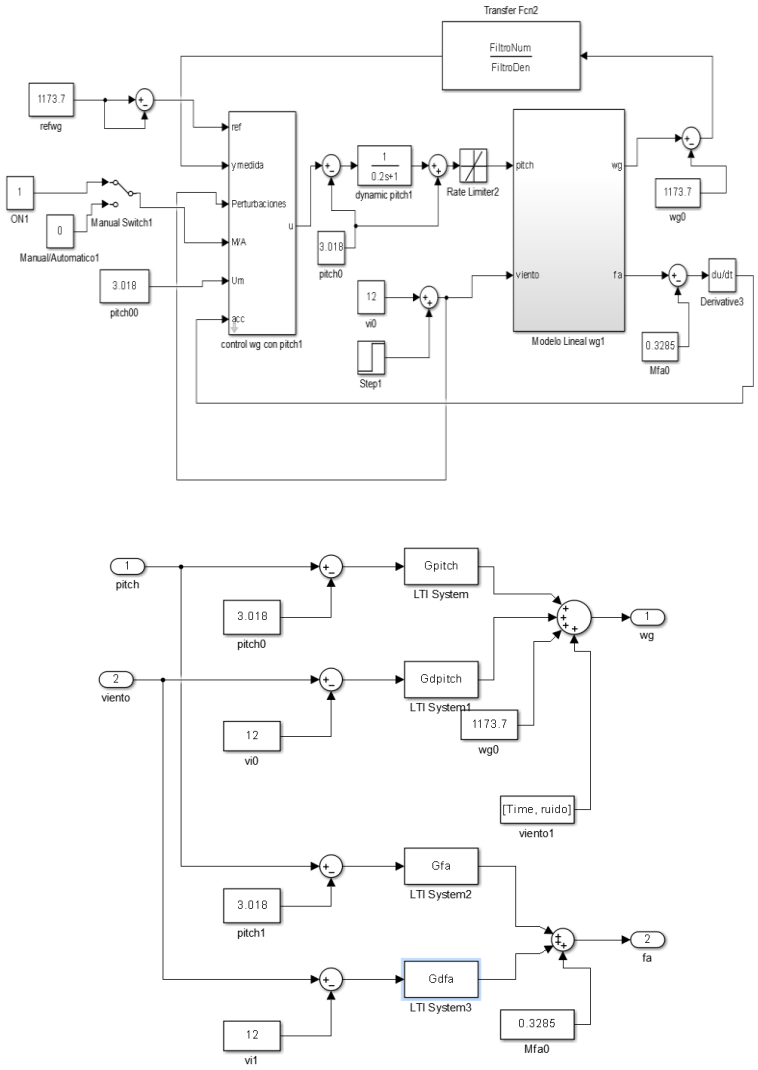


Figura 10. 30: esquema simulink modelo lineal Mfa y wg

Después de múltiples simulaciones, los parámetros PI resultantes que logran los mejores índices son (Tabla 10.23):

Tabla 10. 23: Sintonia Kp, Ti, G fore-aft con algoritmos genéticos

vi	pitch	Kp	Ti	G foreaft
12	3.018	-0.0701	4.7638	2.6668
14	8.083	-0.0442	3.8235	3.0416
16	11.54	-0.0394	3.5040	3.7921
18	14.47	-0.0354	3.1555	1.7585
20	17.05	-0.0321	2.8900	1.5737
22	19.53	-0.0360	2.6261	1.7585
24	21.96	-0.0354	2.3620	1.1666

En la siguiente figura (Figura 10.31) se muestra los desplazamientos fore-aft y la velocidad angular wg tras el control realizado ante un viento turbulento que transita entre diferentes puntos de operación.

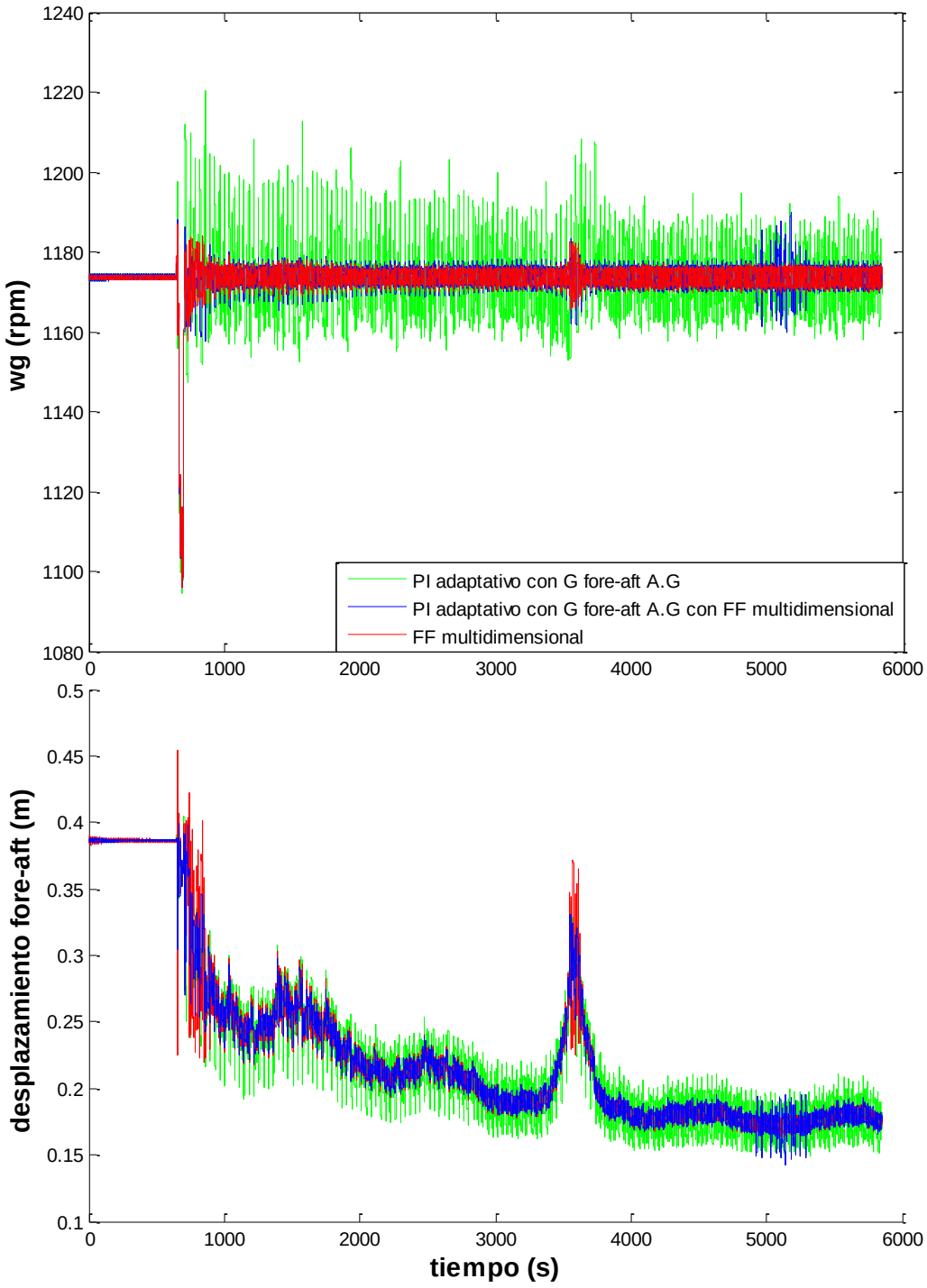


Figura 10. 31: wg y fa tras control adaptativo con AG ante viento turbulento

En la siguiente figura (Figura 10.32), a continuación, se puede ver la aportación de las diferentes estrategias de control sobre el pitch en el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional.

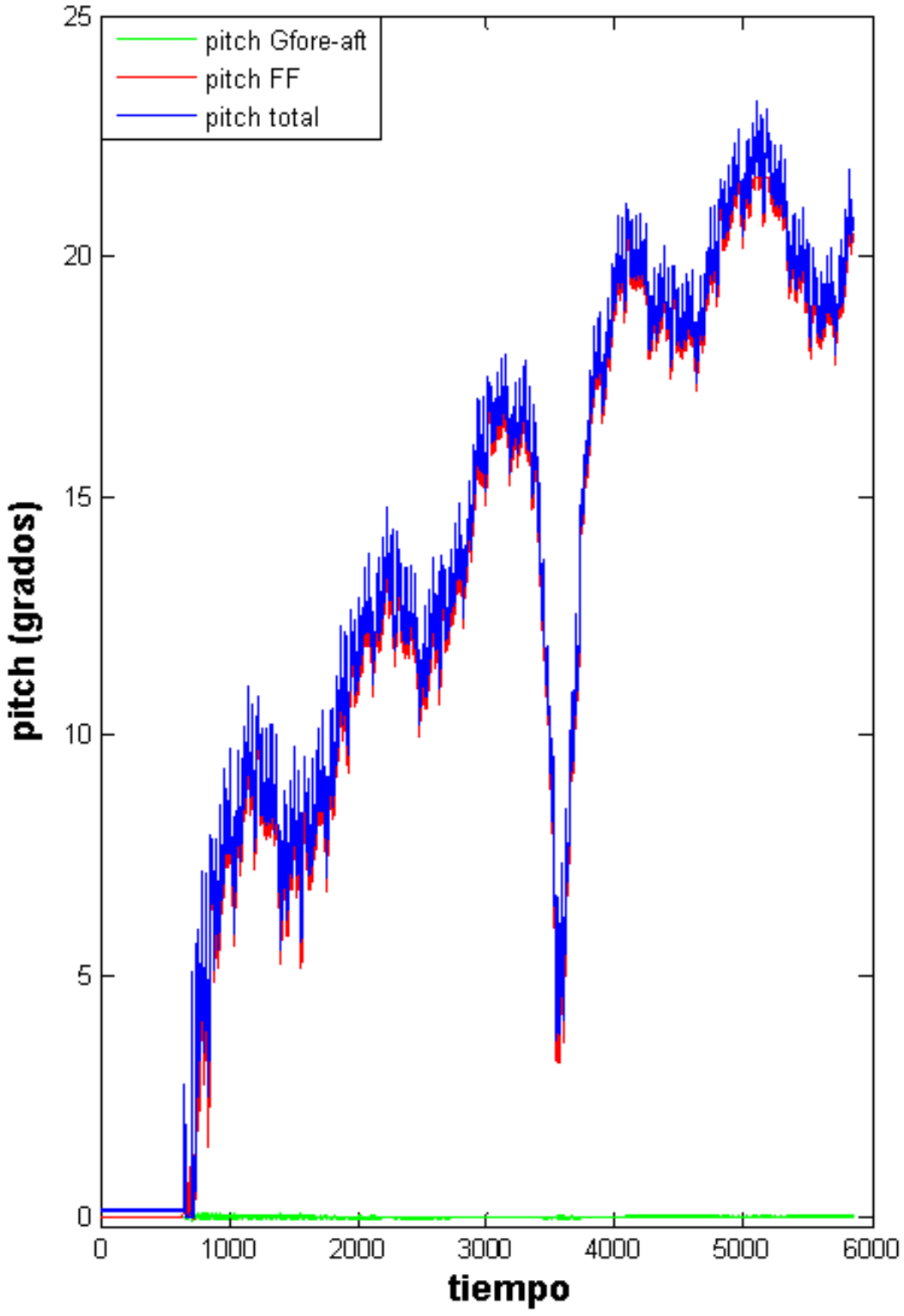


Figura 10. 32: Aportación pitch Gfore-aft y feefforward ante viento turbulento

En la siguiente figura (Figura 10.33, 10.34) se muestra los desplazamientos fore-aft y la velocidad angular wg tras el control realizado ante un viento escalón que transita entre diferentes puntos de operación.

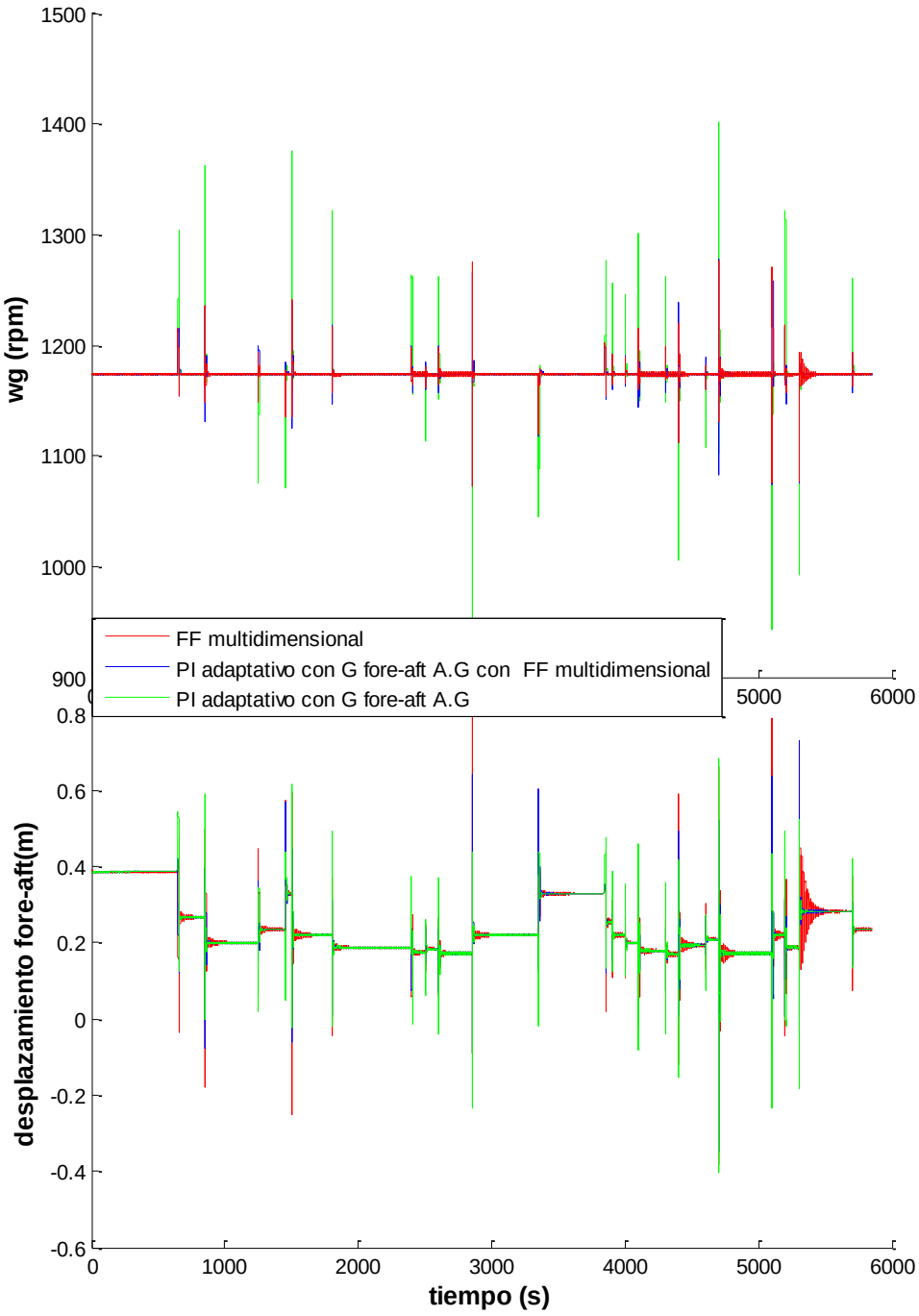


Figura 10. 33: wg y fa tras control adaptativo con AG ante viento turbulento

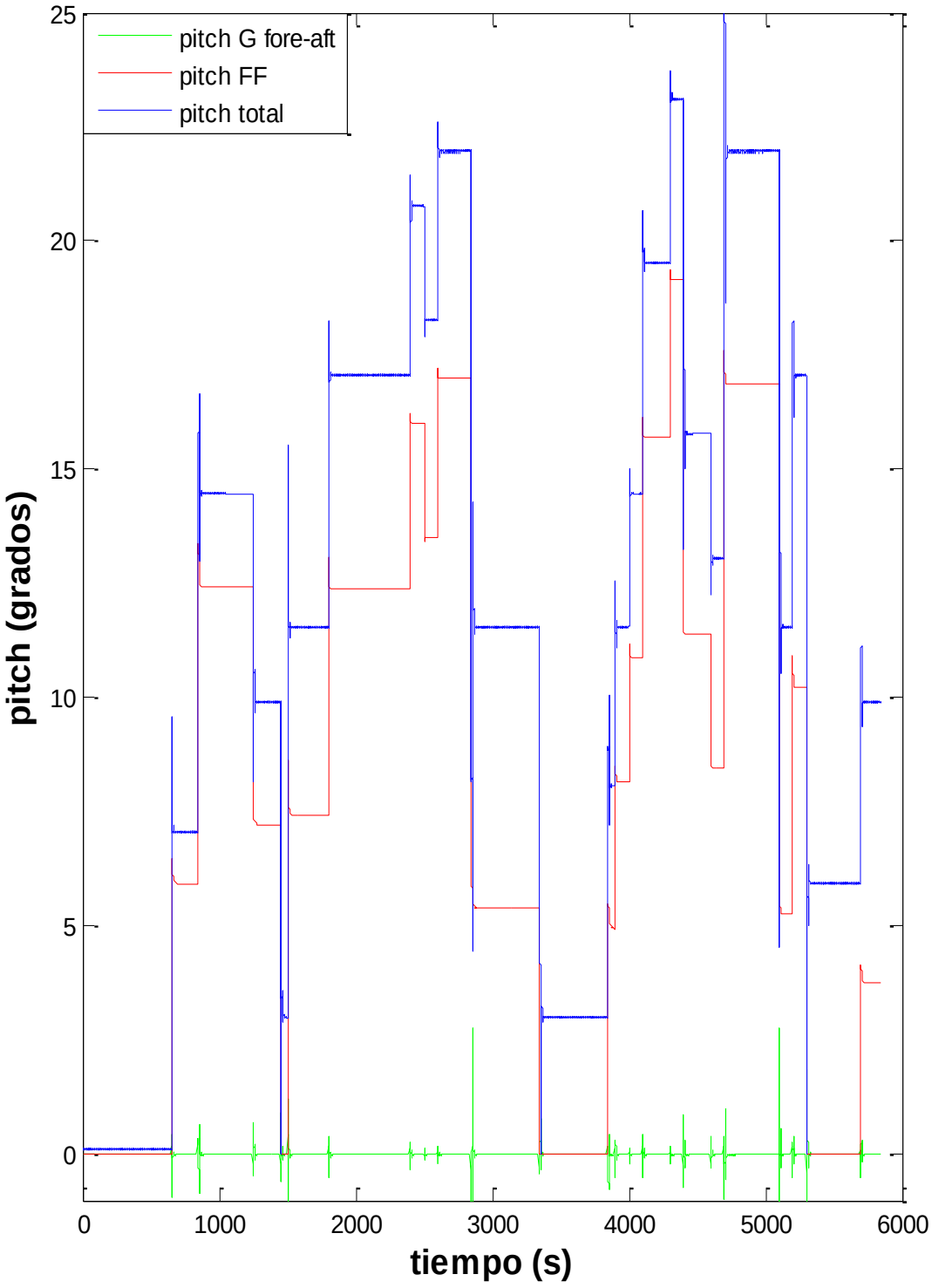


Figura 10. 34: Aportación pitch Gfore-aft y feefforward ante viento escalón

En la siguiente tabla (Tabla 10.24) se muestran los resultados calculados ante viento turbulento (en rojo los índices más óptimos, en azul los segundos índices más óptimos):

Tabla 10. 24: TVA f, IAE y función de coste de controladores diseñados ante viento turbulento

Controlador	TVA_fa (m)	IAE	F_coste	IAVU
PID2	**36.4288**	9.5144e+06	1.2626e+10	112.4608
PID1	42.9495	3.4020e+06	6.2755e+09	439.3494
PID3	66.5984	1.9356e+06	8.5851e+09	1.0191e+03
PI ITAE	89.8120	1.7832e+06	1.4384e+10	1.3997e+03
PID IAE adaptativo con filtro en Td	57.9649	1.2822e+06	4.3081e+09	1.2252e+03
FF multidimensional	47.2576	**4.5977e+05**	**1.0268e+09**	1.3758e+03
PI adaptativo con G fore-aft A.G	58.6933	1.9173e+06	6.6050e+09	897.5019
PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional	**33.1373**	**5.7763e+05**	**6.3428e+08**	1.0167e+03

En la siguiente tabla (Tabla 10.25) se muestran los resultados calculados ante viento escalón (en rojo los índices más óptimos, en azul los segundos índices más óptimos):

Tabla 10. 25: TVA f, IAE y función de coste de controladores diseñados ante viento escalón

Controlador	TVA_fa (m)	IAE	F_coste	IAVU
PID2	57.6579	1.2788e+07	4.2513e+10	148.2510
PID1	59.4169	2.5683e+06	9.0670e+09	233.8406
PID3	68.9448	1.1243e+06	5.3442e+09	463.0561
PI ITAE	94.1128	9.9309e+05	8.7960e+09	863.4927
PID IAE adaptativo con filtro en Td	83.5292	5.4072e+05	3.7727e+09	999.6467
FF multidimensional	80.4073	**3.5319e+05**	2.2835e+09	1.1874e+03
PI adaptativo con G fore-aft A.G	**47.8545**	7.7232e+05	**1.7687e+09**	479.1772
PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional	**47.0598**	**3.7986e+05**	**8.4125e+08**	541.2263

De los índices se puede destacar la mejoría del controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional en la función de coste diseñada tanto ante viento turbulento como viento escalón, manteniendo en todo momento unos valores de IAVU bastante aceptables si se compara con otros controladores diseñados previamente.

Con respecto al índice TVA_fa ante viento turbulento, el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional obtiene el mejor valor, reduciendo al TVA_fa del controlador PID2 (segundo mejor TVA_fa) además de reducir un 95 % el IAE con respecto este controlador.

Con respecto al índice IAE ante viento turbulento, el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional obtiene el segundo mejor valor superado por el controlador FF multidimensional (en torno a un 20%) aunque mejorando el índice TVA_fa un 30 % con respecto a dicho controlador.

Con respecto al índice TVA_fa ante viento escalón, los controladores PI adaptativo con G fore-aft A.G con y sin FF multidimensional obtiene los mejores valores. La inclusión del feedforward multidimensional hace que el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional mejore un 50% el índice IAE con respecto a dicho controlador sin feedforward.

Con respecto al índice IAE ante viento escalón, el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional obtiene el segundo mejor valor superado por el controlador FF multidimensional (en torno a un 8%) aunque mejorando el índice TVA_fa un 40 % con respecto a dicho controlador.

Observando todos los resultados de manera global, se puede conjeturar que la adición de la estrategia feedforward a los controladores mejora considerablemente el índice IAE de la variable wg y la adición del control fore-aft reduce de modo cuantioso los desplazamientos fore-aft que sufre la torre.

La combinación de ambas estrategias da como resultados controladores que obtienen una respuesta rápida en cuanto al rechazo de perturbaciones del viento reduciendo la fatiga que sufre la torre.

Finalmente el control elegido para el lazo wg-pitch del aerogenerador de 5 MW será el controlador PI adaptativo con G fore-aft A.G con FF multidimensional

Capítulo 11

11. Conclusiones y trabajos futuros

11.1.Conclusiones

Con respecto a la planta experimental, en este trabajo se ha construido un banco de pruebas que permite emular el funcionamiento de un aerogenerador VS-VP experimental de tecnología similar a los equipos de mediana y gran potencia, y sobre el cual es posible aplicar diferentes estrategias de control y extrapolar los resultados hacia otros equipos de mayor potencia.

Se ha conseguido mejorar el sistema de emulación que presentaba la planta previamente a este trabajo, consiguiendo reproducir las condiciones mecánicas y aerodinámicas de un aerogenerador acorde a las características reales de la planta 1 kW.

Con respecto a FAST, en este trabajo se ha visto que es un software apropiado y muy amplio para el correcto desarrollo del estudio de un aerogenerador, tanto desde el punto de vista del control como del aerodinámico. En un principio se ha cumplido el objetivo inicial, que era iniciarse en este software e implementar y diseñar lazos de control, relacionando las librerías de *FAST* y *Simulink.*

Los modelos que se han desarrollado podrían implementarse realmente para el control de un aerogenerador. Al hacer el conjunto de simulaciones se ha comprobado similitudes entre la planta experimental y FAST.

Con el desarrollo realizado, y a tenor del resultado se concluye que un aerogenerador con una máquina de inducción sin control puede sufrir grandes daños con vientos de alta velocidad, ya que la velocidad superaría con creces la nominal.

Se necesita un control obligatoriamente, el cual a través de un controlador lleve al aerogenerador a zonas de trabajo seguras, limitando su velocidad de giro, no pasando de la nominal. Un aerogenerador puede sufrir también con las vibraciones propias de funcionamiento y del viento incidente. Una ampliación del controlador anterior, que tenga en cuenta estas vibraciones mejora la vida útil del aerogenerador.

Desde una perspectiva académica, este trabajo ha permitido profundizar a dicho autor en diversos aspectos estudiados en el Máster Universitario en Ingeniería de Sistemas y de Control y aprender otros que no se conocían:

- IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS
- CONTROL MULTIVARIABLE
- CONTROL INTELIGENTE

Desde una perspectiva con perfil profesional durante la ejecución de este trabajo, se ha establecido relaciones con la empresa De Lorenzo S.p.A y sus ingenieros, teniendo dicho autor contacto directo con ellos a través de diversas videoconferencias incluso recibiendo una visita en el laboratorio donde se encuentra la planta.

Se ha tenido la oportunidad de participar en los foros de *NREL*, que son un punto de encuentro de ingenieros y personas interesadas en el desarrollo de aerogeneradores, comentando problemas que he ido encontrando en el desarrollo de los modelos, y hablar directamente por *email* con los autores de *FAST*, como son Mr. Jonkman y Mr. Buhl, además de Mr. Alan Wright, autor de varios documentos técnicos de *NREL*.

11.2.Trabajos futuros

Como trabajos futuros se podría:

- Unir el software de simulación FAST a la planta eléctrica, de forma que se realice el mismo tipo de estrategias: simulación de la parte aerolástica y experimentación real con equipo eléctrico.
- Diseñar estrategias de control más avanzadas como un control multivariable centralizado con red de desacoplo dinámica o estática para los diversos modos de vibración de la torre (fore-aft, side-to-side), las palas (flap-wise, edge-wise) y caja multiplicadora.
- Valorar las ventajas y limitaciones de emplear estrategias de control por desacoplo respecto a las estrategias de control descentralizado, a otras estrategias de control centralizado, y respecto a estrategias monovariables:
  - Control Predictivo.
  - Control Robusto QFT.
  - Redes Neuronales aplicadas al Control (neuro-control).
  - Control Basado en la Lógica “Fuzzy” (control borroso).
  - Algoritmos evolutivos para optimización en control.
- La medida de la velocidad del viento supone un punto crítico en los sistemas de conversión de energía eólica y su medida está llena de incertidumbre y errores. De igual forma, estos problemas se reflejan en la planta experimental con el uso del anemómetro. En este sentido, se plantea el desarrollo y aplicación de algún algoritmo de estimación de la velocidad del viento en base a parámetros y variables conocidas del sistema.
- Realizar una comparación de los diferentes métodos de control MPPT habituales y buscar mejoras para cada método, en concreto:
  - Control óptimo del TSR.
  - Control de potencia feedback.
  - Control por búsqueda hill climb.
  - Control basado en lógica difusa y red neuronal.
- Añadir el modelo de un generador completo al modelo aerolástico NREL 5MW en FAST, teniendo en cuenta las posibles pérdidas que puedan existir en la señal además de la posibilidad de implementar diferentes estrategias de control en la parte eléctrica del aerogenerador.
- Simular un parque eólico utilizando varios modelos del aerogenerador haciendo uso de n turbinas eólicas realizando un estudio de conexionado a la red con modelos próximos a la realidad y poder observar los efectos que puedan existir al realizar la conexión.

Fuentes bibliográficas

Bibliografía

[1] Manuel Lara Ortiz, Trabajo Fin de Grado "Diseño de un emulador de planta eólica". UCO. 2015.

[2] Manuel Lara Ortiz, Trabajo Fin de Máster "Diseño de sistemas de control multivariables para un DFIG". UCO. 2017.

[3] W. W. E. Association, "GLOBAL WIND STATISTICS 2016," WWEA Head Office, Bonn, Germany. 2017.

[4] G.W.E.C Global Wind Energy Council.
http://www.gwec.net/
(Último acceso el 16/07/2019).

[5] R.E.E Red Eléctrica de España. "Informe del Sistema Eléctrico Español 2016". http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2016
(Último acceso el 16/07/2019).

[6] E. W. E. Association, "Pure Power. Wind Energy Targets for 2020 and 2030," 2011.

[7] B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Multivariable Control Strategy for Variable Speed, Variable Pitch Wind Turbine," Renewable Energy, Science Direct Elsevier, vol. 32, pp. 1273-1287. 2007.

[8] K. Selvam, S. Kanev, J. v. Wingerden, J. Engelen, and M. Verhaegen, "Feedback-feedforward individual pitch control for wind turbine load reduction," International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 19, pp. 72-91. 2009.

[9] B. Nagai, K. Ameku, and J. Nath, "Performance of a 3kW wind turbine generator with variable pitch control system," Applied Energy, Elsevier. 2009.

[10] K. Ostergaard, J. Stoustrup, and P. Brath, "Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions," International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 19, pp. 92-116. 2008.

[11] E. Muhando, T. Senjyu, A. Yona, H. Kinjo, and T. Funabashi, "Disturbance rejection by dual pitch control and self-tuning regulator for wind turbine generator parametric uncertainty compensation," The Institution of Engineering and Technology, vol. 1, pp. 1431-1440. 2007.

[12] J. Wingerden, I. Houtzager, F. Felici, and M. Verhaegen, "Closed-loop identification of the time-varying dynamics of variable-speed wind turbines," International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 19, pp. 4-21. 2009.

[13] B. Boukhezzar and H. Siguerdidjane, "Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines for Power Regulation," presented at the IEEE Conference on Control Applications Toronto, Canada. 2005.

[14] P. Schubel and R. Crossley, "Wind Turbine Blade Design," Energies, vol. 5, pp. 3425-3449. 2012.

[15] T. Burton, Wind Energy Handbook. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2011.

[**16] R. Gasch and J. Twele,** "Wind Power Plants," presented at the Solarpraxis, Berlin, Germany. 2002.

[17] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqui, "A novel control strategy for a variablespeed wind turbines with a permanent-magnet synchronous generator," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46. 2010.

[18] E. Koutroulis and K. Kalaitzakis, "Design of a Maximum Power Tracking System for a Wind- Energy-Conversion Applications," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 53. 2006.

[19] I. Kortabarria, E. Ibarra, I. M. d. Alegría, J. Andreu, and A. Ascarza, "Power converters used in grid connected small wind turbines: analysis of alternatives," presented at the Power Electronics, Machines and Drives, 5th IET. 2010.

[20] K. Johnson, "Control of Variable-Speed Wind Turbines". IEEE Control Systems Magazine. June, 2006

[21] David Aaron Acuña Morales, Proyecto final de Carrera. "OPCIONES DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN AEROGENERADORES CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)". Universidad de Chile. 2013.

[22] De Lorenzo S.p.A
http://www.delorenzoglobal.com/es/index.php
(Último acceso el 20/07/2019).

[23] De Lorenzo S.p.A. "PLANTAS EOLICAS DL WPP". http://www.delorenzoglobal.com/upload/schede/1391686134-WPP%20ENG.pdf
(Último acceso el 20/07/2019).

[24] M. González, F. Vázquez, and F. Morilla, "Control Multivariable Centralizado con Desacoplo para Aerogeneradores de Velocidad Variable," Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, vol. 7, pp. 53-64. 2010.

[25] F. Bianchi, H. D. Battista, and R. Mantz, Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Germany: Springer. 2007.

[26] M. J. Khan and M. T. Iqbal, "Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system," Applied Energy, Elsevier, vol. 86, pp. 2429-2442. 2009.

[27] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica," Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, vol. 9, pp. 267-281. 2012.

[28] F. Vázquez, M. González, J. Garrido, and F. Morilla, "Control Multivariable: aplicación al control de un aerogenerador," presentado en el X Simposio CEA de Ingeniería de Control. 2012.

[29] NORDEX. "N90".
http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N90_2300_GB.pdf
(Último acceso el 20/07/2019).

[30] Thomas Ackermann. "Wind Power in Power Systems". JOHN WILEY & SONS. 2005.

[31] ALEXIS YANIRA MUÑOZ JADÁN, EMULACIÓN DE UN AEROGENERADOR CONECTADO A LA RED A TRAVÉS DE UN SISTEMA EXPERIMENTAL BACK-TO-BACK MEDIANTE LA TÉCNICA "HARDWARE IN THE LOOP". TESIS, PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA, , UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

[32] D. Kumar and K. Chatterjee, "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems," ELSEVIER, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 55, pp. 957–970, 2016.

[33] J. Singh and M. Ouhrouche, "MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems," in Fundamental and Advanced Topics in Wind Power, InTech, 2011, pp. 339–360.

[34] S. S. Mali and B. E. Kushare, "MPPT Algorithms: Extracting Maximum Power from Wind Turbines," Int. J. Innov. Res. Electr. Electron. Instrumentation, Control Eng., vol. 1, no. 5, pp. 2321–2004, 2013.

[35] M. Q. Duong, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, and E. Ogliari, "Pitch angle control using hybrid controller for all operating regions of SCIG wind turbine system," Renewable Energy, vol. 70, pp. 197-203,2014.

[36] J. Zhang, M. Cheng, Z. Chen, and X. Fu, "Pitch angle control for variable speed wind turbines," in Deregulation, Restructuring, and Power Technologies, Nanjing China, 2008, pp. 2691- 2696.

[37] Mostafa Soliman, O. P. Malik, David T. Westwick, Multiple "Model Predictive Control for Wind Turbines". IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 2, NO. 3, JULY 2011.

[38] Francisco Javier Vázquez Serrano y Juan Garrido Jurado. Asignatura, "Laboratorio de Control de Procesos". Práctica 11, "Control del sistema de dos rotores TRMS". Universidad de Córdoba. 2015.

[39] Mª Jesús de la Fuente. "Sintonía de reguladores PID". Facultad de Ciencias Universidad de Valladolid.

[40] K. Selvam, S. Kanev, J. v. Wingerden, J. Engelen, and M. Verhaegen, "Feedbackfeedforward individual pitch control for wind turbine load reduction," International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 19, pp. 72- 91. 2009.

[41] Chengyuan Yu, Dongdong Li "Fuzzy-PI and feedforward control strategy of DFIG wind turbine," 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012, art. no. 6303299.

[42] TOSHIBA TOSVERT VF-S15 Series RS485 Communication Function Instruction Manual

[43] TOSHIBA Manual de instrucciones TOSVERT VF-S15 <Manual detallado>

[44] FAST User´s Guide. Jason M. Jonkman, Marshall L. Buhl Jr. Technical Report NREL/EL-500-38230 August 2005.

[45] National Renewable Energy Laboratory, U.S. department of energy.
http://www.nrel.gov/
(Último acceso el 20/07/2019).

[46] M.L. Buhl y A.D. Platt, "WT PERF User's Guide Versión 3.05.00" Tech. Rep., National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, 2012 (revisión).

[47] Joseph W. Kane, Morton M. Sternheim. Ed. Reverte 1989.

[48] TurbSim User's Guide: Version 1.06.00 B.J. Jonkman, L. Kilcher. Septiembre 2012. (Aún en borrador).

[49] USER'S GUIDE to the Wind Turbine Aerodynamics Computer Software AeroDyn. David J. Laino A. Craig Hansen Windward Engineering, LC Salt Lake City, UT 84117

[50] Mathworks
http://es.mathworks.com/products/matlab/
(Último acceso el 20/07/2019).

[51] Monografías. Aerogeneradores: Generadores de electricidad y productores de agua
http://www.monografias.com/trabajos82/aerogeneradores-generadores-electricidad-y-productores-agua/aerogeneradores-generadores-electricidad-y-productores-agua2.shtml
(Último acceso el 20/07/2019).

[52]Windpower. Seguridad en aerogeneradores. Asociación danesa de la industria eólica.
http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/wtrb/safety.htm
(Último acceso el 20/07/2019).

[53] CENER.
http://www.cener.com/
(Último acceso el 20/07/2019).

[54] REpower.
http://www.repoweringsolutions.com/
(Último acceso el 20/07/2019).

[55] LM Glasfiber
http://www.lmwindpower.com/
(Último acceso el 20/07/2019).

[56] W. Musial, J. Jonkman, S. Butterfield and G. Scott. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. 2009.

[57] REpower Systems, REpower 5M
URL: http://www.repower.de/typo3/fileadmin/download/produkte/5m_uk.pdf
(Último acceso el 20/07/2019).

[58] Sistemas de Control Automático (Benjamin C. Kuo). Prentice Hall. Séptima Edición.

[59] Modern Control Design for Flexible Wind Turbines. Alan D. Wright. Technical Report NREL/TP-500-35816. July 2008.

[60] Evaluación de estrategias de control de aerogeneradores de alta potencia. Conca de la Asunción, Christian. Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Univ. Pol. De Valencia, 2012.

[61] Advanced Control Design for Wind Turbines. Part I: Control Design, Implementation, and Initial Tests. A.D. Wright and L.J. Fingersh. Technical Report NREL/TP-500-42437. March 2008.

[62] Fitted Numerical Methods for Singular Perturbation Problems (Error estimates in the Maximum Norm for Linear Problems in One and Two Dimensions). J.J.H. Miller, E. O´Riordan, G.I. Shishkin. Ed. Word Scientific Publishing Co. Ltd. 2012.

[63] Burton, T., Sharpe, F., Jenkins, N., Bossanyi, E. Wind energy: handbook. J. Wiley, 2001.

[64] F.D. Bianchi, H. De Battista, and R.J. Mantz. Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Advances in Industrial Control. Springer, 2010.

[65] Bossanyi, E. Controler for 5MW reference turbine. July 2009.

[66] Prinsen, R.C. Investigation into reduction of the Cost-Of-Energy of the Upwind 5.0 MW Wind Turbine using Higher- Harmonic Individual Pitch Control. PhD thesis, September 2011.

[67] MOXA. "UPort 1130".
http://www.moxa.com/product/UPort_1130_1130I.htm
(Último acceso el 20/07/2019).

[68] Spectra. "USB 2.0 to RS485".
http://spectra.de/produktliste.cfm?GruppeID=58&ShowProducts=451&Hauptgruppe=50&Artikelnummer=112887
(Último acceso el 20/07/2019)

[69] Sergio Fragoso Herrera, Proyecto Fin de Master "Diseño de un sistema de control multivariable para aerogeneradores de velocidad variable y paso variable (VS-VP)". UNED. 2013.

[70] Masoud Barakati, Thesis PhD "Modeling and Controller Design of a Wind Energy Conversion System Including a Matrix Converter". Universitiy of Waterloo, Ontario, Canada. 2008.

[71] I. V. d. Hoven, "Power spectrum of horizontal wind speed in frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour," Journal of Meteorology, vol. 14, pp. 160-164. 1957.

[72] I. E. Commission, "Wind turbines- Part 1: Design requirements," vol. 61400-1, ed.

Geneva, Switzerland. 2005-08.

[73] J. Wingerden, I. Houtzager, F. Felici, and M. Verhaegen, "Closed-loop identification of the time-varying dynamics of variable-speed wind turbines," International Journal of Robust and Nonlinear Control, vol. 19, pp. 4-21. 2009.

[74] W. Leithead, S. D. l. Salle, and D. Reardon, "Role and objetives of control for wind turbines," IEEE Proceeding-C, vol. 138(2), pp. 135-148. 1991.

[75] ADAMS2AD. Routines to interface the AeroDyn CAE tool to MSC.ADAMS®. by Jason Jonkman, Ph.D. National Wind Technology Center and David J. Laino, Ph.D. Windward Engineering.

[76] Modes. A simple mode-shape generator for both towers and rotating blades. by Marshall Buhl supported by Jason Jonkman. National Wind Technology Center.

[77] Electricity and Electronics.
http://www.physics.udel.edu/
(Último acceso el 20/07/2019).

[78] José E. Gutiérrez, Julio García, Rosa Peyrau, Blas Zamora. "FAST Lognoter: Integración de herramientas para el cálculo de aerogeneradores 'Offshore'" 50º CONGRESO DE INGENIERÍA NAVAL E INDUSTRIA MARÍTIMA.

[79] Wills, D. M. Tuning maps for threeMode controllers. Control Engineering, April, 104-108.

[80] Wills, D. M. A guide to controllers tuning. Control Engineering, August, 93-94.

[81] López, A. M., Miller, J. A., Smith, C. L., Murrill, P. W. (1997). Tuning controllers with errorintegral criteria. Instrumentation Technology, November.

[82] Rovira, A., Murrill, P. W., Smith, C. L. (1969) Tuning controllers for setpoint changes. Instrumentation & Control Systems, December, 67-69.

[83] Kaya, A. & Sheib, T. J. (1988) Tuning of PID controllers of different structures. Control Engineering, December, 62-65.

[84] Sung, S. W., O, J., Lee, I. B., Lee, J., Yy, S. H. (1996). Automatic tuning of PID controller using second-order plus time delay model, Journal of Chemical Engineering of Japan, 29(6), 990-999.

[85] Moisés Téllez Lucena, Proyecto Fin de Carrera "DISEÑO Y EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS DE CONTROL ORIENTADAS A AEROGENERADORES DE ALTA POTENCIA MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE CONTROL AEROLÁSTICO "FAST"". UCO. 2016.

Lista de símbolos

Lista de símbolos empleados

A	*Área barrida por la hélice del rotor*
B_g	*Coeficiente de fricción viscosa en el generador eléctrico*
B_{ls}	*Coeficiente de fricción viscosa en el eje de baja velocidad*
B_r	*Coeficiente de fricción viscosa en el rotor*
B_t	*Coeficiente de fricción viscosa total del generador eólico*
Cq	*Coeficiente de par*
Cp	*Coeficiente de potencia*
i_{ds}	*Corriente del estator en el eje directo*
i_{qs}	*Corriente del estator en cuadratura*
J_g	*Momento de inercia del generador eléctrico*
J_r	*Momento de inercia del rotor*
J_t	*Momento de inercia total del generador eólico*
K_{ls}	*Coeficiente de amortiguamiento en el eje de baja velocidad*
N	*Relación de transmisión entre el eje de baja velocidad y alta velocidad*
p	*Número de polos de la máquina*
P_a	*Potencia aerodinámica*
P_g	*Potencia de salida del generador eléctrico*
P_w	*Potencia generada por el viento*
R	*Radio del rotor*
T_a	*Par aerodinámico*

T_{em} *Par electromagnético*

T_g *Par de salida del generador eléctrico*

T_{hs} *Par en el eje de alta velocidad*

T_{ls} *Par en el eje de baja velocidad*

v *Velocidad del viento*

Símbolos griegos

β *Angulo de paso de pala*

λ *Coeficiente de velocidad especifica*

ω_g *Velocidad angular del generador eléctrico*

ω_{ls} *Velocidad angular en el eje de baja velocidad*

ω_r *Velocidad angular rotorica*

ρ *Densidad del aire*

θ_{ls} *Posición angular del eje de baja velocidad*

θ_r *Posicion angular del rotor*

Ψ_{ds} *Flujos magnéticos del estator en el eje directo*

Ψ_{qs} *Flujos magnéticos del estator en cuadratura*

Anexo I

AI. Componentes de la planta

La planta DL WPP consta de un pack hardware bastante completo, el cual se describe a continuación [23].

Servomotor Brushless con controlador

Estos dos módulos (Figura AI.1) permiten establecer el control automático para un motor brushless en varios sentidos, control y funcionamiento de un motor brushless en voltaje, estudio de la operación de un motor brushless en un proceso típico de automatización industrial y el aprendizaje para controlar y configurar una operación automatizada.
El sistema de control y supervisión se lleva a cabo a través de un software capaz de:

- Establecer los parámetros del sistema.
- Dibujar curvas gráficas.
- Monitorizar en tiempo real el sistema (par, velocidad, ...).



Figura AI. 1: Motor brushless y controlador para motor sin escobillas

Especificaciones a tener en cuenta:

- Motor brushless con codificador electrónico, potencia de 1 kW
- Control del sistema en frecuencia y voltaje
- Sistema de frenado mecánico para el análisis del par
- Salidas del codificador para el análisis de la velocidad
- Sistema de control y monitorización de eventos
- Pulsador de arranque y parada y parada automática en caso de alarma
- Software completo para PC conectado al sistema a través de RS485

Una descripción más amplia del panel hardware del controlador para motor sin escobillas se detalla a continuación (Figura AI.2).

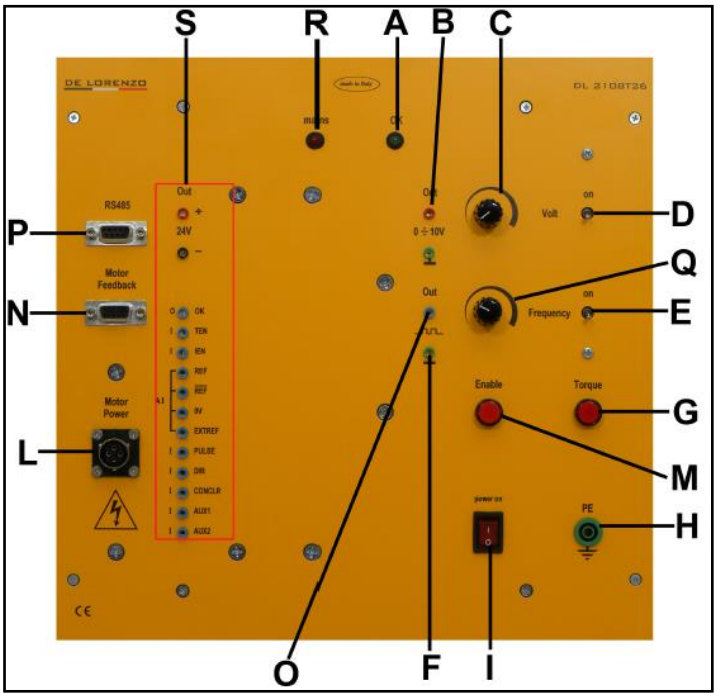


Figura AI. 2: Panel del controlador para motor sin escobillas

Cada letra indica:

- A = Salida por LED verde indicando el estatus del controlador.
  Si no existen condiciones de operación anormal, la señal de OK se habilita.
  Por ejemplo, si el motor sin escobillas no está conectado, el LED verde permanece apagado.
- B = Salida analógica 0-10V.
- C = Perilla de regulación de la salida analógica.
- D = Interruptor ENCENDIDO-APAGADO de la salida analógica.
- E = Interruptor ENCENDIDO-APAGADO de la salida impulso.
- F = Tierra digital.
- G = Habilita el par.
  Una señal activa, habilita al controlador para proveer de par al motor. En la ausencia de esta señal, el motor se libera inmediatamente.
- H = Tierra.
- I = Fuente de alimentación 220V.
- L = Fuente para el motor sin escobillas (Cable anaranjado).
- M = HABILITADOR de la entrada.
  Cuando se encuentre activo, el controlador habilita la lectura de la consigna de velocidad/par.

En la ausencia de la señal, la lectura de la consigna se deshabilita y se asigna el valor de 0V.

- N = Conector para cable de señal.
- O = Señal de salida impulso.
- P = Conector RS485.
- Q = Perilla de regulación de salida impulso.
- R = Indicador de presencia de la red eléctrica.
- S = ENTRADA/SALIDA de PLC.

Motor asíncrono trifásico de anillos

Motor de inducción con devanados trifásicos tanto en el estator como en el rotor (DFIG) (Figura AI.3).



Figura AI. 3: Motor asíncrono

Características técnicas:

- Potencia: 1.1 kW.
- Voltaje: 220/380 V Δ/Y.
- Corriente: 4.3 / 2.5 Δ/Y.
- Velocidad: 2830 rpm, 50 Hz.

Módulo de alimentación trifásica

Se pasa a describir las especificaciones técnicas del módulo de alimentación trifásica, el cual aporta toda la potencia eléctrica a la planta e incorpora las seguridades eléctricas. (Figura AI.4):

- Alimentador para conexiones trifásicas con interruptor de red de 4 polos.
- Interruptor de protección del motor: 6.3 a 10A, accionamiento térmico y electromagnético.
- Cortocircuito de corriente de la falla 25 A: 30 mA de sensibilidad.
- Terminales de salida L1, L2, L3, N y PE con lamparillas de monitoreo de fase H1, H2 y H3.
- Interruptor para simulación de fuente de energía eólica o fotovoltaica.
- Dos zócalos monofásicos adicionales en la parte posterior con lamparilla de señalización: voltaje de red.

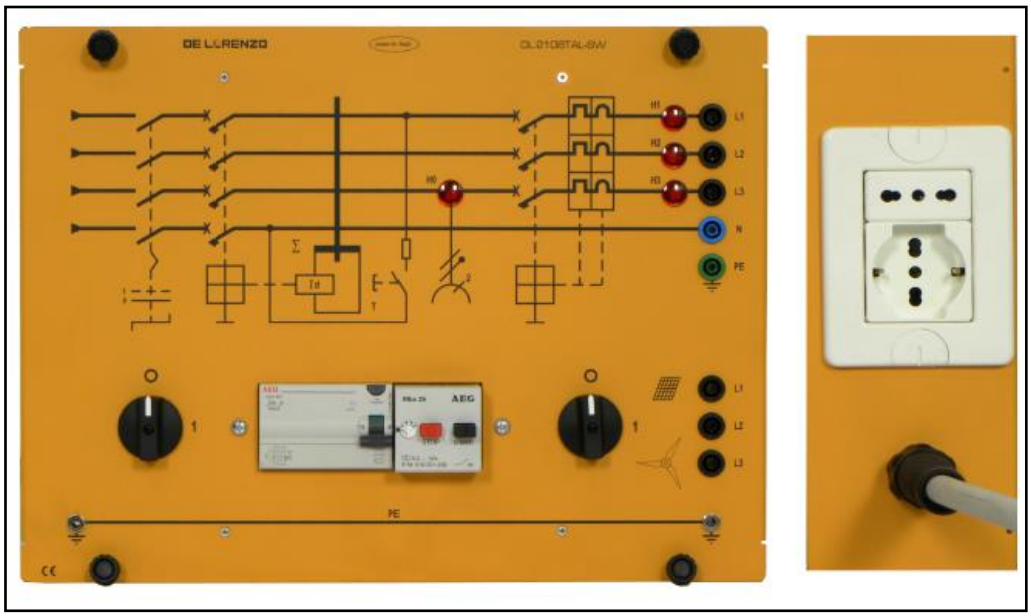


Figura AI. 4: Módulo de alimentación trifásica

Medidor de energía trifásica.

Dos analizadores de energía trifásica controlador por microprocesador (Figura AI.5) de la marca NEMO permiten realizar medidas de tensiones, corrientes, frecuencias, potencia activa, reactiva y aparente.

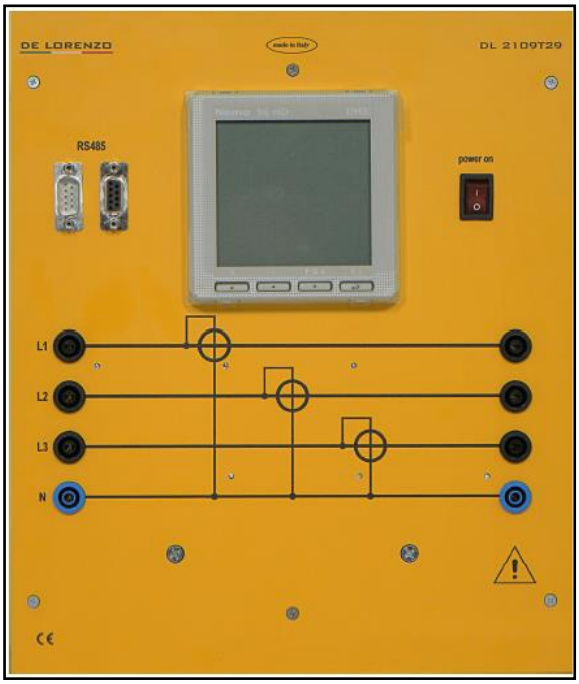


Figura AI. 5:Analizadores de energía trifásica

Especificaciones técnicas:

- Voltaje de entrada: 450 V (max 800 Vrms).
- Corriente de entrada: 5 A (max 20 Arms).
- Frecuencia de trabajo: 47 ÷ 63 Hz.
- Alimentación: monofásica de red.

Convertidor de regenerativo AC-DC (A.F.E).

El convertidor de regenerativo AC-DC (A.F.E Active Front End) actúa como un rectificador AC-DC con entrada de línea voltajes L1, L2, L3 y la salida es el BUS V DC establecido por el usuario (Figura AI.6).



Figura AI. 6:Convertidor de regenerativo AC-DC

La potencia intercambiada con la red puede ser en las dos direcciones (de absorción o de regeneración de energía), de acuerdo a las necesidades de la carga.

El control se realiza mediante un bucle de voltaje (V DC BUS) y una corriente, que proporciona corriente sinusoidal bajo cualquier condición de carga (la parte de potencia reactiva se puede ajustar por el usuario).

En concreto, al establecer en cero la parte de potencia reactiva intercambiada con la red eléctrica, solamente la potencia activa se intercambia con la red eléctrica (factor de potencia igual a uno).

Una descripción más amplia del panel frontal del A.F.E se detalla a continuación (Figura AI.7):

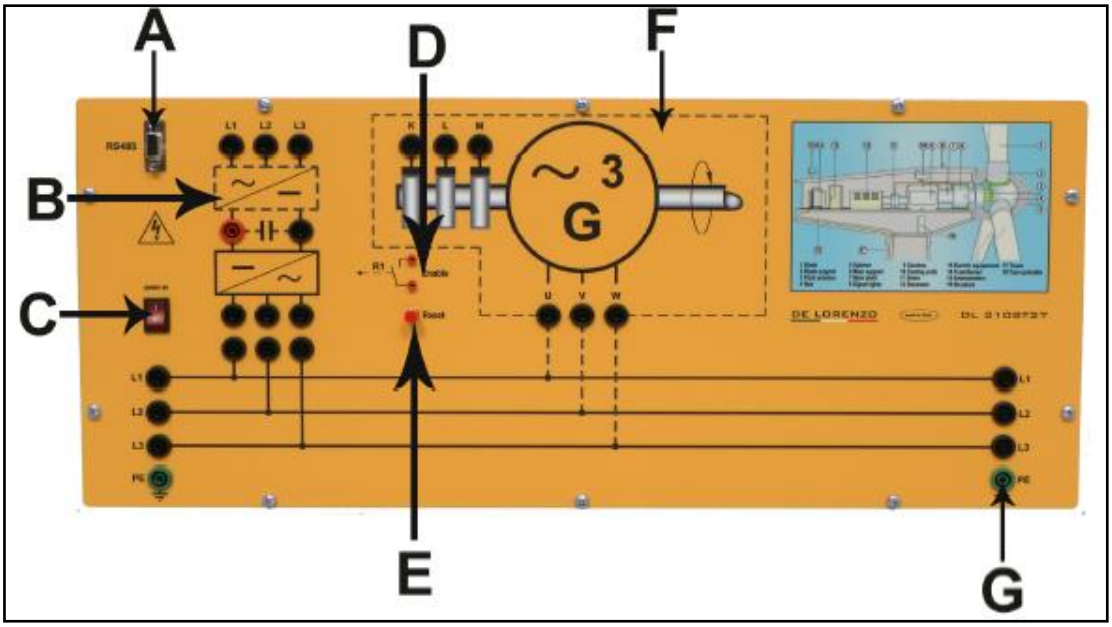


Figura AI. 7:Panel frontal convertidor de regenerativo AC-DC

Donde cada letra indica:

- A = Entrada RS485 (no se utiliza para el laboratorio).
- B = Módulo inversor externo.
- C = Encendido.
- D = Activar relé.
- E = Botón de reset del relé.
- F = Generador de inducción externa.
- G = Tierra.

Inversor para motores trifásicos de inducción

Se pasa a describir las especificaciones técnicas del inversor para motores trifásicos de inducción (Figura AI.8):

- Potencia de 1.5 kW.
- Control de vector sensorless.
- Interfaz para PC.
- Entrada: trifásicos 380-500V, 50/60Hz.
- Bus CC para interfaz de regeneración.



Figura AI. 8:Módulo inversor para motores trifásicos

Una descripción más amplia del panel frontal del A.F.E se detalla a continuación (Figura AI.9):

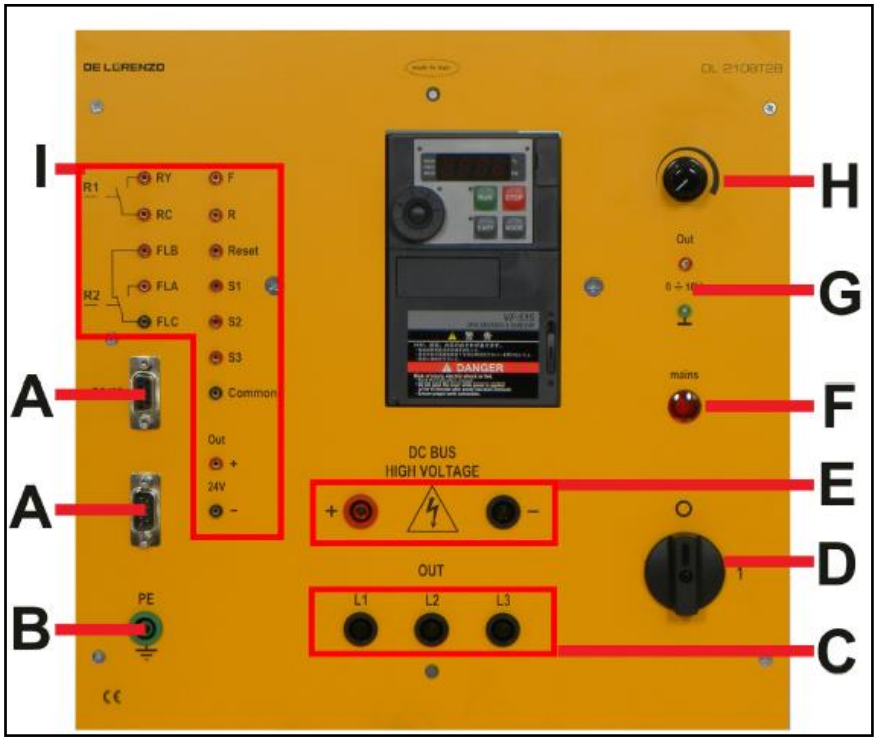


Figura AI. 9:Panel frontal del módulo inversor para motores trifásicos

Donde cada letra indica:

- A = Conector RS485.
- B = Conector de tierra.
- C = Salida trifásica AC del inversor.
- D = Interruptor de encendido.
- E= Salida de alta tensión BUS DC (530V).
- F = Lámpara indicadora de alimentación del invertir.
- G= Tensión de salida 0 ÷ 10V.
- H = Control de la tensión de salida.
- I = Control PLC externo.

Interruptor de potencia

Tres interruptores de potencia trifásicos con contacto auxiliar normalmente cerrado (Figura AI.10).

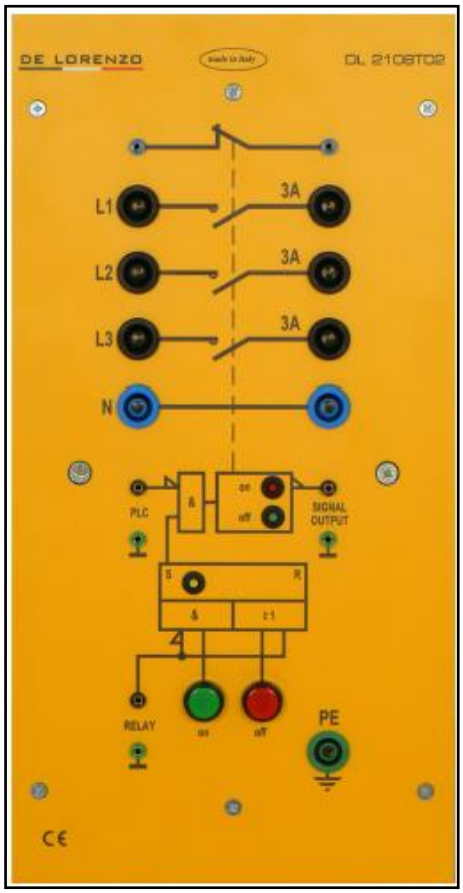


Figura AI. 10:Interruptores de potencia

Especificaciones técnicas:

- Capacidad de carga de los contactos: 400 Vac, 3 A.
- Tensión de alimentación: monofásica de la red eléctrica 220V, 50-60Hz.
- Aislamiento del panel frontal.

Relé combinado de sobrecorriente y falla de tierra

Relé de sobrecorriente trifásico con descarga a tierra (Figura AI.11) con curvas tiempo-corriente programables, para la protección de los sistemas de distribución de energía, con neutro aislado a la tierra o compensado:



Figura AI. 11:Relé de sobrecorriente

Especificaciones técnicas:

- Corriente de entrada selectiva: 1 A o 5 A, 50/60 Hz.
- Tres elementos de falla de fase.
- Tres elementos de falla de tierra.
- Protección contra falla del interruptor de potencia.
- Control de la activación del interruptor de potencia por puerto serial.
- Registración de eventos múltiples con indicación de fecha y hora.
- Captura de la forma de onda oscilográfica.
- Protocolo de comunicación Modbus RTU/IEC870-6-103.

Transformador trifásico

Transformador trifásico (Figura AI.12) que alimentar un modelo de línea de transmisión de 380 kV, factor de escala 1:1000.



Figura AI. 12:Transformador trifásico

Con distintos bobinados:

- Primario: bobinado 3 x 380 V con toma intermedia de 220 V, conexión estrella o delta.
- Secundario: bobinado 3 x 220 V con tomas intermedias a +5%, -5%, -10%, -15%, conexión estrella para 3 x 380 V, varias conexiones posibles en estrella, potencia nominal: 800 VA.
- Terciario: bobinado 3 x 220 V, conexión delta para la estabilización de los terceros componentes armónicos de voltaje, potencia nominal: 266 VA.

Anexo II

AII. Red de comunicación de la planta

La planta DL WPP consta de unos elementos hardware para establecer la comunicación del SCADA con los distintos módulos hardware explicados anteriormente.

La comunicación establecida entre el SCADA mediante el ordenador y los distintos módulos de la planta estaba establecida a través de protocolo de comunicación Modbus RTU.

Hub para comunicación Modbus

Concentrador que permite la comunicación y el control por PC de los diferentes módulos de la planta (Figura AII.1).

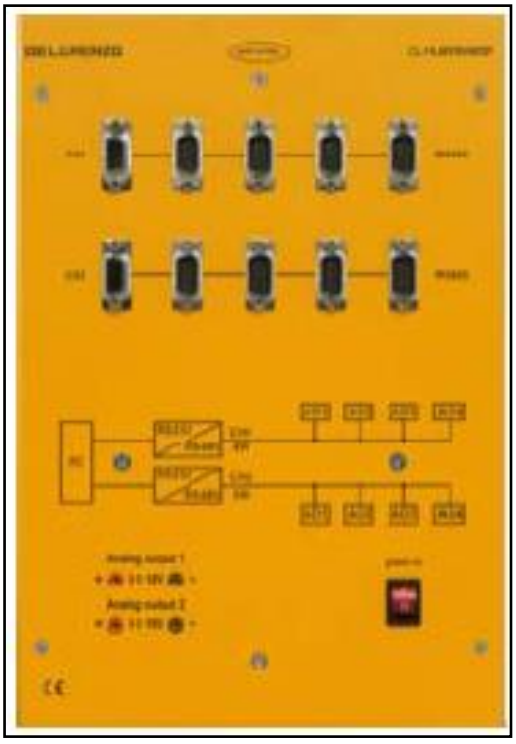


Figura AII. 1: Hub para modbus

Una descripción más amplia del panel del concentrador se detalla a continuación (Figura AII.2):

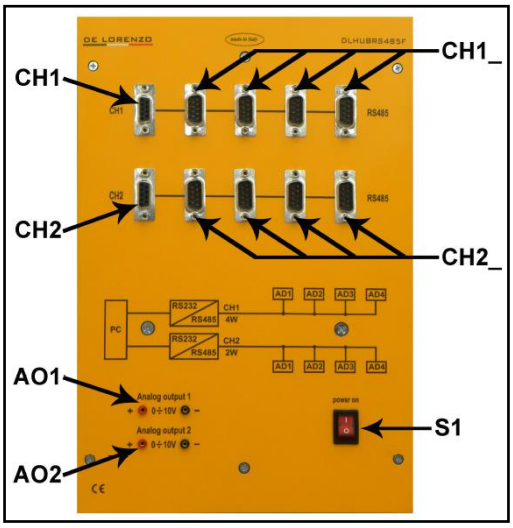


Figura AII. 2:Panel frontal hub

Donde las letras indican:

- S1 = ENCENDIDO.
- CH1 = ENTRADA RS485.
- CH2 = ENTRADA RS485.
- CH1_ = SALIDA RS485.
- CH2_ = SALIDA RS485.

Las salidas analógicas están conectadas sólo con la entrada CH2:

- AO1= Salida analógica 1 0 a 10V.
- AO2= Salida analógica 2 0 a 10V.

Con relación a la planta, el canal 1 se utiliza para establecer la comunicación con el controlador del motor brushless y el canal 2 se utiliza para todos los demás módulos (analizadores, inversor y relé de sobrecorrriente).

Esta configuración viene impuesta por el diseño del concentrador, ya que aunque parezca que los canales 1 y 2 son iguales, en una inspección del módulo se comprobó que el canal 1 tiene un bus a 4 hilos lo que obliga a utilizar un interfaz serie RS422 mientras que el canal 2 tiene un bus a 2 hilos lo que obliga a utilizar una interfaz serie RS485.

Se describe a continuación el hardware necesario para cada canal del hub al Pc donde estará ubicado el SCADA.

Hardware para la comunicación del canal 1

Para establecer la comunicación Modbus desde el SCADA al concentrador, el kit de la planta incorpora un adaptador de USB a puerto serie modelo Port 1130 de la marca Moxa (Figura AII.3). [67].



Figura AII. 3: Convertidor usb a puerto serie canal 1

En concreto este modelo permite transformar desde usb a RS-422 o a RS-485 a cuatro o dos hilos según se configure en el Pc. La serie UPort 1100 utiliza conectores DB9 macho.

La asignación de patillas se muestra en el siguiente diagrama (Figura AII.4):

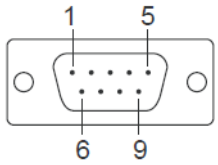
DB9 (male)	Pin	RS-422 4-wire RS-485	2-wire RS-485
	1	TxD-(A)	-
	2	TxD+(B)	-
	3	RxD+(B)	Data+(B)
	4	RxD-(A)	Data-(A)
	5	GND	GND
	6	-	-
	7	-	-
	8	-	-

Figura AII. 4: Configuración de patillas del adaptador moxa

Aunque se pudiera pensar que el adaptador del canal 1 configurado como RS-485 con dos hilos pudiera funcionar en el canal 2 (bus de 2 hilos RS-485), no es así ya que aunque el canal 2 tiene la misma configuración, utiliza una configuración de patillas diferente impuesto por el diseño del hub que sigue el modelo del adaptador para el canal 2 que se describe a continuación.

Hardware para la comunicación del canal 2

Para establecer la comunicación Modbus desde el SCADA al hub, el kit de la planta incorpora un adaptador de USB a puerto serie modelo USB 2.0 a RS-485 2 hilos de la marca Spectra (Figura AII.5). [68].



Figura AII. 5: Convertidor usb a puerto serie canal 2

Utiliza conectores DB9 macho con la asignación de patillas se muestra en el siguiente diagrama (Figura AII.6):

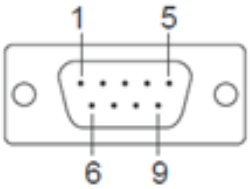
DB9 (male)	Pin	2-wire RS-485
	1	Data-
	2	Data+
	3	-
	4	-
	5	GND
	6	-
	7	-
	8	-

Figura AII. 6: Configuración de patillas del adaptador Spectra

Comunicación TCP/IP establecida

La comunicación establecida consta de un ordenador (en el que se encuentra el SCADA), otro PC donde se desarrolla la capa de emulación programada con la planta experimental y los distintos módulos de la planta (motor brushless, analizadores de red, inverter, etc).

Ambos ordenadores se comunican con los diversos módulos de la planta a través de una pasarela de comunicación Modbus RTU-TCP/IP. Por lo tanto se trata de una comunicación híbrida, en la que por un lado, los dos ordenadores actúan como maestros TCP/IP conectados a la pasarela se encargada de hacer de semáforo, y por el otro, los módulos de la planta desempeñan el papel de esclavos Modbus RTU.

En concreto los esclavos están distribuidos a través de dos tipos redes de comunicación independientes: RS-485 y RS-232. La Figura AII.7 muestra la solución establecida a través de una pasarela Modbus RTU-TCP/IP.

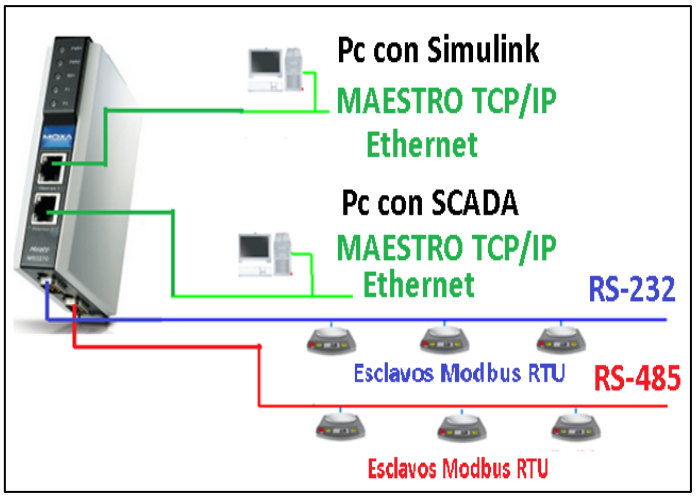


Figura AII. 7: Comunicación TCP/IP establecida

Los datos procedentes de Modbus TCP/IP hacia el Pc y viceversa, se transmiten y reciben desde Simulink a través de funciones .m, donde se encapsulan las tramas basado en protocolo Modbus.

Anexo III

AIII. Función de viento

El viento es caracterizado por su velocidad y dirección, componentes afectadas por varios factores, como son la localización geográfica, la característica climática de la zona, la altura y la topografía de la superficie. Los generadores eólicos interaccionan con el viento, capturando parte de su energía cinética y convirtiéndola en energía útil.

Para este proyecto se utilizan dos funciones .m encontradas en [69] y prestadas por el autor, que a su vez se basan en [70].

El origen del viento

En sentido macro-meteorológico, el viento es el movimiento de masas de aire en la atmósfera principalmente originado por la diferencia de temperatura. Los gradientes de temperatura son debidos al calentamiento solar. En las regiones ecuatoriales la irradiación es mayor que en los polos, consecuentemente, el aire más ligero y cálido del ecuador se eleva a capas más externas de la atmósfera y se desplaza hacia los polos, donde es retornado a capas inferiores por los flujos de aire más fríos procedentes de las regiones polares. La circulación del aire se ve también afectada por las fuerzas de Coriolis asociadas a la rotación de la tierra. Estas fuerzas desplazan los flujos de aire de las capas superiores hacia el este, y los de capas inferiores hacia el oeste. Los flujos de viento a gran escala que tienen lugar en toda la atmósfera constituyen el llamado viento geotrófico.

La capa más inferior de la atmósfera recibe el nombre de capa de superficie y se extiende hasta una altura de 100 metros. En esta capa, los vientos son frenados y obstaculizados por las fuerzas de fricción alterando no solo su velocidad sino también su dirección. Este es el origen de los flujos turbulentos, los cuales causan una variación de la velocidad del viento en un amplio rango de amplitudes y frecuencias. Adicionalmente, la presencia de mares y grandes lagos causan la circulación de masas de aire similares en naturaleza a los vientos geotróficos. Estos movimientos de aire son llamados vientos locales.

El viento en un lugar cercano a la superficie de la tierra es el resultado de la combinación de los vientos locales y geotróficos. Una característica interesante de este viento de superficie es la distribución de la energía cinética en el dominio de la frecuencia, la cual es conocida como el espectro de Van der Hoven [71]. La figura AIII. 1 muestra un espectro típico, donde la densidad espectral S_V está multiplicada por la

frecuencia angular ω. El espectro exhibe dos picos aproximadamente en 0.01 ciclos/h (ciclos de 4 días) y en 50 ciclos/h (ciclos de 1 minuto), los cuales están separados por un espacio de energía entre periodos de 10 minutos a 2 horas. La zona de baja frecuencia del espectro corresponde a los vientos geotróficos mientras que la zona de alta frecuencia representa la turbulencia asociada a los vientos locales.

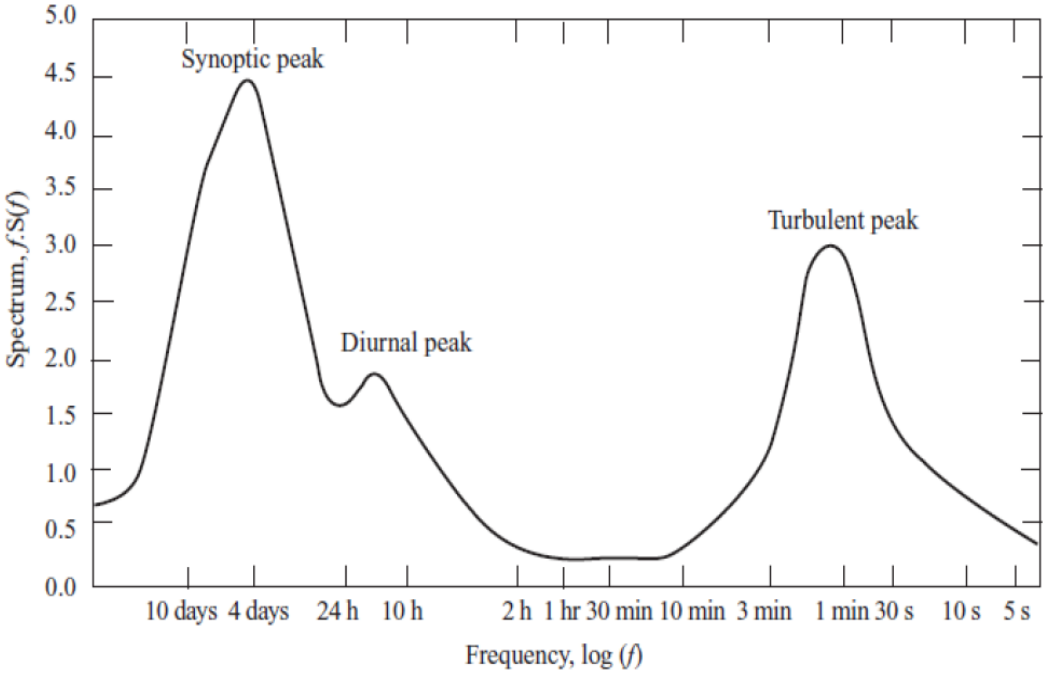


Figura AIII. 1:Espectro de densidad espectral de Van der Hoven.

Velocidad del viento. Modelo matemático.

La velocidad del viento es modelada por la superposición de cuatro componentes:

- v_{wm}: valor promedio.
- $v_{wr}(t)$: una componente rampa, que representa un continuo incremento en la velocidad del viento.
- $v_{wg}(t)$: una componente de ráfaga.
- $v_{wt}(t)$: una componente de ruido o turbulencia.
- $v_{wsin}(t)$: una componente sinusoidal.

$$v_w = v_{wm} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) + v_{wsin}(t) \quad \text{(AIII.1)}$$

Valor medio

V_{wm} es el valor medio de la velocidad del viento calculado en una media de tiempo de 10 minutos, según la norma IEC 61400-1 [72]. El conocimiento de la velocidad media estacionaria del viento en la zona de implantación del sistema eólico es un punto crucial para la viabilidad económica del proyecto energético. Este dato también es esencial para la selección del sistema de conversión de energía eólica que maximice la eficiencia y la durabilidad.

La distribución del viento obtenida experimentalmente puede ser aproximada por la distribución de Weibull. La distribución de Weibull es formulada como [73]:

$$p(V_{wm}) = \frac{k}{C}\left(\frac{V_{wm}}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V_{wm}}{C}\right)^{k}} \quad \text{(AIII.2)}$$

Donde k y C son los coeficientes de forma y escala, respectivamente. Estos coeficientes son ajustados en función del lugar donde se mida el viento. La figura AIII.2 muestra la forma típica de la función de distribución de Weibull.

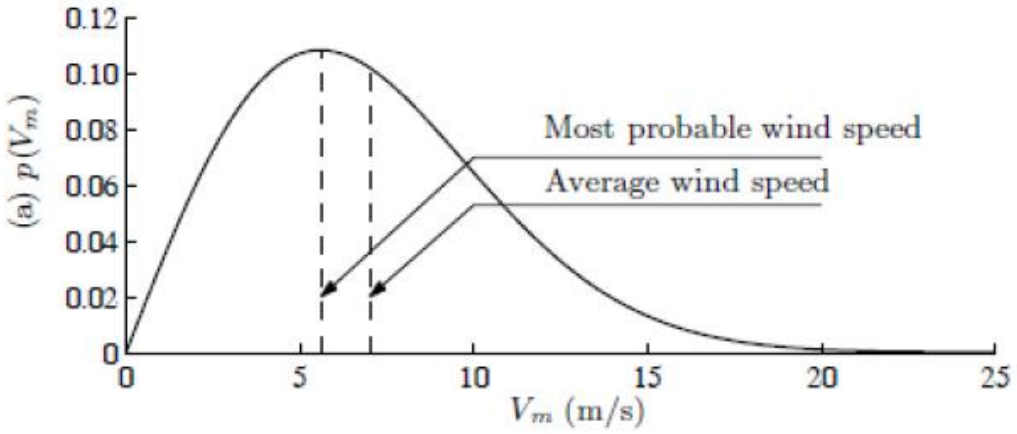


Figura AIII. 2: Función de distribución de Weibull.

La función de probabilidad de Weibull revela que una velocidad media de viento elevada raramente ocurre a velocidades de viento moderadas.

Turbulencia

La componente turbulenta según el modelo de Van Der Hoven es descrita como:

$$v_{wt}(t) = \sum_{i=1}^{N} A_i \cos(\omega_i t + \varphi_i) \qquad \text{(AIII.3)}$$

A_i es la amplitud de la fluctuación de la velocidad del viento para frecuencia discreta ω_i $(i = [1, n])$, N es el número de muestras y φ_i es un ángulo de fase aleatorio con una distribución uniforme en el intervalo $[-\pi, \pi]$.

Las amplitudes A_i están basadas en la función de densidad espectral $S(\omega)$. La función $S(\omega)$ puede ser determinada usando el modelo espectral de Van Der Hoven. La independencia de este modelo de la velocidad media del viento es una desventaja. Por este motivo, no se puede modelar componentes de frecuencia bajos y no es apropiado para la descripción completa de velocidades del viento sobre pequeñas escalas de tiempo. La distribución de Von-Karman [74] es una función de densidad espectral que da solución a este problema. Se expresa de la siguiente forma:

$$S(\omega) = \frac{0.475\sigma^2 \frac{L}{V_{wm}}}{\left[1 + \left(\frac{\omega L}{V_{wm}}\right)^2\right]^{\frac{5}{6}}} \qquad \text{(AIII.4)}$$

Donde σ representa la desviación estándar de la velocidad del viento y L es la escala de longitud de la turbulencia. El parámetro L es igual:

$$20h \; si \; h \leq 30m$$

$$600h \; si \; h > 30m$$

Donde h es la altura a la cual se mide la velocidad del viento de interés.

La amplitud del armónico, A_i, basada en la función de densidad espectral es calculada como:

$$A_i(\omega_i) = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2} \left[S(\omega_i) + (\omega_{i+1})\right](\omega_{i+1} - \omega_i)} \qquad \text{(AIII.5)}$$

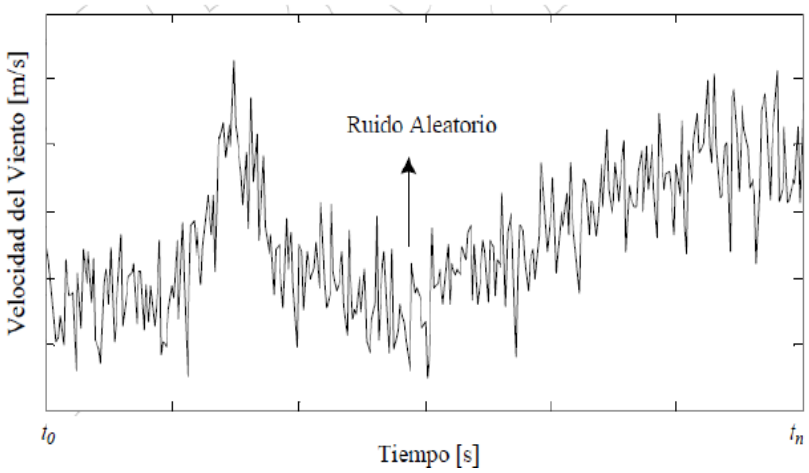


Figura AIII. 3:Componente turbulenta de la velocidad del viento

Rampa

La componente de rampa de la velocidad del viento, se emplea para la simulación de cambios en la velocidad de viento cuyo comportamiento puede ser simulado en una forma más o menos lineal.

Esta rampa de la velocidad es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la rampa de velocidad del viento, A_r(m/s), el tiempo de comienzo o inicio de la rampa de la velocidad del viento T_{sr}, y el tiempo final de la rampa de la velocidad del viento, T_{er}.

$$t < T_{sr}\ para\ v_{wr} = 0$$

$$T_{sr} \leq t \leq T_{er}\ para\ v_{wr} = A_r \frac{(t - T_{sr})}{(T_{er} - T_{sr})} \qquad \text{(AIII.6)}$$

$$T_{er} < t\ para\ v_{wr} = A_r$$

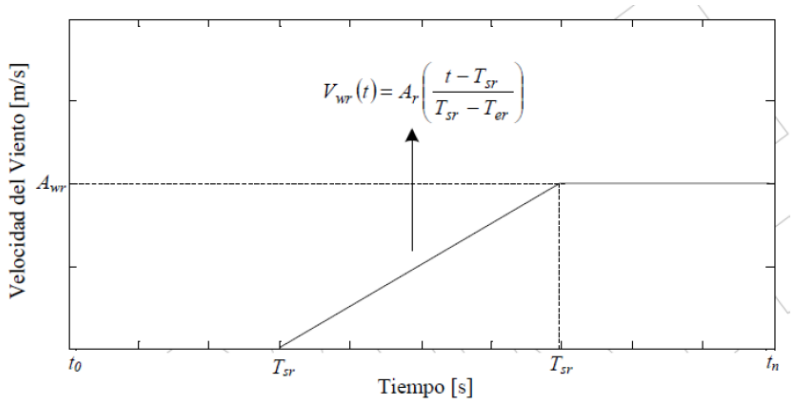


Figura AIII. 4:Componente rampa de la velocidad del viento

Ráfagas

Las ráfagas son indicadas por fluctuaciones rápidas en la velocidad del viento con cierta variación entre los picos y la parte estable de la curva, es decir un cambio temporal de la velocidad del viento.

La ráfaga de la velocidad del viento al igual que la componente de rampa es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la ráfaga de la velocidad del viento, A_g(m/s), el tiempo de comienzo o inicio de la ráfaga de la velocidad del viento T_{sg}, y el tiempo final de la ráfaga de la velocidad del viento, T_{eg}.

La formulación matemática de la componente de ráfaga de la velocidad del viento es descrita en las siguientes ecuaciones:

$$t < T_{sg}\ para\ v_{wg} = 0$$

$$T_{sg} \leq t \leq T_{eg}\ para\ v_{wg} = A_g\left\{1 - \cos\left[2\pi\left(\frac{(t - T_{sg})}{(T_{eg} - T_{sg})}\right)\right]\right\} \qquad \text{(AIII.7)}$$

$$T_{eg} < t\ para\ v_{wg} = 0$$

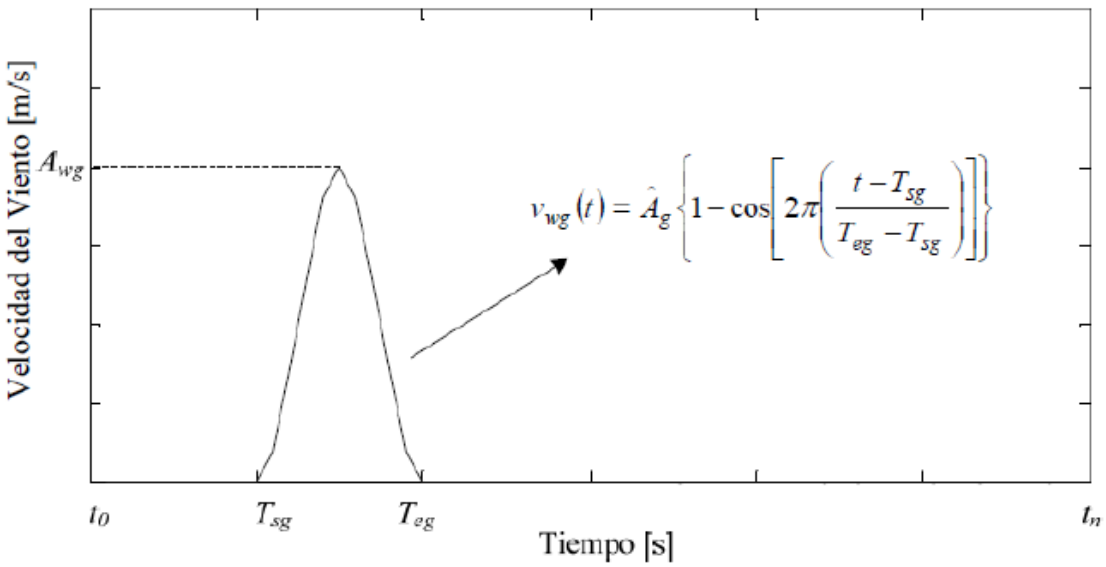


Figura AIII. 5:Componente de ráfaga de la velocidad del viento

Sinusoidal

Todo tipo de viento integra una componente sinusoidal. La sinusoide de la velocidad del viento es caracterizada por tres parámetros, la amplitud de la sinusoide de la velocidad del viento, A_{sin}(m/s) y la frecuencia de la sinusoide la f_{sin} en hercios.

$$v_{wsin} = A_{sin}\ \sin(2\pi f_{sin} t) \qquad \text{(AIII.8)}$$

Velocidad del viento. Resultados de simulación

Se muestran a continuación graficas con el modelo de viento con los distintos componentes:

- Viento con componente v_{wm} con media 14 y v_{wt} con desviación típica de 0.5 (Figura AIII.6).

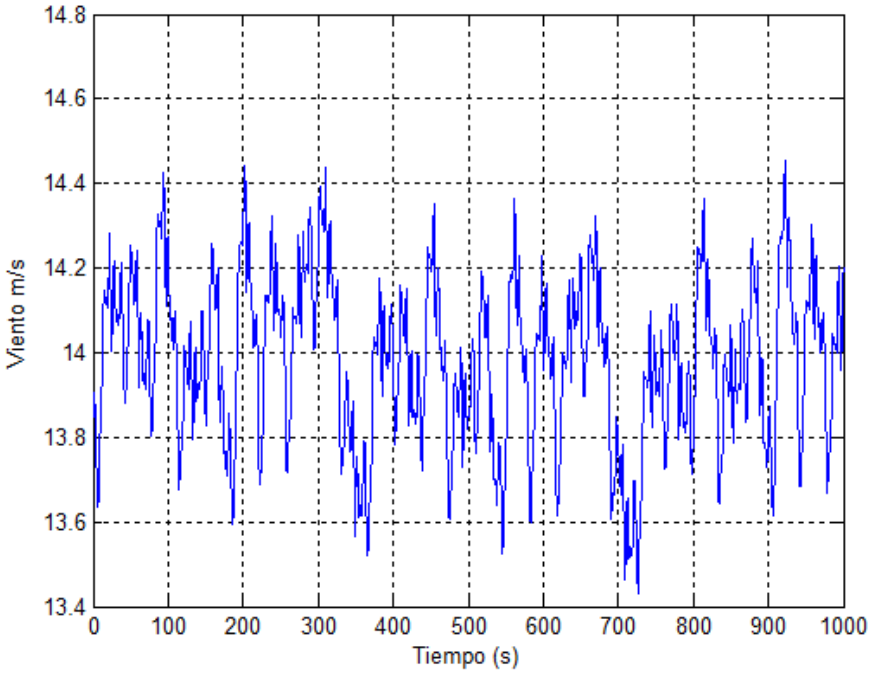


Figura AIII. 6:Curva viento

- Viento con componente v_{wm} con media 14, v_{wt} con desviación típica de 0.5 y componente v_{wsin} con amplitud de 0.5 y periodo de 500 segundos (Figura AIII.7).

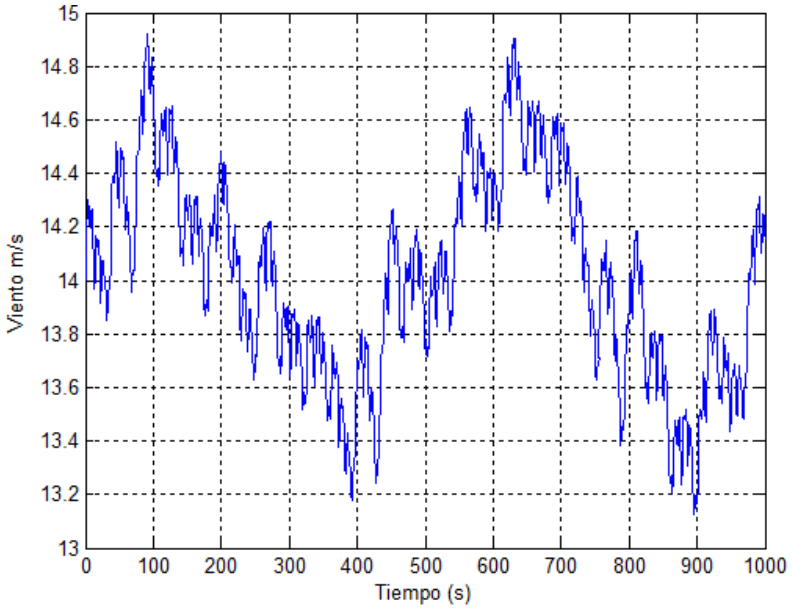


Figura AIII. 7: Curva viento 2

- Viento con componente v_{wm} con media 14, y v_{wt} con desviación típica de 0.5 y componente v_{wg} con amplitud de 0.5 con comienzo y fin en 500 y 700 segundos (Figura AIII.8).

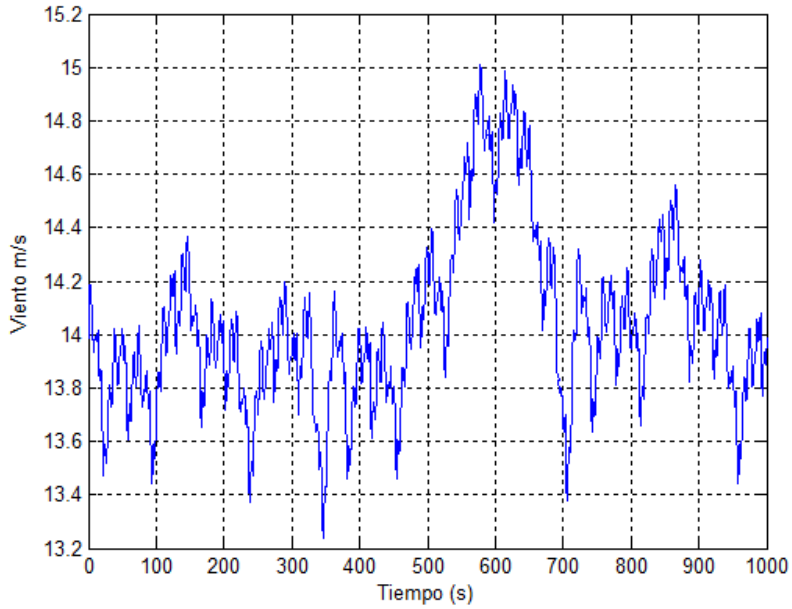


Figura AIII. 8: Curva viento 3

- Viento con componente v_{wm} con media 14, y v_{wt} con desviación típica de 0.5 y componente v_{wr} con amplitud de 1 con comienzo y fin en 200 y 700 segundos (Figura AIII.9).

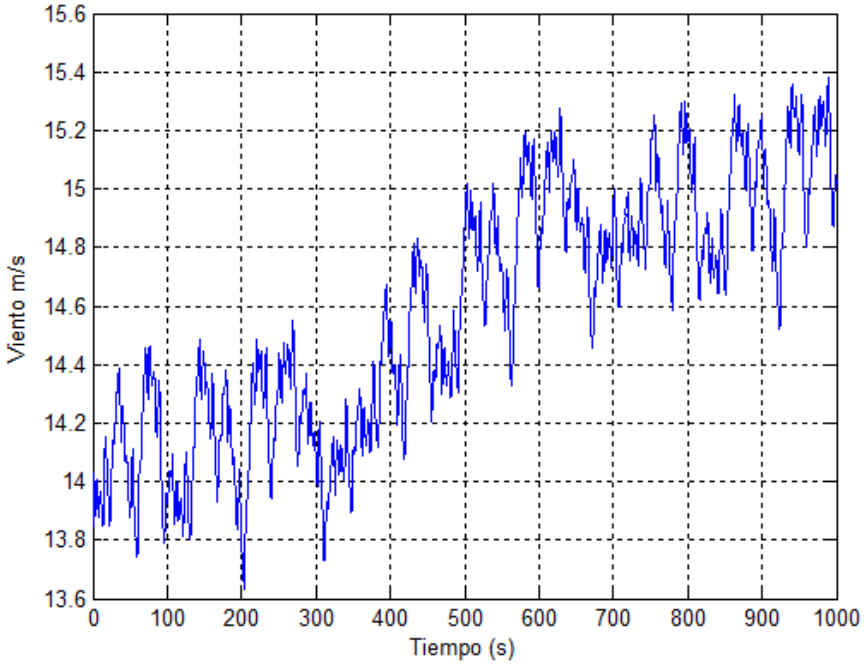


Figura AIII. 9: Curva viento 4

Anexo IV

AIV. Variables manipuladas

- Con el motor brushless en modo par y la variable d5 del controlador como consigna, en el modelo Matlab se puede simular la el par aerodinámico generado en la turbina para un viento y un pitch simulado (Figura AIV.1).

d5	Motor maximum current: *Imax*	%

(01-99): 99 = zero limitation ⇒ maximum rated current (99 = default value);
01 = maximum limitation ⇒ zero rated current.

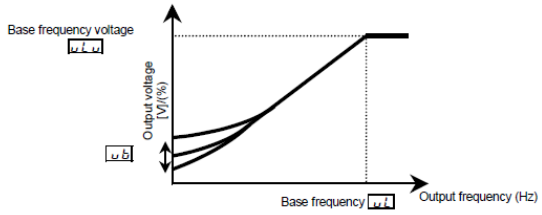
Maximum rated current deliverable to motor is intended as Rated I indicated in the motor tables.
The value of the parameter is of no importance if the EXTREF torque-limitation hardware input is used.
Parameter dependent on type of motor and automatically set to its rated value.
It is automatically modified if the type of motor is changed (parameter "*d8*").

Figura AIV. 1: Descripción de la funcionalidad del parámetro d5 del motor brushless

- Con el inverter se controla tanto la potencia activa como reactiva en el estator Ps y Qs. Se utiliza la tensión aplicada al rotor Vr, tanto frecuencia (fr) como amplitud (Ub) (Figura AIV.2).

ub: Torque boost value 1

- Function
  If torque is inadequate at low speeds, increase torque by raising the torque boost rate with this parameter.



[Parameter setting]

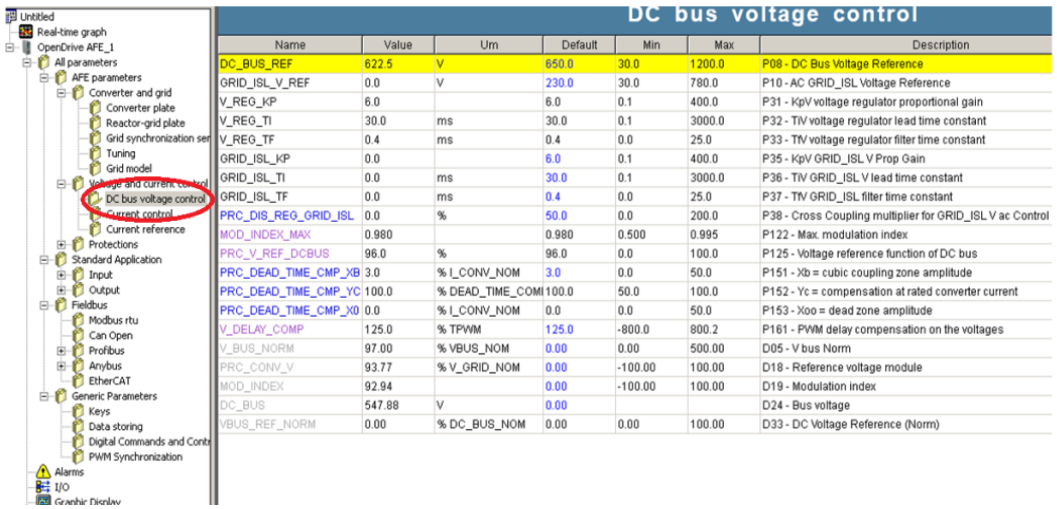
Title	Function	Adjustment range	Default setting
ub	Torque boost value 1	0.0 - 30.0 (%)	According to model (Refer to section 11.4)

- Valid when PL is set to 0 (V/F constant), 1 (Variable torque), or 7 (V/F 5-point setting).

Note 1: The optimum value is programmed for each inverter capacity by default setting. Be careful not to increase the torque boost rate too much because it could cause an overcurrent trip at startup.

Figura AIV. 2: Información sobre el parámetro Ub para la gestión de la recta V/f

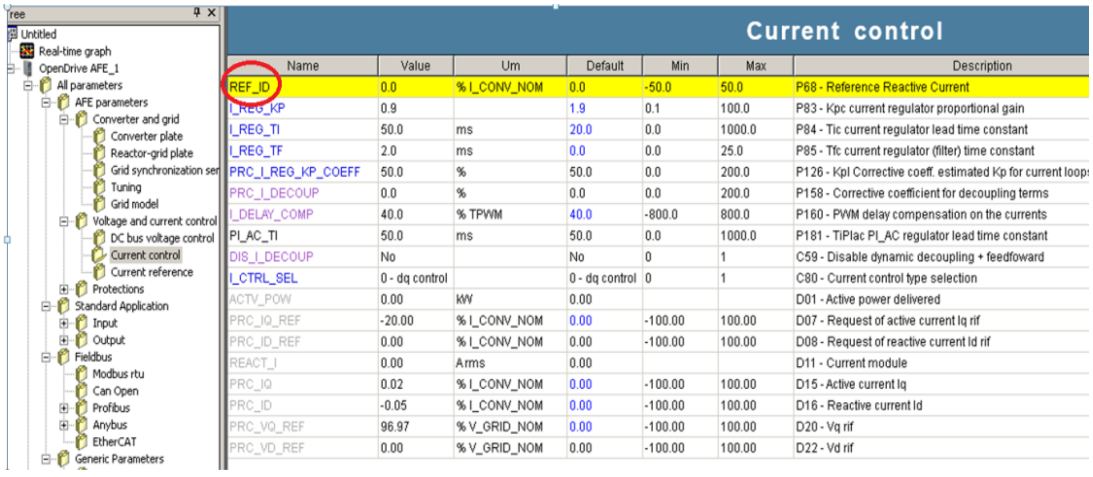
- Con el equipo de A.F.E se controla el bus de continua Vbus y la potencia reactiva Qr entregada por lado de la red. En este caso este dispositivo cuenta con un PID integrado que controla el Vbus de continua (Figura AIV.3).



Name	Value	Um	Default	Min	Max	Description
DC_BUS_REF	622.5	V	650.0	30.0	1200.0	P08 - DC Bus Voltage Reference
GRID_ISL_V_REF	0.0	V	230.0	30.0	780.0	P10 - AC GRID_ISL Voltage Reference
V_REG_KP	6.0		6.0	0.1	400.0	P31 - KpV voltage regulator proportional gain
V_REG_TI	30.0	ms	30.0	0.1	3000.0	P32 - TiV voltage regulator lead time constant
V_REG_TF	0.4	ms	0.4	0.0	25.0	P33 - TfV voltage regulator filter time constant
GRID_ISL_KP	0.0		6.0	0.1	400.0	P35 - KpV GRID_ISL V Prop Gain
GRID_ISL_TI	0.0	ms	30.0	0.1	3000.0	P36 - TiV GRID_ISL V lead time constant
GRID_ISL_TF	0.0	ms	0.4	0.0	25.0	P37 - TfV GRID_ISL filter time constant
PRC_DIS_REG_GRID_ISL	0.0	%	50.0	0.0	200.0	P38 - Cross Coupling multiplier for GRID_ISL V ac Control
MOD_INDEX_MAX	0.980		0.980	0.500	0.995	P122 - Max. modulation index
PRC_V_REF_DCBUS	96.0	%	96.0	0.0	100.0	P125 - Voltage reference function of DC bus
PRC_DEAD_TIME_CMP_XB	3.0	% I_CONV_NOM	3.0	0.0	50.0	P151 - Xb = cubic coupling zone amplitude
PRC_DEAD_TIME_CMP_YC	100.0	% DEAD_TIME_COMI	100.0	50.0	100.0	P152 - Yc = compensation at rated converter current
PRC_DEAD_TIME_CMP_X0	0.0	% I_CONV_NOM	0.0	0.0	50.0	P153 - Xoo = dead zone amplitude
V_DELAY_COMP	125.0	% TPWM	125.0	-800.0	800.2	P161 - PWM delay compensation on the voltages
V_BUS_NORM	97.00	% VBUS_NOM	0.00	0.00	500.00	D05 - V bus Norm
PRC_CONV_V	93.77	% V_GRID_NOM	0.00	-100.00	100.00	D18 - Reference voltage module
MOD_INDEX	92.94		0.00	-100.00	100.00	D19 - Modulation index
DC_BUS	547.88	V	0.00			D24 - Bus voltage
VBUS_REF_NORM	0.00	% DC_BUS_NOM	0.00	0.00	100.00	D33 - DC Voltage Reference (Norm)

Figura AIV. 3: Detalle del código del SCADA para el control de la tensión del bus.

- La potencia reactiva entregada a la red por el A.F.E. Qr es controlada a través de la variable llamada REF_ID con dirección Modbus 68 decimal(Figura AIV.4).



Name	Value	Um	Default	Min	Max	Description
REF_ID	0.0	% I_CONV_NOM	0.0	-50.0	50.0	P68 - Reference Reactive Current
I_REG_KP	0.9		1.9	0.1	100.0	P83 - Kpc current regulator proportional gain
I_REG_TI	50.0	ms	20.0	0.0	1000.0	P84 - Tic current regulator lead time constant
I_REG_TF	2.0	ms	0.0	0.0	25.0	P85 - Tfc current regulator (filter) time constant
PRC_I_REG_KP_COEFF	50.0	%	50.0	0.0	200.0	P126 - Kpl Corrective coeff. estimated Kp for current loop
PRC_I_DECOUP	0.0	%	0.0	0.0	200.0	P158 - Corrective coefficient for decoupling terms
I_DELAY_COMP	40.0	% TPWM	40.0	-800.0	800.0	P160 - PWM delay compensation on the currents
PI_AC_TI	50.0	ms	50.0	0.0	1000.0	P181 - TiPlac PI_AC regulator lead time constant
DIS_I_DECOUP	No		No	0	1	C59 - Disable dynamic decoupling + feedfoward
I_CTRL_SEL	0 - dq control		0 - dq control	0	1	C80 - Current control type selection
ACTV_POW	0.00	kW	0.00			D01 - Active power delivered
PRC_IQ_REF	-20.00	% I_CONV_NOM	0.00	-100.00	100.00	D07 - Request of active current Iq rif
PRC_ID_REF	0.00	% I_CONV_NOM	0.00	-100.00	100.00	D08 - Request of reactive current Id rif
REACT_I	0.00	A rms	0.00			D11 - Current module
PRC_IQ	0.02	% I_CONV_NOM	0.00	-100.00	100.00	D15 - Active current Iq
PRC_ID	-0.05	% I_CONV_NOM	0.00	-100.00	100.00	D16 - Reactive current Id
PRC_VQ_REF	96.97	% V_GRID_NOM	0.00	-100.00	100.00	D20 - Vq rif
PRC_VD_REF	0.00	% V_GRID_NOM	0.00	-100.00	100.00	D22 - Vd rif

Figura AIV. 4: Detalle del código del SCADA para el control de la tensión del bus.

Anexo V

AV. PID creado

El controlador PID no interactivo viene dado por la conocida función de transferencia siguiente:

$$U(s) = K_p\left(1 + \frac{1}{T_i s} + \frac{T_d}{\alpha T_d s + 1}\right)E(s) \qquad \text{(AV.1)}$$

Hay diversas formas de aproximar la integral y la derivada, y así obtener una versión digital del algoritmo de control PID analógico. Una de las más eficientes es utilizando la transformación bilineal, que equivale a usar la aproximación trapezoidal de la integral y consiste en sustituir el operador s por:

$$s = \frac{2(z-1)}{T(z+1)} \qquad \text{(AV.2)}$$

Donde T es el periodo de muestreo y z la variable del plano discreto z.

A partir de ahí, se establece las correspondientes ecuaciones en diferencias. Los equivalentes discretos de los tres términos del PID no interactivo serían:

- Parte proporcional:

$$K_p \Longrightarrow K_p \qquad \text{(AV.3)}$$

- Parte integral:

$$K_p\frac{1}{T_i s} \Longrightarrow K_{pi}\frac{z+1}{z-1} \qquad \text{(AV.4)}$$

Con K_{pi}:

$$K_{pi} = K_p\frac{T}{2\cdot T_i} \qquad \text{(AV.5)}$$

- Parte derivativa:

$$K_p \frac{T_d}{\alpha T_d s + 1} \Longrightarrow K_{pd} \frac{z-1}{z+c_d} \tag{AV.6}$$

Con K_{pd} y c_d:

$$K_{pd} = K_p \frac{2 \cdot T_d}{T + 2 \cdot \alpha \cdot T_d} \tag{AV.7}$$

$$c_d = \frac{T - 2 \cdot \alpha \cdot T_d}{T + 2 \cdot \alpha \cdot T_d} \tag{AV.8}$$

Como el PID se va a implementar en código es necesario obtener las ecuaciones en diferencias:

$$U(z) = K_P E(z) + K_{PI} \frac{z+1}{z-1} E(z) + K_{PD} \frac{z-1}{z+c_d} E(z) \tag{AV.9}$$

$$E(z) = R(z) - Y(z)$$
$$P(k) = K_p(r(k) - y(k)) \tag{AV.10}$$

$$U(z) = K_{PI} \frac{1+z^{-1}}{1-z^{-1}} E(z) \rightarrow u(k) - u(k-1) = K_{PI}\big(e(k) + e(k-1)\big) \rightarrow$$
$$I(k) = u(k) = u(k-1) + K_{PI}\big(e(k) + e(k-1)\big) \tag{AV.11}$$

$$U(z) = K_{PD} \frac{1-z^{-1}}{1+c_d z^{-1}} E(z) \rightarrow u(k) + c_d u(k-1) = K_{PD}\big(e(k) - e(k-1)\big)$$
$$\rightarrow D(k) = u(k) = -c_d u(k-1) + K_{PD}\big(e(k) - e(k-1)\big) \tag{AV.12}$$
$$u(k) = P(k) + I(k) + D(k)$$

Donde el subíndice k representa el instante de muestro k·T.

A continuación se implementan las ecuaciones anteriores en un esquema Simulink. Todo ello en un bloque Embedded Matlab Function:

1. Primero están definidas las entradas y salidas necesarias que tendrá.

2. Hay que tener en cuenta que las variables declaradas dentro de este bloque son locales, por lo que se borran cada vez que se termina su ejecución. Sin embargo, para implementar las ecuaciones en diferencias del control PID, se necesitaría que algunos valores permanecieran al valor anterior en la siguiente llamada a la función, tales como la salida yk_1 y la referencia refk_1 en el periodo de muestreo anterior, o la acción Integral Ik_1 y la derivativa Dk_1 en el periodo de muestreo anterior. Para ello, se declaran como variables persistentes. Siguen siendo variables locales de la función, pero no pierden su valor cuando ésta termina de ejecutarse.

3. A continuación, se inicializa dichas variables persistentes. Para que dicha inicialización solo se realice en el instante inicial, se usa el comando isempty(), que da un 1 si la variable evaluada no tiene asignado ningún valor, que es lo que ocurre con las variables persistentes al principio. Se usa un if con la condición isempty(yk_1) y dentro se le da a todas las variables persistentes el valor 0.0. A partir de ese momento yk_1 ya tendrá un valor y por tanto, ya no se volverá a ejecutar el interior de dicho bloque if.

```
function uf = controlPID(ref,y,parametros,estructura,Qa,ManualAutomatico,Um,T_muestreo,Saturacion_sup,Saturacion_inf)

% Declaramos las variables persistentes que vamos a necesitar
% que son la referencia y la salida del estado anterior junto con la
% acción integral anterior
persistent yk_1 refk_1 Ik_1 Dk_1;

% Inicializamos las variables anteriores y
% sacamos los parámetros del controlador (este if solo se ejecuta al inicio)
if isempty(yk_1)
    yk_1=0.0;
    refk_1=0.0;
    Ik_1=Qa;
    Dk_1=0.0;
end
```

Figura AV. 1:PID Simulink punto 1 2 y 3

4. Se añade la posibilidad de trabajar en manual (salida = entrada) o automático (PID) (Figura AV.2).

```
% Modo manual o automático
if ManualAutomatico==0
    uf=Um;
    return
end
```

Figura AV. 2:PID Simulink punto 4

5. Ahora se asigna a unas variables locales Kp, Ti, Td y alfa los valores suministrados a partir del vector de entrada parámetros. Y se define también el periodo de muestreo T (Figura AV.3).

```
% parámetros del PID
    Kp=parametros(1);
    Ti=parametros(2);
    Td=parametros(3);
    alfa=parametros(4);
    T=T_muestreo; % definimos el periodo de muestreo
```

Figura AV. 3:PID Simulink punto 5

6. Se calcula los parámetros Kpi, Kpd y cd para el control discreto según las expresiones del apartado visto anteriormente (Figura AV.4).

```
% Calculamos los parámetros para el control discreto
    Kpi=Kp*T/(2*Ti);
    Kpd=Kp*2*Td/(T+2*alfa*Td);
    cd=(T-2*alfa*Td)/(T+2*alfa*Td);
```

Figura AV. 4:PID Simulink punto 6

7. Se añade un bloque if para determinar la estructura y se calcula cada una de las acciones de control Ik, Pk, y Dk haciendo en las dos últimas que incluyan o no la señal de referencia (Figura AV.5).

```
% Calculamos las diferentes acciones de control teniendo en cuenta la
% estructura PID (0), PI-D (1) ó I-PD (2)
a=1;b=1; % por defecto PID
if estructura==1
        a=1;b=0;
elseif estructura==2
        a=0;b=0;
end

Pk=Kp*(a*ref-y);
Ik=Ik_1+Kpi*(ref+refk_1-y-yk_1);
Dk=-cd*Dk_1+Kpd*(b*ref-b*refk_1-y+yk_1);
```

Figura AV. 5:PID Simulink punto 7

8. Se calcula la salida del bloque u, que es la señal de control, como suma de las tres acciones de control anteriores y se realiza el anti-windup (Figura AV.6).

```
% Saturación
if uk>Saturacion_sup
    if ref ~= refk_1
        Dk=0;
    end
    Ik=Saturacion_sup-Pk-Dk;
elseif uk<Saturacion_inf
     if ref~= refk_1
         Dk=0;
    end
    Ik=Saturacion_inf-Pk-Dk;
end
% Salida real del controlador
uf=Pk+Ik+Dk;
```

Figura AV. 6: PID Simulink punto 8

9. Se actualiza las variables de valores anteriores yk_1, refk_1, Ik_1 y Dk_1 para el próximo periodo de muestreo(Figura AV.7).

```
%Actualizamos valores anteriores
Dk_1=Dk;
Ik_1=Ik;
refk_1=ref;
yk_1=y;
end
```

Figura AV. 7: PID Simulink punto 9

Se muestra el controlador en Simulink con sus entradas y salidas (Figura AV.8):

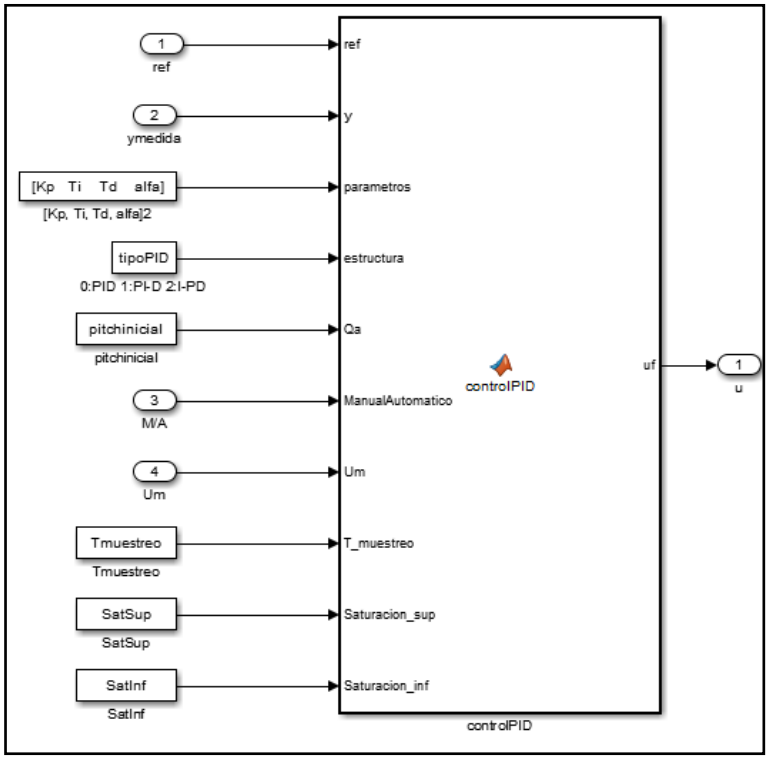


Figura AV. 8: PID contorno

En una ventana superior está diseñada una máscara para las entradas que se quedaran fijas durante el uso del controlador para simplificar el diseño (Figura AV.9):

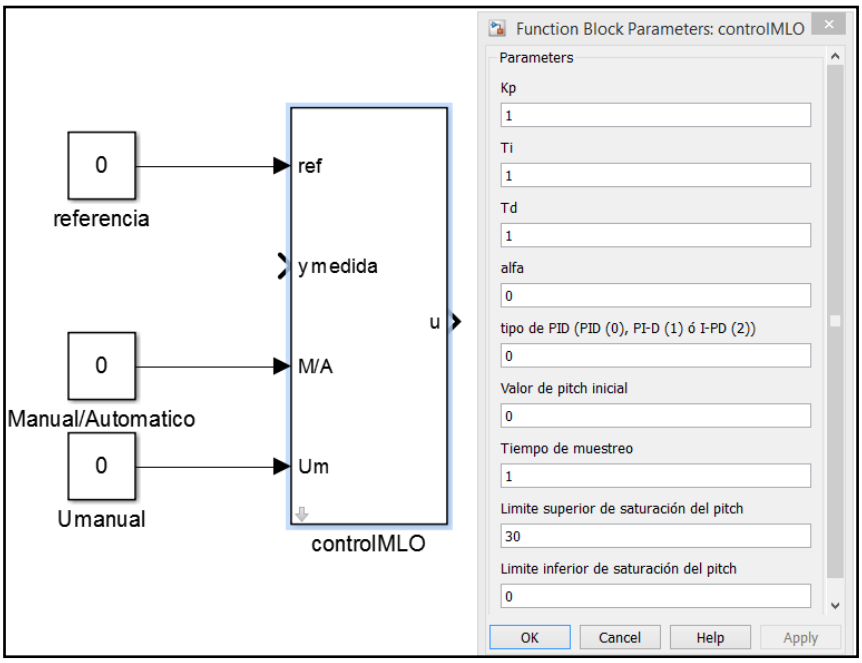


Figura AV. 9: PID ventana superior

Anexo VI

AVI. Manual de FAST

El código de *FAST* modela el aerogenerador como una combinación de cuerpos rígidos y flexibles. Por ejemplo, los modelos de dos aspas y eje oscilante se modelan como cuatro cuerpos rígidos y cuatro flexibles. Los cuerpos rígidos son el suelo, góndola, base del eje *(hub o cubo)* y elementos opcionales de frenado. Los cuerpos flexibles son las aspas, torre y árbol de accionamiento o transmisión (*drive shaft*). El modelo conecta estos cuerpos mediante grados de libertad ó GDL. Estos grados de libertad pueden activarse o desactivarse a voluntad en los archivos de configuración con valores lógicos (verdadero o falso).

Un paso muy importante es simular el modelo creado por *FAST* y con un controlador en lazo cerrado. Hay dos métodos para insertar controles activos en el lazo: mediante subrutinas de control creadas y luego compiladas con *FAST* durante la creación del ejecutable, y a través del interface que proporciona *Matlab* y *Simulink*.

AVI.1. Modos de operación de *FAST*

FAST tiene dos modos de operación o modos de análisis. La conmutación entre los dos modos se hace con la variable Analmode.

El primer modo de análisis es una simulación de las ecuaciones no lineales de movimiento. Durante la simulación, la respuesta a las condiciones del viento de la aerodinámica y estructura del aerogenerador se van analizando en cada intervalo del tiempo. Durante la simulación, se pueden incluir controles activos para ver la respuesta del aerogenerador. La salida de la simulación incluye datos en el tiempo de las cargas aerodinámicas y cargas en la estructura. Estas salidas pueden usarse para predecir las cargas extremas y fatigas que afectan a los aerogeneradores. La huella de ruido sonoro de un modo de operación concreto del aerogenerador también se puede obtener de las simulaciones.

La simulación, como se vio anteriormente, se puede llevar a cabo con el ejecutable para Windows proporcionado en el paquete de FAST o mediante la librería de Simulink también proporcionada.

El segundo modo de operación de análisis de FAST es la linearización. FAST tiene la capacidad de extraer las representaciones lineales del aerogenerador no lineal

completo antes modelado. Este modo de análisis es especialmente útil para generar matrices de estado de un aerogenerador (generalmente una planta) y ayudar al diseño de controladores. Este modo de análisis sólo está disponible con el ejecutable .exe de Windows, y no con la DLL de Simulink.

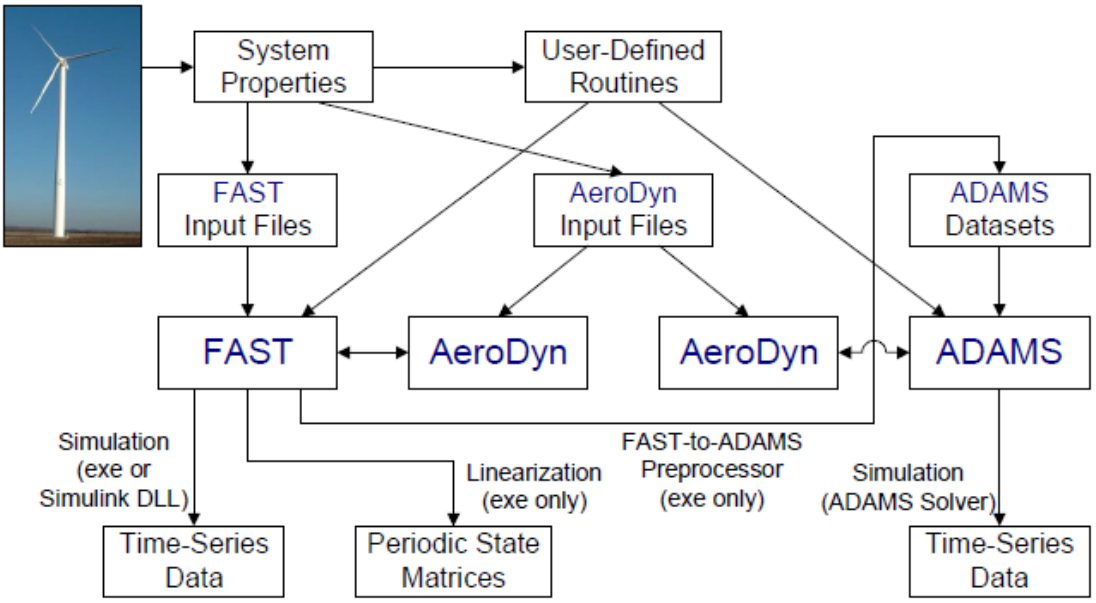


Figura AVI. 1: Esquema general de funcionamiento de FAST y sus modos de operación [44].

Otra función presente en FAST es de actuar como preprocesador para los conjuntos de datos ADAMS (Automatic Dynamic Analysis of Mechanical Systems) [75]. No obstante este modo está separado de los dos anteriores, ya que ADAMS no se considera un modo de análisis ya que no usa el modelo de aerogenerador aerolástico que proporciona FAST. En su lugar, ADAMS usa los parámetros de entrada del aerogenerador para construir una hoja de características completa de dicho aerogenerador. Es decir, FAST tiene la funcionalidad de actuar como un preprocesador ADAMS capaz de crear hojas de datos compatibles con dicho sistema. Al contrario de usar otro software preprocesador, esto tiene como ventaja de que se asegura una consistencia entre los modelos FAST y ADAMS y facilita una creación rápida y sencilla de hojas de datos. Esta capacidad está solamente disponible en la versión .exe, no en Simulink.

AVI.2. Descripción del modelo

Descripción general

Una vez que las entradas de flujos de viento han sido correlacionadas para aplicar las cargas al aerogenerador en estudio, resultan necesarios los modelos estructurales para predecir y comprender las interacciones entre los modelos dinámicamente activos. En los siguientes puntos será desarrollada la teoría fundamental que incluye FAST, haciendo hincapié en la descripción geométrica, sistemas de coordenadas, deflexiones experimentadas por las partes flexibles del aerogenerador, relacionando todo ello con la cinemática de los movimientos del aerogenerador. Además, se presentarán las ecuaciones que describen la relación entre fuerzas y aceleraciones las cuales vienen dadas por las ecuaciones de Kane.

El modelo hecho con FAST puede modelar la respuesta dinámica de aerogeneradores convencionales de dos y tres aspas y eje horizontal. La configuración del aerogenerador puede incluir, opcionalmente, como en el caso de la mayoría de los aerogeneradores de pequeño tamaño, sistema enrollador del rotor (rotor-furling), sistema enrollador de cola, como una veleta (tail furling) y aerodinámica de cola.

El modelo FAST emplea una formulación dinámica modal y multicuerpo combinadas.

Los 22 grados de libertad ó GDL que componen el modelo de aerogenerador de eje horizontal son: 6 grados de libertad para la plataforma (3 traslaciones y 3 rotaciones), 4 GDL que tienen en cuenta la flexibilidad de la torre (2 laterales y 2 longitudinales), un GDL para tener en cuenta la guiñada de la góndola (nacelle), la velocidades del generador y del rotor (2 GDL), el balanceo de la pala (1 GDL), la flexión de la pala (1 GDL), el sistema enrollador del rotor (1 GDL) y el sistema enrollador de cola (1 GDL). Por otro lado, en cuanto al aerogenerador de tres palas los 11 primeros GDL son los mismos que los correspondientes a los aerogeneradores de tres palas, el siguiente GDL correspondería al ángulo de azimut del generador eléctrico, otro GDL sería el acoplamiento de la transmisión entre el generador eléctrico y el rotor/núcleo que tienen en cuenta la flexibilidad del rotor de velocidad variable y del eje de transmisión. Otros tres GDL corresponden a los movimientos de la punta de cada una de las palas en la dirección del flap en el primer modo de deformación, mientras que otros 3 GDL aparecerían en el segundo modo de deformación de la pala. Así también, en el primer modo de deformación de la pala en la dirección del eje aparecerían otros 3 GDL. Ya por último quedarían 2 GDL correspondientes al sistema enrollador del rotor (1 GDL) y al sistema enrollador de cola (1 GDL).

La flexibilidad en las palas y la torre están caracterizadas usando una representación modal lineal que asume pequeñas deflexiones. Los tres grados de libertad de la

plataforma soporte (roll, pitch and yaw, o en castellano: movimiento de rotación alrededor de un eje longitudinal, movimiento de rotación alrededor de un eje transversal y movimiento de rotación alrededor de un eje vertical) también emplean una aproximación con un pequeño ángulo. El resto de grados de libertad pueden tener grandes desplazamientos con poca pérdida de precisión.

A continuación se van a describir los grados de libertad anteriores:

Los primeros 6 grados de libertad son originados por los movimientos traslacional (surge, sway and heave, o en castellano: movimiento de traslación en dirección longitudinal, movimiento de traslación en dirección transversal, movimiento de subida y bajada) y rotacional (roll, pitch and yaw) de la plataforma soporte relativo al marco de inercia.

Dos grados de libertad son originados por el primer modo de flexión de la torre en las direcciones longitudinal y transversal. Dos grados de libertad más modelan el segundo modo de flexión en las mismas direcciones. La torre está unida rígidamente a la plataforma soporte a través de una viga voladiza.

Otro grado de libertad se asigna al movimiento de guiñada de la góndola, la cual puede tener movimiento libre o fijo con una barra de torsión (torsional yaw spring). El rotor puede estar enfrentado o a la dirección del viento con estas cargas.

El siguiente grado de libertad está relacionado con las variaciones de velocidad del generador eléctrico. Otro grado está relacionado con el movimiento de torsión entre el generador eléctrico y el eje rotor.

Muelles, amortiguadores, o una combinación de ambos pueden restringir el movimiento de balanceo. Existe un grado de libertad en las aspas que relaciona este movimiento.

Los siguientes dos grados de libertad surgen del primer modo de flexión de cada aspa. Dos más se originan del segundo modo de flexión. El movimiento de flexión de canto de las aspas genera otros dos grados de libertad. Las palas están conectadas al eje del rotor rígidamente.

Para ambas configuraciones de aerogeneradores, de dos y tres palas, se pueden activar cualquier combinación de GDL disponibles y características durante el análisis.

En la siguiente tabla (Tabla VI.1) se muestran todos los GDL descritos:

Tabla VI. 1:Descripción de los GDL disponibles.

Variable (2 palas)	Variable (3 palas)	Descripción
q1	q1	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del flap en el modo de deformación 1 (flapwise)
q2	q2	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del flap en el modo de deformación 1 (flapwise)
-	q3	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del flap en el modo de deformación 1 (flapwise)
q3	-	Ángulo de balanceo de las palas (sólo disponible para aerogeneradores de 2 palas)
q4	q4	Ángulo de acimutal (lado del generador eléctrico)
q5	q5	Ángulo de acimutal (lado del rotor)
q6	q6	Ángulo de guiñada
q7	q7	Desplazamiento longitudinal de la parte alta de la torre en el modo de deformación 1
q8	q8	Desplazamiento lateral de la parte alta de la torre en el modo de deformación 1
q9	q9	Desplazamiento longitudinal de la parte alta de la torre en el modo de deformación 2
q10	q10	Desplazamiento lateral de la parte alta de la torre en el modo de deformación 2
q11	q11	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del flap en el modo de deformación 2 (flapwise)
q12	q12	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del flap en el modo de deformación 2 (flapwise)
-	q13	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del flap en el modo de deformación 2 (flapwise)
q13	q14	Desplazamiento de la pala 1 en el sentido del borde (edgewise)
q14	q15	Desplazamiento de la pala 2 en el sentido del borde (edgewise)
-	q16	Desplazamiento de la pala 3 en el sentido del borde (edgewise)
q15	q17	Desplazamiento longitudinal de la base
q16	q18	Desplazamiento lateral de la base
q17	q19	Desplazamiento vertical de la base
q18	q20	Rotación de la base alrededor del eje horizontal
q19	q21	Rotación de la base alrededor del eje vertical
q20	q22	Rotación de la base alrededor del eje transversal
q21	q23	Enrollador del rotor
q22	q24	Enrollador de cola

FAST permite además el modelado de los diferentes componentes de un aerogenerador desde el sistema de transmisión, sistema eléctrico, sistemas de control de giro de la góndola (yaw) y a otros sistemas de control. Así por ejemplo, el sistema de transmisión resulta modelado como un eje equivalente separado del núcleo. El modelo de eje puede ser modelado como un resorte de torsión lineal así como un amortiguamiento de torsión lineal. El sistema generador eléctrico, gobierna el comportamiento del sistema de transmisión. *FAST* presenta numerosas opciones para el control del mismo desde generadores eléctricos de inducción simple hasta modelos trifásicos que usan circuitos equivalentes "*Thevenin*", pudiendo el usuario implementar sus propios modelos.

FAST puede modelar la guiñada/giro de la góndola como una bisagra perfecta sin rozamiento alguno o en su defecto poder modelar el amortiguamiento y flexibilidad, y así, modelar un mecanismo libre de guiñada. Por otro lado, el sistema enrollador del rotor, que incorpora *FAST*, modela una inusual configuración de cojinetes que permite al rotor y el sistema de transmisión rotar sobre una porción del giro de la estructura de la torre. También permite modelar la flexibilidad torsional de la caja de engranajes. Al igual que el sistema anterior, el sistema enrollador de la cola, modela una configuración de cojinetes o rodamientos que hace que la cola gire una porción del giro permitido a la estructura de la torre.

Junto con las posibilidades ofrecidas por el código, permite además modelar el balanceo del rotor en aerogeneradores de dos palas. También el código *FAST* incorpora el código *Hydrodyn*, que permite a *FAST* modelar la plataforma de soporte del aerogenerador mediante diversas formas, fijada a tierra, al fondo oceánico o flotante. Todas estas posibilidades hacen de *FAST* un complejo y completo código para el modelado de aerogeneradores tanto en tierra (*Onshore*) como en alta mar (*Offshore*).

Sistemas Coordinados

El código *FAST* emplea numerosos sistemas de referencia (Tabla VI.2) siguiendo los estándares *IEC* para aerogeneradores, adicionando otros más necesarios para tener una completa descripción del sistema:

Tabla VI. 2: Descripción de los sistemas de coordenadas.

Vector	Descripción (sistema de coordenadas)	Origen	Punto
i	Marco inercial	Punto sobre el cual los movimientos de traslación de la plataforma de soporte son definidos	I
t	Base de la torre	Intersección del centro de la base de la torre con la plataforma de soporte	T
p	Parte superior de la torre	Punto sobre el eje de guiñada de la torre a una altura *TowerHt* sobre el nivel de referencia	N
n	Góndola guiñada	Punto con el mismo origen que el definido anteriormente (n)	N
s	Eje de transmisión	Punto definido por la intersección del plano y-z y el eje del rotor	S
a	Azimuth	Punto con el mismo origen que el definido anteriormente (s)	A
h	Núcleo	Punto definido por la intersección del eje del rotor y el plano de rotación o el vértice del cono de rotación	H
c	Cono	Punto definido con el mismo origen que el núcleo	C
b	Palas	Punto definido por la intersección del eje de paso de la pala y la raíz de la misma	B

En las siguientes figuras se mostrarán los sistemas coordinados que se usan para los parámetros de entrada y de salida. Los sistemas coordinados *t, n h* y *b* cumplen la normativa de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) para aerogeneradores. Los sistemas coordinados adicionales *i, p, a, s* y *c* son necesarios para interpretar algunos parámetros de salida. Algunos de estos sistemas coordinados usados internamente por *FAST* pueden diferir de los presentados, pero *FAST* hace la conversión correctamente.

Sistema coordinado Marco inercial

Origen: el punto alrededor del cual los movimientos traslacionales de la plataforma soporte (surge, sway and heave, o en castellano: movimiento de traslación en dirección longitudinal, movimiento de traslación en dirección transversal, movimiento de subida y bajada) son definidos.

Eje x_i: apuntando en la dirección del viento, nominalmente a 0º.

Eje y_i: apuntando hacia la izquierda cuando se mira en la dirección nominal del viento.

Eje z_i: apuntando verticalmente hacia arriba, opuesto a la gravedad.

Sistema coordinado Torre-Base

Este sistema coordinado está anclado en la plataforma soporte de manera que se traslada y rota con la plataforma (Figura AVI.2).

Origen: la intersección del centro de la torre y la base de la torre con la plataforma soporte.

Eje x_t: cuando la plataforma soporte no tiene desplazamientos pitch y yaw, está alineada con el eje x_t (apuntando horizontalmente en la dirección nominal del viento).

Eje y_t: cuando la plataforma soporte no tiene desplazamientos roll o yaw, está alineado con el eje y_i (apuntando a la izquierda cuando se mira desde la dirección del viento).
Eje z_t:apunta hacia arriba desde el centro de la torre.

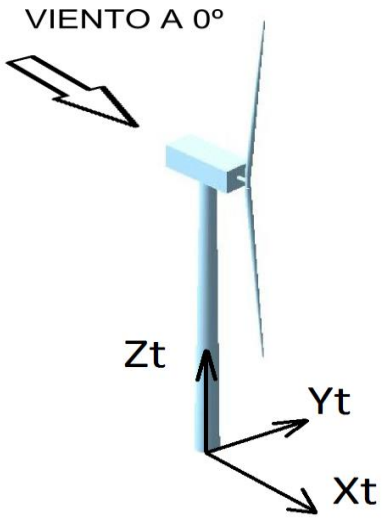


Figura AVI. 2:Sistema coordinado torre-base [44].

Sistema coordinado de la parte alta de la torre/base del aerogenerador

Este sistema coordinado está situado en la parte alta de la torre. Se traslada y rota cuando la plataforma se mueve y la torre se flexiona, pero no se gira con la góndola (Figura AVI.3).

Origen: es un punto situado en el eje *yaw* a la altura de la variable *TowerHt* por encima del nivel del suelo, en caso de sistemas *onshore* o a la altura del nivel del mar en sistemas *offshore.*

Eje x_p: cuando la torre no está flexionada, está alineado con el eje x_t.

Eje y_p: cuando la torre no está flexionada, está alineado con el eje y_t.

Eje $\mathrm{z_p}$: cuando la torre no está flexionada, está alineado con el eje $\mathrm{z_t}$.

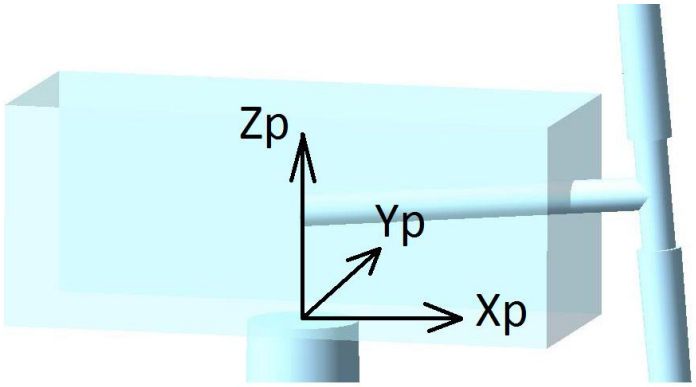


Figura AVI. 3:Sistema coordinado de la zona superior del aerogenerador [44].

Sistema coordinado góndola/guiñada

Este sistema coordinado se traslada y rota con la parte superior de la torre, y además guiña con la góndola (Figura AVI.4).

Origen: el origen es el mismo que el descrito para el sistema coordinado anterior.

Eje $\mathrm{x_n}$: apunta horizontalmente hacia el final de la góndola en la dirección del viento.

Eje y_n: apunta a la izquierda cuando se mira hacia el final de la góndola en la dirección del viento.

Eje z_n: coaxial con el eje torre/guiñada y apunta hacia arriba.

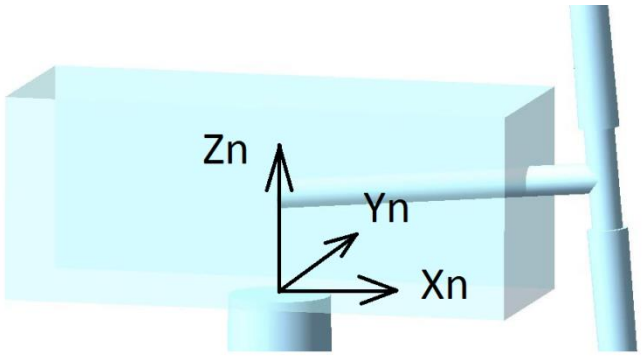


Figura AVI. 4:Sistema coordinado de la góndola con guiñada [44].

Sistema coordinado del eje (shaft)

Este sistema coordinado no gira con el rotor, pero se traslada y gira con la torre y rota *(yaw)* con la góndola (Figura AVI.5).

La unidad de medida de la inercia de la góndola usa este sistema coordinado para todas las medidas de movimiento. Los momentos de flexión del eje en la zona del extremo o *hub* y en la posición denotada por la variable *ShftGagL* usa este sistema coordinado o el sistema coordinado *Hub coordinate* que se verá más adelante.

Origen: es la intersección entre el plano y_n/z_n y el eje del rotor.

Eje x_s: apunta a lo largo (posiblemente inclinado (*tilted*)) del eje en la dirección nominal del viento.

Eje y_s: apunta a la izquierda cuando se mira desde la torre hacia el fin de la góndola en la dirección del viento.

Eje z_s: este eje es ortogonal con los ejes x_s e y_s de tal forma que forman un sistema coordinado diestro o *right-handed coordinate system* (cuando se forma con la regla de la mano derecha).

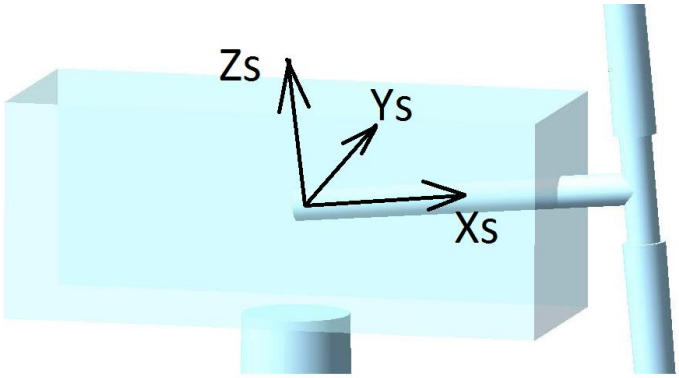


Figura AVI. 5:Sistema coordinado del eje [44].

Sistema coordinado Azimuth

El sistema coordinado *azimuth*, o *a*, está localizado en el origen del sistema coordinado del eje que se vio antes, pero en este caso rota con el eje rotor. Cuando la pala 1 apunta hacia arriba, los sistemas coordinados *azimuth* y eje rotor son paralelos. Para rotores de tres palas, la número 3 va delante de la 2, y ésta delante de la 1, de manera que el paso de las palas en un *azimuth* dado es con un patrón 3-2-1.

Sistema coordinado del extremo del eje (hub)

El sistema coordinado del *hub* gira con el rotor. También se balancea en los modelos de aerogeneradores con dos palas (Figura AVI.6).

Origen: es la intersección del eje del rotor y el plano de giro (en rotores no cónicos), o bien el ápice del cono de rotación (en rotores cónicos).

Eje x_h: apunta a lo largo del centro del *hub* en la dirección nominal del viento.

Eje y_h: es ortogonal con los ejes x_h y z_h de manera que se forma un sistema coordinado diestro.

Eje z_h: perpendicular al centro del *hub* con el mismo azimut de la pala número 1.

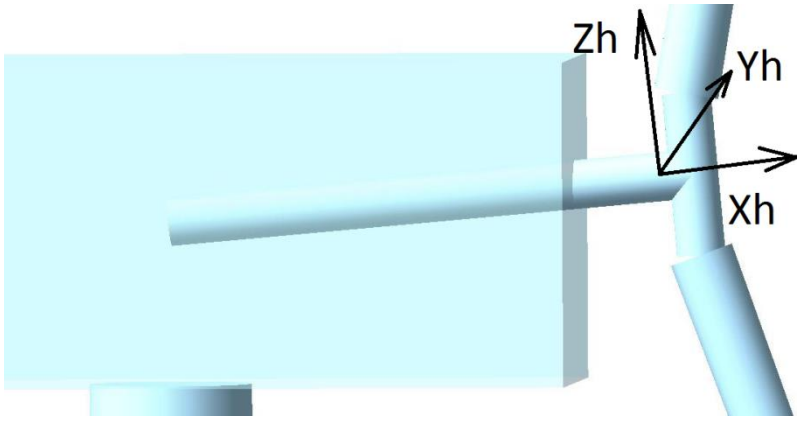


Figura AVI. 6:Sistema coordinado del hub [44].

Sistemas coordinados cónicos

Hay un sistema coordinado cónico para cada pala que gira con el rotor. El sistema coordinado no cabecea con las palas pero sí balancea en modelos de aerogeneradores de dos palas. Para rotores de tres palas, la pala número 3 va delante de la 2, la cual va delante de la 1, de forma que el orden de paso en un *azimuth* dado de las palas es 3-2-1 y se repite (Figura AVI.7).

Origen: el origen es el mismo que el sistema coordinado *hub* visto anteriormente.

Eje $x_{c,i}$: es ortogonal con los ejes $y_{c,i}$ y $z_{c,i}$ de manera que se forma un sistema coordinado con la regla de la mano derecha (i = 1, 2 o 3 para las palas 1, 2 o 3 respectivamente).

Eje $y_{c,i}$: apunta hacia el borde de la pala *i* si el cabeceo y la torsión eran cero y paralelo con la línea de cuerda (i = 1, 2 o 3 para las palas 1, 2 o 3 respectivamente).

Eje $z_{c,i}$: apunta a lo largo del eje de cabeceo hacia la punta de la pala *i* (i = 1, 2 o 3 para las palas 1, 2 o 3 respectivamente).

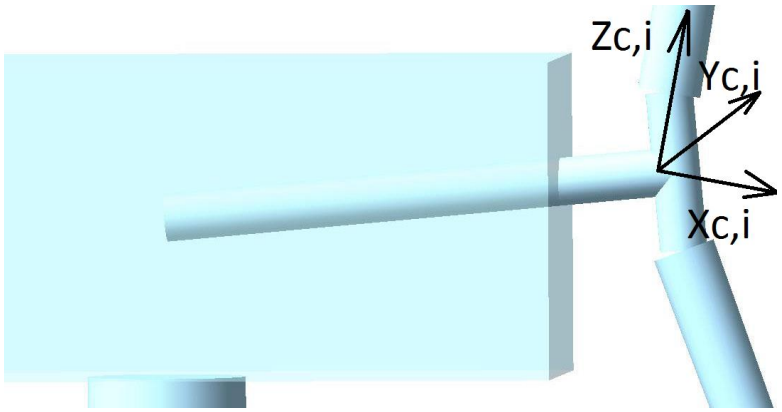


Figura AVI. 7:Sistema coordinado cónico [44].

Sistemas coordinados de pala

Estos sistemas coordinados son los mismos que los anteriores cónicos, excepto que el *pitch* con las palas y sus orígenes están en la raíz o base de la pala. Para rotores con tres palas, la pala número 3 está delante de la 2, la cual está delante de la 1, de forma que el orden de paso de las palas es 3-2-1 y se repite (Figura AVI.8).

Origen: es la intersección del eje *pitch* de la pala y la raíz o base de la pala.

Eje $x_{b,i}$: ortogonal con los ejes y_b y z_b del tal forma que forman un sistema coordinado

con la regla de la mano derecha (i = 1, 2 o 3 para las palas 1, 2 o 3 respectivamente).

Eje $y_{b,i}$: apunta hacia el borde de la pala *i* y paralelo con la línea central.

Eje $z_{b,i}$: apunta a lo largo del eje pitch hacia la punta de la pala *i.* (i = 1, 2 ó 3 para las palas 1, 2, ó 3 respectivamente).

Cuando se requieren cargas y movimientos de salida para varias posiciones a lo largo de la pala con el vector *BldGagNd*, se forma un sistema coordinado local similar al sistema de palas normal, pero los ejes *x* e *y* están alineados con los ejes principales locales y los sistemas coordinados locales están orientados en sí mismos con las palas deformadas.

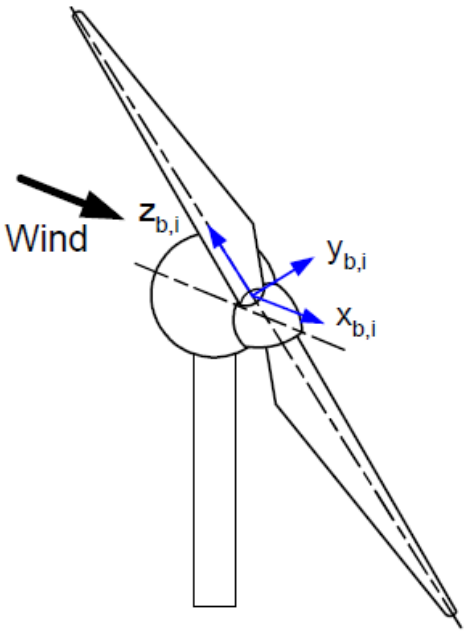


Figura AVI. 8:Sistema coordinados de las palas [44].

AVI.3. Disposición y elementos del aerogenerador

Las dos siguientes figuras (Figura AVI.9, AVI.10) muestran la disposición de los distintos elementos de un aerogenerador convencional, en la dirección del viento y de dos palas.

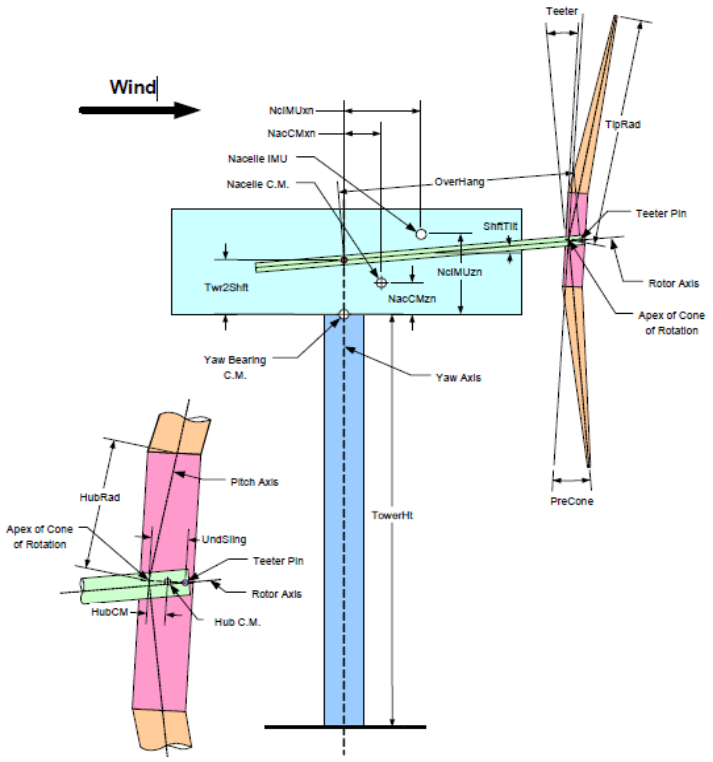


Figura AVI. 9: Disposición de aerogenerador de dos palas, a favor del viento (sotavento), y detalle de su eje [44].

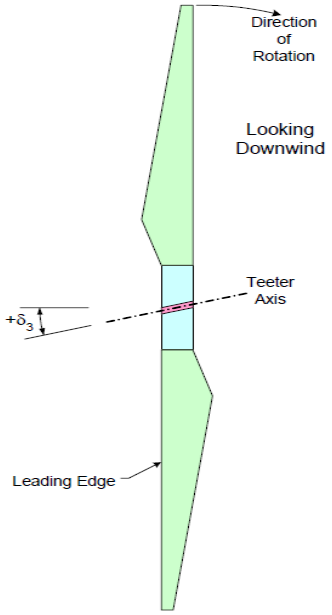


Figura AVI. 10:Detalle del rotor de dos palas ilustrando el ángulo δ_3 [44].

En la siguiente figura (Figura AVI.11) se muestra la planta de un aerogenerador estándar de tres palas y orientación contra el viento.

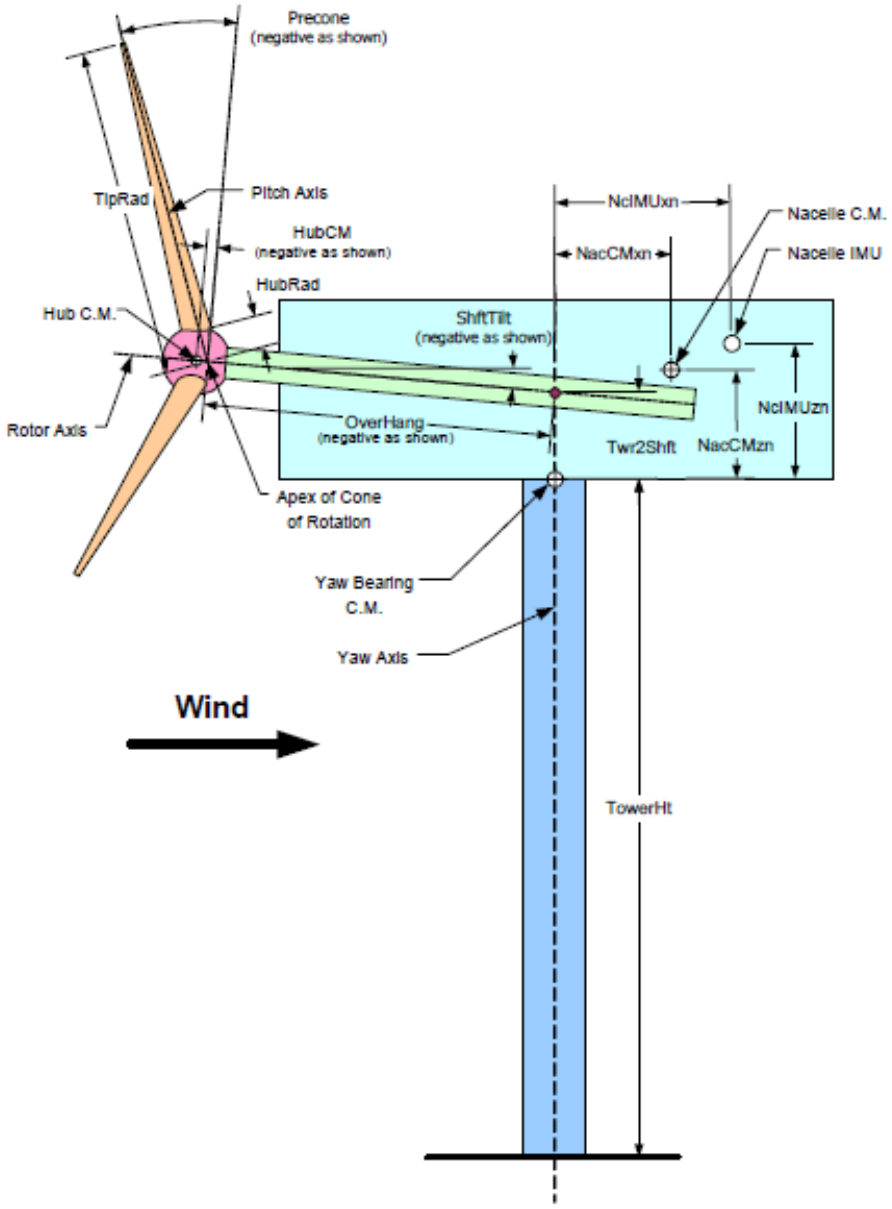


Figura AVI. 11: Disposición de un aerogenerador de tres palas enfrentadas al viento (barlovento) [44].

En las figuras siguientes (Figura AVI.12, AVI.13, AVI.14) se muestra la disposición de un aerogenerador con rotor y cola con capacidad de giro y las palas a barlovento. Se detallan las distintas variables que luego pueden ser usadas en *FAST*.

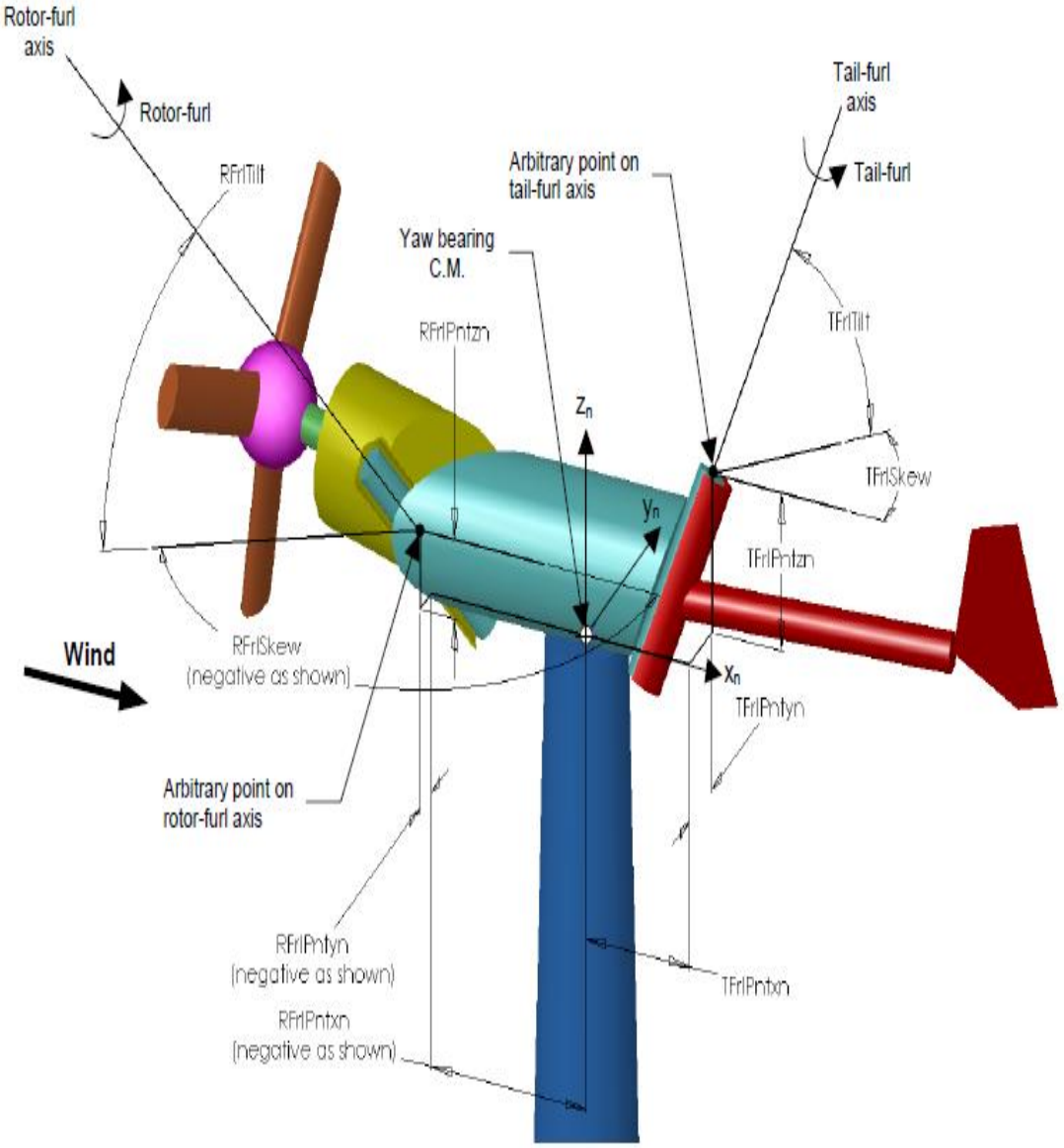


Figura AVI. 12: Esquema de un aerogenerador de tres palas a barlovento, con ejes de rotor y cola independientes (furl axes) [44].

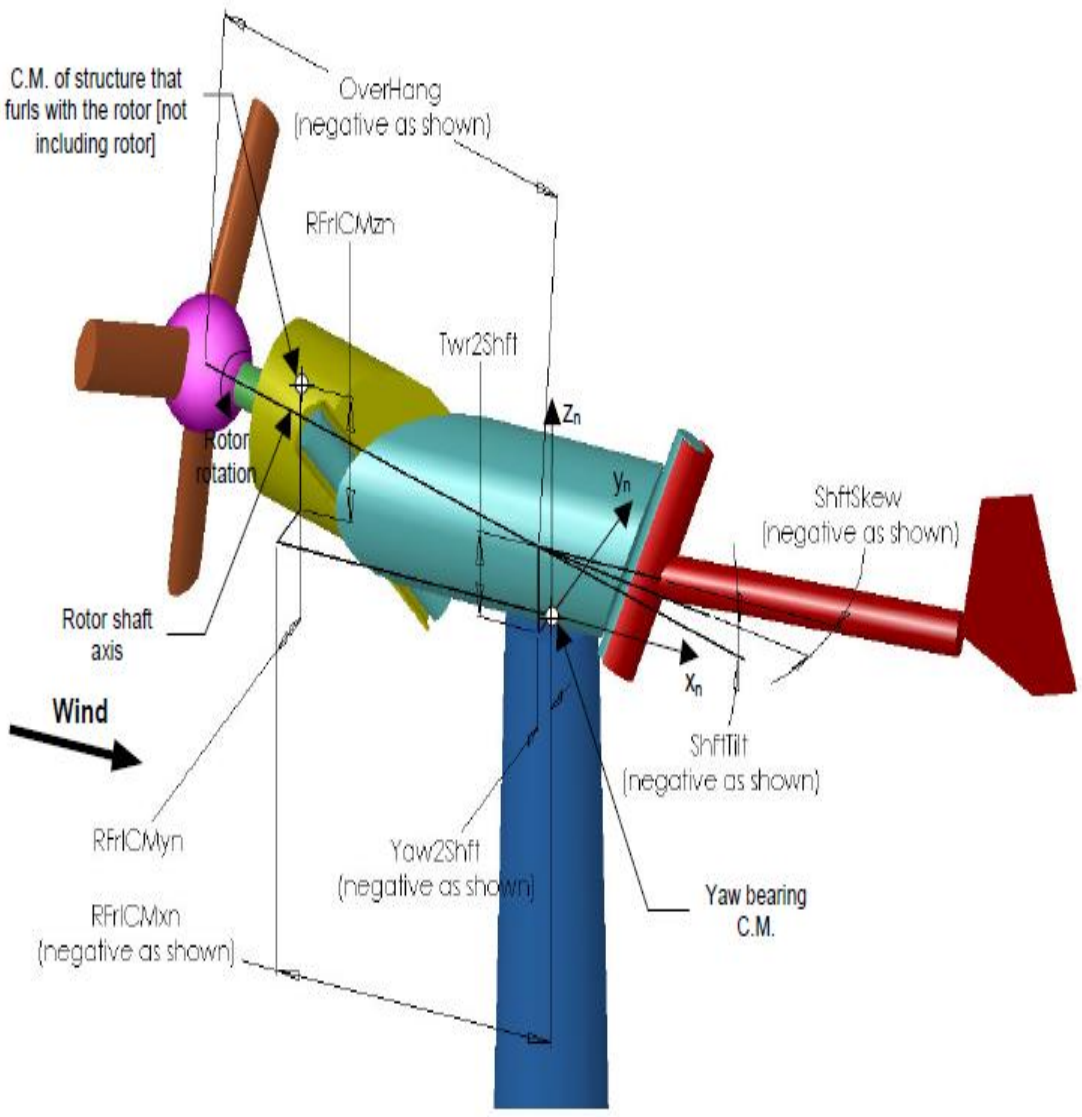


Figura AVI. 13: Estructura de la cola y rotor [44].

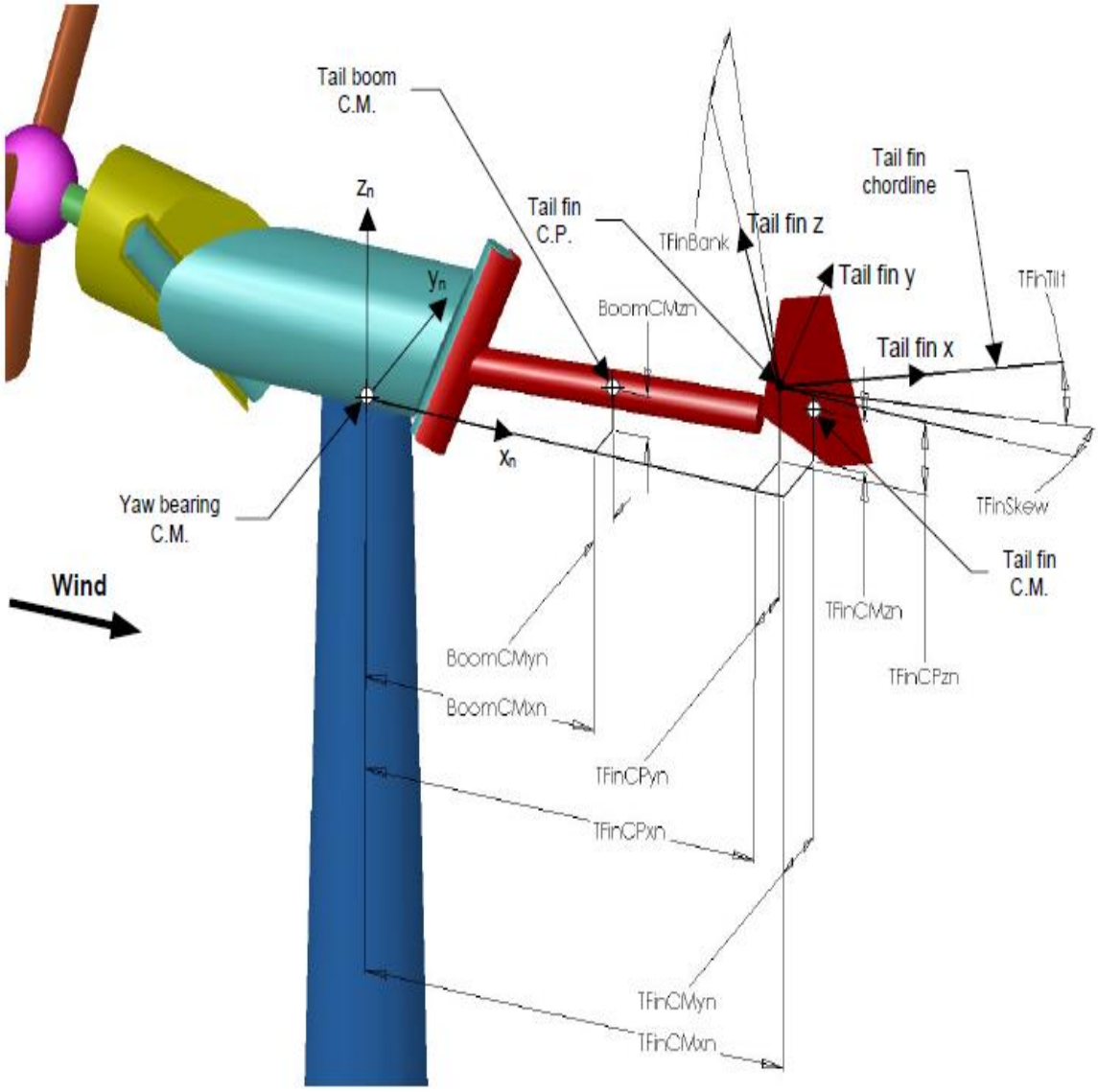


Figura AVI. 14:Detalle de las variables de FAST dedicadas a la cola (tail-furling) [44]

En la siguiente figura (Figura AVI.15) se muestra el esquema de la plataforma soporte referida al nivel del suelo (onshore) o por encima del agua (offshore).

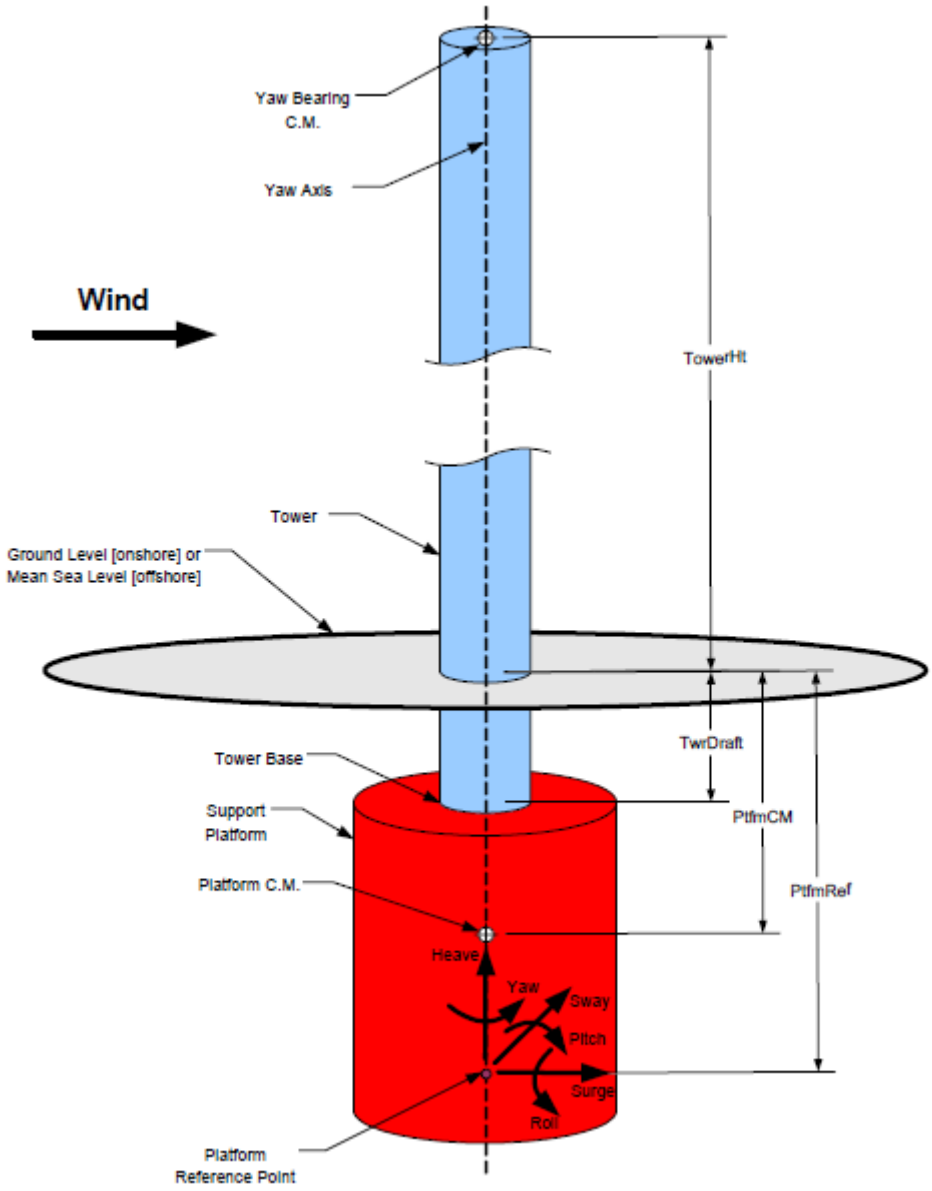


Figura AVI. 15: Esquema de la plataforma o base. La zona roja representa la plataforma de fondeo usada en sistemas offshore [44].

En las figuras anteriores se han visto algunas variables de entrada importantes. En el manual de FAST [44] pueden encontrarse las definiciones de estas variables (Configuración de aerogeneradores en la tabla 8 de la página 61 para aerogeneradores no movibles, y en la tabla 13 de la página 82 de aerogeneradores libres, y en la tabla 12 de la página 81 para la plataforma o base).

Torre y palas flexibles

FAST modela elementos flexibles, como la torre y las palas, usando una representación modal lineal. La calidad de esta representación depende de la generación de formas y figuras (la parte física que describe al aerogenerador) lo más exactas y realistas posible, las cuales se introducen en *FAST*. Se puede usar un software desarrollado en la los laboratorios *NREL* denominado *Modes* [76] *("A Simple Mode –Shape Generator for Both Towers and Rotating Blades")* para generar estas formas y copiarlas en los ficheros de entrada de *FAST*. *Modes* usa la misma estructura de datos que *FAST*. No obstante, hay que denotar que aunque los archivos de entrada de la torre y la pala incluyen configuraciones para hacer los cálculos de deflexión, no están implementados en *FAST*.

Para la torre, se necesita saber la masa de la zona superior para poder ejecutar *Modes*. Si se desconoce, se puede obtener ejecutar *FAST* usando una torre rígida y formas modales *vacías,* y después leer el resultado de salida, en donde se puede encontrar la masa de la parte superior de la torre. *FAST* permite además especificar cuatro modos de deformación para la torre. Los dos modos proa-popa están definidos de forma separada a los dos modos lado-lado. Estos modos toman la forma de un polinomio de sexto orden con los términos cero y algunos primeros siempre cero. Esto se debe a que en la base de la torre la deflexión e inclinación se considera cero. En lo alto de la torre, la deflexión tiene un valor normalizado de 1. Esto significa que la suma de los coeficientes del polinomio debe ser 1. En la siguiente figura (Figura AVI.16) se muestran los modos de deflexión de la torre.

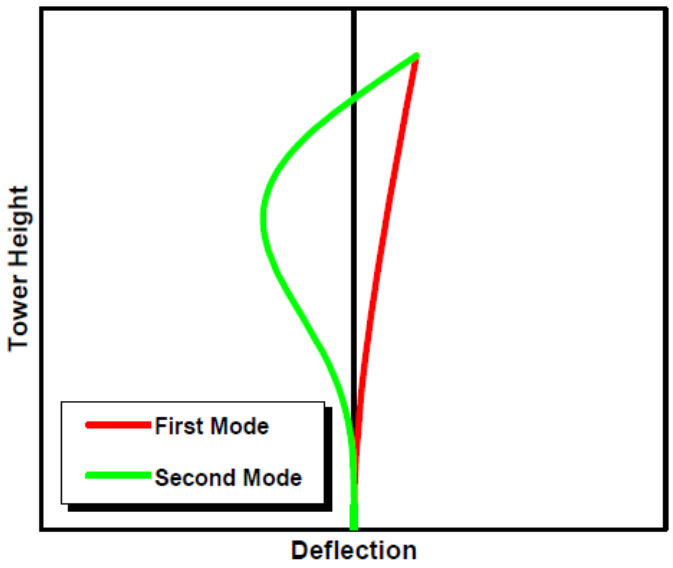


Figura AVI. 16: Modos de deflexión de la torre [44].

Las deformaciones en las palas se definen de forma similar a las de la torre. Para las palas, *FAST* puede usar dos modos en el sentido del *flap* ó movimiento de la pala *(flapwise)* y otro modo en el sentido del borde de salida *(edgewise).* Los modos se definen respecto a una torsión estructural local, es decir, que las formas giran con la pala, son tridimensionales y no descansan sobre un único plano. En el caso de una pala *retorcida,* la punta o extremo se desviará en las direcciones del plano interior y exterior debido a una deflexión de la pala en el sentido del flap (flapwise).

El modo edgewise (sentido del borde de salida) funciona de un modo parecido. Cuando se generan los modos de pala para un aerogeneradore de velocidad variable, se debe elegir una velocidad normalizada para generar las formas modales. Normalmente, la velocidad del rotor tiene un pequeño efecto en las formas modales, pero puede tener un efecto significativo en la frecuencia de vibración. De hecho, puede ser conveniente generar múltiples formas modales para distintas velocidad del rotor para comprobar los impactos en los resultados.

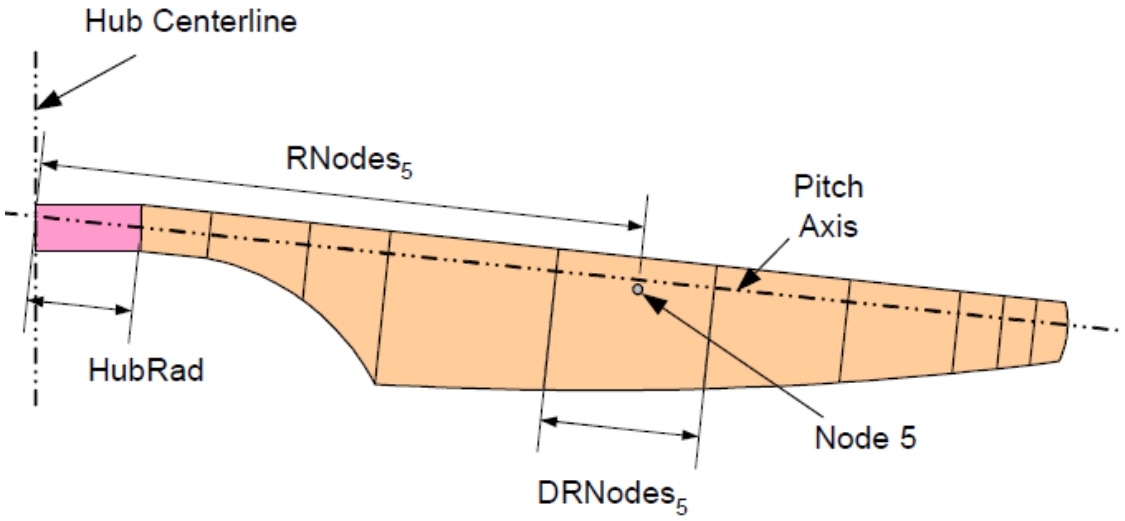


Figura AVI. 17: Disposición de la pala [44].

Transmisión *(drivetrain)*

La transmisión se modela como un eje separado del generador, partiendo del centro donde se unen las palas *(hub)*. El eje puede considerarse como un resorte de torsión lineal y un amortiguador de torsión lineal. Para usar esta característica, hay que activar la variable *DrTrDOF.* La ecuación que gobierna el par del muelle/amortiguador de la transmisión es:

$$T_{res} = DTTorSpr * (RotorPos - GboxPos) + DTTorDmp * (RotorSpeed - GboxSpeed)$$

Las constantes *DTTorSpr* y *DTTorDmp* son las equivalentes a las constantes rígidas de torsión y de amortiguación para el eje de baja velocidad (*LSS*), caja de engranajes y eje de alta velocidad (*HSS*). Todos los valores usados en esta ecuación se originan en el lado de baja velocidad *LSS* de la caja de engranajes.

Se pueden simular pérdidas en el par transmitido por la caja de engranajes configurando el valor de eficiencia de la caja de engranajes, *GboxEff*, con valores menores de 100%. Cuando se genera energía, *FAST* multiplicará el par *LSS* por la eficiencia y dividirá por el ratio de la caja de engranajes para determinar el par *HSS*. De forma contraria, para determinar el par en el lado *LSS*, *FAST* multiplicará el par *HSS* por eficiencia y el ratio de la caja de engranajes.

Generador eléctrico

El señalizador generador eléctrico, *GenDOF*, también controla el comportamiento de la transmisión con varias opciones disponibles. Desactivando esta característica se obligará al lado del eje que da al generador eléctrico a funcionar con velocidad constante.

Se puede controlar el arranque del generador eléctrico con la variable *GenTiStr* en combinación con *SpdGenOn* o *TimGenOn*. Si *GenTiStr* tiene el valor verdadero (*True*), el par del generador eléctrico será nulo hasta que transcurra el tiempo fijado por *TimGenOn*.

De otra forma, el par del generador eléctrico será negativo hasta que la velocidad del generador eléctrico supere el valor fijado en *SpdGenOn*.

También es posible controlar la parada del generador eléctrico con las variables *GenTiStp* y *TimGenOf*. Si *GenTiStp* es verdadero, el par del generador eléctrico será cero después del tiempo establecido por *TimGenOf*. De otra forma, el generador eléctrico puede estar activo hasta que la potencia sea superior a cero. Una vez que el generador eléctrico se apague por otro método, estará en ese estado hasta el final de la simulación. En casos generales y si no se va a simular un apagado del aerogenerador o una pérdida de conexión a la red, hay que establecer *GenTiStp* a verdadero y *TimGenOf* a un valor superior que el fijado en *Tmax* (tiempo de simulación).

Activando el señalizador *GenDOF* se pueden modificar otras variables para elegir distintos tipos de generadores eléctricos. La elección del generador eléctrico se determina con la configuración de *GenModel* o de *VSContrl.* A menos que *VSContrl* sea 0, *GenModel* será ignorado.

Si se establece *VSContrl* a 0 y *GenModel* a 1, *FAST* usará un modelo de generador eléctrico de inducción simple. Este modelo sólo usa 4 parámetros: un ratio de deslizamiento expresado en porcentaje (*SIG_SIPc*), velocidad del generador síncrona (par cero) (*SIG_SySp*), par nominal (*SIG_RtTq*) y un ratio de desactivación (*SIG_PORt*). Con estos parámetros se forma una curva donde se enfrentan el par y la velocidad (Figura AVI.18).

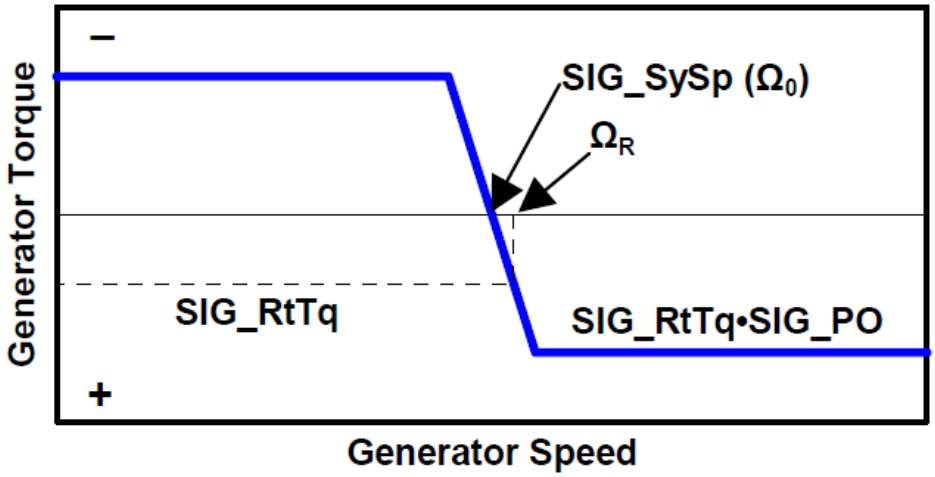


Figura AVI. 18: Par del generador eléctrico simple de inducción frente a la velocidad [44].

En la gráfica, la velocidad nominal del rotor, Ω_R, viene de la velocidad síncrona y del porcentaje de deslizamiento:

$$\Omega_R = \text{SIG_SySp} * (1 + 0{,}01 * \text{SIG_SIPc})$$

En ciertas ocasiones, como la simulación del arranque de un aerogenerador, el modelo simple puede serlo demasiado. En ese caso, se puede establecer la variable *VSContrl* a 0 y *GenModel* a 2 para invocar a un generador eléctrico más preciso que usa el circuito equivalente de *Thevenin* para un generador eléctrico de inducción de tres fases.

Este teorema consiste en que cualquier red lineal (con fuentes independientes) puede sustituirse, respecto a dos terminales *A* y *B*, por una fuente de tensión E_{TH} en serie con una resistencia R_{TH} siendo:

- La tensión E_{TH} el valor de la diferencia de potencial entre los terminales *A* y *B* cuando se aísla la red lineal del resto del circuito (diferencia de potencial entre *A* y *B* en circuito abierto).

- La resistencia R_{TH} es la resistencia vista desde los terminales *A* y *B*, y se determina cortocircuitando todas las fuentes de tensión, y sustituyendo por circuitos abiertos las fuentes de corriente.

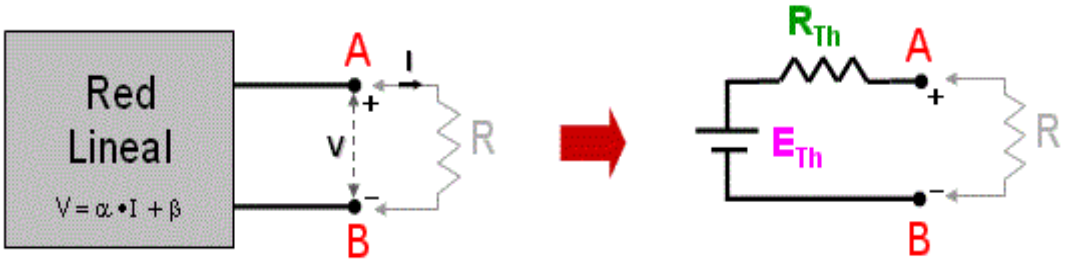


Figura AVI. 19: Modelo equivalente simplificado de Thevenin [77].

Este modelo usa 8 parámetros de entrada. Estos parámetros tienen valores normalizados como los que se encuentran en las hojas de características de generadores eléctricos. Las ecuaciones implementadas en *FAST* asumen un generador eléctrico de *Thevenin* de tres fases conectado en configuración de estrella. En caso de que se disponga un generador conectado en triángulo, hay que dividir las impedancias entre 3 y el voltaje entre $\sqrt{3}$ para convertir los valores a configuración de estrella.

Un ejemplo de gráfica de un generador eléctrico de *Thevenin* se puede ver en la siguiente figura (Figura AVI.20):

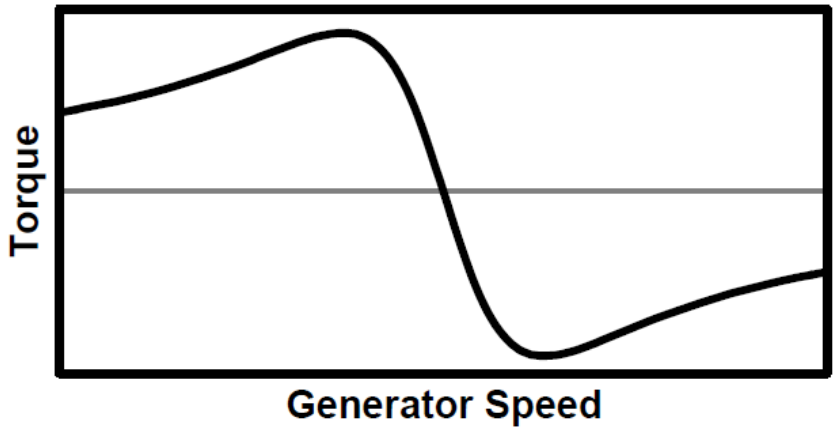


Figura AVI. 20: Curva de par frente a la velocidad de un generador eléctrico de inducción de Thevenin [44].

El usuario puede crear su propio modelo de generador eléctrico modificando la rutina que acompaña en el paquete *FAST UserGen()*, en el fichero fuente *UserSubs.f90*. Para usar un generador eléctrico propio, será necesario compilar el fichero modificado y enlazarlo con el resto del código.

Se pueden simular pérdidas en el generador eléctrico modificando la variable de eficiencia del generador eléctrico, *GenEff*, para valores menores del 100%. Cuando se genera potencia, *FAST* multiplicará la potencia mecánica del generador eléctrico por la

eficiencia para determinar la potencia eléctrica del generador eléctrico. *FAST* no usará el término de eficiencia del generador eléctrico para el modelo de *Thevenin* porque éste incorpora una expresión más compleja para la potencia eléctrica basada en un circuito de resistencias de entrada.

Guiñada de la góndola *(Nacelle yaw)*

FAST puede modelar la guiñada de la góndola como una bisagra (*hinge*) perfecta sin fuerzas de resistencia estableciendo la variable *YawDOF* al valor verdadero y la constante del muelle o amortiguamiento la de guiñada, *YawDamp*, a cero. Se puede modelar una guiñada libre configurando la variable *YawDamp* a un valor que no sea cero.

Se puede modelar la flexibilidad y la amortiguación en el controlador de una góndola estableciendo un valor verdadero en la variable *YawDOF*, *YCMode* a cero y *YawSpr* y *YawDamp* a valores no cero. *FAST* usará parámetros de entrada *YawNeut* como la posición de guiñada neutra y *NacYaw* como el ángulo de guiñada inicial. En este caso, el par transmitido a través del cojinete que transmite la guiñada es:

$$YamMom = YawSpr * (YawPos - YawNeut) + YawDamp * YawRate$$

Donde *YawPos* es la posición de guiñada instantánea.

Para una simulación con una guiñada fija, hay que establecer *YawDOF* a un valor falso, *YCMode* a 0, *TYawManS* con un valor más grande que *TMax* (tiempo de simulación), y *NacYaw* a un valor que coincida con el ángulo de guiñada.

También es posible activar el control de movimiento de la guiñada de la góndola durante una simulación.

Giro del rotor (*Rotor-Furl*)

El grado de libertad (*GDF*) de giro o movimiento del rotor permite modelar la configuración excepcional de un rodamiento que permite que el rotor y la transmisión rote alrededor de la estructura de apoyo de la zona superior de la torre. Este grado de libertad también se puede usar para modelar la flexibilidad torsional en la caja de engranajes si se alinea el eje del giro del rotor con el eje principal del rotor. Si se desea añadir esta característica en nuestro modelo, hay que diseñar el aerogenerador como si fuera una máquina *furling,* y por tanto hay que activar la variable *Furling* en el archivo primario de entrada.

Observando la figura AVI. 12, se observa que el movimiento angular del giro del rotor está definido por las variables *RFrlPntxn*, *RFrlPntyn*, *RFrlPntzn*, RFrlSkew y RFrlTilt, disponibles en *Furlfile*. Las entradas *RFrlPntxn*, *RFrlPntyn* y *RFrlPntzn* están localizadas en un punto arbitrario en el eje del rotor relativo a la zona superior de la torre. Las entradas *RFrlSkew* y *RFrlTilt* definen la orientación angular del eje del movimiento del rotor.

El rodamiento sobre el que giraría o se movería el rotor se puede modelar como ideal, es decir, sin rozamientos, estableciendo la variable *RFrlMod* a 0. Si esta variable se pone a 1, se convertiría en un modelo estándar que incluye un muelle lineal, un amortiguador lineal y un amortiguador de *Coulomb*, así como muelles y amortiguadores superior e inferior. La amortiguación de *Coulomb* es una amortiguación mecánica, que absorbe energía por fricción de deslizamiento. La amortiguación viscosa absorbe la energía en una fricción de fluidos o fricción viscosa. La fricción deslizante es un valor constante sin tomar en cuenta el desplazamiento o la velocidad. La amortiguación de estructuras grandes y complejas con juntas que no fueron soldadas como las alas de aviones o las palas de un aerogenerador, que es lo que nos ocupa, es del tipo *Coulomb*.

Es posible que el usuario modifique el modelo establecido o diseñe el suyo propio. Para usar un propio, hay que establecer la variable *RFrlMod* al valor 2 y crear una subrutina *UserRFrl()* con los parámetros *RFrlDef*, *RFrlRate*, *DirRoot, ZTime* y *RFrlMom*:

RFrlDef: la deflexión angular actual en radianes del giro del rotor (entrada).

RFrlRate: velocidad angular actual del giro del rotor en rad/seg (entrada).

ZTime: tiempo de la simulación en segundos (entrada).

DirRoot: nombre de la simulación (entrada).

RFrlMom: momento del giro del rotor expresado en N*m (salida).

Giro de la cola *(Tail-furl)*

El grado de libertad de giro de la cola permite modelar la configuración de un rodamiento que hace que la cola tenga un movimiento de giro. Para incluir el giro de la cola en el modelo hay que configurar el aerogenerador como una máquina con capacidad de giro *(furling maquine)* configurando con el valor verdadero la variable *Furling* en el archivo de entrada. Así mismo y similar al caso anterior del rotor, hay que usar el señalizador *TFrlDOF* en el archivo de entrada para activar el giro de la cola.

El movimiento angular de la cola se realiza alrededor del eje de la cola, definido por las entradas *TFrlPntxn*, *TFrlPntyn*, *TFrlPntzn*, *TFrlSkew* y *TFrlTilt*, disponibles en el archivo *Furlfile*. Las entradas *TFrlPntxn*, *TFrlPntyn* y *TFrlPntzn* están localizadas en un punto arbitrario en el eje de la cola relativo a la zona superior de la torre. Las entradas *TFrlSkew* y *TFrlTilt* definen la orientación angular del eje de la cola pasando por este punto arbitrario. Estas variables se pueden ver en la figura AVI. 12.

El rodamiento que acciona el giro de la cola puede comportarse como ideal sin fricción estableciendo el valor de la variable *TFrlMod* a 0; si se configura a 1, se convierte en un modelo estándar y además incluye un muelle lineal, amortiguador lineal y amortiguador de *Coulomb*, así como juego de muelles y amortiguaciones de parada superior e inferior. *FAST* modela los muelles de parada con una función lineal de una deflexión de la cola. Las paradas de la cola comienzan con un ángulo determinado y funcionan como un muelle lineal pasados los ángulos de parada (serían unos topes). Los amortiguadores de la cola son funciones lineales y comienzan en los ángulos especificados de parada (topes) superior e inferior. Estos amortiguadores son bidireccionales y ofrecen resistencia al movimiento en ambas direcciones una vez pasado el ángulo de tope.

Es posible definir una rutina propia para modelar los juegos de muelle y amortiguador de la cola. Para usarla, hay que poner el valor 2 en la variable *TFrlMod* y crear una rutina llamada *UserTFrl()* con los parámetros *TFrlDef*, *TFrlRate*, *ZTime*, *DirRoot* y *TFrlMom*:

TFrlDef: es la deflexión actual de la cola en radianes (entrada).

TFrlRate: ratio o velocidad angular actual de la cola en radianes por segundo (entrada).

ZTime: tiempo actual de la simulación en segundos (entrada).

DirRoot: nombre de la simulación incluyendo la ruta completa del archivo (entrada).

TFrlMom: momento del giro de la cola en N*m (salida).

El archivo de código fuente *UserSubs.f90* contiene una rutina vacía llamada *UserTFrl();* se puede reemplazar por una propia y recompilar *FAST*. Una característica muy relevante de la flexibilidad que ofrece *FAST* es que es posible activar y desactivar el grado de libertad *GDL* del giro de la cola en tiempo de ejecución, sobreescribiendo la variable de entrada *TFrlDOF*, y es posible acceder al valor actual de cualquier parámetro de salida disponible desde *FAST* sin cambiar el número de argumentos pasados a la rutina. El parámetro *DirRoot* se puede usar para escribir los resultados de la simulación realizada por la rutina *UserTFrl().*

Las geometrías del centro de masas del tubo de la cola, del centro de masa de la aleta

de la cola y de la superficie de la aleta, los cuales son los componentes que componen el sistema de cola (*furling-tail assembly*) se pueden observar en la figura AVI. 21.

Rotor oscilante (*Rotor-teeter*)

Para aerogeneradores de dos palas *FAST* puede modelar un rotor oscilante. Para activar este grado de libertad, hay que poner la variable *TeetDOF* al valor verdadero.

El rodamiento que propicia esta oscilación puede ser ideal sin fricción estableciendo la variable *TeetMod* a 0; si se configura a 1, se tiene un modelo estándar que incluye un muelle, tope de parada y un amortiguador. *FAST* modela el muelle con una función lineal de una deflexión del oscilador. El tope de paro comienza en un ángulo determinado y funciona como un muelle lineal basado en la deflexión provocada al pasar el ángulo de paro. El amortiguador del oscilador es una función lineal de un ratio del oscilador que comienza en un ángulo determinado.

Está disponible una rutina de usuario para el muelle del oscilador y otra para el amortiguador. Para usarlas, hay que poner el valor 2 en la variable *TeetMod* y crear una rutina llamada *UserTeet()* con los parámetros *TeetDef*, *TeetRate*, *ZTime*, *DirRoot* y *TeetMom*:

TeetDef: deflexión actual del oscilador en radianes (entrada).

TeetRate: ratio o velocidad actual del oscilador en rad/seg (entrada).

ZTime: tiempo de simulación actual en segundos (entrada).

DirRoot: Nombre de la simulación incluyendo la ruta completa del archivo (entrada).

TeetMom: momento del oscilador en N*m (salida).

Al igual que en casos anteriores, el archivo *UserSubs.f90* contiene una rutina vacía llamada *UserTeet()*. Se puede reemplazar por una propia. Con esta rutina se puede activar y desactivar este grado de libertad a voluntad durante el tiempo de ejecución.

FAST también permite definir un ángulo δ_3 para el *teeter hinge*, traducido como bisagra del oscilador. Declarando este ángulo de forma que el rotor no sea perpendicular a las palas, es posible introducir un *flap/pitch* acoplado al rotor. Es muy similar al funcionamiento de un helicóptero. Al cambiar el ángulo δ_3, se modifica el comportamiento aerodinámico de las palas. Un ángulo positivo hará que las palas se enfrenten mejor en las configuraciones a favor del viento. Este ángulo está ilustrado en la figura AVI. 13.

Plataforma soporte

Se puede modelar la plataforma soporte en una base sobre tierra (*onshore foundation*), una base fija en el fondo del mar (*offshore foundation*) o una base flotante, configurando la variable *PtfmModel* del archivo de entrada primario con los valores 1, 2 ó 3, respectivamente. Si se establece a 0, se desactivan los modelos de plataforma. En este caso, *FAST* conectará la torre rígidamente al marco de inercia (suelo) a través de una conexión de una viga rígida.

Las propiedades del modelo de la plataforma soporte se designan usando los parámetros de entrada disponibles en el archivo de entrada *PtfmFile*.

En la figura AVI. 15 se puede observar un esquema de la disposición de una plataforma y de sus distintos parámetros. El punto de referencia de la plataforma, definido en la variable *PtfmRef*, es el origen de la plataforma alrededor del cual se definen los movimientos de traslación y rotación. En este punto también se aplican las cargas externas.

En el caso de la plataforma, sólo existe opción de usar una rutina escrita por el usuario, o no considerar el uso de la plataforma. Para el valor 0 en la variable *PtfmLdMod* (en el archivo *PtfmFile*) no hay cargas en la plataforma y las reacciones producidas por la acción del viento serán nulas (provocando que el aerogenerador caiga debido a la gravedad si *PfmHvDOF* está activado).

Si se establece *PtfmLdMod* a 1, *FAST* llamará a una rutina definida por el usuario llamada *UserPtfmLd()* para calcular las cargas sobre la plataforma. Las cargas sobre la plataforma que devuelve esta rutina deben ser cargas desde cualquier actuación externa (viento, mareas,…) que actúe sobre la plataforma y que no sean aquellas transmitidas desde el aerogenerador. Las cargas de la plataforma se aplicarán en la posición de referencia instantánea, localizada por la entrada *PtfmRef*.

Para usar esta característica, hay que establecer la variable *PtfmLdMod* a 1 y crear una subrutina llamada *UserPtfmLd()* con los parámetros *X(6), XD(6), ZTime*, *DirRoot*, *PtfmAM(6,6)* y *PtfmFt(6):*

X(6): es un vector de 6 elementos, de los cuales los 3 primeros son los desplazamientos de traslación de la plataforma en metros y los otros 3 componentes son los desplazamientos de rotación en radianes (variable de entrada).

XD(6): vector de 6 elementos, de los cuales los 3 primeros son la velocidad de traslación en metros por segundo y los 3 siguientes la velocidad angular de rotación expresada en radianes por segundo (entrada).

ZTime: tiempo de la simulación (entrada).

DirRoot: nombre de la simulación incluyendo la ruta completa del archivo (entrada).

PtfmAM(6,6): es una matriz simétrica de 6x6 elementos que contiene las masas de la plataforma en unidades de kg, $kg * m$ y $kg * m^2$ (salida).

PtfmFt(6): un vector de tamaño 6 que contiene 3 componentes de traslación y rotación de la parte actual de la carga en la plataforma, con unidades de *N* y *N * m*, asociando con todo, pero con los efectos de masa añadidos (de salida).

La rutina asume que las cargas de la plataforma se transmiten por medios como el suelo (en aerogeneradores *onshore*) o por el agua (*offshore*), de modo que las masas añadidas son importantes. Consecuentemente, la rutina asume que la carga total sobre la plataforma se puede escribir como:

$$PtfmF(i) = SUM(-PtfmAM(i,j) * XDD(j), j = 1,2, \dots 6) + PtfmFt(i) \ \ (for\ i = 1,2, \dots 6)$$

Donde

PtfmF(i): es el componente i-ésimo de la carga total aplicada en la plataforma; es positivo en la dirección del movimiento positivo del grado de libertad (*GDL*) i-ésimo de la plataforma.

PtfmAM(i,j): es el componente (i,j) de la matriz de masas de la plataforma.

*XDD(j):*es el componente j-ésimo del vector de aceleración de la plataforma.

PtfmFt(i): el componente i-ésimo de una parte de la carga de la plataforma asociada con el total, pero añadiendo los efectos de la masa añadida; positivo en la dirección del movimiento positivo del *GDL* i-ésimo de la plataforma.

El orden de los índices en los vectores que se pasan a la rutina *UserPtfmLd()* y los que ésta devuelve son 6 grados de libertad. Los 3 primeros son de traslación lineales, y los 3 últimos son de rotación, medidos en grados:

1 = Movimiento de la plataforma hacia delante y hacia atrás (*surging*) / componente x_i de traslación de la plataforma.

2 = Movimiento de la plataforma a izquierda y derecha (*swaying*) / componente y_i de traslación de la plataforma.

3 = Movimiento de la plataforma hacia arriba y hacia abajo o guiñada (heaving) / componente z_i de traslación de la plataforma.

4 = Movimiento de balanceo de la plataforma (*roll*) / componente x_i de rotación de la

plataforma.

5 = Movimiento de cabeceo de la plataforma (*pitch*) / componente y_i de rotación de la plataforma.

6 = Movimiento de giro a izquierda y derecha (*yaw*) / componente z_i de rotación de la plataforma.

En la siguiente figura (Figura AVI.21) se ilustran los 6 grados de libertad descritos, muy utilizados también en el ámbito de la aeronáutica:

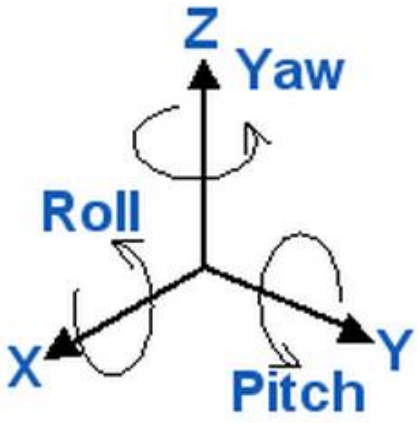


Figura AVI. 22: Los 6 grados de libertad alrededor de tres ejes (GDL).

Al igual que en casos anteriores, el fichero fuente *UserSubs.f90* contiene una rutina vacía *UserPtfmLd();* se puede crear una propia y recompilarla para usarla en *FAST*. Es posible activar o desactivar a voluntad los grados de libertad en tiempo de simulación modificando las variables *PtfmSgDOF, PtfmSwDOF, PtfmHvDOF, PtfmRDOF, PtfmPDOF* y *PtfmYDOF*.

Aerodinámica del rotor

La aerodinámica del rotor se puede modelar con las subrutinas contenidas en las librerías de *Aerodyn*. Con la variable de entrada *CompAero* se pueden desactivar los cálculos aerodinámicos mientras se depura un modelo.

AVI.4. Archivos de entrada

Existen una serie de archivos de entrada que son los usados para configurar completamente un modelo en *FAST*:

-Archivo Primario.

-Archivo de la plataforma.

-Archivo de las palas.

-Archivo de la torre.

-Archivo para la linealización.

-Archivo para el *furling* (enrollador).

Adicionalmente, existen tres archivos adicionales que configuran *Aerodyn*, y consisten en definir las condiciones ambientales que rodean al aerogenerador:

-Archivo Primario.

-Archivo del suelo (*airfoils*).

-Archivo del viento.

Los parámetros de entrada son más de 300. Se pueden consultar en detalle en la Guía de Usuario de *FAST* [44].

En el archivo primario de entrada se define el modelo de aerogenerador, sus particularidades y los controles que se use. Éstos serán 5:

-Control de inclinación de las palas o pitch.

-Control del par del generador eléctrico.

-Control de freno.

-Control de despliegue de los frenos en punta de las palas.

-Control del guiñado de la góndola.

AVI.5. FAST Lognoter

La dificultad de *FAST* radica en el control de todos los parámetros concernientes al proyecto, pues *FAST* necesita de más de 300 parámetros de entrada, cada uno de ellos con su función y necesidad específica en el proyecto de un nuevo aerogenerador tanto en tierra como en alta mar.

Además otro inconveniente de *FAST* es que carece de interfaz gráfica, lo que puede dificultar el aprendizaje del programa. Existe un paquete de software denominado *Lognoter* [78], que sirve para manejar los datos provenientes de un proyecto, almacenarlos en una base de datos y presentarlos de forma gráfica utilizando plantillas o *templates*. Esta plantilla creada para *FAST* permite introducir los datos básicos necesarios para iniciar *FAST*, de una manera sistemática y ordenada, y los resultados se presentarán en pantalla de una forma gráfica. Además, los datos que se introduzcan se podrán guardar en una base de datos para usarlos en un futuro (Figura AVI.22).

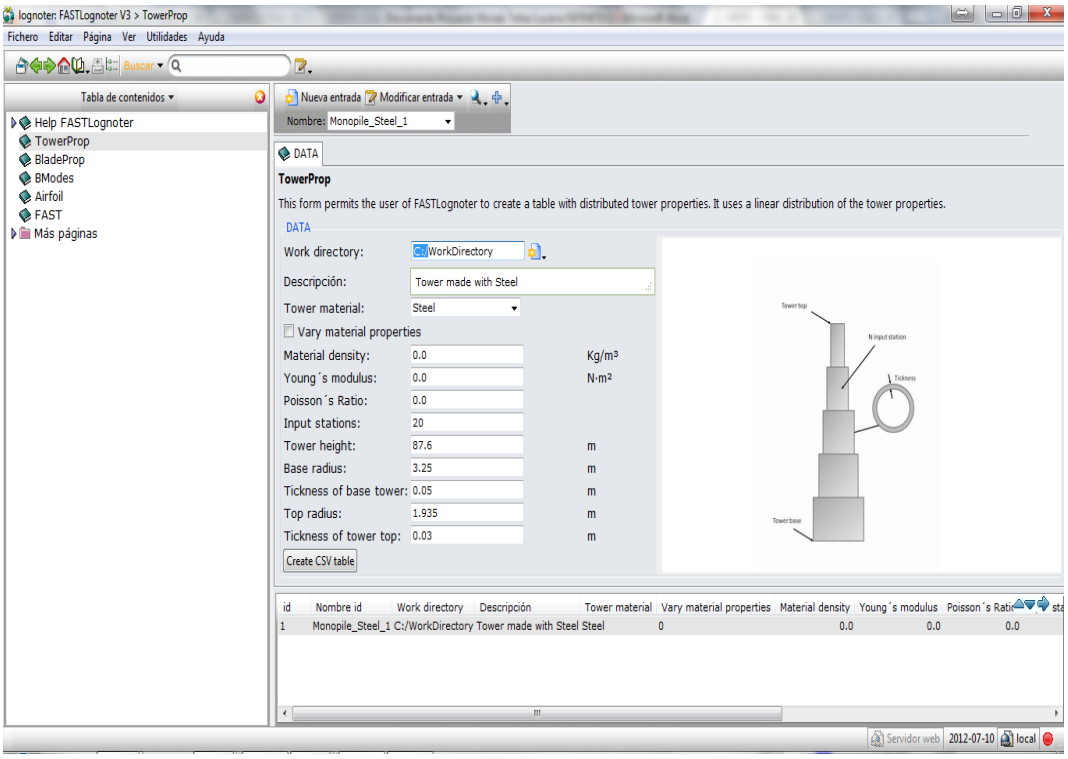


Figura AVI. 23: Captura de pantalla de FAST LogNoter.

Otra gran ventaja de *FAST LogNoter* es que se puede diseñar desde el principio cualquier aerogenerador, desde minieólica hasta grandes potencias. Si *BModes* está instalado en el sistema, y se conocen los parámetros del aerogenerador, se puede hacer un diseño de todos los componentes y simularlos posteriormente, y todo desde la misma interfaz.