

E.T.S. de Ingeniería Industrial,
Informática y de Telecomunicación

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.

Aplicación a torres tipo soft-stiff y soft-soft.



Máster Universitario en Mecánica Aplicada y
Computacional

Trabajo Fin de Máster

Barberena Tabar, Estibaliz.

Gil Soto, José Javier.

Resumen

La tendencia de torres soft-soft o soft-stiff hace que la primera frecuencia natural de la torre baje considerablemente. En el caso de torres soft-soft, la primera frecuencia natural de la torre es menor que la primera frecuencia 1P del rotor. Estas torres son muy flexibles y debido a su baja frecuencia pueden entrar en resonancia fácilmente. En las torres soft-stiff la primera frecuencia natural de la torre está entre las frecuencias 1P y 3P (frecuencia de pase de palas).

Se va a realizar el amortiguamiento mediante el sistema de pitch del primer modo de vibración fore-aft de una torre de aerogenerador. Esta estrategia se realizará poniendo un acelerómetro en punta de torre, y mediante la medición de este desplazamiento y actuando directamente en el pitch, controlar las cargas que actúan en la torre.

Esta estrategia de control se diseña principalmente para disminuir las cargas en base de torre ya que si la torre entrara en resonancia podría colapsarse por completo.

El principal objetivo de este trabajo es una vez hecho el control, aplicarlo a las diferentes tipologías de torres que se han mencionado y ver si mediante este control somos capaces de mitigar las cargas a fatiga sea cual sea la característica de la torre.

Materia o palabras clave

Aerogenerador, modo fore-aft, torre soft-soft, analysis de fatiga.

Abstract

The trend of soft-soft or soft-stiff towers makes the first natural frequency of the tower to go down considerably.

In the case of soft-soft towers, the first natural frequency of the tower is less than first frequency $1P$ (nominal rotational frequency) of the rotor. These towers are very flexible and because of its low frequency can come into resonance easily.

In the towers soft-stiff the first natural frequency of the tower is between the frequencies $1P$ and $3P$. The wind turbine tower will be softened through the system of pitch of the first fore-aft vibration mode.

This strategy will be putting an accelerometer on the top of the Tower, and by measuring this displacement and acting directly on the pitch, the loads of the tower will be controlled.

This control strategy is designed mainly to reduce loads at the base of tower, because if the tower starts resonating it could crash completely.

The main objective of this work is once made control, apply to different types of towers that have been mentioned and see if using this control, we are able to mitigate loads to fatigue regardless of the feature of the tower.

Keyword

Wind turbine, fore-after mode, soft-soft tower, fatigue analysis.

INDICE

1.	Objetivo del trabajo	5
2.	Introducción	6
3.	Descripción de los componentes de un aerogenerador	7
3.1	Tipos de rotores	7
3.2	Pala.....	8
3.2.1	Aerodinámica de una turbina de eje horizontal	8
3.2.2	Características de las palas.....	12
3.3	Buje.....	12
3.4	Sistema de pitch	13
3.5	Nacelle.....	14
3.6	Torre.....	14
3.7	Cimentación	15
4.	Energía del viento.....	15
4.1	Turbulencia.....	16
4.2	Modelo del viento	16
5.	Normativa.....	18
6.	Definición de la turbina utilizada	20
7.	Sistemas de referencia	22
8.	Formas modales y frecuencias naturales de elementos flexibles.....	25
8.1	Pala.....	25
8.1.1	Definición de la pala	25
8.2	Torre.....	28
8.2.1	Definición estructural de las torres.....	29
8.2.2	Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft-stiff.....	30
8.2.3	Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft-soft 1.....	33
8.2.4	Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft 2	36
9.	Diagrama de Campbell	38
10.	Curva de potencia estática	40
11.	Control de los aerogeneradores.....	43
11.1	Control de par-velocidad.....	43
11.2	Control de pitch.....	45
11.3	Control de reducción de cargas.....	47
11.3.1	Elaboración del control	47
12.	Cálculo de la fatiga	52

12.1	Postproceso.....	52
13.	Simulaciones y resultados.....	54
13.1	Simulaciones de la torre 0.3436 Hz.....	54
13.1.1	Resultados.....	68
13.1.2	Cálculo del Pitch Rate.....	70
13.1.3	Conclusión.....	71
13.2	Simulaciones de la torre soft-soft 2 0.1226 Hz.....	72
13.2.1	Resultados.....	89
13.2.2	Cálculo de Pitch Rate:.....	91
13.2.3	Conclusión.....	92
13.3	Simulaciones de la torre soft 1 0.1860 Hz.....	93
13.3.1	Resultados.....	109
13.3.1	Cálculo de pitch rate:.....	111
13.3.2	Conclusión.....	111
14.	Conclusiones generales del trabajo.....	112
15.	Futuros trabajos.....	112
16.	Bibliografía.....	113

1. Objetivo del trabajo

Hoy en día se están diseñando cada vez aerogeneradores más altos, intentado conseguir turbinas con mayores potencias. Además de esto, para poder disminuir el precio de la torre, que es uno de los componentes más caros de un aerogenerador, se intentan buscar otros materiales más baratos o de menor calidad. Normalmente, esto implica que cada vez tenemos torres más altas que a su vez son torres más blandas. La problemática que tienen estas torres viene de la mano de las diferentes frecuencias naturales de estas.

Estos cambios en las torres consiguen que cada vez tengamos frecuencias más bajas, sobre todo cuando hablamos de las primeras frecuencias naturales de la torre. Ya que para poder conseguir este tipo de torres cada vez se diseñan con menor rigideces.

El propio amortiguamiento estructural de la torre, normalmente suele ser bajo y el hecho de que estas frecuencias cada vez sean más bajas implica que entramos en zonas donde las torres empiezan a vibrar. Estas vibraciones, en algunos casos pueden llegar al colapso de la torre.

Para que esto no ocurra, existen diferentes tipos de amortiguadores que se usan para amortiguar los diferentes modos de vibración. Estos amortiguadores, se suelen clasificar en amortiguadores pasivos y activos. Como amortiguadores pasivos, podemos encontrar desde masas sintonizadas hasta péndulos, y para conseguir el control activo se suelen usar componentes como el pitch para ganar amortiguamiento aerodinámico y así conseguir amortiguar los modos de vibración mediante el control.

El objetivo principal del trabajo es diseñar un control activo de torre para conseguir bajar las cargas en esta, amortiguando el primer modo de vibración. Este control se aplicará a torres soft-soft y a torres soft-stiff para que de esta forma consigamos una comparativa de cómo funciona el control en los diferentes tipos de torre.

2. Introducción

Como se ha explicado en el objetivo del trabajo, en este proyecto se va a realizar un control activo de amortiguamiento del primer modo de vibración, fore-aft, para conseguir bajar las cargas.

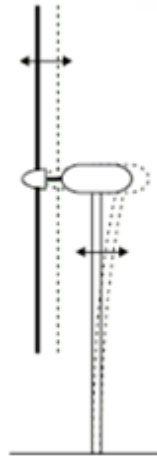


Figura 0: Modo de vibración Fore-aft en un aerogenerador

Hay varias teorías que hacen referencia a este tipo de control. En este trabajo se va a seguir la teoría de *Bossanyi [3]*, la cual explicaremos a continuación.

Según esta teoría habría dos formas de controlar el modo de vibración fore aft. La primera y la que se va a seguir en este trabajo consiste en incorporar un acelerómetro en punta de torre.

Con este acelerómetro conseguiremos medir la aceleración en punta de torre, que será un indicador directo de la excitación del primer modo de vibración.

Obteniendo la medición de la aceleración, podemos obtener la medición de la velocidad. Con esta velocidad y siguiendo la siguiente formulación y lo que se va a ir viendo en el proyecto:

$$Mx \ddot{+} D\dot{x} + Kx = (F + \partial F)$$
$$\partial F = -Dp\dot{x}; \partial F = \frac{\partial F}{\partial \beta} \partial \beta = -Dp \dot{x}; \partial \beta = \frac{-Dp}{\partial F / \partial \beta} \dot{x}$$

Se diseñará un control con una ganancia variable. Siguiendo las ecuaciones anteriores, se puede ver que con la ganancia variable la velocidad y una amortiguamiento adicional, obtendremos una variación de pitch. Esta variación de pitch se la añadiremos al pitch que conseguimos del control de pitch, para así conseguir más amortiguamiento aerodinámico y frenar este movimiento. Esto afectará directamente a las cargas de fatiga en la torre.

Además según la teoría de *Bossanyi [3]* existe una segunda forma de actuar sobre el pitch. Se propone implementar un filtro de Kalman para poder identificar el estado en el que estamos en cada momento y de esta forma, actuar según este estado. Esto no se va a implementar en el siguiente proyecto.

Para poder llevar a cabo el control, primero de todo vamos a hacer una introducción a las partes generales de un aerogenerador y después se irá explicando lo realizado en el trabajo.

3. Descripción de los componentes de un aerogenerador

Para poder realizar y entender bien un trabajo de este tipo, es importante saber de qué está compuesto un aerogenerador. Para eso, a continuación, veremos los diferentes tipos de aerogeneradores que tenemos hoy en día y daremos una explicación de los componentes de estos:

3.1 Tipos de rotores

Las turbinas eólicas son dispositivos mecánicos diseñados específicamente para la conversión de parte de la energía cinética del viento en energía mecánica utilizable. A lo largo del tiempo, han sido creados diferentes diseños. Muchos de ellos constan de un rotor que gira alrededor de un eje impulsado por fuerzas que vienen de la interacción del viento. Dependiendo de la posición del rotor, las turbinas eólicas están clasificadas en ejes verticales y ejes horizontales.

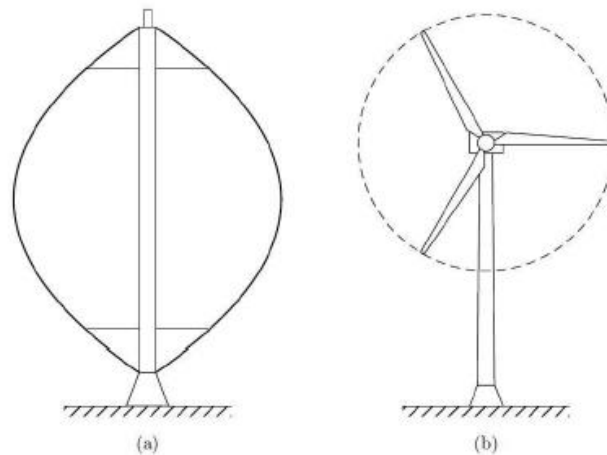


Figura 1: (a) turbina eólica de eje vertical (b) turbina eólica de eje horizontal.

En la turbina eólica de eje vertical, el generador y los dispositivos de transmisión están localizados en el suelo. Pero, el eje vertical tiene muchas pérdidas de energía capturada debido a que la captación del viento es baja.

Sin embargo, la mayoría de turbinas de la actualidad son de eje horizontal con rotores de dos o tres palas. Esta vez, el rotor está colocado en lo alto de la torre donde el viento tiene más energía y menos turbulencia. Además, en lo alto de la torre se encuentran el generador y los dispositivos de transmisión, todos estos dentro de lo que comúnmente llamamos góndola.

Un mecanismo permite girar al rotor y a la góndola, y así en condiciones normales, el rotor está orientado de cara a la dirección del viento con el objetivo de capturar la máxima energía posible.

La utilización de rotores de tres palas dominan en el mercado de eje horizontal. Estas tiene la ventaja de que el momento de inercia del rotor es más fácil de entender y de manejar frente al momento de inercia de las turbinas de dos palas. Además las turbinas de tres palas son atribuidas a una estética visual y un nivel de ruido menos que las turbinas de dos palas. Sin embargo las turbinas eólicas de dos palas tienen la ventaja del ligero peso soportado por la estructura de la torre, además de costes más bajos.

Los rotores de dos palas, al ser más ligeros, permiten llegar a velocidades de giro superiores a los rotores de tres palas. Sin embargo, el rendimiento aerodinámico observado en los rotores de tres palas en función de la relación de la velocidad específica (λ) es superior.

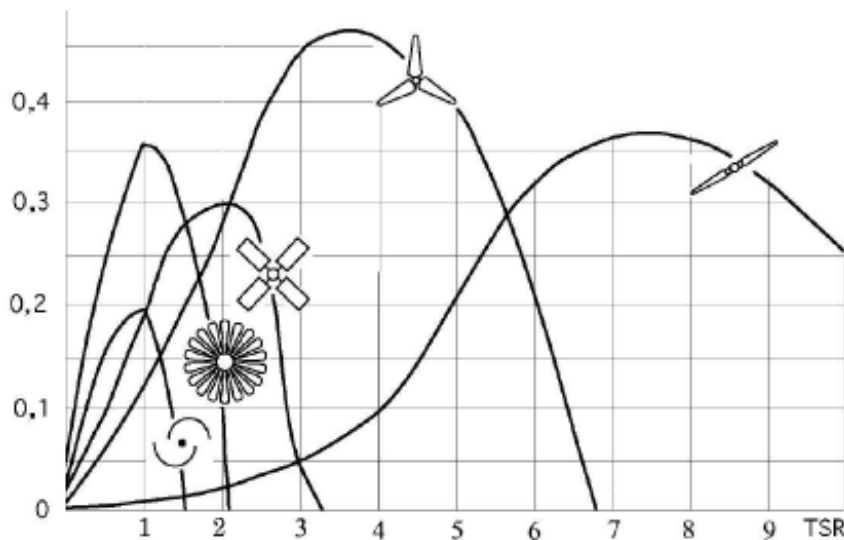


Figura 2: Rendimiento aerodinámico d las turbinas eólicas.

Por norma general, hoy en día se diseñan rotores de eje vertical tripalas.

3.2 Pala

Su función principal es aerodinámica. A partir del flujo de viento que atraviesa el rotor genera el movimiento de giro y el par mecánico que moverá el generador para finalmente obtener energía.

Una turbina eólica de eje horizontal se puede modelar como un disco actuador, este modelo está basado en la teoría del momento. La turbina es considerada como un disco actuador, lo que se comporta como un dispositivo capaz de extraer energía a partir del viento.

3.2.1 Aerodinámica de una turbina de eje horizontal

La aerodinámica de la turbina describe las fuerzas desarrolladas en una turbina eólica por un flujo de aire. Las dos mejores aproximaciones para llegar a obtener los modelos

aerodinámicos de turbinas eólicas son los de la teoría del disco actuador y la teoría del elemento de pala. El primero explica en un simple modo el proceso de extracción de energía. El segundo estudia las fuerzas producidas por el flujo de aire en los elementos de pala. Esta teoría es adecuada para explicar el fenómeno aerodinámico tal como la pérdida o bien el estudio de las cargas aerodinámicas.

3.2.1.1 Teoría del Disco Actuador

Una turbina eólica de eje horizontal se puede modelar como un disco actuador, este modelo está basado en la teoría del momento. La turbina es considerada como un disco actuador, lo que se comporta como un dispositivo capaz de extraer energía a partir del viento. Se considera que el disco está dentro de un flujo de aire. Las secciones A_∞ y $A_{-\infty}$ están suficientemente separadas de A_D para que el flujo sea paralelo al viento incidente y presión uniforme e igual a la de ambiente. Además, A_∞ es exageradamente menor que A_D . El aire pasa a través del disco sufriendo un descenso de la velocidad.

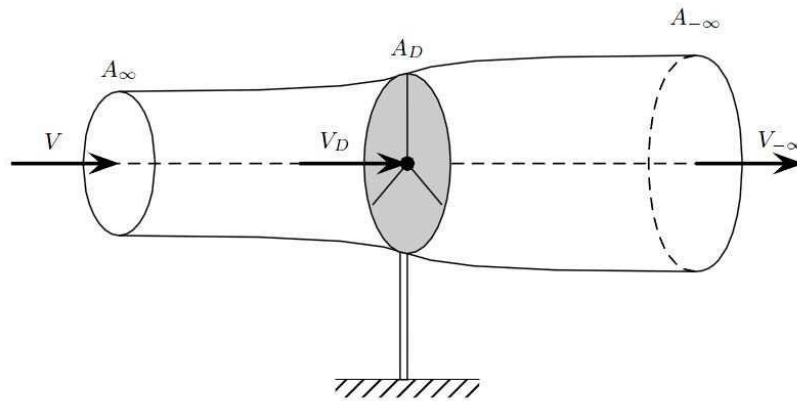


Figura 3: Disco actuador. Teoría del momento.

De ahí, la fuerza desarrollada por el disco actuador en el flujo de aire incidente de la velocidad total reduce la masa del flujo nominal:

$$v_{wD} = (1 - a)v_w,$$

Donde a es definido como el factor de interferencia del flujo axial.

Aplicando la ecuación de Bernoulli se obtiene el descenso de presión a través del disco:

$$v_{w-\infty} = (1 - 2a)v_w.$$

Conocidas las velocidades en ambas partes del disco es posible el cálculo de la potencia extraída por el disco actuador como la diferencia entre la energía cinética del viento a la entrada y a la salida:

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} (v_{w_\infty}^2 - v_{w_{-\infty}}^2)$$

El flujo másico que atraviesa el disco actuador:

$$\dot{m} = \rho\pi R^2 w_{v\infty}$$

Operando la ecuación de la energía cinética y metiendo el flujo másico y dejándolo en función del viento incidente:

$$P_d = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v_{w\infty}^3 4a(1-a)^2$$

Donde, un camino típico para caracterizar la capacidad de capturar energía en una turbina eólica es el coeficiente de potencia, definido como el ratio de la potencia extraída y la potencia del viento:

$$C_P \triangleq \frac{P_d}{P_{v_w}}$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores tenemos, el coeficiente de potencia queda:

$$C_P = 4a(1-a)^2$$

3.2.1.2 El límite de Betz

El máximo valor alcanzable para C_P , conocido como el límite de Betz, es $C_{Pmax} = 16/32=0.593$ y se encuentra para un valor de $a = 1/3$. Este valor es el valor máximo que un aerogenerador puede convertir de energía cinética a energía mecánica. Este límite se aplica para cualquier tipo de turbina eólica, incluso para turbinas de eje vertical aunque la derivación sea diferente. El coeficiente de potencia de turbinas eólicas comerciales modernas alcanza valores sobre 0.45, debajo del límite teórico, aunque los mejores valores han sido presentados para diseños particulares. El coeficiente de potencia es, normalmente, provisto por los fabricantes. Sin embargo estos datos no se consiguen como función del parámetro de interferencia a , pero es una función de λ y ángulo de pitch.

3.2.1.3 Teoría del elemento de pala (Blade Element Momentum, BEM)

La teoría del elemento de pala es usada para obtener expresiones del desarrollo de par, potencia capturada y fuerza axial experimentada por la turbina. Esta teoría está basada en el análisis de cargas aerodinámicas aplicadas a un elemento de pala radial de longitud infinitesimal. Para llevar a cabo el análisis, la pala se divide en varios elementos más pequeños (entre diez y veinte). Cada elemento tiene un perfil alar con diferentes características: cuerda c , ángulo de giro β_p y distancia al buje. Esto implica que existan distintas velocidades inducidas de forma axial y tangencial.

En la siguiente figura se ve el corte transversal del elemento de pala visto desde la punta de la pala. También se puede ver las fuerzas aerodinámicas en la actuación sobre el elemento de pala:

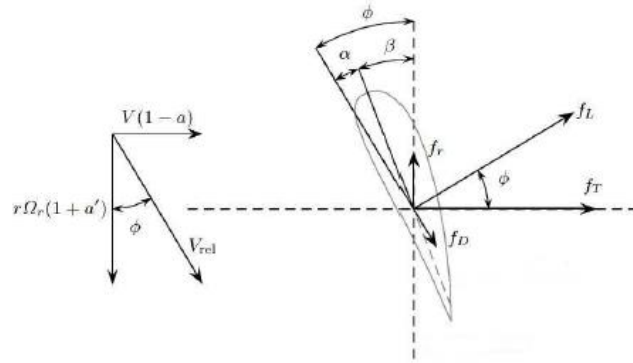


Figura 4: Fuerzas aerodinámicas de actuación..

El cálculo consiste en la obtención de los valores de a y a' para cada elemento y a partir de entonces, el módulo y argumento respecto a la dirección del viento de la velocidad inducida W . La velocidad inducida, sumada a la del viento da como resultado la velocidad relativa V_{rel} y su ángulo es igual a ϕ para ángulos pequeños de ataque:

$$V_{rel} = \sqrt{(1-a)^2 + \left(\frac{r\omega_t}{v_w}(1+a')\right)^2}$$

$$\tan(\phi) = \frac{v_w}{\omega_t r} \frac{1-a}{1+a'}$$

Además se puede calcular las dos fuerzas que aparecen sobre el perfil perteneciente a la sustentación f_L y al arrastre f_D :

$$f_L = \frac{\rho c}{2} v_{w_{rel}}^2 C_L(\alpha)$$

$$f_D = \frac{\rho c}{2} v_{w_{rel}}^2 C_D(\alpha)$$

Los coeficientes de sustentación y arrastre son conocidos para cada perfil alar normalizado. Solamente depende del ángulo de ataque γ que se calcula como:

$$\gamma = \phi - \beta$$

Donde ϕ es el ángulo entre la dirección del flujo local y el plano del rotor. El ángulo de pitch β es medido entre el borde fino y el plano del rotor.

La siguiente figura muestra la forma típica de los coeficientes de sustentación y arrastre de un plano aerodinámico. Para ángulos de ataque bajos, se observa que C_L incrementa γ , mientras que C_D se mantiene constante y muy bajo. Sin embargo, alrededor de $\gamma=13^\circ$ ocurre un cambio muy brusco. Cuando el ángulo de ataque excede ese valor crítico, el flujo de aire no es laminar y se separa desde la parte superior del plano aerodinámico. Bajo estas condiciones, se dice que el plano entra en pérdida aerodinámica:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

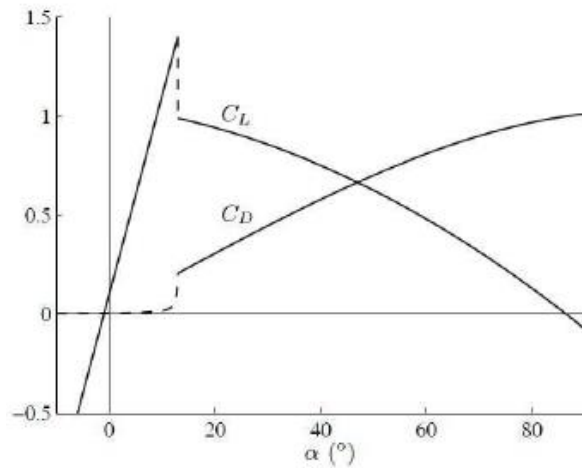


Figura 5: Coeficientes de sustentación y arrastre.

3.2.2 Características de las palas

Actualmente se utilizan diseños de 60-90 metros de longitud, que hacen tener rotores de 80-120 metros de diámetro. Este tamaño en las palas supone un reto en los procesos de transporte e instalación:



Figura 6: Transporte de una pala.

El coste de fabricación de estas es muy caro ya que se requiere de fibras, moldes, etc. Normalmente las palas están fabricadas de materiales compuestos como son la fibra de vidrio o de carbono, recubiertas con resinas epoxi o poliéster.

Además suelen llevar una estructura de madera como refuerzo o espuma.

3.3 Buje

Este elemento es el responsable de la unión de las palas, mediante sistemas de bridas y pernos. Sirve para conectar el rotor al eje de giro del tren de potencia. Esta pieza normalmente se fabrica en fundición de hierro y tiene el siguiente aspecto:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

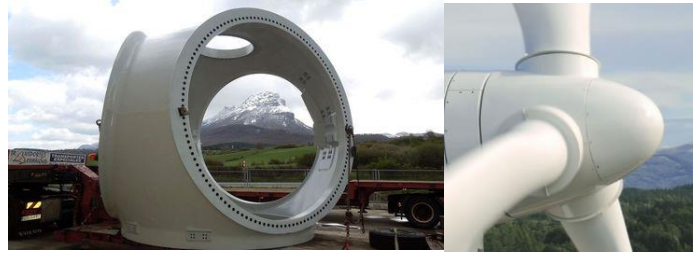


Figura 7 : Buje.

3.4 Sistema de pitch

Permite cambiar el ángulo de ataque de las palas para regular la potencia extraída del viento en cada instante, también cumple la función de freno aerodinámico ya que gracias a este componente podemos encararnos al viento para que coja más velocidad o llevar la pala a bandera para que la menor superficie esté expuesta al viento y de esta manera conseguir frenar el rotor.

Generalmente funciona con actuadores eléctricos o hidráulicos y según el diseño de la góndola puede ir alojada en el buje o en las palas. Que sea eléctrico significa que existirá un motor que haga mover el pitch según lo que se le mande.

Pitch eléctrico:



Figura 8: Pitch eléctrico.

Pitch hidráulico:



Figura 9 : Pitch hidráulico

3.5 Nacelle

Los elementos que contiene la nacelle son: el tren de potencia, sistema de orientación, anemómetro y sistema pararrayos.

El tren de potencia es el que se ocupa de transformar la potencia mecánica en eléctrica. Para ello, necesitamos todos estos componentes: Ejes de rotación, multiplicadora o generador.

La función estructural que tiene es la de soportar todos los elementos que contienen y además tiene que transmitir las cargas generadas por el rotor directamente a la torre.

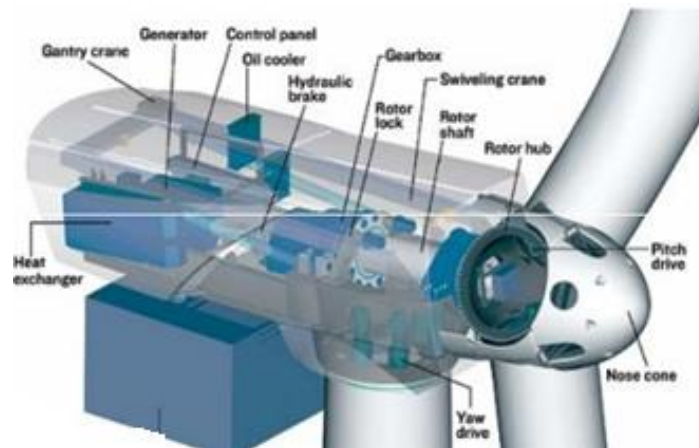


Figura 10: Nacelle.

3.6 Torre

Es el componente estructural principal de los aerogeneradores. Normalmente para este componente se utilizan materiales como el acero, el hormigón o una mezcla entre los dos.

Suele haber dos tipos de torres: las tubulares y las de celosía.



Figura 11: (a) Torre tubular. (b) torre en celosía.

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

Las más utilizadas hoy en día son las torres tubulares. Normalmente estas se construyen por tramos y se unen mediante bridas debido a que tienen bastantes limitaciones de dimensiones para el transporte.

Dentro de las torres tenemos elementos como: Escalera y ascensor para subir a la góndola y cableado eléctrico para evacuar la electricidad del generador

3.7 Cimentación

Es una estructura de hormigón a la que se le une la torre, cuya misión es transmitir las cargas del aerogenerador a suelo. Las cimentaciones de los aerogeneradores suelen tener formas poligonales tendiendo a circulares:



Figura 12: Cimentación

4. Energía del viento

La energía cinética es la encargada de excitar la turbina eólica para la extracción de energía. Esta extracción depende de la densidad, del área que abarca y de la velocidad del viento.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

La energía disponible en el viento es obtenida por la integración de la ecuación durante un intervalo de tiempo T_p :

$$P = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{T_p} v^3$$

Las velocidades de viento altas van a contener mayor cantidad de energía que las velocidades de viento bajas, es debido a la relación cúbica existente entre la velocidad y la potencia.

4.1 Turbulencia

Por definición, la turbulencia incluye todo tipo de fluctuaciones en velocidades de viento con frecuencias por encima del espectro de *van der Hooven*.

La turbulencia del viento dada por un punto en el espacio es descrito por medio del espectro de potencia. Dos modelos generalmente aceptados son el modelo de *von Karman* y el modelo de *Kaimal*.

$$\phi(w) = \frac{Kv}{(1+(wTv)^2)^{5/6}} \quad \text{Von Karman}$$

$$\phi(w) = \frac{Kv}{(1+wTv)^{5/3}} \quad \text{Kaimal}$$

Estos modelos están parametrizados por las constantes T_v y K_v . La constante T_v determina el ancho de banda de la frecuencia de la turbulencia mientras que K_v se asocia con la potencia de la turbulencia. En el dominio del tiempo T_v es también una medida del tiempo de correlación en la turbulencia. Ambos parámetros dependen de la velocidad media del viento además de la topografía del terreno.

4.2 Modelo del viento

Existen diferentes tipos de viento que son necesarios utilizar para simular una turbina. A la hora de diseñar una turbina existe una normativa la cual tenemos que seguir. Esta norma es la norma **IEC**, y dentro de ésta vienen definidos todas las clases de vientos que tenemos que tener en cuenta a la hora de diseñar una turbina:

Campo de viento uniforme. El campo de viento cubre todo el espacio que ocupan las palas del aerogenerador donde la intensidad de 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 y en la parte inferior la de intensidad del viento no es igual. Si tenemos cortadura positiva, en la parte superior del campo tendremos mayor intensidad del viento mientras que si tenemos cortadura negativa tendremos menos intensidad de viento en la parte superior que en la parte inferior.

Existen diferentes modelos de viento con perturbación o ráfaga, incluso diferentes modelos de viento turbulento. A continuación, vamos a explicar algunos de ellos:

- **NWP (Normal Wind Profile).**

En este perfil de viento la $V(z)$ denota la velocidad media del viento como una función de la altura, encima de la tierra. En el caso de estándar de las clases (como nuestro caso), el perfil de velocidad de viento normal será asumido para ser dado según la ley de potencias:

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^a$$

El exponente de la ley de potencia a , será asumido para ser 0.2.

- **NTM (Normal Turbulent Model)**

Este perfil de viento denota variaciones estocásticas en la velocidad de viento del promedio de 10 minutos. El modelo de la turbulencia incluirá los efectos de velocidad de viento que varía, variando la dirección y el muestro rotatorio. Deben satisfacer la siguiente fórmula:

$$\sigma_1 = I_{15} \frac{(15m/s + aV_{hub})}{a+1}$$

- **ECD (Extreme coherent gust with direction change)**

Estos vientos son una ráfaga extrema. Su principal característica es que cambian de velocidad y de dirección al mismo tiempo. Estas ráfagas vienen definidas en la norma.

- **EOG50 (Extreme operating gust)**

Estos vientos también son ráfagas extremas. Es una ráfaga que al principio baja de velocidad pero acto seguido sube la velocidad bruscamente. Estas ráfagas también vienen definidas en la norma.

- **EWM (Extreme wind model).**

Este viento es un modelo extremo de viento. La gran diferencia de estos vientos es que la cortadura es de 0.11. Estos vientos son los llamados vientos de tormenta.

En este trabajo se van a utilizar los vientos NTM (Normal turbulent model) con modelo de turbulencia de Kaimal. Todos estos modelos de vientos vienen definidos en la norma IEC 61400.

Los diferentes vientos para simular este trabajo se han realizado mediante las siguientes herramientas:

- TurbSim v1.06.00. Para generar casos turbulentos de viento.(NTM)
- IECWind v412. Para generar casos de viento extremos que no son turbulentos. (EDC,EOG50)
- Deterministas. No hace falta simulador. Se definen mediante la velocidad de viento horizontal.(NWP)

Los perfiles de viento más complicados son los perfiles de viento turbulentos. Para la creación de estos se ha hecho uso de un software llamado TurbSim_v1.06.00. Este programa permite la integración con FAST y tiene una gran variedad en la configuración para la generación del modelo del campo de viento.

Los parámetros más importantes que el programa permite ajustar son la altura, velocidad y dirección de viento, rejilla de resolución para el campo, además de la inclusión de turbulencia y su amplitud.

Para la evaluación de vida de un aerogenerador, han de crearse diferentes campos de vientos, con y sin turbulencia, a distintas velocidades de viento creando así diferentes escenarios.

5. Normativa

La normativa que se usa para el diseño de los aerogeneradores es la siguiente: IEC61400. Existen diferentes ediciones de la norma: Edición 2, Edición 3 pero próximamente tendremos en vigor la Edición 4.

Las diferentes empresas que se dedican al diseño de aerogeneradores utilizan diferentes versiones. En este trabajo, vamos a seguir la edición 2 de la norma.

Como características principales, la edición 2 y la edición 3 se diferencian por la definición de los propios casos de carga.

En la edición 2 de la norma, tanto para extrema como para fatiga, los casos de carga mayoritariamente son deterministas, mientras que en la edición 3, la mayoría de los casos de carga son turbulentos. Esto hace que según con qué edición estés trabajando, diseñes tu máquina bajo unos casos de carga u otros.

Como ya se ha comentado, en este proyecto se va a utilizar la edición 2 de la norma. El objeto principal del trabajo es reducir las cargas de fatiga del aerogenerador en la torre, por lo tanto, solo vamos a simular la parte de la fatiga dejando la parte de extremas a un lado.

La edición 2 define los casos de fatiga de la siguiente forma:

Design situation	DLC	Wind condition	Type of analysis
Power production	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	F
Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	F
Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	F
Parked (standing still or idling)	6.2	NTM $V_{hub} > 0.7 * V_{ref}$	F

Tabla 1: Casos de carga Edición 2.

Además de la definición de casos, la norma hace una clasificación por clases. Se pretende que las clases definan las características del emplazamiento y son las siguientes:

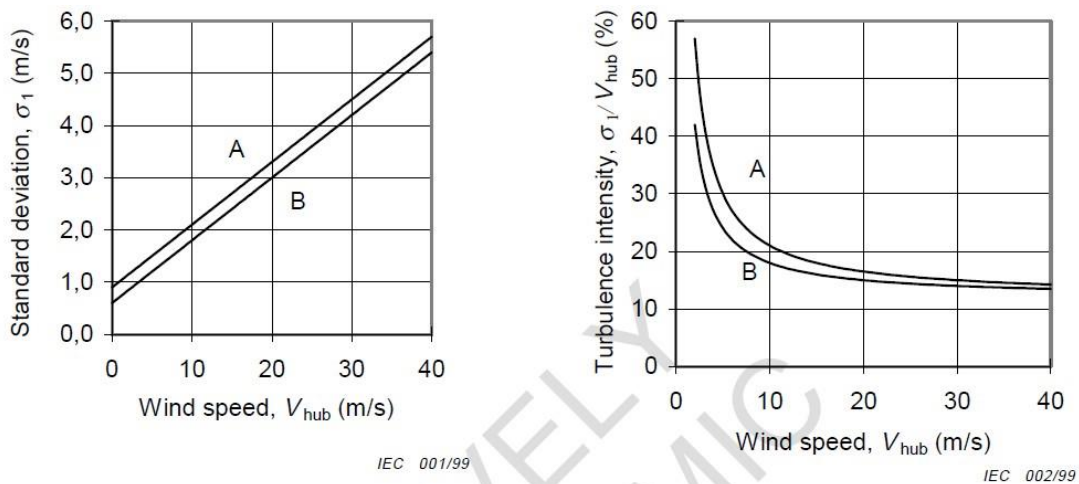
WTGS class	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Values to be specified by the designer
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
A I_{15} (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a (-)	2	2	2	2	
B I_{15} (-)	0,16	0,16	0,16	0,16	
a (-)	3	3	3	3	

Tabla 2: Parámetros básico para las turbinas de viento según norma

La turbina que se va a utilizar en el proyecto, está definida como una máquina de clase IIA, por lo tanto la velocidad de referencia del parque (V_{ref}) va a ser de 42.5 m/s, la velocidad media del parque (V_{ave}) va a ser de 8.5 m/s, y las intensidades de turbulencia, como es clase A, la norma define que a 15m/s la turbulencia tiene que ser de 0.18 y el factor de forma de la función Weibull (a) va a ser 2.

La intensidad de turbulencia viene definida por:

$$I_t = \sigma / V_{hub}$$



IEC 001/99

IEC 002/99

Figura 13: Intensidades de turbulencia

Al ser un emplazamiento de clase A, para la misma velocidad de viento podemos ver que tanto la desviación estándar como la intensidad de turbulencia son superiores que las de clase B. Además en el segundo gráfico podemos ver como los emplazamientos

de clase B, a altas velocidades tienen prácticamente la misma intensidad de turbulencia que las de clase A pero la gran diferencia viene a velocidades inferiores de 10 m/s, donde podemos ver que los emplazamientos de clase A tienen una intensidad de turbulencia notablemente mayor.

Que el viento sea más turbulento va suponer que vientos más enérgicos, lo que supondrá mayores cargas.

Además de la turbulencia, para las simulaciones de un trabajo de cargas de una turbina, como inputs de viento necesitaremos: intensidades de turbulencia a diferentes velocidades, up-flow, cortadura y densidad.

Las intensidades de turbulencia de norma están definidas en los gráficos que se acaban de presentar. Los demás valores según la norma se representan a continuación:

Parámetros	Valor	Unidades
Up flow	8	°
Shear	0.2	
Density	1.225	kg/m ³

Tabla 3: Condiciones de norma

6. Definición de la turbina utilizada

La turbina que vamos a utilizar en este proyecto es una turbina de 5MW de potencia nominal y de eje vertical con tres palas. Usaremos el programa FAST para simular los diferentes escenarios. Este programa es un programa libre que se puede encontrar en la página de ENREL.

Las características generales de la turbina son las siguientes:

Datos generales		
Potencia nominal	5MW	
Clase	IIA	
Diámetro rotor	126	m
Diámetro buje	3	m
Altura buje	90	m
Velocidad de arranque	3	m/s
Velocidad de viento nominal	11.4	m/s
Velocidad de corte	25	m/s

Tabla 4: Características generales de la turbina

En la siguiente figura podemos ver las diferentes cotas de la nacelle:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

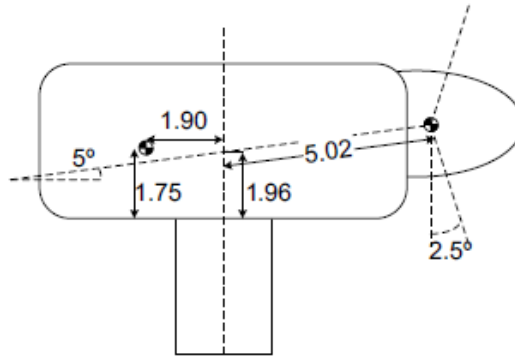


Figura 14: Cotas de la Nacelle

A continuación tenemos los datos de masas e inercias de la turbina:

Masas e inercias		
Masa nacelle (*)	240	Tn
Masa buje	56.8	Tn
Inercia Nacelle	2607893	kg.m2
Inercia Generador y eje alta	534	kg.m2
Inercia Buje	115925	kg.m2

Tabla 5: Masas e inercias de la turbina

(*) incluye masa rodamiento de yaw

Y en la siguiente tabla podemos encontrar los datos del tren de potencia y sistema de yaw:

Tren de potencia y sistema yaw		
Velocidad nominal rotor	12.1	rpm
Velocidad nominal generador	1173.7	rpm
Eficiencia de generador	94.4	%
Par de frenada max.	281162000	Nm
Tiempo frenada max.	0.6	s
Rigidez torsional equivalente	8.87637E+11	Nm/rad
Amortiguamiento torsional equivalente	6215399000	Nm/(rad.s)
Rigidez torsional yaw	9028320000	Nm/rad
Amortiguamiento torsional yaw	19160000	Nm/(rad.s)

Tabla 6: Datos de tren de potencia y sistema de yaw

Para modelizar la torre seguiremos las siguientes distribuciones:

- **Distribución de masa:** $m(x) = -3054.6x + 5502.6$
 - **Distribución de rigidez a flexión:** $EI(x) = 3e11x^2 - 8e11x + 6e11$
 - **Distribución de rigidez torsional:** $GJ(x) = 2e11x^2 - 6e11x + 5e11$
- ($x \in [0,1]$: Fracción de longitud de torre)

La torre tiene una forma troncocónica con las siguientes características:

- **Diámetro máximo:** 6m
- **Diámetro mínimo:** 3.87m

7. Sistemas de referencia

Para poder analizar los diferentes componentes del aerogenerador tenemos que sacar las diferentes cargas en los diferentes componentes. Para ello, vamos a definir el sistema de referencia que vamos a usar. Como son muchos los componentes del aerogenerador, no nos basta con definir un sistema de coordenadas para toda la máquina. Según las cargas que queramos medir, tendremos unos sistemas u otros. Todas las simulaciones de este trabajo se van a realizar gracias al programa FAST. Este programa tiene definidos los diferentes sistemas de referencia. A continuación vamos a exponerlos:

▪ **Sistema de referencia Tower-Base.**

Este sistema de coordenadas está fijado en la base de la torre. Lo usaremos cuando queramos sacar cargas en las diferentes secciones de la torre. Cuando el ángulo de yaw de la nacelle es 0° , el eje x de este sistema de referencia está alineado con la nacelle. Apunta horizontalmente en la dirección del viento. El eje y está definido en el lado de la izquierda cuando miramos en la dirección de viento nominal. El eje z es el que va longitudinalmente a lo largo de la torre:



Figura 15: Sistema de referencia Tower-Base

▪ **Tower-Top/Base-Plate Coordinate System**

Este sistema de referencia está fijo al tower top de la torre, se traslada y rota con la nacelle. El eje x va en dirección del eje x del sistema de referencia de la torre cuando esta no flexa. El eje y también va en dirección del eje y del sistema de referencia de la torre cuando esta no flexa. Y el eje z está alineado también con el eje z del sistema de referencia de la torre cuando esta no flexa.

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

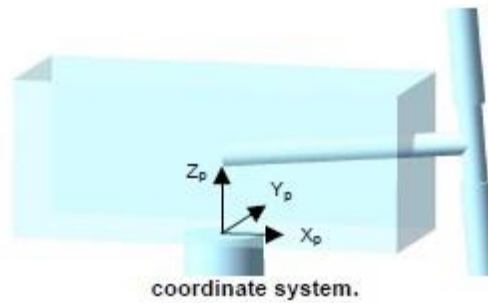


Figura 16: Sistema de referencia Tower-Tpr/Base-Plate

▪ **Sistema de referencia Nacelle/Yaw**

Este sistema de referencia rota y se traslada con el tower top y con el yaw de la nacelle. El eje x apunta horizontalmente a la misma dirección que el viento, mientras que el eje y apunta a la izquierda cuando miramos en la dirección del viento. El eje z es coaxial con el eje tower/yaw.

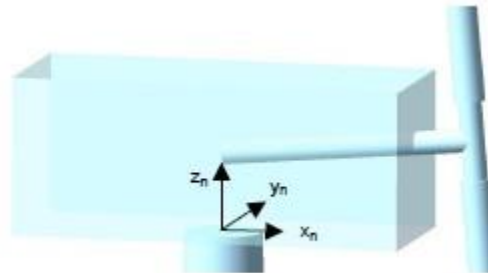


Figura 17 Sistema de referencia Nacelle/Yaw

▪ **Sistema de coordenadas del eje**

Este sistema de coordenadas no rota con el rotor, pero se traslada y rota con la torre y el sistema de yaw.

El eje x es el que va en la misma dirección del eje en la misma dirección que la dirección del viento. El eje y apunta a la izquierda de este si lo miramos desde el final de la góndola en la dirección nominal del viento. Y el z eje es ortogonal con el eje x e y

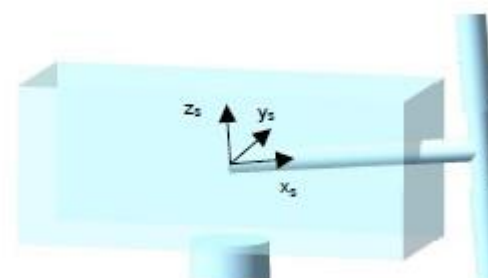


Figura 18: Sistema de coordenadas eje

▪ **Sistema de coordenadas de azimuth**

Está localizado en el origen del sistema de coordenadas del eje, pero este rota con el rotor. Cuando la pala 1 está arriba, el sistema de coordenadas del eje y el del azimuth, son paralelos. En rotor de 3 palas, las pala 3 está delante de la pala 2, que a su vez está por delante de la pala 1. Por tanto el orden de las palas con un azimuth dado es de 3-2-1.

▪ **Sistema de coordenadas del buje**

Este sistema de coordenadas rota con el rotor. El eje x apunta a la línea del centro del eje en la dirección nominal del viento. El eje y es ortogonal con el eje x y z. Y el eje z es perpendicular a la línea del centro del eje, con el mismo azimuth que la pala 1.

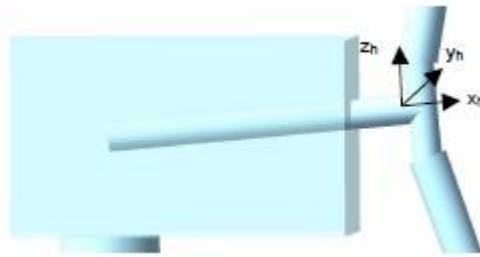


Figura 19: Sistema de coordenadas buje

▪ **Coned Sistema de coordenadas.**

Hay un sistema de coordenadas llamado coned para las palas que rotan con el rotor. El sistema no tiene ángulo de pitch con las palas. El eje x es ortogonal con el eje z e y. El eje y apunta hacia el borde de salida si los ángulos pitch y twist son cero, y paralelo a la cuerda de la pala. El eje z a lo largo del eje del pitch hacia la punta de la pala.



Figura 20: Coned sistema de coordenadas

▪ **Sistema de coordenadas de la pala**

Es el mismo sistema de referencia que el anterior (coned) pero su origen es la raíz de la pala. El eje x es ortogonal con el eje z e y. El eje y es paralelo a la cuerda de la pala en la estación de twist cero. El eje z es a lo largo del eje pitch hacia la

punta de la pala. Cuando pedimos cargas en la pala, es un sistema de coordenadas locales similar al sistema de pala estándar. Pero el eje x y el eje y están alineados con los eje principales ocales y los sistemas de coordenadas locales se orientan con la pala flectada.

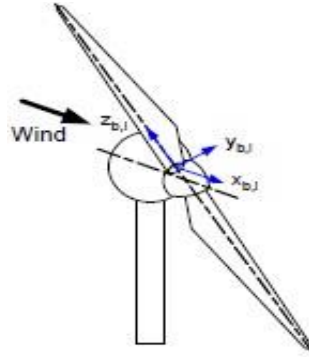


Figura 21: Sistema de coordenadas pala

8. Formas modales y frecuencias naturales de elementos flexibles

En este apartado analizaremos las formas modales y las frecuencias naturales de la pala y la torre. Para ello, utilizaremos un programa llamado Modes que se nos facilita con FAST. Gracias a este programa y suministrándole propiedades de ambos elementos sacaremos las frecuencias naturales de ambos elementos y dibujaremos sus modos.

8.1 Pala

8.1.1 Definición de la pala

La pala vendrá definida por varias variables. Estas variables son: Twist, densidad, rigidez de edge y rigidez de flap. Cambiando estas variables se podrá cambiar la definición estructural de esta, y así poder hacer diferentes simulaciones con diferentes tipos de palas. En este proyecto se va a usar una pala que viene definida con las siguientes características estructurales:

Fracc	Twist deg	densidad	rigidez de flap	Rigidez de edge
--	Deg	Kg/m	Nm ²	Nm ²
0	13.308	678.935	1.81E+10	1.81E+10
0.00325	13.308	678.935	1.81E+10	1.81E+10
0.01951	13.308	773.363	1.94E+10	1.96E+10
0.03577	13.308	740.55	1.75E+10	1.95E+10
0.05203	13.308	740.042	1.53E+10	1.98E+10
0.06829	13.308	592.496	1.08E+10	1.49E+10
0.08455	13.308	450.275	7.23E+09	1.02E+10
0.10081	13.308	424.054	6.31E+09	9.14E+09

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

0.11707	13.308	400.638	5.53E+09	8.06E+09
0.13335	13.308	382.062	4.98E+09	6.88E+09
0.14959	13.308	399.655	4.94E+09	7.01E+09
0.16585	13.308	426.321	4.69E+09	7.17E+09
0.18211	13.181	416.82	3.95E+09	7.27E+09
0.19837	12.848	406.186	3.39E+09	7.08E+09
0.21465	12.192	381.42	2.93E+09	6.24E+09
0.23089	11.561	352.822	2.57E+09	5.05E+09
0.24715	11.072	349.477	2.39E+09	4.95E+09
0.26341	10.792	346.538	2.27E+09	4.81E+09
0.29595	10.232	339.333	2.05E+09	4.5E+09
0.32846	9.672	330.004	1.83E+09	4.24E+09
0.36098	9.11	321.99	1.59E+09	4E+09
0.3935	8.534	313.82	1.36E+09	3.75E+09
0.42602	7.932	294.734	1.1E+09	3.45E+09
0.45855	7.321	287.12	8.76E+08	3.14E+09
0.49106	6.711	263.343	6.81E+08	2.73E+09
0.52358	6.122	253.207	5.35E+08	2.55E+09
0.5561	5.546	241.666	4.09E+08	2.33E+09
0.58862	4.971	220.638	3.15E+08	1.83E+09
0.62115	4.401	200.293	2.39E+08	1.58E+09
0.65366	3.834	179.404	1.76E+08	1.32E+09
0.68618	3.332	165.094	1.26E+08	1.18E+09
0.7187	2.89	154.411	1.07E+08	1.02E+09
0.75122	2.503	138.935	90900000	7.98E+08
0.78376	2.116	129.555	76300000	7.1E+08
0.81626	1.73	107.264	61100000	5.18E+08
0.84878	1.342	98.776	49500000	4.55E+08
0.8813	0.954	90.248	39400000	3.95E+08
0.89756	0.76	83.001	34700000	3.54E+08
0.91382	0.574	72.906	30400000	3.05E+08
0.93008	0.404	68.772	26500000	2.81E+08
0.93821	0.319	66.264	23800000	2.62E+08
0.94636	0.253	59.34	19600000	1.59E+08
0.95447	0.216	55.914	16000000	1.38E+08
0.9626	0.178	52.484	12800000	1.19E+08
0.97073	0.14	49.114	10100000	1.02E+08
0.97886	0.101	45.818	7550000	85100000
0.98699	0.062	41.669	4600000	64300000
0.99512	0.023	11.453	250000	6610000
1	0	10.319	170000	5010000

Tabla 7. Propiedades perfil aerodinámico

8.1.1.1 Frecuencias naturales y modos de la pala:

Para sacar las frecuencias y modos de vibración de la pala hacemos lo mismo. Pero le pondremos la velocidad de rotor de 12.1rpm. Para definir esta velocidad

giro, normalmente, se pone la que creemos que es más probable. Por eso en nuestro caso hemos escogido 12.1rpm, porque es la velocidad nominal de giro.

Podemos calcular los modos y frecuencias para diferentes zonas de trabajo, cambiando aquí la velocidad de giro. Si ponemos una velocidad de giro de 0 rpm, la pala tiende a rigidizarse. Esto conlleva a que la frecuencia del primer modo cambiará, en concreto, subirá, pero estos resultados serán más representativos de la dinámica a bajas velocidades.

Tenemos la definición estructural de la pala y es necesario meter las fracciones normalizadas, el ángulo de Twist de cada sección, la densidad, rigidez de flap y rigidez de edge de cada sección.

Una vez definida la estructura de la pala, se necesitará hacer un análisis modal para poder ver las frecuencias naturales de esta. Para realizar este análisis, utilizaremos una herramienta llamada Modes v2.22 a la cual le introduciremos como datos de entrada las variables que hemos comentado a lo largo de toda su sección normalizada. Este programa, es un programa propio de NREL. Una vez hecho esto obtendremos los modos y las frecuencias de vibración de la pala. Nos bastará con obtener los primeros dos modos de vibración out-of-plane e in-plane:

Out-of-plane mode shapes					
	Shape 1	Shape 2	Shape 3	Shape 4	Shape 5
	-----	-----	-----	-----	-----
Freq (hz)	0.76	2.1189	5.3311	10.1058	26.7129
x^2	0.0649	-0.5985	0.0224	0.0189	50.3919
x^3	1.7351	1.2985	17.0631	-30.0117	-353.0176
x^4	-3.3446	-15.5321	-53.2257	138.1633	870.9708
x^5	4.8509	29.4501	46.8772	-202.8494	-908.4437
x^6	-2.3063	-13.618	-9.737	95.6789	341.0987

Tabla 8:modos out-of plane

In-plane mode shapes					
	Shape 1	Shape 2	Shape 3	Shape 4	Shape 5
	-----	-----	-----	-----	-----
Freq (hz)	1.1387	4.1695	9.6959	22.5565	35.4771
x^2	0.352	-1.2224	1.8457	-13.3576	21.0818
x^3	2.6	-5.0684	27.8908	68.4758	-161.0719
x^4	-3.695	12.4136	-127.1376	-108.4388	428.189
x^5	2.4593	-3.1916	161.7683	52.7161	-476.3726
x^6	-0.7162	-1.9312	-63.3673	1.6046	189.1737

Tabla 8:modos in plane

A continuación, representaremos las formas modales de los dos primeros modos de vibración in-plane y out-of-plane:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

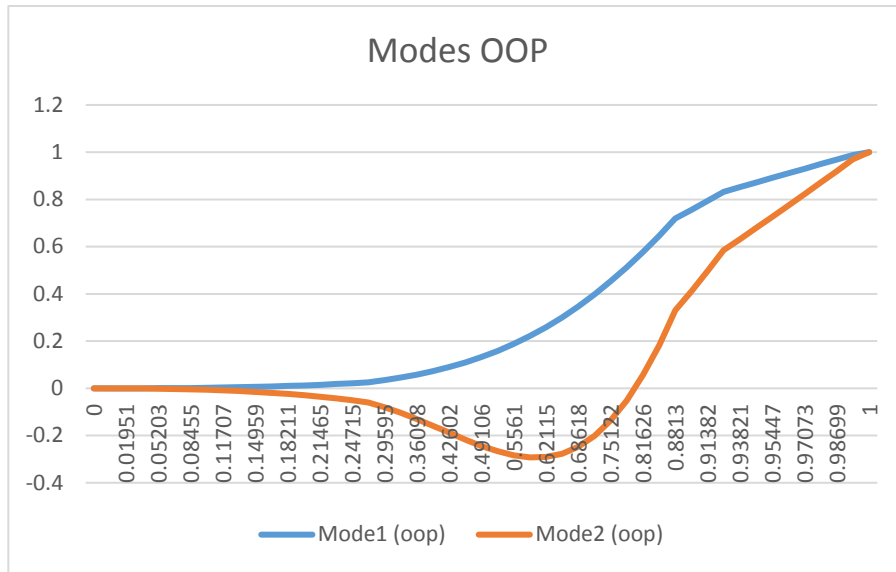


Figura 22 Modos out-of-plane de la pala

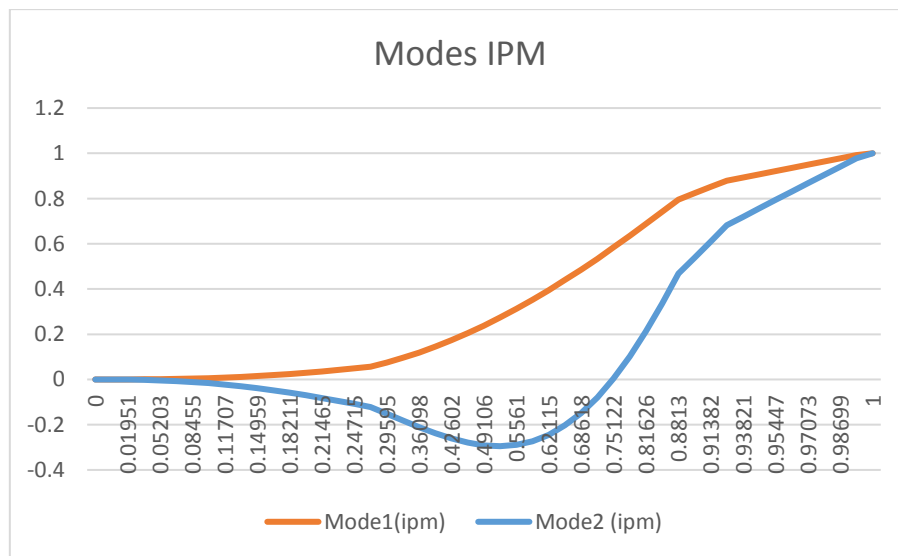


Figura 23: Modos in-plane de la pala

8.2 Torre

En el caso de la torre, definiremos tres tipos de torre según la siguiente clasificación.

En este proyecto, se clasificarán las torres según donde tengamos la primera frecuencia natural de esta ya que normalmente en el mundo de la eólica tenemos 3 tipos de torres: torres soft-soft, torres soft-stiff y torres stiff stiff.

Se le denomina torre stiff-stiff a aquella torre que su primera frecuencia natural esté por encima de la frecuencia 3P del rotor. Por otro lado, se le denomina torre soft-stiff

a aquella torre que su primera frecuencia natural cae entre las frecuencias 1P y 3P, y por último, se les denomina torres soft soft a aquellas torres donde la primera frecuencia natural cae por debajo de la 1P.

La frecuencia 1P, es la frecuencia nominal de giro del rotor. Esta frecuencia se considera excitadora de las demás y además al tener el rotor 3 palas, se multiplica por sus armónico y se consigue la 3P, 6P,9P,...

En este proyecto la frecuencia 1P sería la siguiente:

$$1P = \frac{12.1 \text{ rpm}}{60s} = 0.20167 \text{ Hz}$$

$$3P = 1P \times 3 = 0.6050 \text{ Hz}$$

Si vemos esto dibujado en un diagrama Campbell podremos ver más clara la clasificación:



Figura 24: Clasificación de torres

Dicho esto, en este proyecto vamos a buscar que la primera torre, sea una torre denominada soft-stiff. Las dos torres restantes serán dos torres soft-soft, una con la primera frecuencia de resonancia (frecuencia fore aft), cerca de la frecuencia 1P de la máquina, y la segunda con una frecuencia más baja.

8.2.1 Definición estructural de las torres

Como en el caso de la pala, para calcular los modos y frecuencias utilizamos **Modes_v222**. Este programa nos permitirá sacar los modos de vibración de la torre. Como input le tenemos que decir la velocidad angular del rotor en rpm, el ángulo de pitch para las palas, la longitud total de la viga, la masa, número de modos de vibración que queremos sacar, y el polinomio para generar los modos de vibración (orden 6). Nosotros arrancamos de posición 0, para eso, hacemos nulos los dos primeros coeficientes y el polinomio utilizado será el siguiente:

$$ax^2+bx^3+cx^4+ dx^5+ex^6$$

En este programa, para hacer el cálculo de modos y frecuencias naturales, necesitamos meterle la distribución estructural de la torre. Para ello, necesitaremos la distribución de masa y la distribución de rigidez a lo largo de la torre. Para poder meter estos inputs, tendremos que dividir la torre en secciones. En este proyecto se han escogido 51 secciones.

La distribución de masa de la torre viene definida por la siguiente ecuación:

$$m(x)= -3054.6x + 5502.6$$

Y la distribución de rigidez a flexión también la tenemos definida de la siguiente forma:

$$EI(x)= 3e11x^2- 8e11x + 6e11$$

Siendo x en los dos casos, la fracción de longitud de la torre normalizada (pudiendo tomar valores únicamente entre 0 y 1).

Con estas dos fórmulas, logramos definir las propiedades necesarias para hacer un análisis modal y poder obtener las frecuencias y los modos de vibración.

8.2.2 Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft-stiff

En el apartado anterior hemos explicado cómo podemos sacar las frecuencias naturales y las formas modales de la torre. Partiendo de las ecuaciones de masa y rigidez que hemos definido anteriormente y dividiendo la estructura en 51 secciones tenemos las siguientes distribuciones lineales de densidad y distribución de rigidez:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

Definición estructural torre stiff		
Secciones normalizadas	Densidad lineal	Distribución de rigidez
0	5502.6	6.00E+11
0.02	5441.066704	5.84E+11
0.04	5379.974704	5.68E+11
0.06	5318.882704	5.53E+11
0.08	5257.790704	5.38E+11
0.1	5196.698704	5.23E+11
0.12	5135.606704	5.08E+11
0.14	5074.514704	4.94E+11
0.16	5013.422704	4.80E+11
0.18	4952.330704	4.66E+11
0.2	4891.238704	4.52E+11
0.22	4830.146704	4.38E+11
0.24	4769.054704	4.25E+11
0.26	4707.962704	4.12E+11
0.28	4646.870704	3.99E+11
0.3	4585.778704	3.87E+11
0.32	4524.686704	3.75E+11
0.34	4463.594704	3.63E+11
0.36	4402.502704	3.51E+11
0.38	4341.410704	3.39E+11
0.4	4280.318704	3.28E+11
0.42	4219.226704	3.17E+11
0.44	4158.134704	3.06E+11
0.46	4097.042704	2.95E+11
0.48	4035.950704	2.85E+11
0.5	3974.858704	2.75E+11
0.52	3913.766704	2.65E+11
0.54	3852.674704	2.55E+11
0.56	3791.582704	2.46E+11
0.58	3730.490704	2.37E+11
0.6	3669.398704	2.28E+11
0.62	3608.306704	2.19E+11
0.64	3547.214704	2.11E+11
0.66	3486.122704	2.03E+11
0.68	3425.030704	1.95E+11
0.7	3363.938704	1.87E+11
0.72	3302.846704	1.79E+11
0.74	3241.754704	1.72E+11
0.76	3180.662704	1.65E+11
0.78	3119.570704	1.58E+11
0.8	3058.478704	1.52E+11
0.82	2997.386704	1.46E+11
0.84	2936.294704	1.40E+11
0.86	2875.202704	1.34E+11
0.88	2814.110704	1.28E+11
0.9	2753.018704	1.23E+11
0.92	2691.926704	1.18E+11
0.94	2630.834704	1.13E+11
0.96	2569.742704	1.08E+11
0.98	2508.650704	1.04E+11
1	2447.558704	99971112377

Tabla 9 : Definición estructural torre soft-stiff

Una vez que metemos esta información en el fichero input del programa Modes, de la misma forma que lo hemos hecho para la pala, y lo simulamos. En este caso, se crea un nuevo archivo llamado tower.mod. En este archivo tenemos la siguiente información:

Stiff tower mode shape					
	Shape 1	Shape 2	Shape 3	Shape 4	Shape 5
	-----	-----	-----	-----	-----
Freq (hz)	0.3432	3.1101	9.2887	19.9292	35.3216
x²	0.9706	-38.5719	175.2354	-2274.1963	590.2861
x³	0.2585	17.7614	49.0492	13400.2891	-5079.0801
x⁴	-0.397	39.0145	-1720.8932	-27503.1348	14388.2832
x⁵	0.3782	-1.4808	2505.5808	23700.7109	-16468.0039
x⁶	-0.2102	-15.7232	-1007.9724	-7322.6685	6569.5151

Tabla 10: Modos y frecuencias de vibración de la torre stiff-stiff

Estos serían los coeficientes correspondientes a cada polinomio en cada forma modal. Con esto, conseguimos representar las 5 formas modales de la torre. A continuación tendremos representadas las 4 primeras formas modales de la torre:

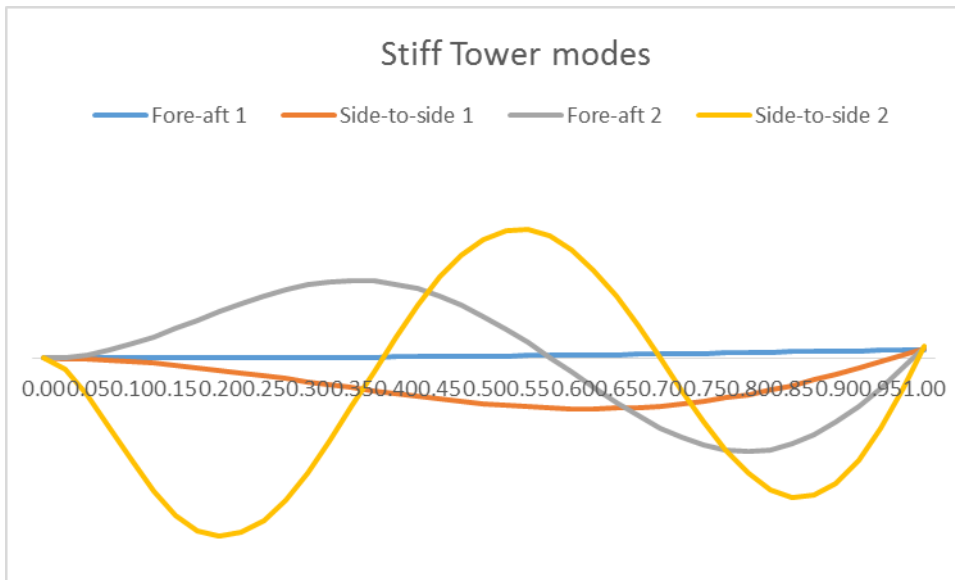


Figura 25: Modos de la torre stiff-stiff

Además en la primera línea de la tabla podemos ver las 4 primeras frecuencias de la torre, que serán las siguientes:

Stiff tower frecuencias				
	Fore-aft 1	Side-to-side 1	fore-aft 2	Side-to-side 2
	-----	-----	-----	-----
Freq (hz)	0.3432	3.1101	9.2887	19.9292

Tabla 11: Frecuencias torres stiff-stiff

8.2.3 Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft-soft 1

Para conseguir una torre que tenga la primera frecuencia natural más baja que la anterior y más baja que la frecuencia 1P, podemos hacerlo de varias formas. Podríamos coger la torre Stiff con la distribución que ya tenemos y alargarla. De esta forma, conseguiríamos una torre con la misma definición estructural pero más alta. Esto afectaría directamente en la frecuencia, concretamente bajándola. Añadiendo y quitando secciones podríamos ajustar la primera frecuencia de resonancia. La otra forma de hacerlo, y la que vamos a seguir en este proyecto, es conseguir bajar la primera frecuencia natural de la torre variando sus propiedades. Sabemos que la frecuencia de resonancia se calcula de la siguiente forma:

$$w = \sqrt{\frac{K}{M}}$$

Dejando la masa (M) sin variación, tendríamos que bajar la rigidez (K) para conseguir una torre con frecuencia más baja.

Para la primera torre soft, hemos bajado la rigidez (K) hasta que la rigidez de la nueva torre pasa a ser un 30% de la rigidez de la torre stiff. Con esto hemos conseguido una torre que tiene la primera frecuencia natural, fore-aft, por debajo de la frecuencia 1P.

A continuación podemos ver la distribución de la torre soft 1. Tanto densidad lineal como la distribución de rigidez:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

Torre Soft 1		
Secciones Normalizadas	Densidad lineal	Distribución de rigidez
0	5.50E+03	2.10E+11
0.02	5.44E+03	2.04E+11
0.04	5.38E+03	1.99E+11
0.06	5.32E+03	1.94E+11
0.08	5.26E+03	1.88E+11
0.1	5.20E+03	1.83E+11
0.12	5.14E+03	1.78E+11
0.14	5.07E+03	1.73E+11
0.16	5.01E+03	1.68E+11
0.18	4.95E+03	1.63E+11
0.2	4.89E+03	1.58E+11
0.22	4.83E+03	1.53E+11
0.24	4.77E+03	1.49E+11
0.26	4.71E+03	1.44E+11
0.28	4.65E+03	1.40E+11
0.3	4.59E+03	1.35E+11
0.32	4.53E+03	1.31E+11
0.34	4.46E+03	1.27E+11
0.36	4.40E+03	1.23E+11
0.38	4.34E+03	1.19E+11
0.4	4.28E+03	1.15E+11
0.42	4.22E+03	1.11E+11
0.44	4.16E+03	1.07E+11
0.46	4.10E+03	1.03E+11
0.48	4.04E+03	9.98E+10
0.5	3.98E+03	9.62E+10
0.52	3.91E+03	9.28E+10
0.54	3.85E+03	8.94E+10
0.56	3.79E+03	8.61E+10
0.58	3.73E+03	8.29E+10
0.6	3.67E+03	7.98E+10
0.62	3.61E+03	7.67E+10
0.64	3.55E+03	7.38E+10
0.66	3.49E+03	7.09E+10
0.68	3.43E+03	6.81E+10
0.7	3.36E+03	6.54E+10
0.72	3.30E+03	6.28E+10
0.74	3.24E+03	6.03E+10
0.76	3.18E+03	5.78E+10
0.78	3.12E+03	5.55E+10
0.8	3.06E+03	5.32E+10
0.82	3.00E+03	5.10E+10
0.84	2.94E+03	4.89E+10
0.86	2.88E+03	4.68E+10
0.88	2.81E+03	4.49E+10
0.9	2.75E+03	4.30E+10
0.92	2.69E+03	4.13E+10
0.94	2.63E+03	3.96E+10
0.96	2.57E+03	3.80E+10
0.98	2.51E+03	3.64E+10
1	2.45E+03	3.50E+10

Tabla 12: Definición estructural torre soft-stiff

Con estas nuevas propiedades, hemos realizado el análisis modal y a continuación podemos ver los modos de la nueva torre:

Torre soft 1					
	Shape 1	Shape 2	Shape 3	Shape 4	Shape 5
	-----	-----	-----	-----	-----
x^2	0.9558	-38.6114	192.236	-1447.9949	1956.632
x^3	0.2744	17.4668	-53.824	8249.8115	-14366.0977
x^4	-0.395	39.2519	-1498.4343	-16159.5391	36314.6211
x^5	0.3781	-1.0773	2299.6401	13086.9717	-38184.9883
x^6	-0.2134	-16.03	-938.6177	-3728.2488	14280.835

Tabla 13: Frecuencias y modos torre soft-soft 1

Si representamos estas formas modales, veremos la representación de los siguientes modos de vibración de la torre:

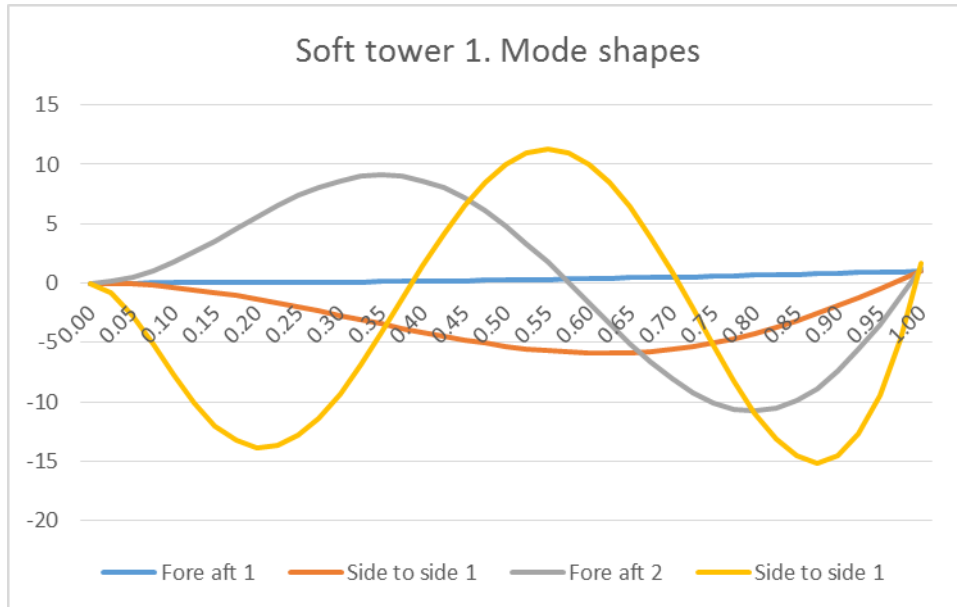


Figura 26: Modos torre soft-soft 1

Siendo ahora las frecuencias de la nueva torre las siguientes:

Torre soft 1				
	Fore-aft 1	Side-to-side 1	Fore-aft 2	Side-to-side 2
	-----	-----	-----	-----
Freq (hz)	0.186	1.7381	5.2395	12.3259

Tbla14 : Frecuencias torre soft-soft 1

8.2.4 Frecuencias naturales y formas modales de la torre soft 2

En la segunda torre soft lo que buscamos es una torre que tenga la primera frecuencia natural de la torre fore aft mucho más baja que la anterior.

Para ello, seguiremos bajando la rigidez de la torre stiff como hemos explicado anteriormente. En este caso, necesitaremos solo un 17% de la rigidez que teníamos en la torre stiff:

Torre Soft 2		
Secciones Normalizadas	Densidad lineal	Distribución de rigidez
0	5.50E+03	1.02E+11
0.02	5.44E+03	9.93E+10
0.04	5.38E+03	9.66E+10
0.06	5.32E+03	9.40E+10
0.08	5.26E+03	9.14E+10
0.1	5.20E+03	8.89E+10
0.12	5.14E+03	8.64E+10
0.14	5.07E+03	8.39E+10
0.16	5.01E+03	8.15E+10
0.18	4.95E+03	7.92E+10
0.2	4.89E+03	7.68E+10
0.22	4.83E+03	7.45E+10
0.24	4.77E+03	7.23E+10
0.26	4.71E+03	7.01E+10
0.28	4.65E+03	6.79E+10
0.3	4.59E+03	6.58E+10
0.32	4.53E+03	6.37E+10
0.34	4.46E+03	6.16E+10
0.36	4.40E+03	5.96E+10
0.38	4.34E+03	5.77E+10
0.4	4.28E+03	5.57E+10
0.42	4.22E+03	5.39E+10
0.44	4.16E+03	5.20E+10
0.46	4.10E+03	5.02E+10
0.48	4.04E+03	4.85E+10
0.5	3.98E+03	4.67E+10
0.52	3.91E+03	4.51E+10
0.54	3.85E+03	4.34E+10
0.56	3.79E+03	4.18E+10
0.58	3.73E+03	4.03E+10
0.6	3.67E+03	3.87E+10
0.62	3.61E+03	3.73E+10
0.64	3.55E+03	3.58E+10
0.66	3.49E+03	3.44E+10
0.68	3.43E+03	3.31E+10
0.7	3.36E+03	3.18E+10
0.72	3.30E+03	3.05E+10
0.74	3.24E+03	2.93E+10
0.76	3.18E+03	2.81E+10
0.78	3.12E+03	2.69E+10
0.8	3.06E+03	2.58E+10
0.82	3.00E+03	2.48E+10
0.84	2.94E+03	2.37E+10
0.86	2.88E+03	2.28E+10
0.88	2.81E+03	2.18E+10
0.9	2.75E+03	2.09E+10
0.92	2.69E+03	2.00E+10
0.94	2.63E+03	1.92E+10
0.96	2.57E+03	1.84E+10
0.98	2.51E+03	1.77E+10
1	2.45E+03	1.70E+10

Tabla 15: Definción estructural torre soft-stiff

Con esta definición obtenemos las siguientes formas modales:

Torre soft 2					
	Shape 1	Shape 2	Shape 3	Shape 4	Shape 5
	-----	-----	-----	-----	-----
x^2	0.9329	-38.6323	203.6511	-988.5798	12239.1592
x^3	0.2998	17.2821	-118.6628	5288.2749	-83951.6016
x^4	-0.3942	38.8613	-1365.5071	-9445.0742	199981.953
x^5	0.3807	0.1515	2182.1506	6644.9463	-199767.125
x^6	-0.2192	-16.6626	-900.6318	-1498.5673	71498.6172

Tabla 16: Frecuencias y modos torre soft-soft 2

Con la representación de los coeficientes del polinomio, obtenemos las siguientes formas modales para esta torre:

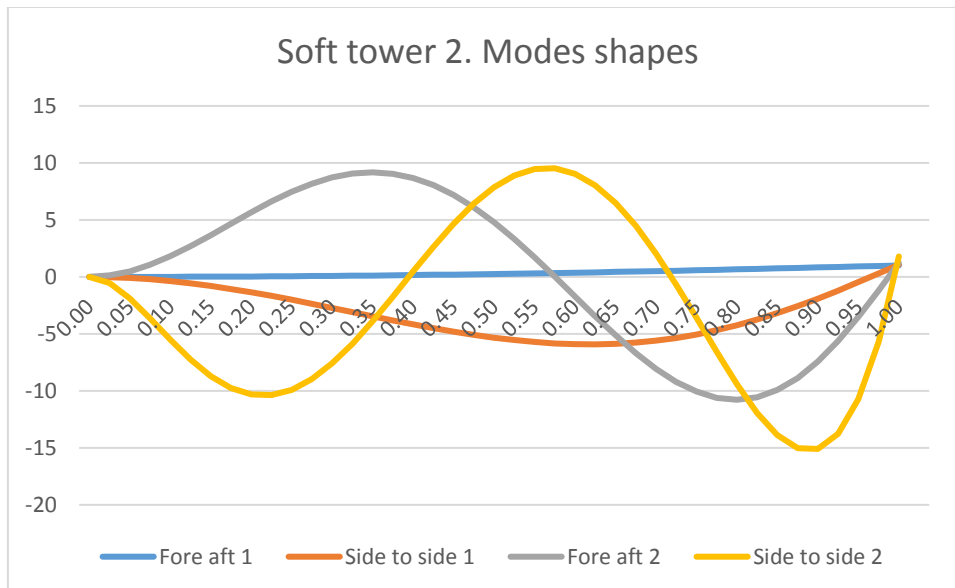


Figura 27: Modos torre soft-soft 2

Con esto, ya tenemos la definición estructural de las tres torres que vamos a analizar en este estudio.

9. Diagrama de Campbell

Una vez tengamos los modos y las frecuencias de vibración haremos un diagrama de Campbell.

El diagrama de Campbell es un diagrama que representa en abscisas el valor de la velocidad de rotación en r.p.m., y en ordenadas el valor de la frecuencia en Hz. Este diagrama muestra por una parte las frecuencias propias de los distintos componentes de la máquina, palas, torre, etc., en función de la velocidad de giro del rotor. Por otra parte muestra también las frecuencias excitadoras que también son función de las revoluciones de la máquina y de un múltiplo entero del número de palas que tiene el aerogenerador

Este fenómeno también se produce lo mismo para las frecuencias propias en el movimiento de arrastre o flag de la pala. Los puntos de intersección entre las rectas de las frecuencias excitadoras y las curvas de frecuencia de cada elemento son las resonancias. Estos puntos son de peligrosidad para el funcionamiento de la máquina, ya que en ellos, las frecuencias excitadoras coinciden y se acoplan con las frecuencias propias del elemento.

En la siguiente gráfica podemos ver las diferentes frecuencias de resonancia del aerogenerador a simular. Podemos ver en la parte de arriba las frecuencias de los dos primeros modos de las palas. Más abajo se puede ver la primera frecuencia de resonancia de las tres torres (fore aft). En diagonal, podemos ver las frecuencias excitadoras 1P y 3P :

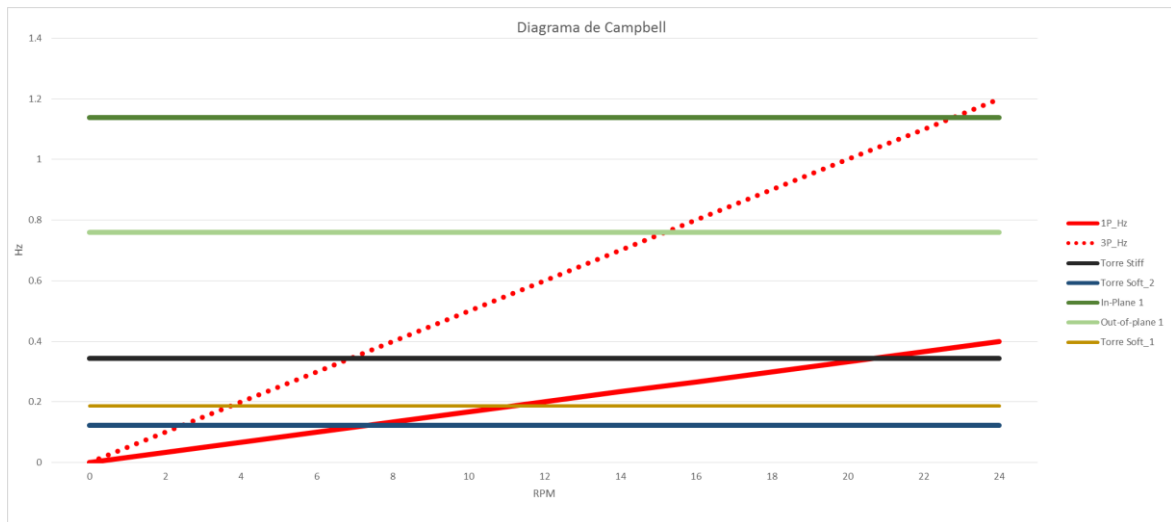


Figura 28: Diagrama de campbell

En el siguiente diagrama podemos ver lo mismo, pero esta vez hemos pintado la frecuencia nominal de giro del rotor:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

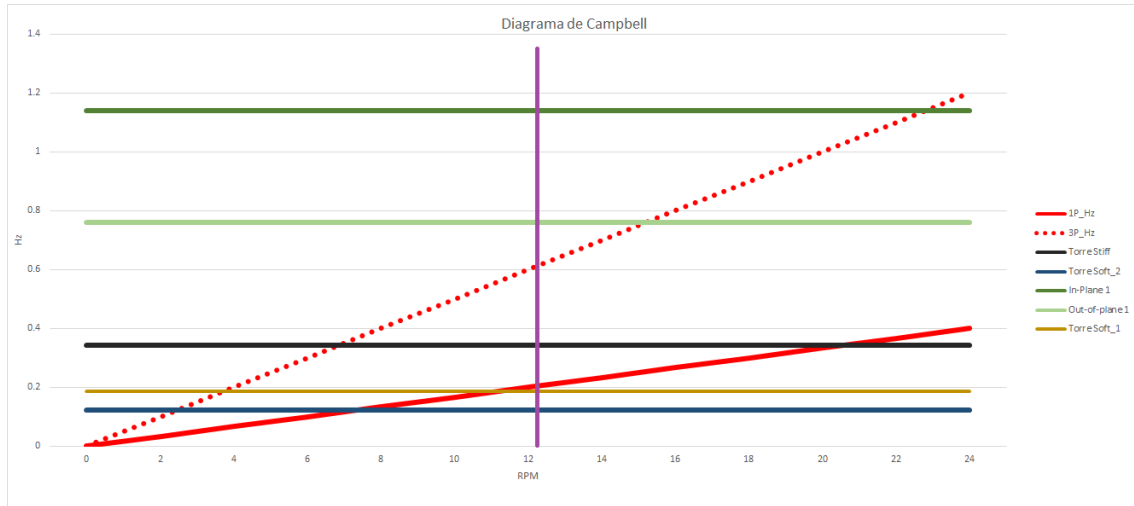


Figura 29: Diagrama de campbell

En esta última gráfica, redondeados en verde, se pueden ver los puntos críticos de resonancia:

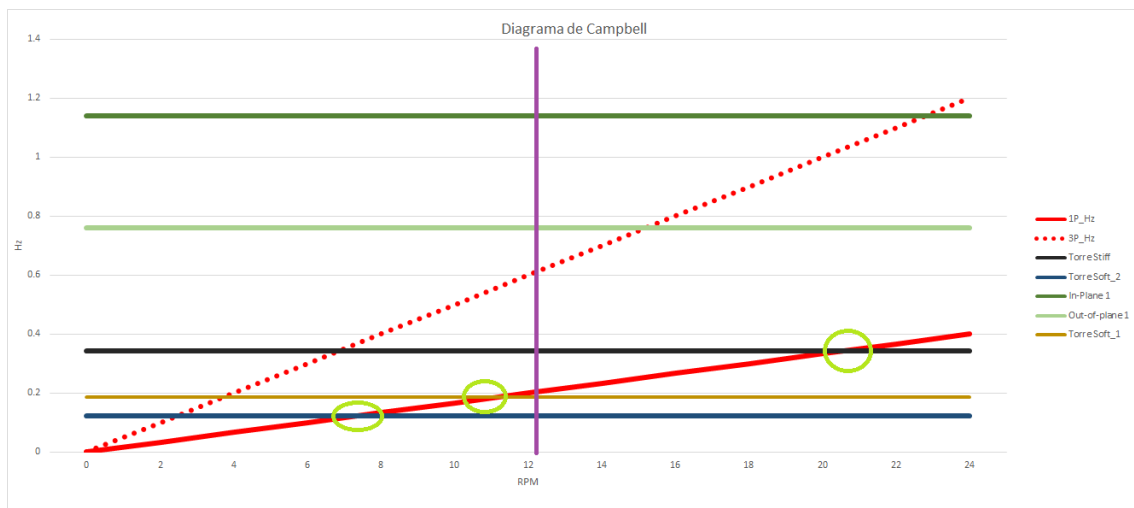


Figura 30: Diagrama de campbell

Como hemos dicho la velocidad de giro nominal del rotor es de 12.1 rpm, conforme vamos cambiando la velocidad de giro del rotor vamos dibujando las líneas 1P y 3P. Rara vez la turbina estará por encima de 12.1 rpm, y aunque podría estarlo, no es posible que llegue casi a las 22rpm, que es donde estamos viendo el punto crítico de la torre soft-stiff. Sin embargo, en las dos torres soft-soft, los puntos críticos están por debajo de la velocidad nominal de giro del rotor. La turbina pasará y trabajará en estos puntos. Esto significa, que cuando pase por estos puntos, se excitarán estas frecuencias y si se acoplan la torre empezaría a vibrar.

10. Curva de potencia estática

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Además de saber cuál será la potencia eléctrica disponible nos sirve también para visualizar que valores tomarán el pitch y la velocidad de rotor en cada velocidad de viento. Esta curva de potencia se saca en condiciones estáticas. Esto es, se simulan casos de carga con bins de a dos desde V_{in} hasta V_{out} . En estas simulaciones el viento será estacionario, no tendrá turbulencia. En la siguiente gráfica podemos ver la curva de potencia estática que obtendremos con nuestro aerogenerador:

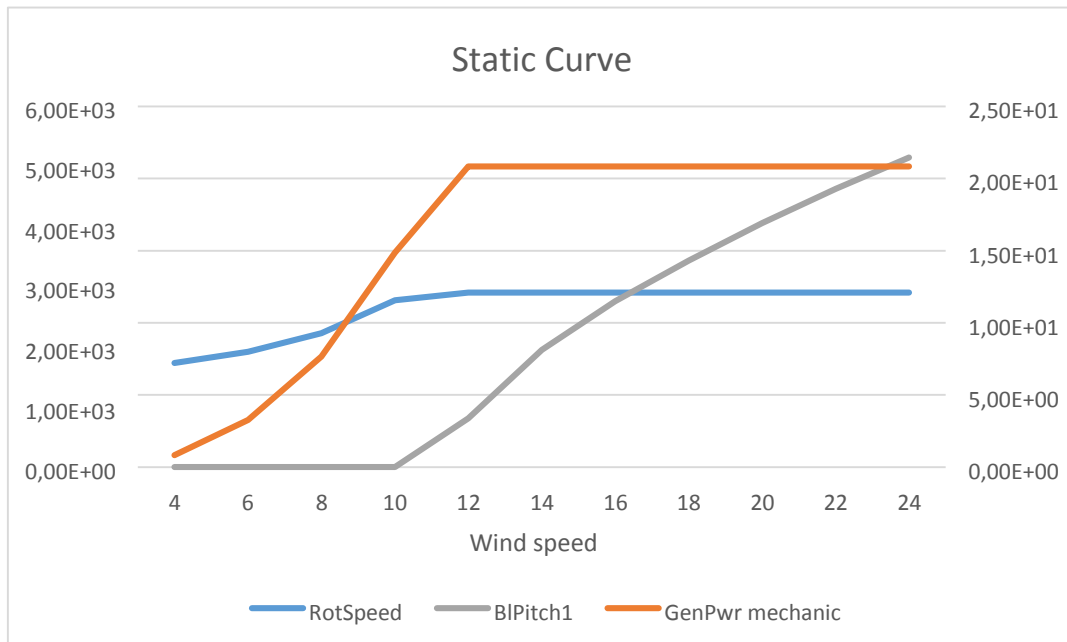


Figura 31: Curva de potencia estática

Además, sacaremos también la curva de arrastre de nuestro aerogenerador. Esta curva nos ayudará a saber en qué zona es la que tenemos que actuar con nuestro control:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

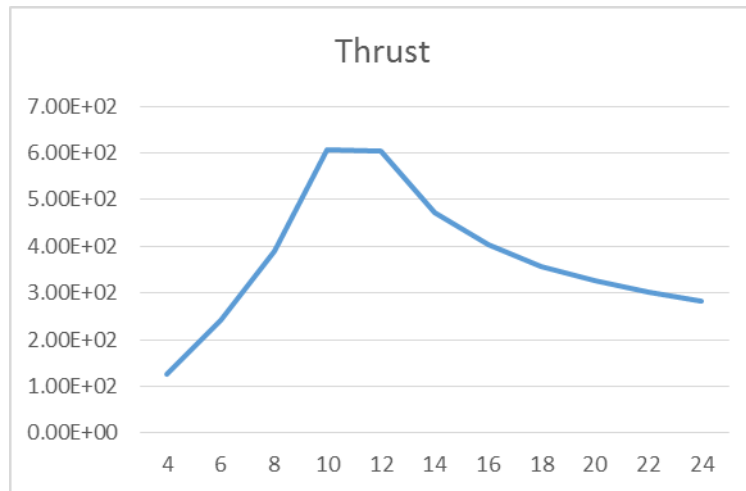


Figura 32: Curva de thrust

Podemos ver que la zona en la que más arrastre tenemos es la zona alrededor de V_{rated} . Esta zona es la que más tendremos que actuar.

Una vez pasada la velocidad de V_{rated} y la máquina esté en la zona de control de pitch, entrarán a actuar a la vez el control de pitch y el control de damper que tenemos. Esto puede hacer que al estar actuando a la vez los dos controles, no consigamos acoplarlos, y no consigamos bajar las cargas en esta zona. Por esta razón, si esto nos perjudica a la hora de calcular la fatiga de la torre, optaremos porque en la zona de control de pitch desactivemos el control de damper. Esta decisión la tomaremos cuando obtengamos los resultados.

Para conocer mejor nuestra turbina, podemos sacar también el coeficiente de potencia que tenemos. Este coeficiente es la proporción de potencia mecánica y la potencia que estamos generando:

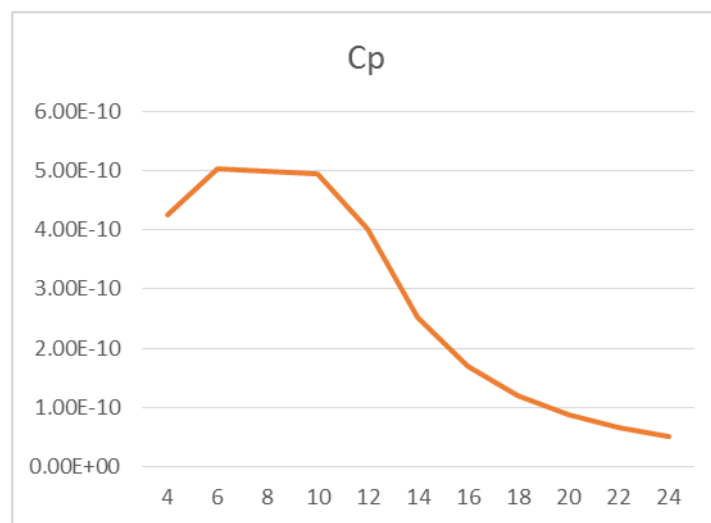


Figura 33: Curva del coeficiente de potencia

Podemos ver que esta proporción es igual a 1, esto es que estamos produciendo la misma potencia que podemos extraer del viento es con una velocidad de viento aproximada de 18 m/s. A partir de aquí, el pitch se encargará de en vez de intentar conseguir la máxima potencia extraíble, de deshacerse de la energía de viento que no necesitamos.

Además de esto, con la curva estática podremos sacar la ganancia que deberíamos ponerle a nuestro controlador de amortiguamiento. Esta ganancia, como hemos visto antes, será la relación que existe entre el arrastre y el pitch. Cogemos como arrastre la fuerza en sentido del eje x en la punta de torre, ya que esta fuerza será directamente proporcional a la que ve en base de torre.

Como en la zona control de par, el pitch está en un ángulo de 0º, para poder obtener la ganancia en esta zona, hemos asumido que en estas velocidades tendremos una variación de un grado.

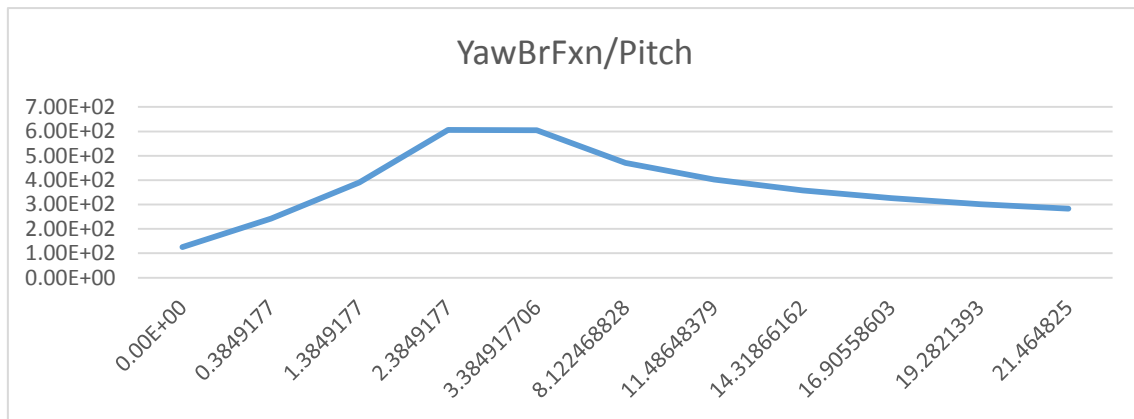


Figura 34: Curva ganancia

Con la fuerza de arrastre en tower top y el pitch, linealizaremos para cada punto de trabajo estos valores para obtener la ganancia de controlador:

Ganancia control Damper				
YawBrFxn (kN)	BPitch1 (Deg)	BPitch1 (Rad)	YawBrFxn (N)	Ganancia
129.2268657	0.00E+00	0.00E+00	129226.8657	18249954.1
251.831592	0.3849177	0.006718084	251831.592	8906268.791
407.2753731	1.3849177	0.024171384	407275.3731	12913180.43
632.6529851	2.3849177	0.041624684	632652.9851	-115361.1537
630.6395522	3.384917706	0.059077984	630639.5522	-1674174.138
492.2089552	8.122468828	0.141763885	492208.9552	-1218873.716
420.6450249	11.48648379	0.200477048	420645.0249	-929505.9535
374.6987562	14.31866162	0.249907897	374698.7562	-734885.4452
341.518408	16.90558603	0.295058265	341518.408	-591660.1825
316.9771144	19.2821393	0.336536962	316977.1144	-493613.208
298.1728856	21.464825	0.37463203	298172.8856	795908.6825

Tabla 17: Ganancia control damper

11. Control de los aerogeneradores

Para conseguir controlar un aerogenerador, normalmente se usan 3 controles simples: control de pitch, control de par-velocidad del generador y el control de Yaw.

Para las simulaciones de fatiga, no necesitamos el control de Yaw ya que no vamos a simular ninguna desalineación. Por lo tanto no tendremos en cuenta este control y lo dejaremos vacío.

Sin embargo, los otros dos controles si que son importante para poder simular una turbina.

11.1 Control de par-velocidad

El control de par-velocidad principalmente se usa para definir la curva de par-velocidad de la turbina. Este control está activo en toda la zona anterior a que la máquina llegue a producir potencia nominal. Trata de controlar el par y la velocidad de la turbina para dar la potencia que debería de dar en cada momento. El control de par-velocidad usa como parámetros de inputs los siguientes:

VS_RtGnSp [rpm]: este parámetro es la velocidad del generador en la que cambia de la región de par lineal y velocidad transitoria a la región 3, la región de par constante.

VS_RtTq[Nm]: Este es el valor de par aplicado a la velocidad del generador en la región 3 para el control simple de par-velocidad variable.

VS_Rgn2K[Nm/rpm²]: Cuando nos encontramos en la región 2, para el control simple de velocidad variable, la velocidad del generador es elevada al cuadrado y multiplicada por este valor.

VS_SIPc [%]: este es el valor porcentual del deslizamiento del generador en la región 2 ½ (par lineal vs transición de velocidad) para el control simple de par-velocidad. Este valor se puede tomar como la diferencia entre el nominal y el valor equivalente del generador de velocidad, dividido por la velocidad equivalente de sincronismo, y después convertida a porcentaje.

Y con estos parámetros sigue el siguiente esquema para conseguir el par que queremos en cada región:

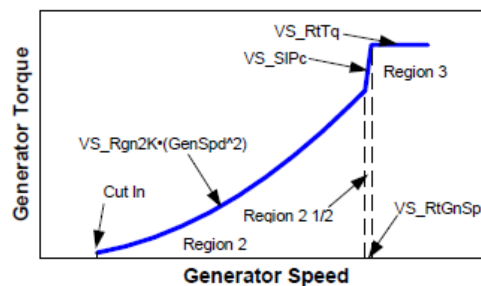
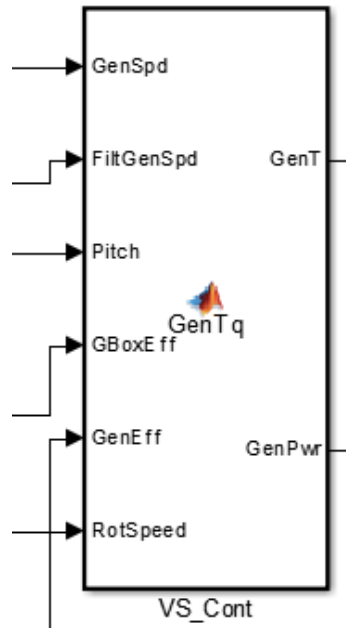


Figura 35: Curva de par-velocidad para un control variable de velocidad.

Siguiendo este esquema se ha hecho el control de par en MatLab:



Como variables para programar este control han sido: La velocidad del generador, la velocidad del generador filtrada, el pitch, la eficiencia de la multiplicadora, la eficiencia del generador y la velocidad del rotor. De este control tendremos como outputs el par del generador y la potencia del generador.

Con estos parámetros y siguiendo el esquema de la Figura 35 el control de par que tenemos sigue la siguiente programación:

```
function [GenT,GenPwr] = GenTq(GenSpd, FiltGenSpd, Pitch, GBoxEff,
GenEff, RotSpeed)

VS_Rgn3MP = 0.01745329;      % Rad
VS_MaxTq = 47402;          % Nm
RotSpeed_rated= 12.1;      %rpm

rated_spd = 1173.7;
rated_pwr = 5.2966e6;
rated_tq = 43093;
spd_1 = 670;
spd_2 = 670*1.3;
spd_3 = 0.95*rated_spd;

k2=0.0255764;
T12=k2*spd_2^2;
k3=k2*spd_3^2;

k1=T12/(spd_2-spd_1);
k4=(rated_tq-k3)/(rated_spd-spd_3);

if RotSpeed > RotSpeed_rated,
    GenT = rated_tq;
elseif (FiltGenSpd >= rated_spd) || ( Pitch > VS_Rgn3MP ),
```

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

```
GenT = (30/pi)*(rated_pwr/FiltGenSpd);

elseif FiltGenSpd < spd_1,

    GenT = 0.0;

elseif FiltGenSpd < spd_2,

    GenT = k1*(FiltGenSpd - spd_1);

elseif FiltGenSpd < spd_3,

    GenT = k2*FiltGenSpd^2;

else

    GenT = k3 + k4*(FiltGenSpd - spd_3);
end

GenT = min(GenT, VS_MaxTq);

% Cambiamos a rad/s para calcular potencia

GenSpd = GenSpd*pi/30;

GenPwr = GBoxEff*GenEff*GenT*GenSpd;
```

11.2 Control de pitch

El segundo control que se ha programado en Matlab es el control de Pitch. El control de pitch se usa una vez lleguemos a potencia nominal. Se trata de ir regulando el pitch para que mientras estemos en esta zona consigamos producir potencia nominal todo el rato. La turbina que vamos a utilizar, usará pitch colectivo. Esto es, las tres palas del aerogenerador girarán al mismo tiempo, sin ser una independiente de la otra.

En el control, como ya hemos dicho, buscaremos como output el valor de pitch. Para ello meteremos como input la velocidad del generador, a esta velocidad del generador le restaremos la velocidad nominal del generador. Esta velocidad la cambiaremos de unidad a rad/s y este valor será nuestro error.

El error junto con el valor de pitch que tenemos en ese momento servirá como inputs para el PI que tendremos a continuación.

Multiplicaremos el error por la ganancia del controlador proporcional, y la ganancia del integrador por el error de este. Estos dos valores los sumaremos y de esta suma sacaremos el valor de pitch en rad que buscamos.

Con estos dos controles programados ya podríamos simular una turbina.

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

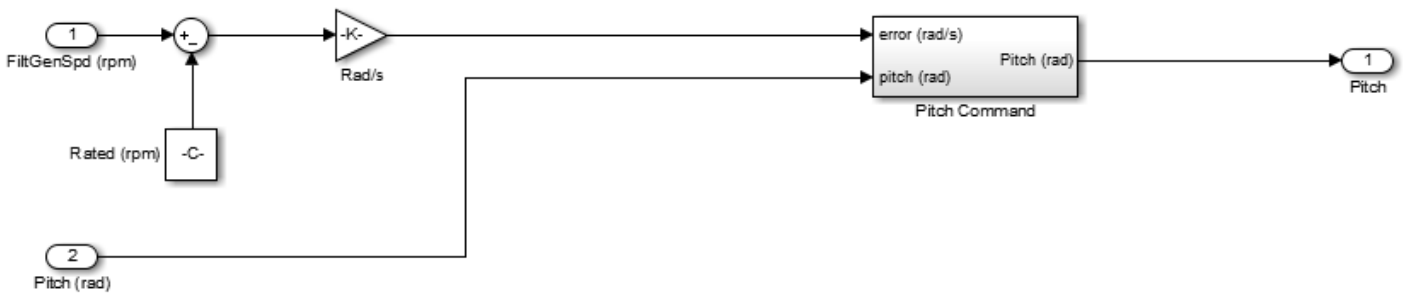


Figura 35: Control de Pitch

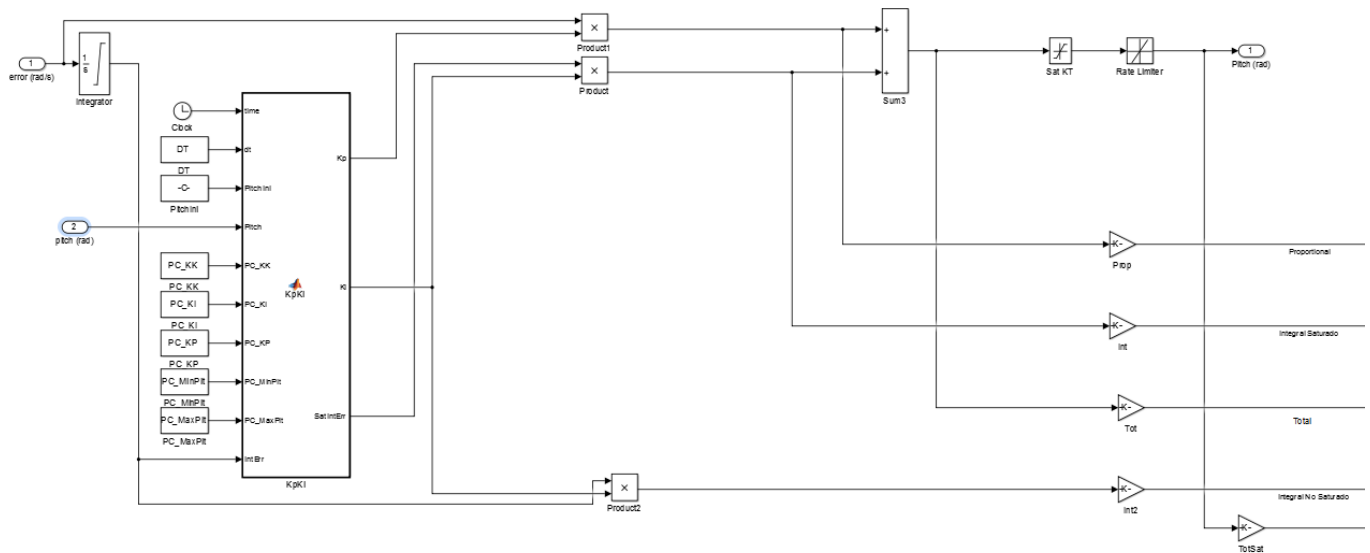


Figura 36: Control de Pitch 2

```
function [Kp, Ki, SatIntErr]=KpKi(time, dt, PitchIni, Pitch, PC_KK,
PC_KI, PC_KP, PC_MinPit, PC_MaxPit, IntErr)
```

```
if time <= dt,
    GK = 1.0/( 1.0 + PitchIni/PC_KK );
else
    GK = 1.0/( 1.0 + Pitch/PC_KK );
end
```

```
Kp = GK*PC_KP;           % Proportional gain
Ki = GK*PC_KI;           % Integral gain
```

```
PC_MinPit_Ki = PC_MinPit/Ki;
PC_MaxPit_Ki = PC_MaxPit/Ki;
```

```
SatIntErr = min( max( IntErr, PC_MinPit_Ki ), PC_MaxPit_Ki);
```

11.3 Control de reducción de cargas

Se puede caracterizar el comportamiento dinámico de la torre de una turbina en funcionamiento asumiendo la dinámica del grado de libertad del primer modo:

$$M\ddot{x} + D\dot{x} + Kx = (F + \partial F)$$

Donde M representa la masa modal, K representa la rigidez modal y D representa el amortiguamiento estructural (normalmente muy pequeño). X representa el desplazamiento de la punta de la torre en la dirección longitudinal y F representa la fuerza aplicada (normalmente la fuerza de arrastre ejercida por el viento). ∂F representa una fuerza adicional ejercida por la acción de pitch.

La fuerza adicional de arrastre, es proporcional al desplazamiento de la punta de torre en primer orden. Con esto, podemos conseguir aumentar el amortiguamiento y como consecuencia mitigar la vibración de la torre.

$$\partial F = -Dp\dot{x}$$

En esta ecuación el factor Dp representa el amortiguamiento adicional que le sumamos al amortiguamiento estructural D.

Por lo tanto, es posible aumentar sensiblemente la amortiguación dinámica efectiva asignando una ganancia adecuada al componente de empuje ∂F impulsada por la acción del pitch.

$$\partial F = \frac{\partial F}{\partial \beta} \partial \beta = -Dp \dot{x}$$
$$\partial \beta = \frac{-Dp}{\partial F / \partial \beta} \dot{x}$$

Donde β es el ángulo de pitch. Esta técnica puede ser muy eficiente aplicando un estimador de estado como un filtro Kalman (Grewal y Andrews, 2008), o añadiendo un acelerómetro en punta de torre, donde podamos medir la oscilación de la punta de torre. Con este valor, tendremos que ser capaces de derivar la aceleración para conseguir la velocidad de la oscilación de la parte superior de la torre.

11.3.1 Elaboración del control

La forma más común de diseñar este control de torre es aplicando la aceleración el punta de torre como una señal medible. La salida del control diseñado será representada como una adición de pitch al pitch colectivo.

Hemos cogido como output la aceleración en la punta de torre. Esta aceleración la hemos derivado para conseguir la velocidad y esta velocidad la hemos filtrado con un filtro paso banda. En este filtro hemos puesto la siguiente función de transferencia:

$$PassBandFilter = \frac{[1 + 2 * 0.1 * (2\pi TowerFreq) + (2\pi TowerFreq)^2]}{[1 + 2 * 0.09 * (2\pi TowerFreq) + (2\pi TowerFreq)^2]}$$

Con este filtro conseguiremos dejar pasar solo las frecuencias de alrededor de la frecuencia natural de la torre. Normalmente se suele dejar pasar las frecuencias que están un 30% por encima y por debajo. El resto de frecuencias no eliminan para que no pueda afectar en los resultados:

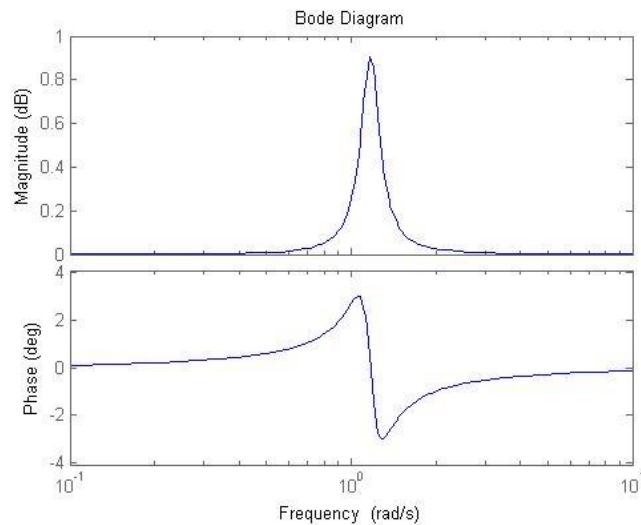


Figura 37: Bode del filtro paso banda

De aquí conseguimos la velocidad filtrada, y la multiplicaremos por la ganancia variable que hemos calculado. Para dar en cada

```
function TowerGain = VariableGain(pitch)
```

```
%u= pitch ; y= variable gain
```

```
u1=0;
u2=0.006718084;
u3=0.024171384;
u4=0.041624684;
u5=0.059077984;
u6=0.141763885;
u7=0.200477048;
u8=0.249907897;
u9=0.295058265;
u10=0.336536962;
u11=0.37463203;
```

```
y_1=5.47947E-08;
y_2=1.1228E-07;
y_3=7.74403E-08;
```

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

```
y_4=-8.66843E-06;  
y_5=-5.97309E-07;  
y_6=-8.2043E-07;  
y_7=-1.07584E-06;  
y_8=-1.36076E-06;  
y_9=-1.69016E-06;  
y_10=-2.02588E-06;  
  
if (pitch > u1) & (pitch <= u2)  
  
    TowerGain=y_1;  
  
elseif (pitch > u2) & (pitch <= u3)  
  
    TowerGain=y_2;  
  
elseif (pitch > u3) & (pitch <= u4)  
  
    TowerGain=y_3;  
  
elseif (pitch > u4) & (pitch <= u5)  
  
    TowerGain=y_4;  
  
  
elseif (pitch > u5) & (pitch <= u6)  
  
    TowerGain=y_5;  
  
elseif (pitch > u6) & (pitch <= u7)  
  
    TowerGain=y_6;  
  
elseif (pitch > u7) & (pitch <= u8)  
  
    TowerGain=y_7;  
  
elseif (pitch > u8) & (pitch <= u9)  
  
    TowerGain=y_8;  
  
elseif (pitch > u9) & (pitch <= u10)  
  
    TowerGain=y_9;  
  
else (pitch > u10)  
  
    TowerGain=y_10;  
end
```

Con esta función según el pitch que tenemos le daremos una ganancia u otra, por lo tanto el único input para esta función será el valor de pitch y el output será la ganancia. Una vez obtenido esto multiplicaremos la velocidad filtrada por esta ganancia, que a su vez multiplicaremos todo por el amortiguamiento modal.

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

Este valor es valor que sumamos al pitch. Una vez que ya hemos definido todo esto, calcularemos las simulaciones que necesitamos para ver si hemos conseguido lo que buscábamos.

A continuación tenemos un esquema del control completo:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

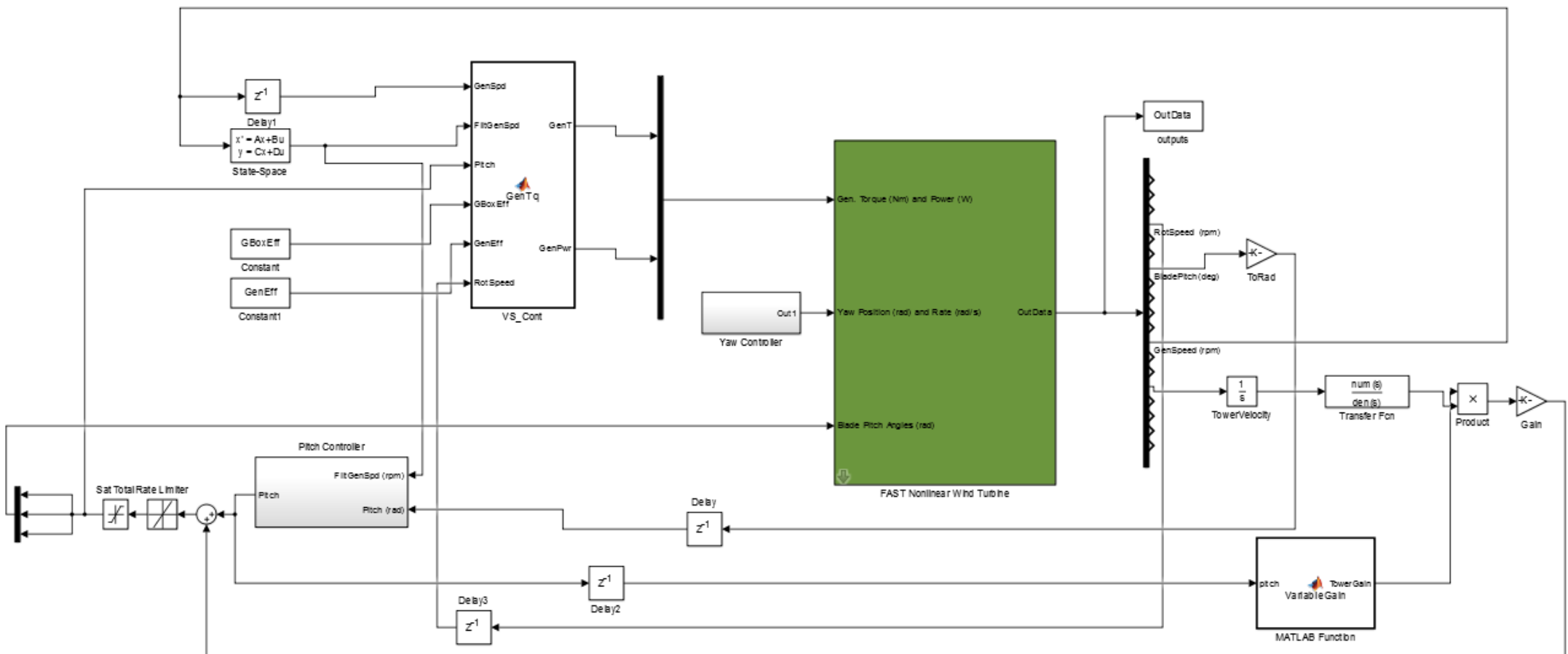


Figura 38: Control

12. Cálculo de la fatiga

En este proyecto, como ya hemos dicho anteriormente, vamos a utilizar la norma IEC61400 Edición 2.

Con esta edición de la norma, normalmente, en un cálculo completo de la fatiga tenemos que tener en cuenta los siguientes casos de carga:

Cálculo de fatiga				
Casos de carga	Descripción caso de carga	Tipo de Viento	Horas/año	Ocurrencias/año
DLC 12	Producción normal	Turbulento	Marcadas por la Weibull	-
DLC 31	Arranque	Estático	-	50
DLC 41	Parada	Estático	-	50
DLC 51	Paradas de emergencia	Estático	-	50

Tabla 18: Casos de carga Edición 2

Como se puede ver, los únicos casos de carga turbulentos en el cálculo de la fatiga son los dlc12. Además, tenemos paradas, arranques y paradas de emergencia que van contra vientos deterministas.

Los casos de carga dlc1.2 tienen un tiempo de duración de 600s cada uno, y durante toda la simulación la máquina está produciendo.

Sin embargo los casos de carga dlc3.1, 4.1 y 5.1 son casos de carga que tienen una duración aproximada de 150s y ni siquiera están produciendo durante toda la simulación.

Por esta razón y porque los casos de carga que no son turbulentos afectan poco a la fatiga, se ha decidido simplificar el cálculo simulando únicamente los casos dlc1.2.

12.1 Postproceso

Para calcular el postproceso de todas las simulaciones que tenemos, se va a usar la carga equivalente.

NREL nos facilita una herramienta llamada MLife. Esta herramienta permite calcular la carga equivalente por simulaciones o completa de toda la fatiga en las variables que queramos.

Para calcular esta carga, el programa calcula el daño acumulado a fatiga de las variables que le pidamos. Este daño acumulado lo calcula a partir de las fluctuaciones de carga sobre la vida de la turbina.

Las cargas fluctuantes se dividen en ciclos de histéresis individuales buscando mínimos locales con máximos locales en la serie temporal. De esta forma se crea un rainflow para cada simulación y cada variable.

Estos ciclos los caracterizamos con una carga media y un rango. Se asume que el daño se acumula linealmente entre estos ciclos de acuerdo a la regla de Miner (Palmgren and Miner). De esta forma, el daño total de todos los ciclos vienen dado por:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N_i(L_i^{RF})}$$

Donde N_i son los ciclos antes del fallo, n_i el contado de ciclos y L^{RF} es el rango de carga en el ciclo sobre un valor medio de carga. La relación entre en rango de carga y los ciclos para el fallo (S-N curve) se modela por:

$$N_i = \left(\frac{L^{ult} - |L^{MF}|}{\left(\frac{1}{2} L_i^{RF}\right)} \right)^m$$

Donde L^{ult} es la carga última de diseño, L^{MF} es el valor fijado como carga media y m es el exponente de Whöler. Este exponente es específico para cada componente y define la pendiente de la curva S-N.

Así, conseguimos caracterizar la curva S-N para cada material, y poder determinar cuándo se va a producir el fallo.

Pero para calcular el postproceso, tenemos que asumir probabilidad de ocurrencia de cada caso. Normalmente, en este postproceso no se asume que todos los casos pesan igual, sino que unos pesan más que otros.

Para ello, la norma IEC-61400 dice que usemos una función de probabilidad de Weibull. Según norma, a esta función de probabilidad tendremos que darle un factor de forma $k=2$ y una Vave de 8.5 m/s. Esto lo que significa es que tendremos una distribución de horas en los casos según lo siguiente:

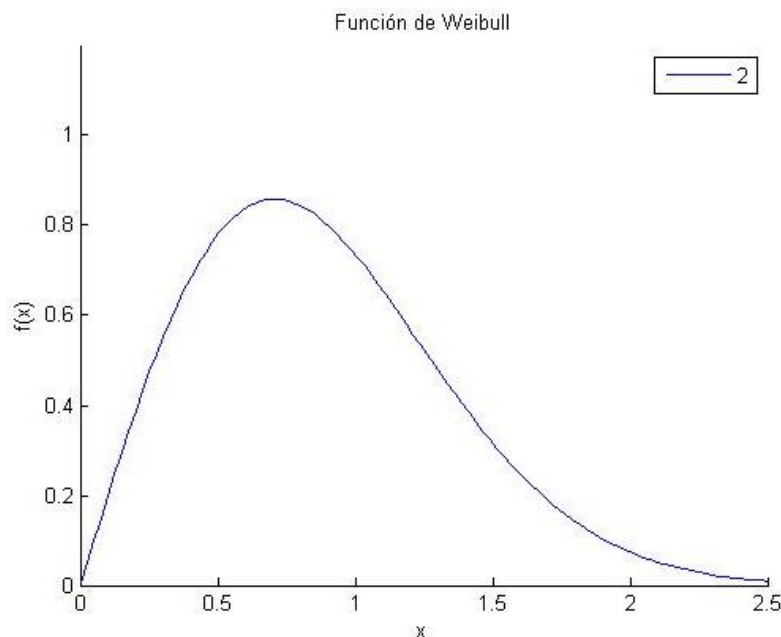


Figura 39 Distribución de Weibull

Una Vave de 8.5m/s la traduciremos en que los casos de esa velocidad serán los que más horas tendrán asignadas. Esto es, si miramos el gráfico de arriba veremos que el alto de la campana, que equivale a más horas, estará en 8.5m/s.

Por lo que bin a bin iremos definiendo para cada uno de ellos las horas que le corresponden en un año.

Normalmente se considera que una turbina tiene 20 años de vida, por lo que, con los resultados de un año, extrapolamos a 20 años. Estos 20 años equivalen a 1000000 ciclos de vida.

Con todo esto sacaremos el resultado de fatiga, la carga equivalente y el momento del fallo.

13. Simulaciones y resultados

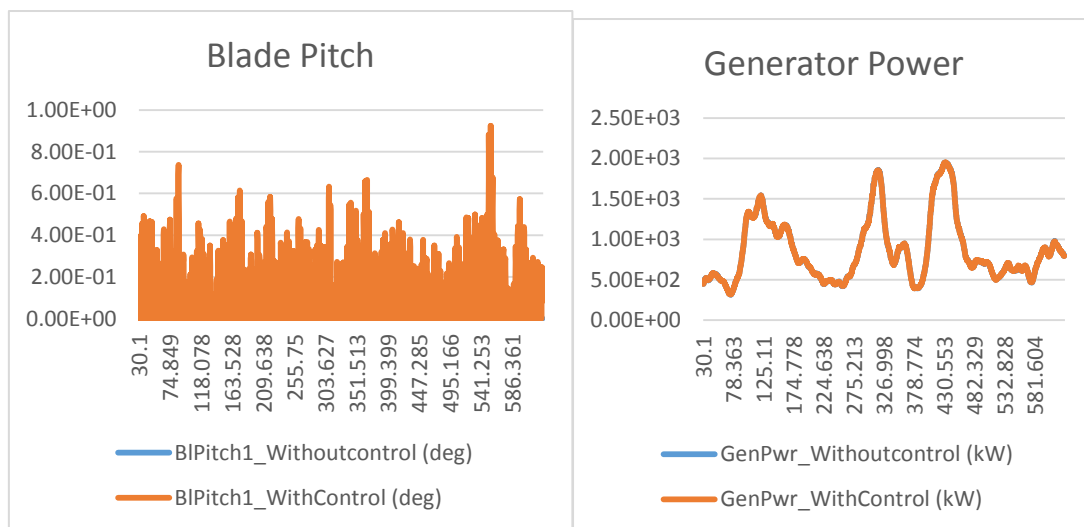
Para llevar a cabo este proyecto y poder ver las ventajas y desventajas que podamos tener al usar un control de este tipo. Hemos simulado todos los casos turbulentos en fatiga que define la norma IEC61400-Ed2 con control de amortiguamiento y sin él.

A continuación vamos a mostrar los resultados en series temporales que hemos obtenido en un caso y en otro.

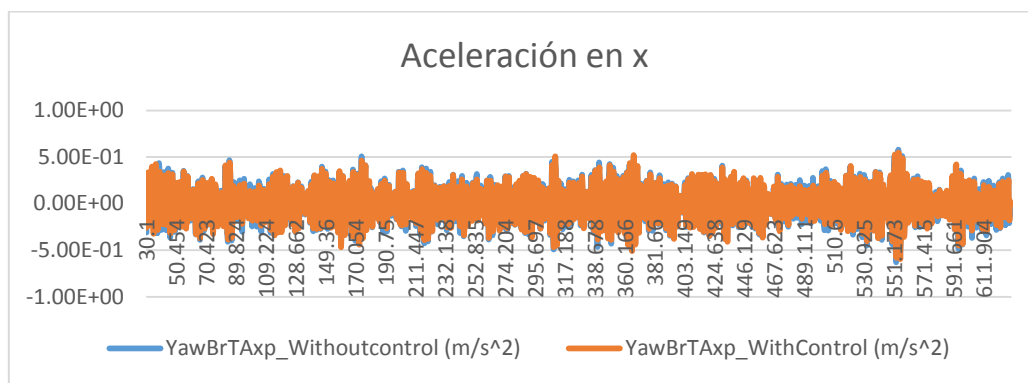
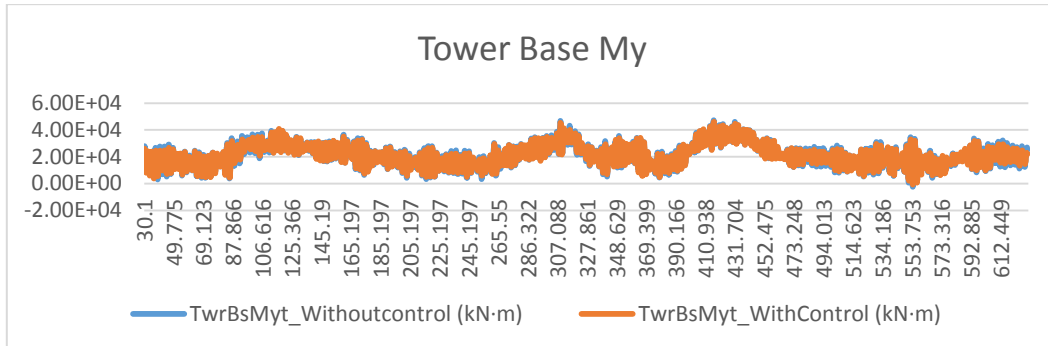
13.1 Simulaciones de la torre 0.3436 Hz

Caso de carga **Dlc1.2b**

En este caso, podemos ver como el pitch pasa de estar en 0º a tener una variabilidad de 1º aproximadamente que no es mucho pero esto hace que el sistema de pitch sufra más. Si miramos la potencia generada, podemos ver que el control que estamos añadiendo apenas tiene influencia en la generación de esta.

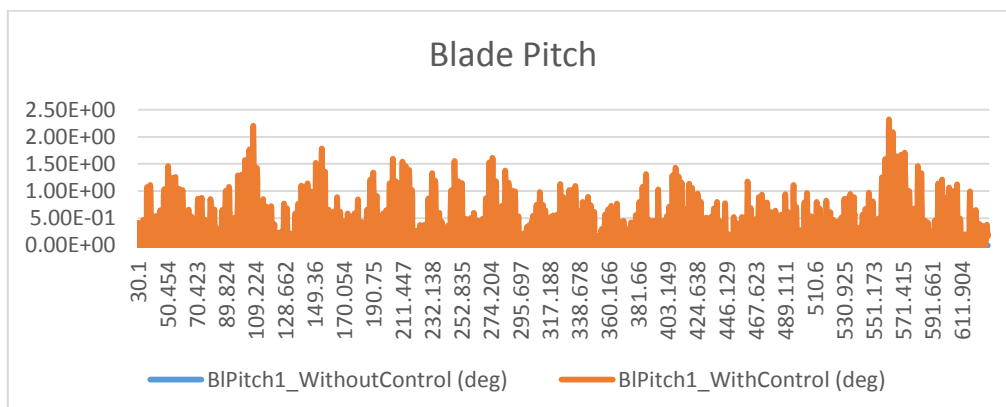


Cuando miramos la carga My en base de torre, se ve claramente como el control actúa de forma efectiva. Ya que durante toda la simulación gracias al control conseguimos bajar las cargas en base de torre. Esto tiene una consecuencia directa en la aceleración en punta de torre, que como podemos ver también conseguimos disminuirla.



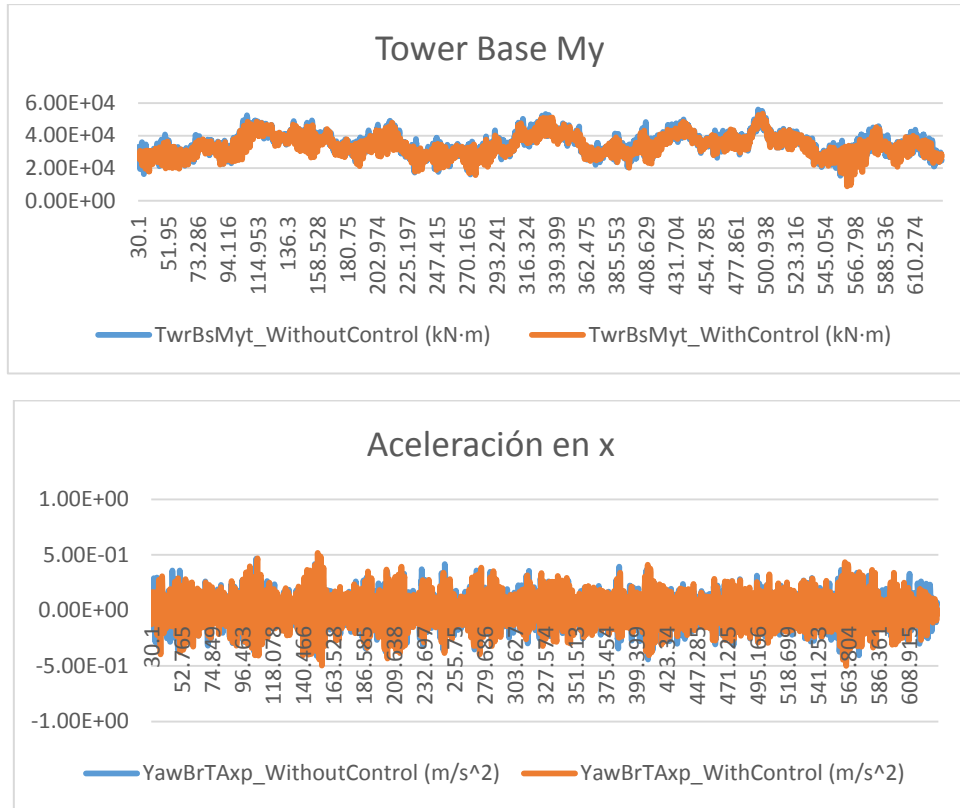
Caso de carga Dlc1.2c:

En el caso c, podemos apreciar que el pitch actúa de la misma forma que en el caso b pero está vez pasamos de estar de 0 hasta llegar a 5 grados al principio de la simulación.

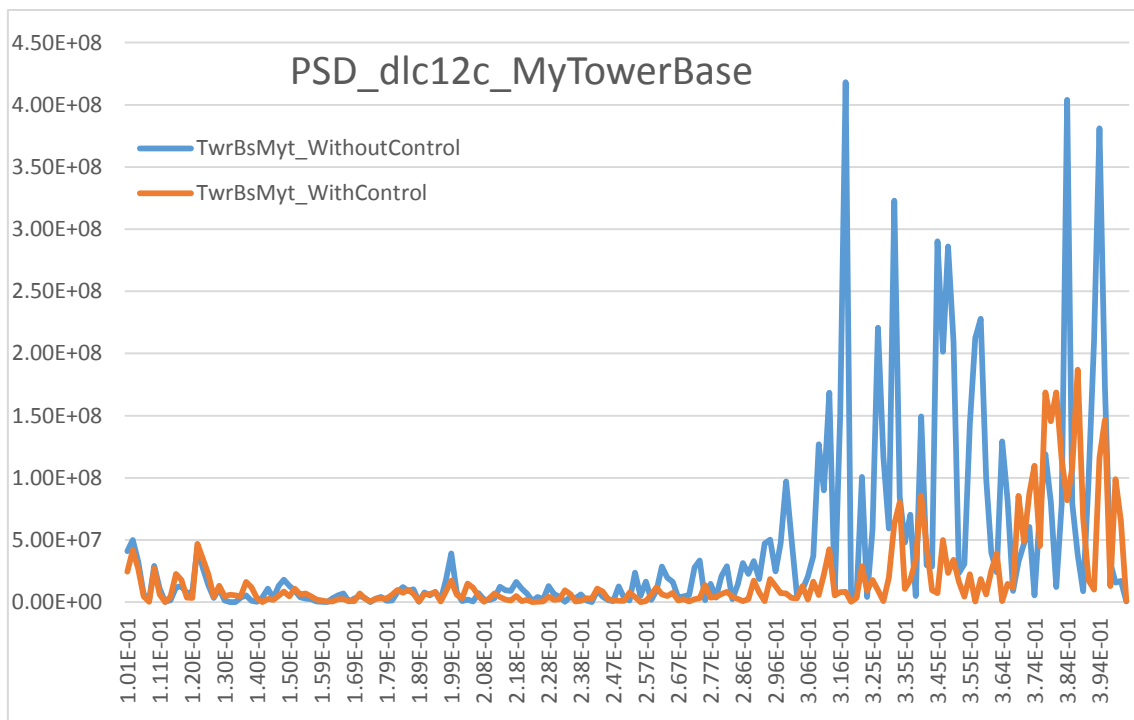


Las variaciones de pitch y, se ven reflejadas en la carga My en base de torre. Podemos apreciar que durante toda la simulación la carga My baja cuando simulamos con el control de amortiguamiento. Y en consecuencia, la aceleración en x en punta de torre nos disminuye.

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

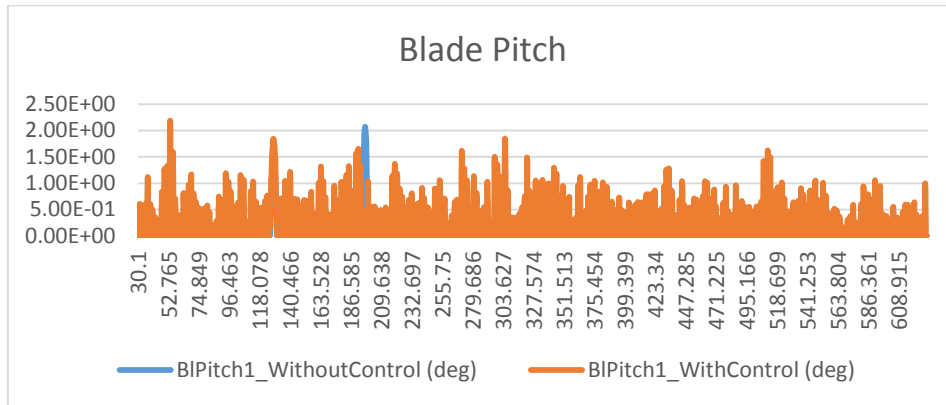


Si miramos el PSD de My en esta simulación, podemos ver cómo estamos amortiguando el primer modo de vibración de la torre fore-aft.

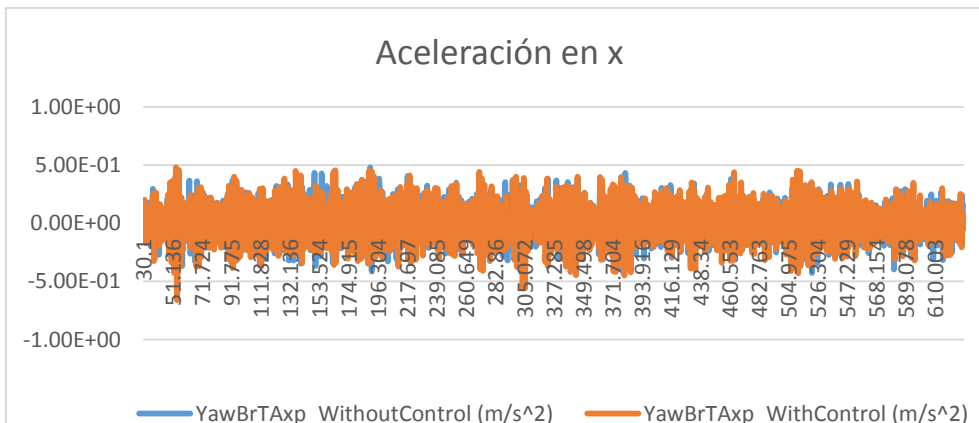
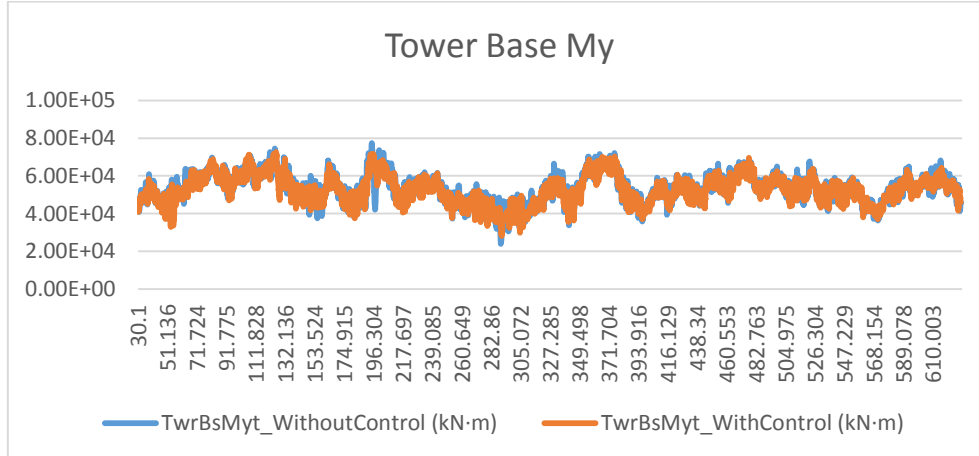


Caso de carga **Dlc1.2d**

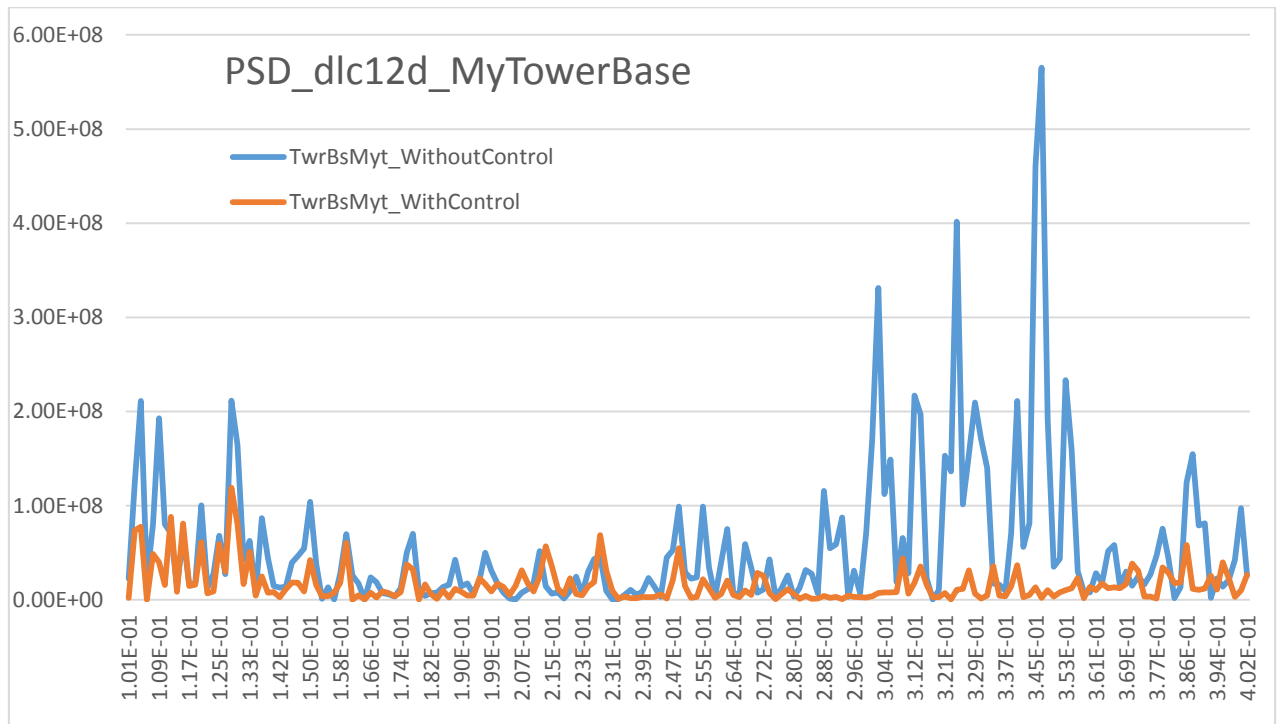
En este caso, estamos ya casi en velocidades de viento donde estamos muy próximos a alcanzar la velocidad rated. Por esta razón, y como los vientos son turbulentos, el pitch no tiene 0° durante toda la simulación. Podemos ver que con el control de amortiguamiento, tenemos más movimiento de pitch pero no hay tanta diferencia como las anteriores simulaciones.



Si miramos la carga en base de torre, esta vez vemos como en alguno de los puntos no tenemos variación en la carga pero durante gran parte de la simulación conseguimos bajar esta carga:



Esta bajada de My queda directamente reflejada en la PSD. Vemos como existe alguna excitación en frecuencias bajas, pero el primer modo de vibración queda amortiguado:

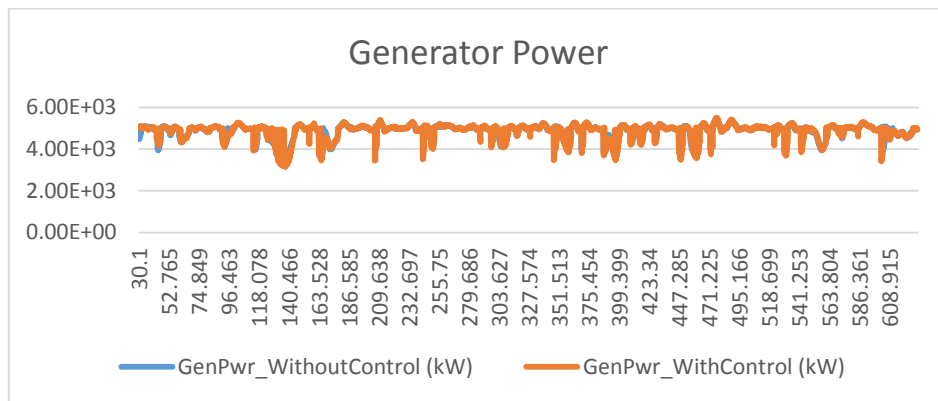
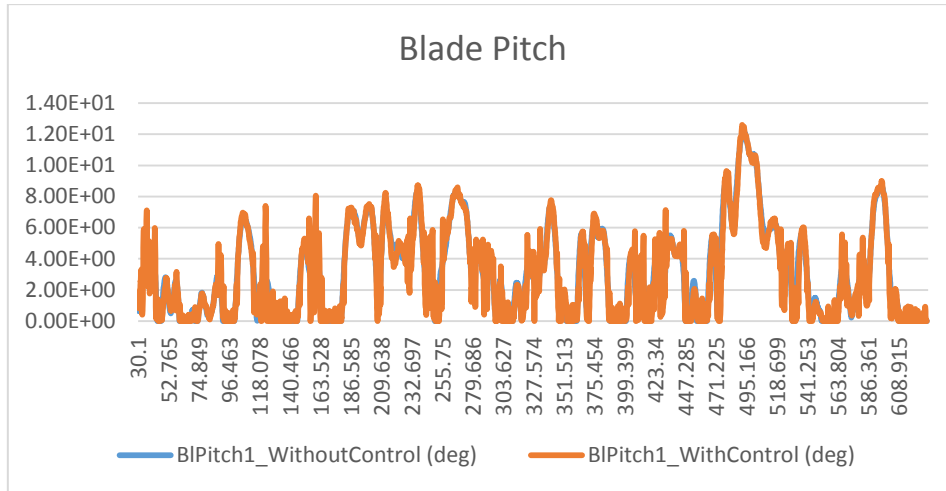


Caso de carga **Dlc1.2e**

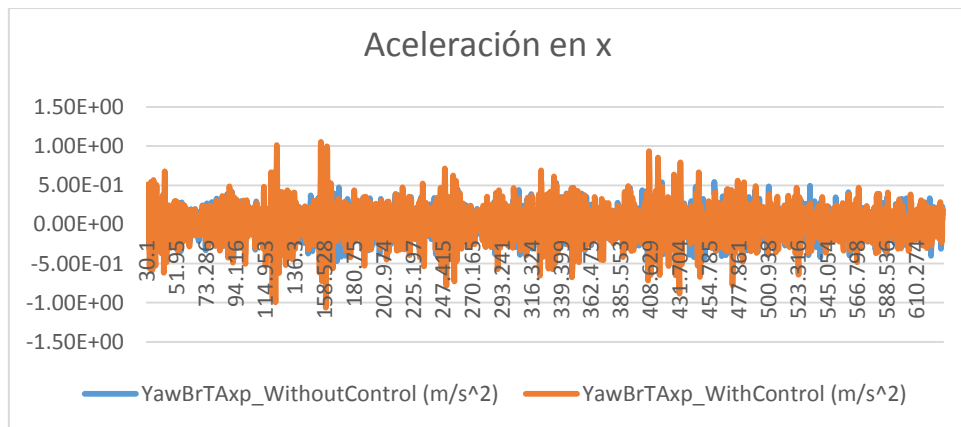
En la simulación de esta velocidad ya llegamos a potencia nominal. Esto quiere decir que estaremos constantemente alrededor del punto que le llamamos corner. Este punto es el punto donde la potencia ya es la nominal. Al estar con un viento tan próximo a la velocidad de rated, habría momentos donde estemos por debajo y otros por encima. Esto hará que el control esté constantemente cambiando. A veces estaremos en la zona de control de par y otras veces en la zona de control de pitch. Al realizar este trabajo, se ha visto que cuando estamos en la zona de control de Pitch, el control de amortiguamiento no consigue acoplarse bien a este, por lo que hemos visto que en simulaciones con vientos más altos de la velocidad de rated, tenemos puntos donde en vez de bajar la carga My la estamos excitando más.

En esta simulación en concreto, podemos ver como el pitch prácticamente en todas las simulaciones toma el mismo valor. Viendo esto, no esperamos grandes cambios ni en potencia ni en la carga My de base de torre. Y como se puede apreciar en la gráfica de abajo, así es.

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

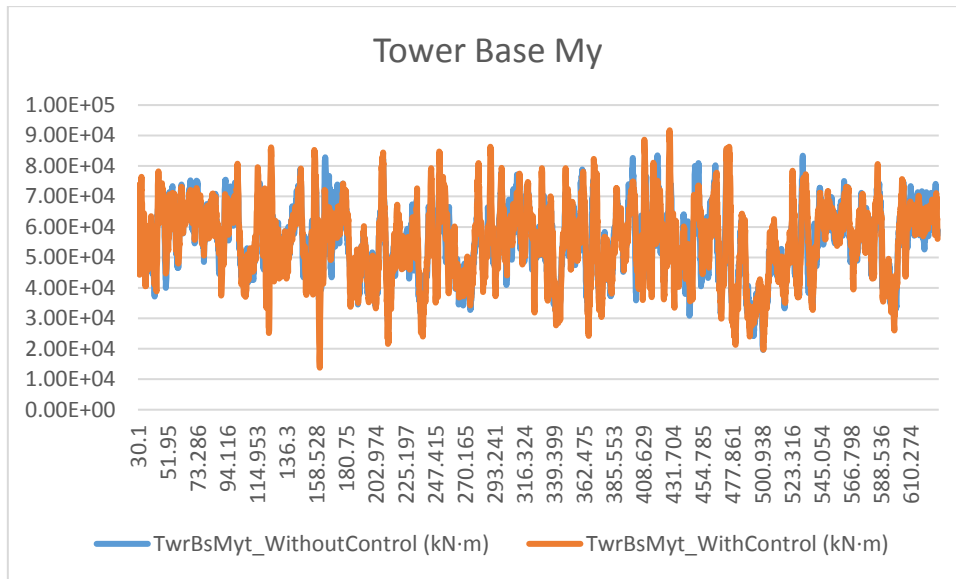


Si miramos la aceleración n punta de torre, vemos que menos en momentos puntuales esta aceleración también es la misma en ambas simulaciones:

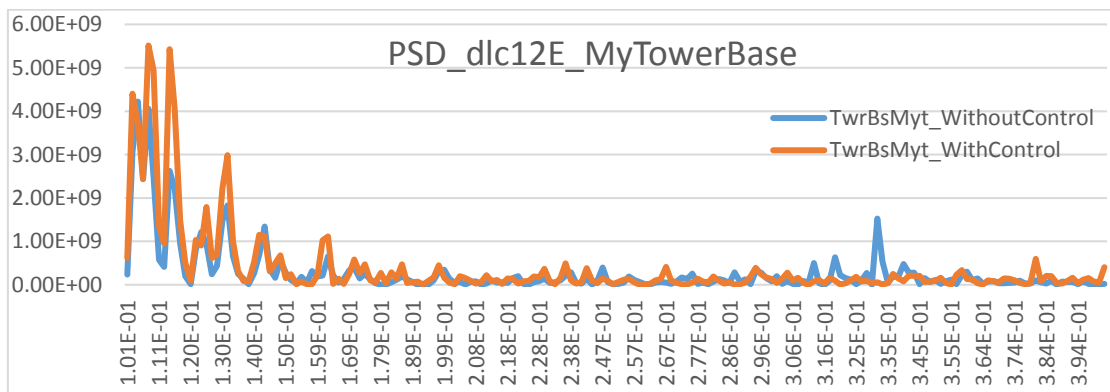


Y en el momento My en base de torre, ocurre lo mismo:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



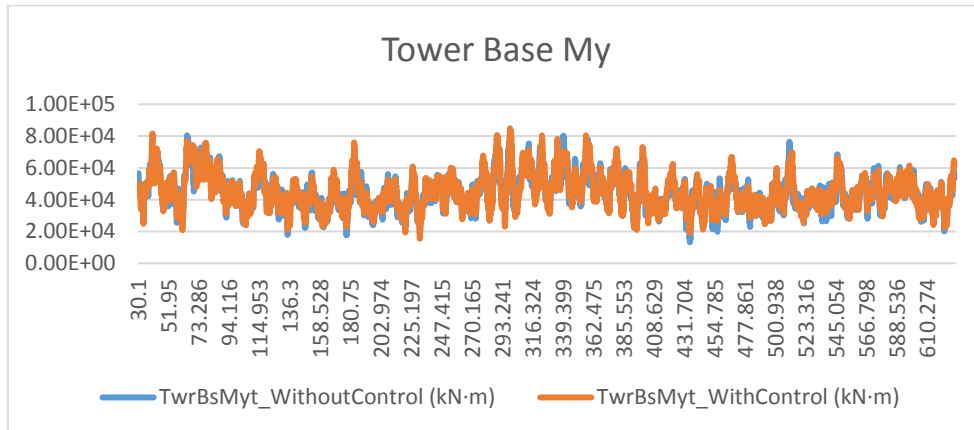
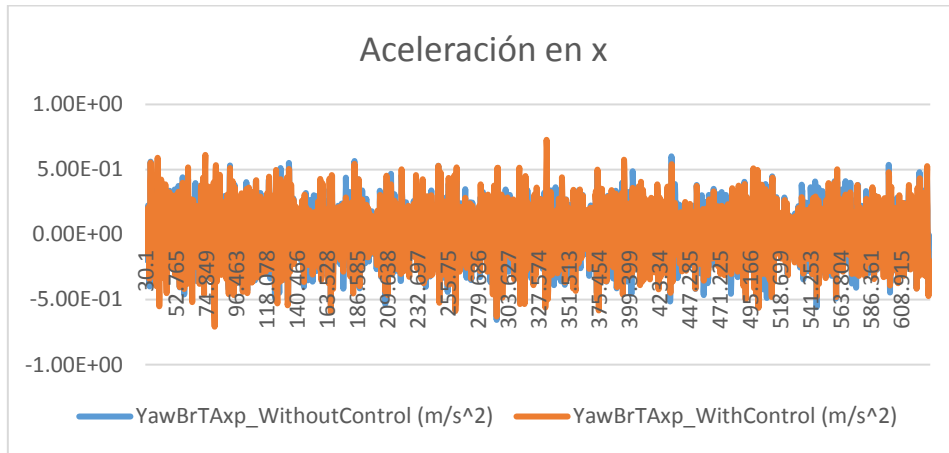
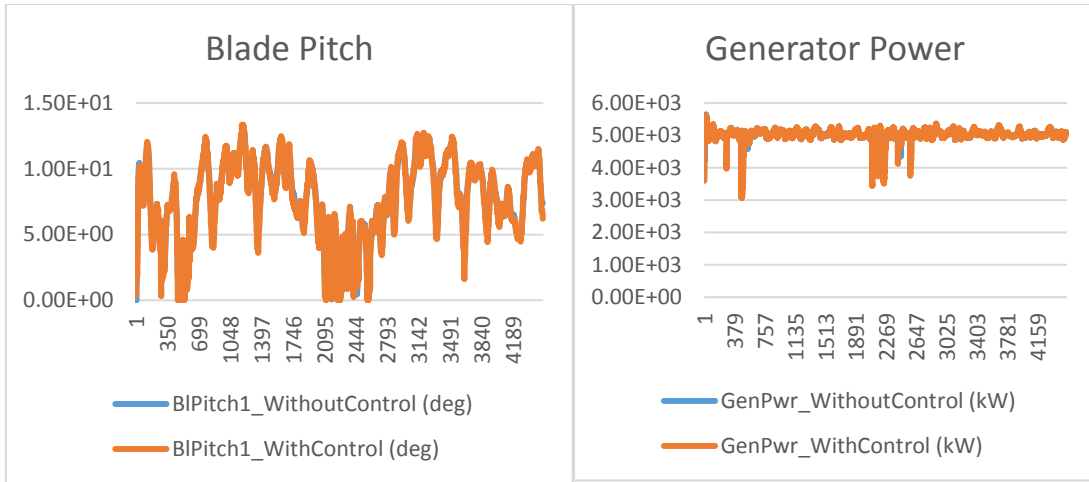
Con la PSD de My, corroboramos lo que ya hemos dicho. En anteriores simulaciones hemos visto una clara amortiguación del modo, y en este caso, aunque conseguimos amortiguar algo por el hecho de que hay puntos en los que estamos actuando bien, como existen otros que los controles no se están acoplado bien, vemos este modo más excitado que en las anteriores simulaciones



Casos de carga **Dlc1.2f**:

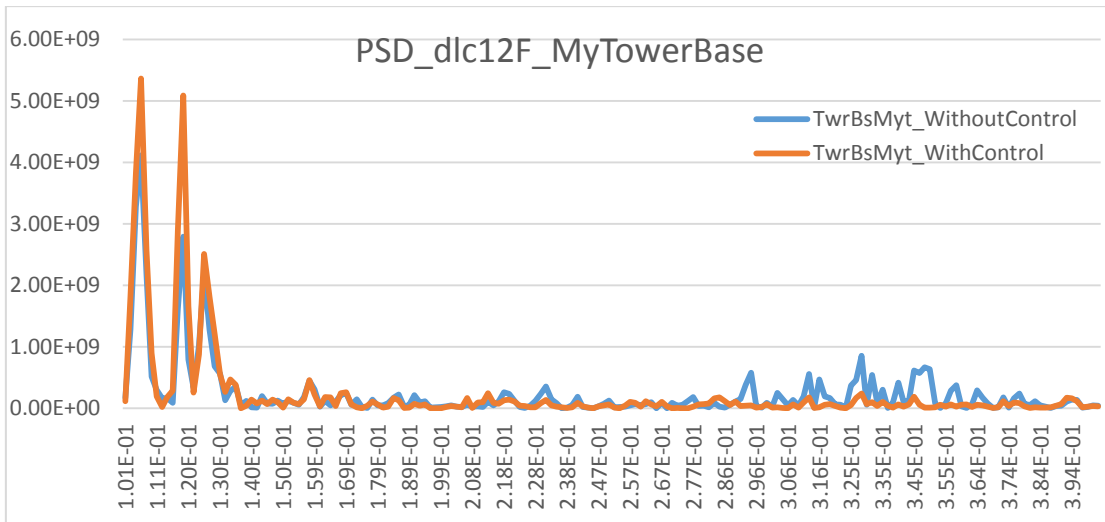
En los siguientes casos, son casos que seguimos estando lo suficientemente cerca de Vrated y de la zona de control de par, que no se aprecia demasiada mejoría en las cargas My. Esto se debe a lo que hemos mencionado anteriormente, al ser casos turbulentos, estos casos están constantemente pasando de la zona de control de pitch a la zona de control de par. Estos cambios, hacen que el control de amortiguamiento y el control de pitch no logren acoplarse bien y en ocasiones podemos ver como no conseguimos amortiguar el modo de vibración.

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



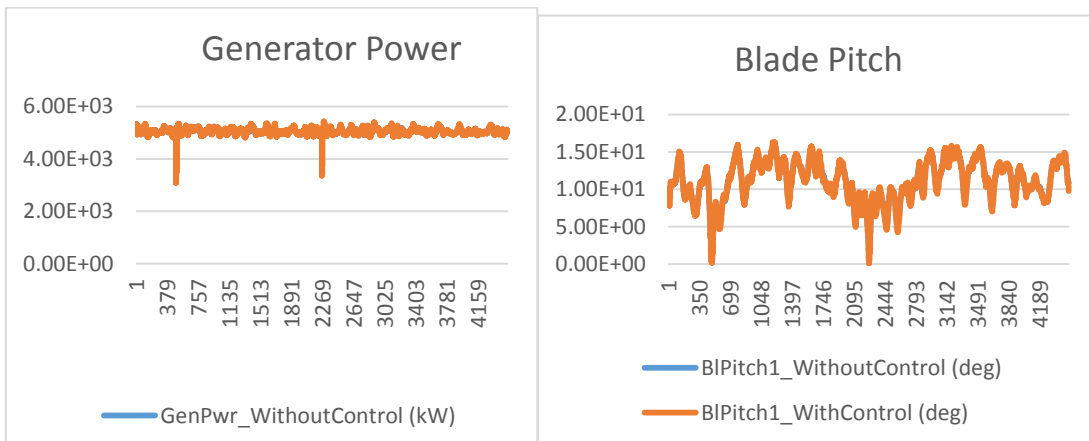
En la gráfica del PSD vemos como si se consigue amortiguar el modo de vibración, pero no lo estamos consiguiendo tan efectivamente como en anteriores ocasiones:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

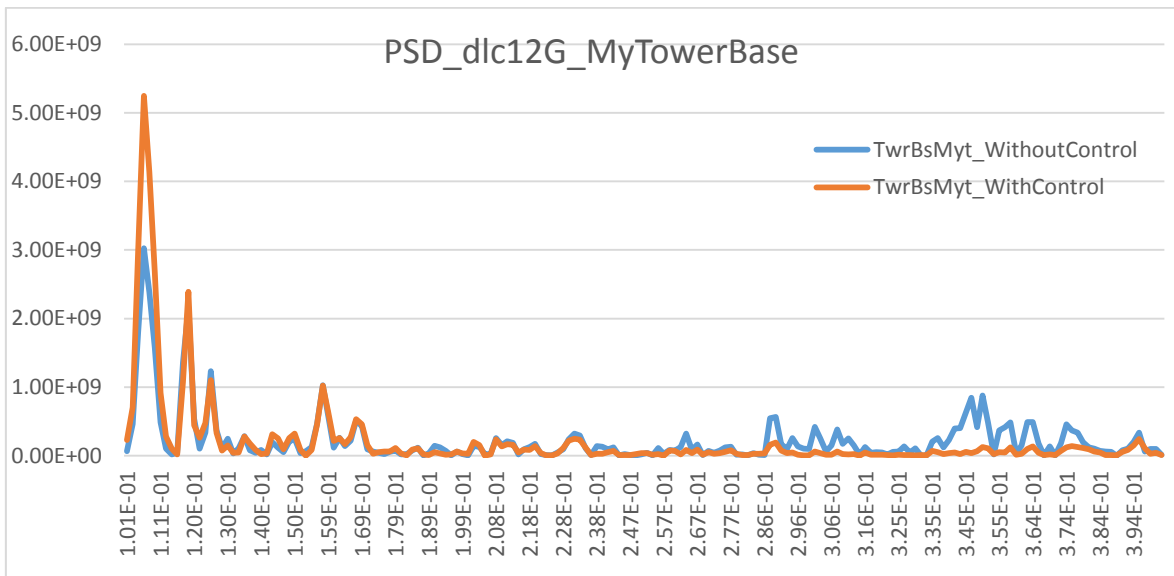
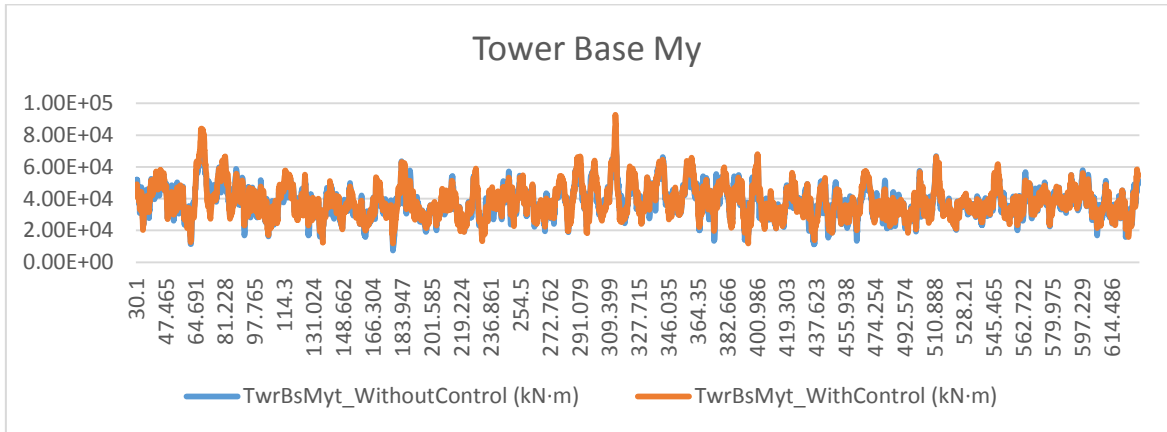
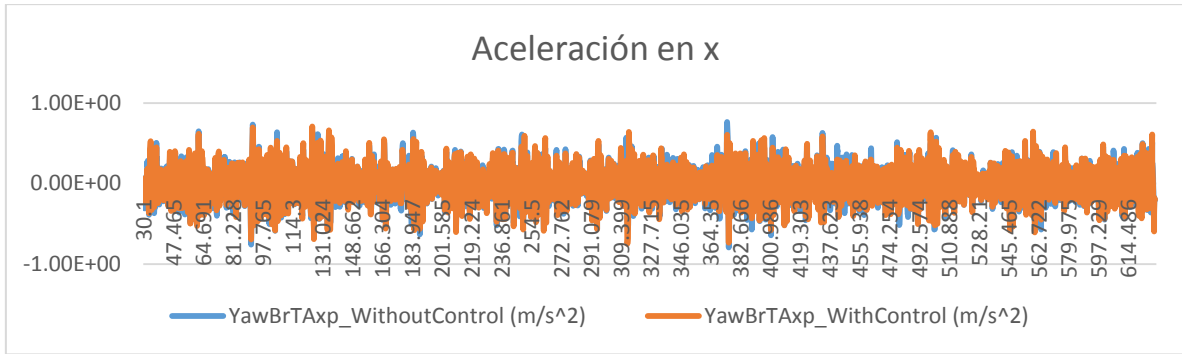


Caso de carga Dlc1.2g:

En el siguiente caso, seguimos estando lo suficientemente cerca de Vrated y de la zona de control de par, por lo que no se aprecia demasiada mejoría en las cargas My. Esto se debe a lo que hemos mencionado anteriormente, al ser casos turbulentos, estos casos están constantemente pasando de la zona de control de pitch a la zona de control de par. Estos cambios, hacen que el control de amortiguamiento y el control de pitch no logren acoplarse bien y en ocasiones podemos ver como no conseguimos amortiguar el modo de vibración.



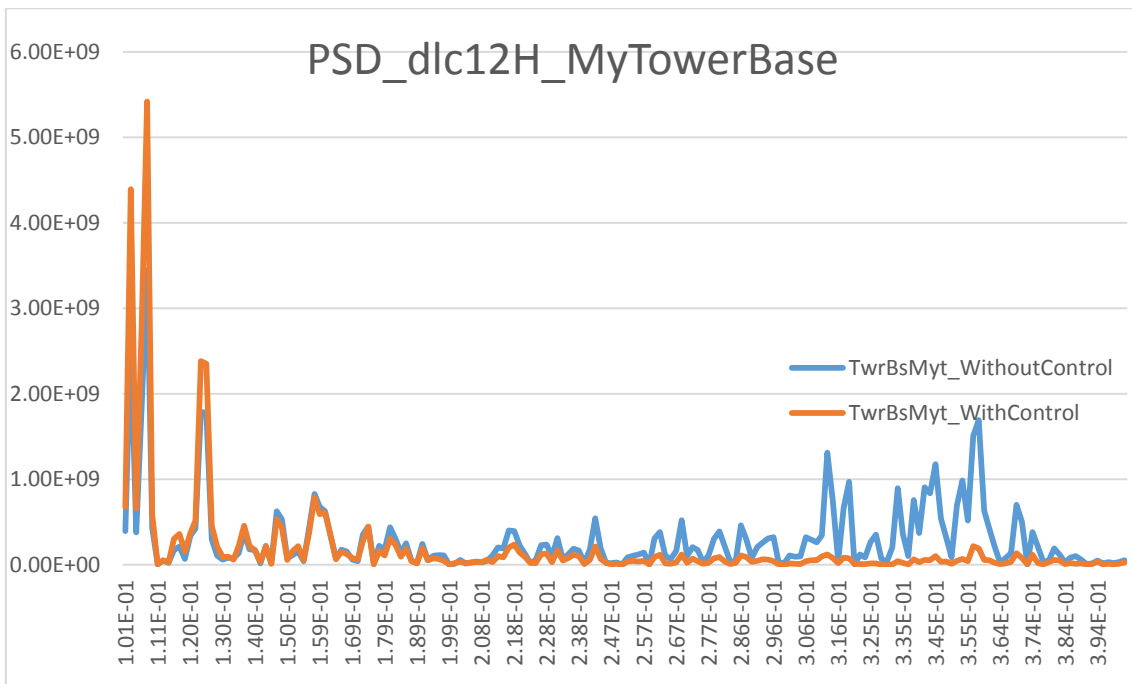
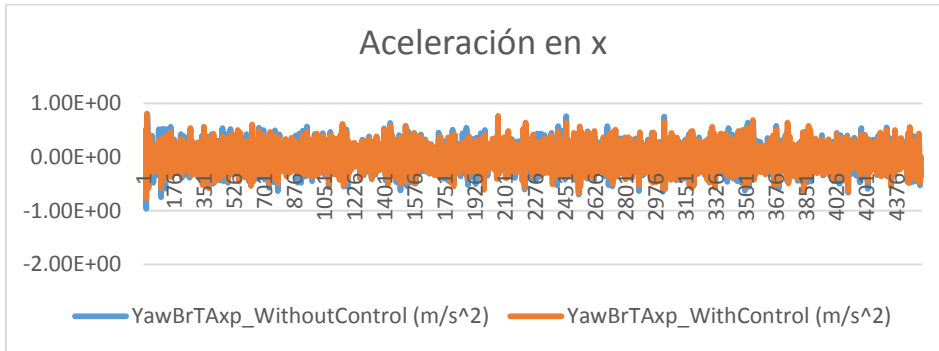
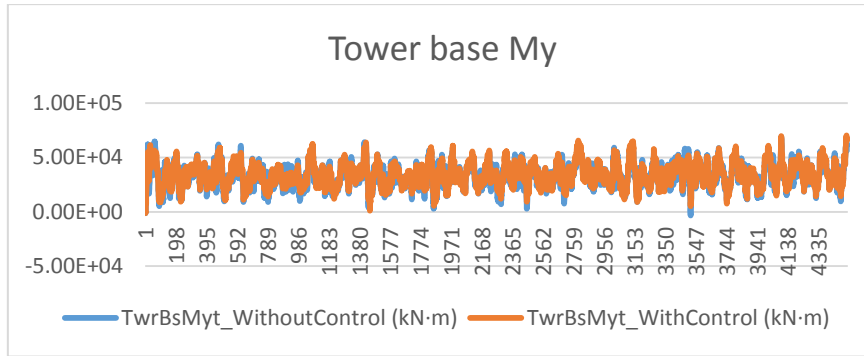
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga Dlc1.2h

En esta simulación vemos como la carga My baja su valor cuando aplicamos el control de amortiguamiento, pero hay puntos donde excitamos un poco la varga. Esto se debe a que cuando estamos en la zona de control de pitch los dos controles no consiguen acoplarse. Aun y todo, podemos ver que aunque no sea tan pronunciado como en otras simulaciones conseguimos amortiguar algo el primer modo de vibración:

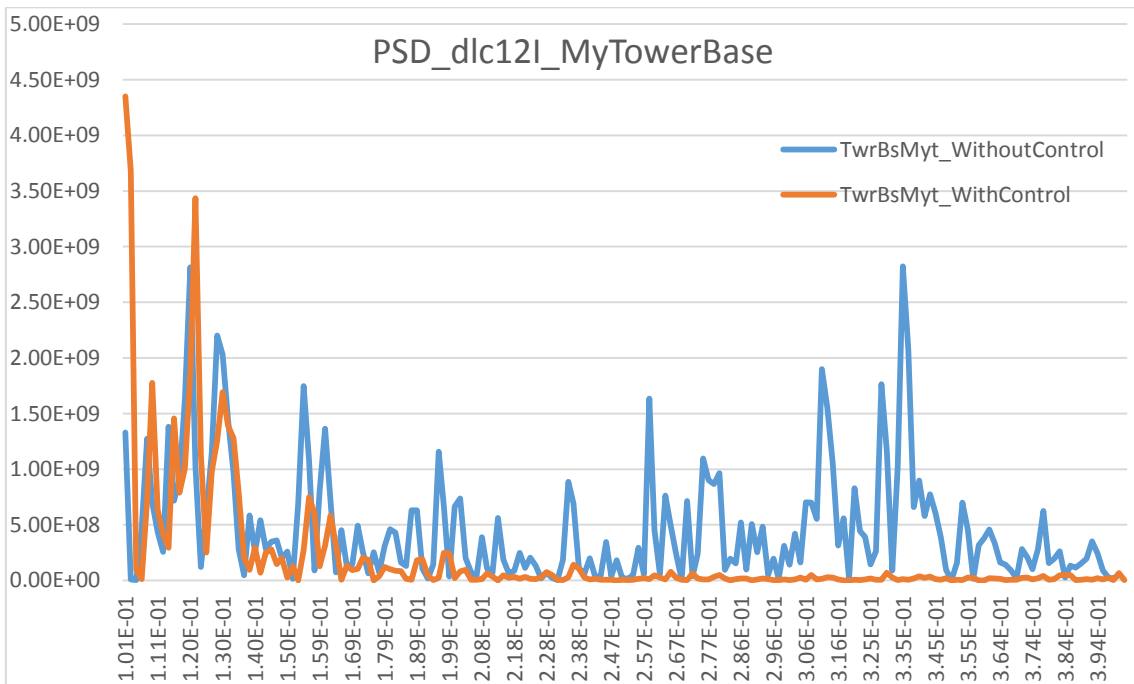
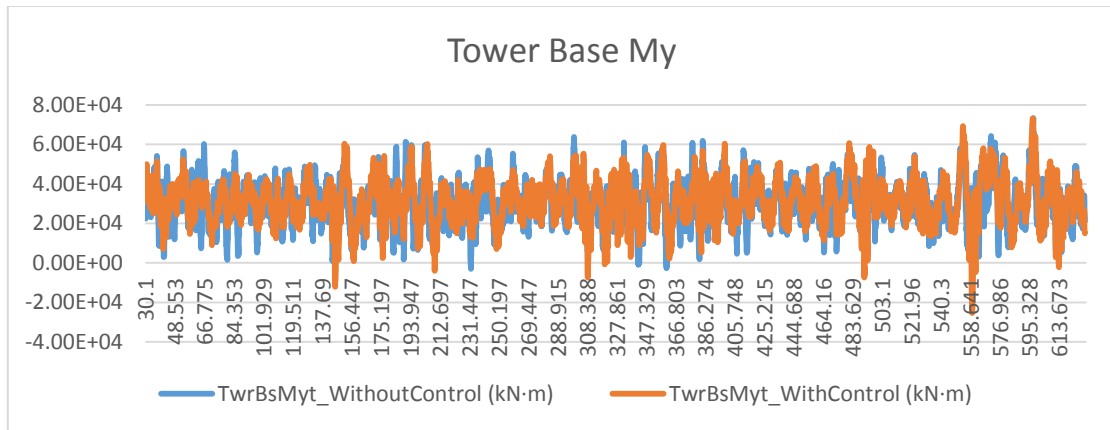
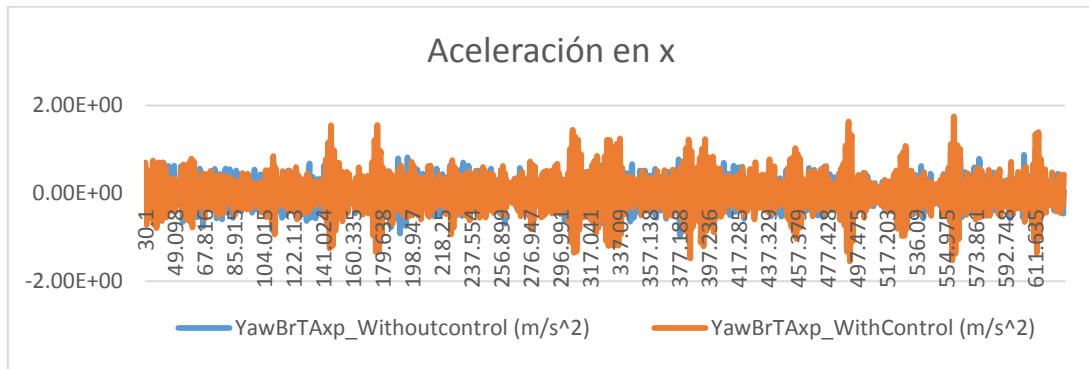
Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga **Dlc1.2i**

En este caso podemos ver como hay puntos concretos donde la aceleración en punta de torre es mayor cuando aplicamos el control de amortiguamiento. Aun teniendo esas aceleraciones mayores en la punta de la torre, no subiremos demasiado la carga y se puede ver como se consigue de la misma orma amortiguar el primer modo de vibración:

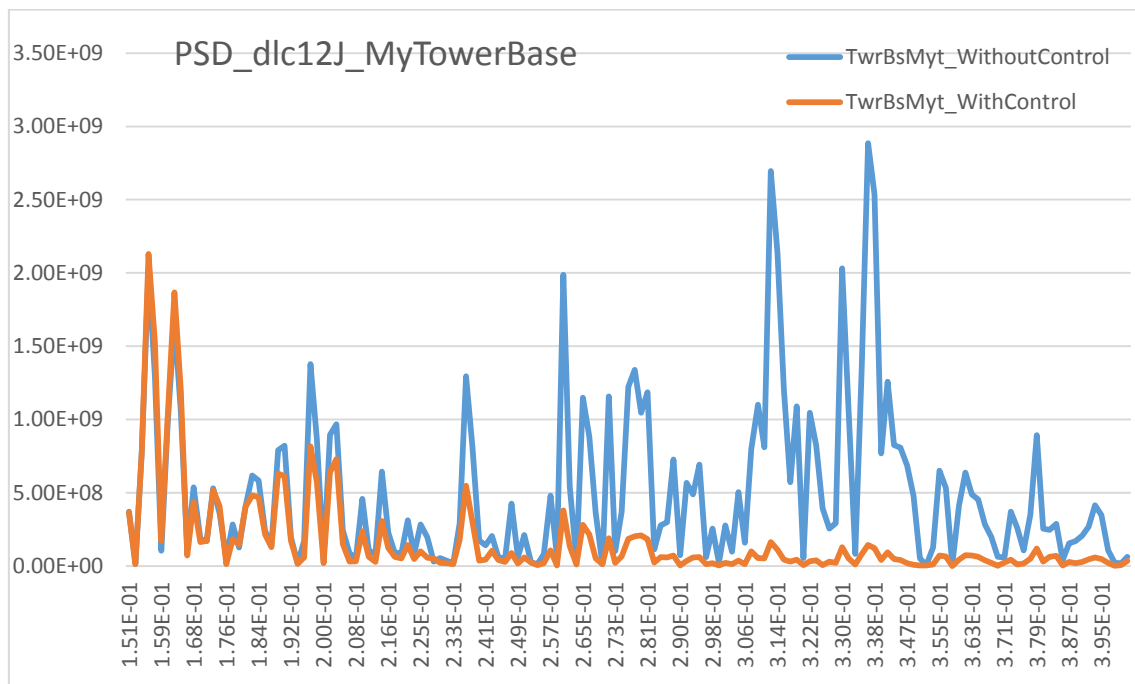
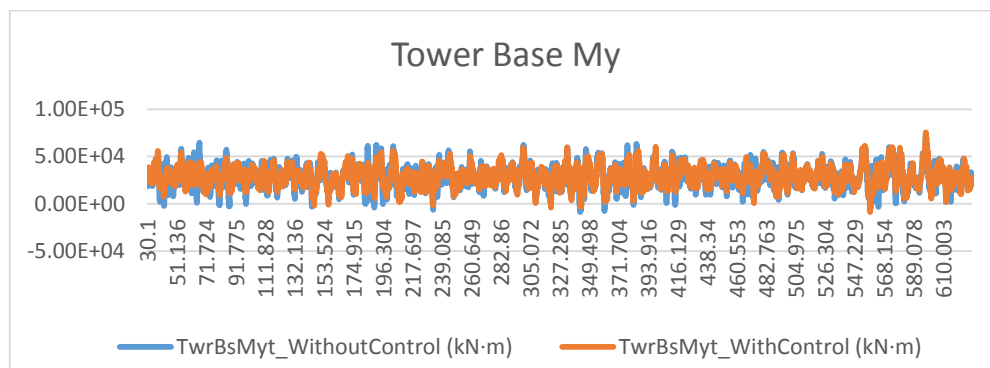
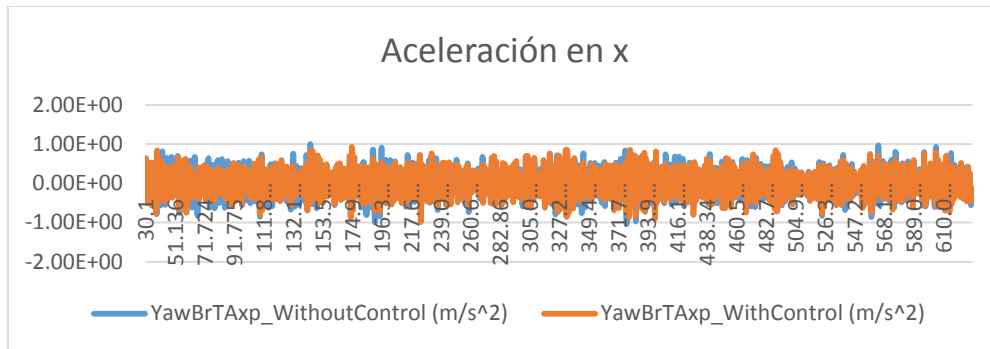
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga Dlc1.2j, Dlc1.2k:

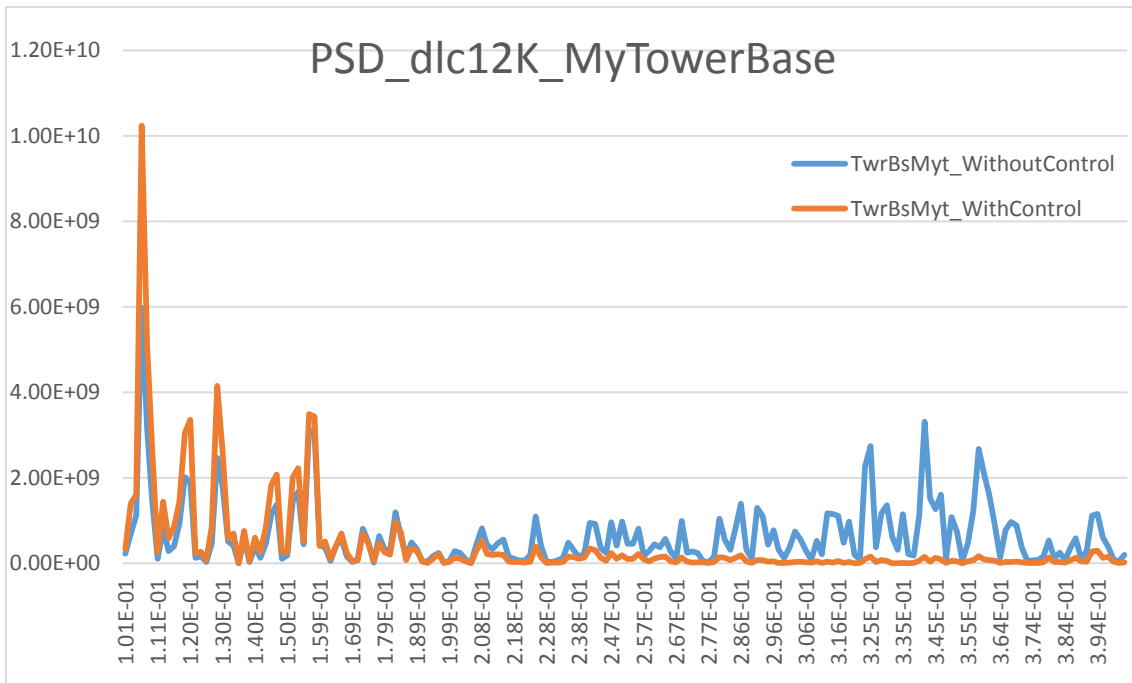
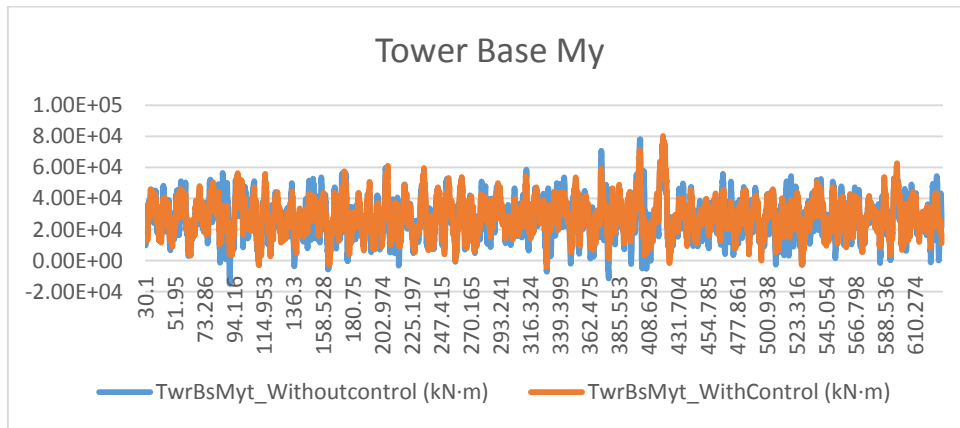
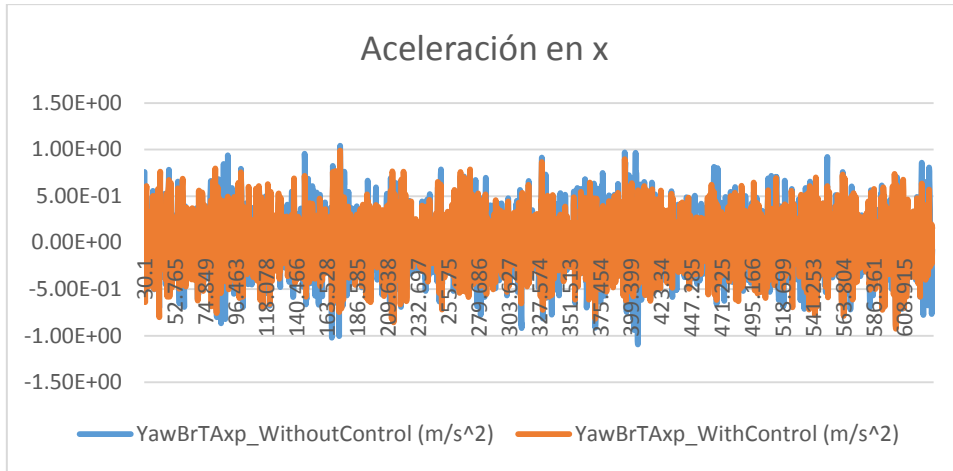
En estos dos últimos casos de carga, sí que podemos ver que aunque estamos en la zona de control de pitch, al tener vientos con velocidades más altas que está lejos de la velocidad V_{rated} , los controles no tienen tanto problema de acoplamiento y consigue

funcionar bastante bien. En las gráficas podemos ver cómo aunque en algún punto muy puntual la carga es algo mayor, durante la gran mayoría de la simulación conseguimos bajar la carga My y en consecuencia amortiguamos el modo de vibración:



Caso de carga **Dlc1.2k**:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



13.1.1 Resultados

En primer lugar, para valorar los resultados de las simulaciones hemos sacado estadísticos de cada caso de carga. En la siguiente tabla vemos valores mínimos, medios y máximos. Si hacemos una comparativa de los valores aplicándoles el control de amortiguamiento y sin el podemos ver como en la mayoría de casos (en verde) los valores de la carga My son favorables cuando aplicamos el control. En la tabla se puede ver, en los casos dlc1.2e y dlc1.2i como el valor mínimo es más pequeño en estos casos cuando no aplicamos el control y en el caso h, como el máximo cuando aplicamos el control es superior. Esto lo hemos ido viendo en los plots anteriores.

Filename	TwrBsMyt					
	Minimum_WithControl	Minimum_WithoutControl	Mean_WithControl	Mean_WithoutControl	Maximum_WithControl	Maximum_WithoutControl
dlc12a	-2.25E+04	-2.25E+04	1.55E+04	1.55E+04	5.46E+04	5.46E+04
dlc12b	-4.69E+03	-7.45E+03	3.15E+04	3.18E+04	6.90E+04	7.10E+04
dlc12c	260	262	5.05E+04	5.23E+04	9.03E+04	1.39E+05
dlc12d	477	-2.78E+04	7.84E+04	7.99E+04	1.22E+05	1.61E+05
dlc12e	-1.34E+05	-1.19E+05	8.20E+04	8.21E+04	1.45E+05	1.66E+05
dlc12f	-227	-5.88E+04	6.73E+04	6.65E+04	1.95E+05	2.55E+05
dlc12g	-932	-1.49E+04	5.76E+04	5.68E+04	1.39E+05	1.46E+05
dlc12h	-2.13E+03	-5.27E+03	5.12E+04	5.02E+04	1.06E+05	1.03E+05
dlc12i	-6.74E+04	-6.39E+04	4.69E+04	4.59E+04	1.48E+05	2.04E+05
dlc12j	-1.34E+04	-3.62E+04	4.36E+04	4.30E+04	1.13E+05	1.50E+05
dlc12kc	-6.50E+03	-2.25E+04	4.21E+04	4.14E+04	1.20E+05	1.27E+05

Tabla 19 : Valores mínimos, máximos y medios.

Además hemos sacado la carga equivalente de cada caso de carga para m=4 y m=9 mediante el contado de rainflow. Se puede apreciar en las tablas siguientes que aunque haya casos en los que el control haga subir algo las cargas, en valores de cargas equivalentes, que es al fin y al cabo como medimos la fatiga de un componente, en todos los casos es favorable cuando aplicamos el control de amortiguamiento. En la última columna podemos ver la diferencia en tanto por cien entre ambas simulaciones:

m	Filename	TwrBsMyt_WithControl	TwrBsMyt_WithoutControl	%_Dif
4	dlc12a	6.85E+04	6.85E+04	0.00%
4	dlc12b	5.97E+04	6.67E+04	-10.49%
4	dlc12c	5.49E+04	8.36E+04	-34.33%
4	dlc12d	7.20E+04	1.07E+05	-32.71%
4	dlc12e	1.40E+05	1.49E+05	-6.04%
4	dlc12f	1.21E+05	1.76E+05	-31.25%
4	dlc12g	1.00E+05	1.08E+05	-7.41%
4	dlc12h	9.42E+04	9.90E+04	-4.85%
4	dlc12i	1.39E+05	1.57E+05	-11.46%
4	dlc12j	1.06E+05	1.34E+05	-20.90%
4	dlc12k	1.07E+05	1.28E+05	-16.41%
9	dlc12a	6.18E+04	6.20E+04	-0.32%
9	dlc12b	5.79E+04	6.34E+04	-8.68%
9	dlc12c	6.56E+04	1.06E+05	-38.11%
9	dlc12d	9.05E+04	1.41E+05	-35.82%
9	dlc12e	1.85E+05	1.98E+05	-6.57%
9	dlc12f	1.53E+05	2.41E+05	-36.51%
9	dlc12g	1.09E+05	1.24E+05	-12.10%
9	dlc12h	8.74E+04	8.96E+04	-2.46%
9	dlc12i	1.55E+05	1.99E+05	-22.11%
9	dlc12j	1.01E+05	1.38E+05	-26.81%
9	dlc12k	1.03E+05	1.18E+05	-12.71%

Tabla 20: Cargas equivalentes

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

m	Filename	TwrBsMyt_WithControl	TwrBsMyt_WithoutControl	%_Dif
4	dlc12a	7.15E+04	7.17E+04	-0.28%
4	dlc12b	6.11E+04	6.91E+04	-11.58%
4	dlc12c	5.49E+04	8.10E+04	-32.22%
4	dlc12d	6.96E+04	1.04E+05	-33.08%
4	dlc12e	1.43E+05	1.51E+05	-5.30%
4	dlc12f	1.15E+05	1.66E+05	-30.72%
4	dlc12g	9.78E+04	1.05E+05	-6.86%
4	dlc12h	9.39E+04	9.91E+04	-5.25%
4	dlc12i	1.42E+05	1.55E+05	-8.39%
4	dlc12j	1.07E+05	1.35E+05	-20.74%
4	dlc12k	1.08E+05	1.29E+05	-16.28%
9	dlc12a	6.48E+04	6.46E+04	0.31%
9	dlc12b	5.87E+04	6.57E+04	-10.65%
9	dlc12c	6.56E+04	1.02E+05	-35.69%
9	dlc12d	8.74E+04	1.37E+05	-36.20%
9	dlc12e	1.98E+05	2.05E+05	-3.41%
9	dlc12f	1.43E+05	2.27E+05	-37.00%
9	dlc12g	1.05E+05	1.20E+05	-12.50%
9	dlc12h	8.72E+04	8.94E+04	-2.46%
9	dlc12i	1.59E+05	1.94E+05	-18.04%
9	dlc12j	1.01E+05	1.38E+05	-26.81%
9	dlc12k	1.02E+05	1.20E+05	-15.00%

Tabla 21 : Cargas equivalentes

Del postproceso también hemos obtenido el daño equivalente de la carga en las diferentes m y el tiempo de fallo. Por lo que ya hemos visto de los resultados de los estadísticos y las cargas equivalentes de cada simulación, es de esperar que el daño acumulado con el control de amortiguamiento sea menor y a su vez tenga una vida mayor. Podemos apreciar en los resultados como la carga equivalente como el daño acumulado, baja considerablemente cuando aplicamos el control de amortiguamiento:

BRMOMENTS Lifetime Damage (-) for various S/N Curves				
		TwrBsMyt_WithControl	TwrBsMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	176	385	-54.29%
	9	0.00946	0.0757	-87.50%
BRMOMENTS Time Until Failure (s) for various S/N Curves				
		TwrBsMyt_WithControl	TwrBsMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	3.58E+06	1.64E+06	118.29%
	9	6.67E+10	8.33E+09	700.72%

Tabla 22 : Daño acumulado

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

Lifetime Damage (-) without Goodman Correction for vari				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	136	271	-49.82%
	9	0.00856	0.0311	-72.48%
Time Until Failure (s) without Goodman Correction for vari				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	4.63E+06	2.33E+06	98.71%
	9	7.37E+10	2.03E+10	263.05%

Tabla 23 : Daño acumulado

Datos de carga equivalente resumida:

RMoments Lifetime DELs at Fixed Mean for various S/N Curve				
n_ref	9999999.841	TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
m	4	9.70E+04	1.18E+05	-1.78E-01
	9	1.49E+05	1.87E+05	-2.03E-01
Lifetime DELs at Zero Mean without Goodman Correction for vari				
n_ref	9999999.841	TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
m	4	9.72E+04	1.15E+05	-1.55E-01
	9	1.57E+05	1.81E+05	-1.33E-01

Tabla 24 : Resumen carga equivalente.

13.1.2 Cálculo del Pitch Rate

Después de haber hecho todas las simulaciones y a ver visto que la fatiga baja, tenemos que cuantificar cuanto nos costaría esto. Esto es, la disminución en la fatiga viene a costa del movimiento de pitch.

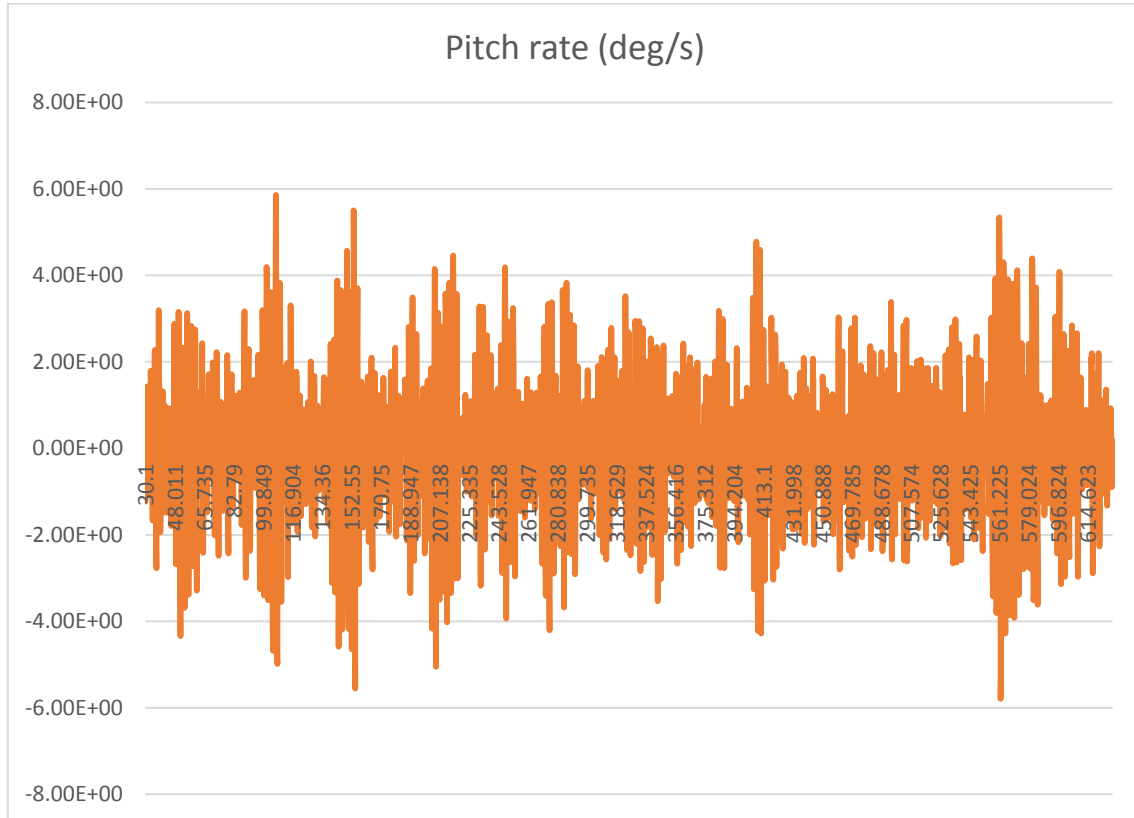
Para conseguir este resultado, como se ha visto en las simulaciones, necesitaremos más movimiento de pitch, lo que puede afectar directamente en la vida de este componente.

A continuación se va a ver el cálculo de la variable de pitch rate para cuantificar este daño. Para ello, se va a coger la simulación en la que más movimiento de pitch se vea. Esta simulación será la dlc1.2c, ya que es la que más cambió tiene.

Para calcular este valor, como FAST no lo permite sacar como output, se ha hecho de la siguiente forma:

$$Pitch\ Rate = \frac{(pitch_t + dt - pitch)}{dt} = [deg/s]$$

El máximo valor de pitch rate en esta simulación es de 5.86 °/s. Este pitch rate no se considera demasiado elevado y aunque el sistema de pitch con el control implementado va a sufrir más, según vemos en las simulaciones, no existe demasiada diferencia en cuanto a valores máximos de pitch rate. Como se puede ver en la siguiente gráfica, en esta simulación el pitch pasa de estar quieto a estar constantemente moviéndose.



Esto va a afectar a la vida del sistema de pitch ya que vemos como con el control de amortiguamiento el sistema de pitch tiene actuar muchísimo más que si no tuviéramos este control.

13.1.3 Conclusión

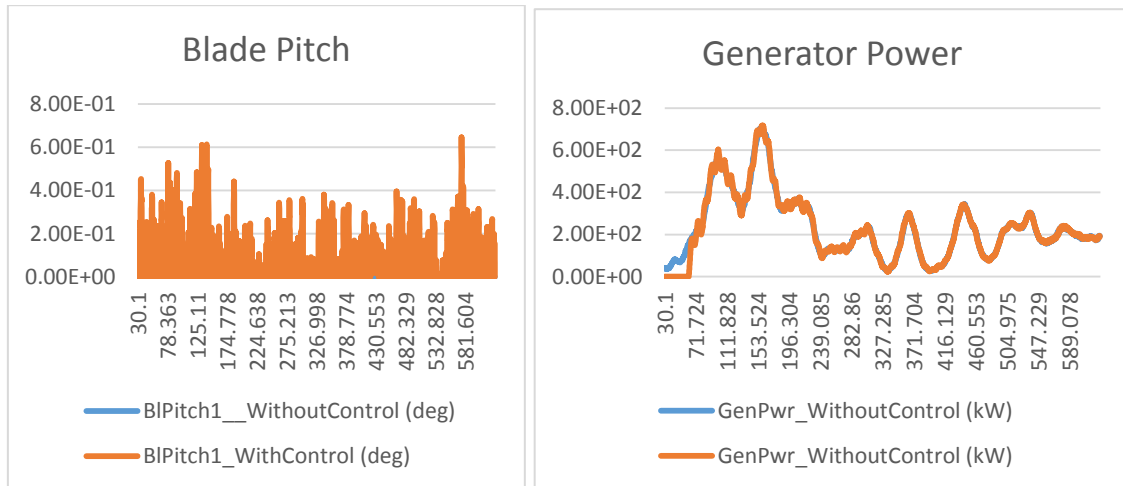
El control de amortiguamiento del modo fore aft actúa consiguiendo los resultados esperados en una torre soft-stiff. Si miramos la fatiga entera, se puede concluir que el sistema de pitch no se verá afectado por el control de amortiguamiento en la mayoría de ocasiones, pero en alguna simulación en concreto, sí que vemos gran diferencia entre el control sin amortiguamiento y el control de amortiguamiento. Esto podría implicar una vida más corta en el sistema de pitch.

13.2 Simulaciones de la torre soft-soft 2 0.1226 Hz

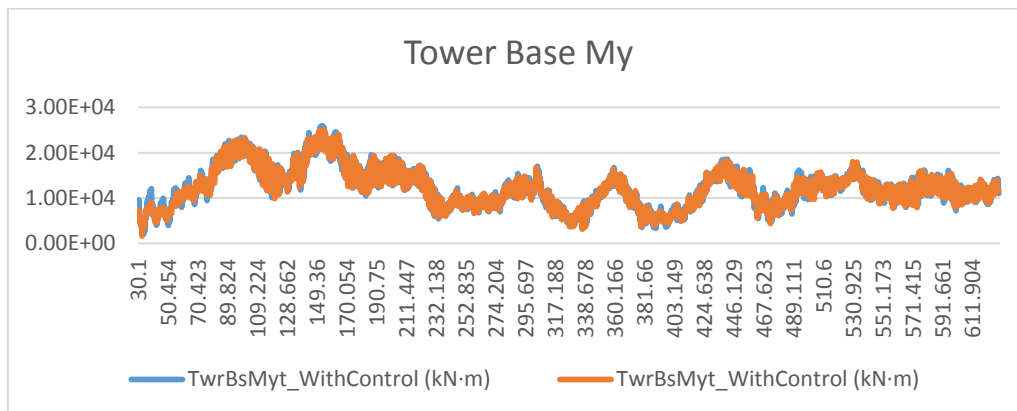
En este apartado se van a exponer los resultados de las simulaciones con la torre soft-soft 2.

Caso de carga Dlc1.2a:

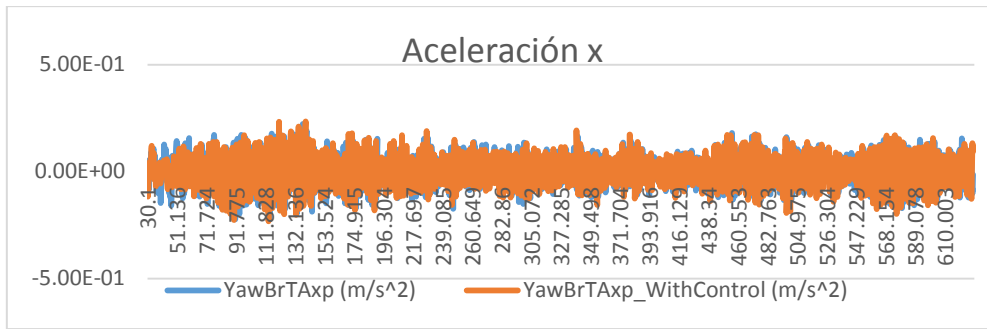
Una vez simulado el caso de carga con control de amortiguamiento y sin control de amortiguamiento, lo más importante además de ver cómo queda la carga My en base de torre, es ver que no pierde potencia. En la primera gráfica podemos ver la potencia del generador. Vemos que aunque al principio tenemos un transitorio, por norma general a lo largo de toda la simulación tenemos la misma potencia con control de amortiguamiento que sin control de amortiguamiento. En la segunda gráfica, podemos ver el ángulo de pitch. En una simulación a estas velocidades, el ángulo de pitch está a 0°, ya que en esta zona de trabajo el control de pitch no está actuando. Cuando hacemos la simulación con el control de amortiguamiento, vemos la variación que se da en el pitch. Podemos apreciar en la segunda figura que el pitch varía de 0 grados a 1.6 grados.



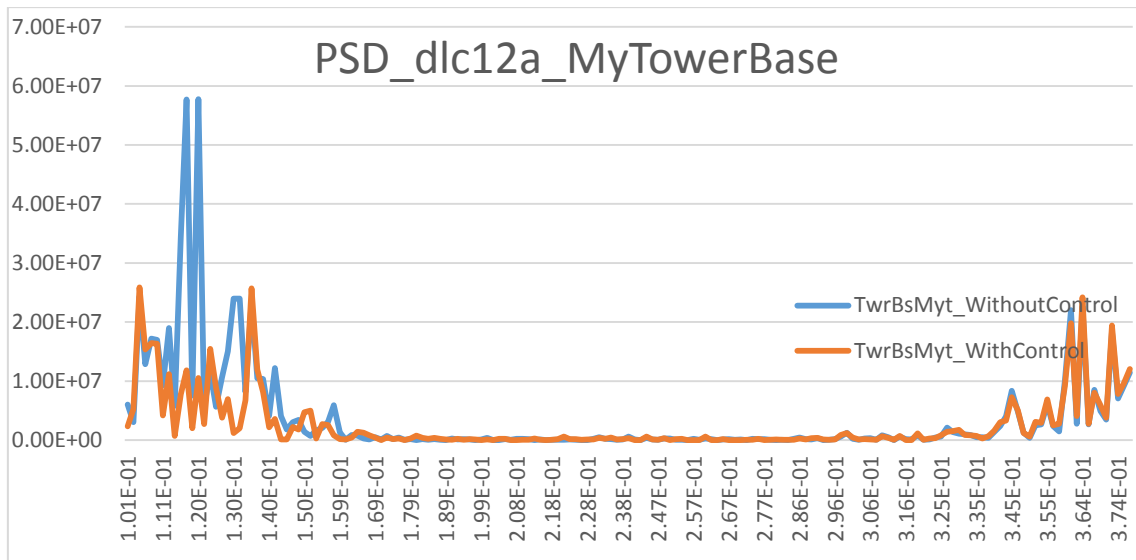
Con la variación que se está dando en el pitch, conseguimos bajar la carga en base de torre de la siguiente forma. Se ve como la carga sigue en ambas simulaciones la misma tendencia, y que cuando le aplicamos el control de amortiguamiento, conseguimos bajar esta carga:



Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



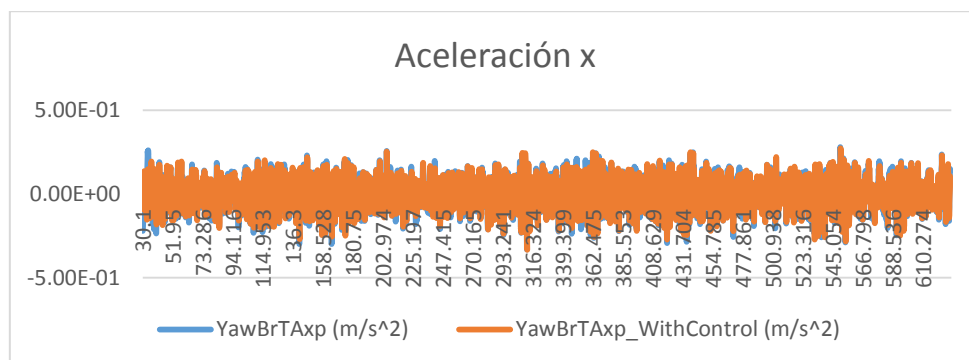
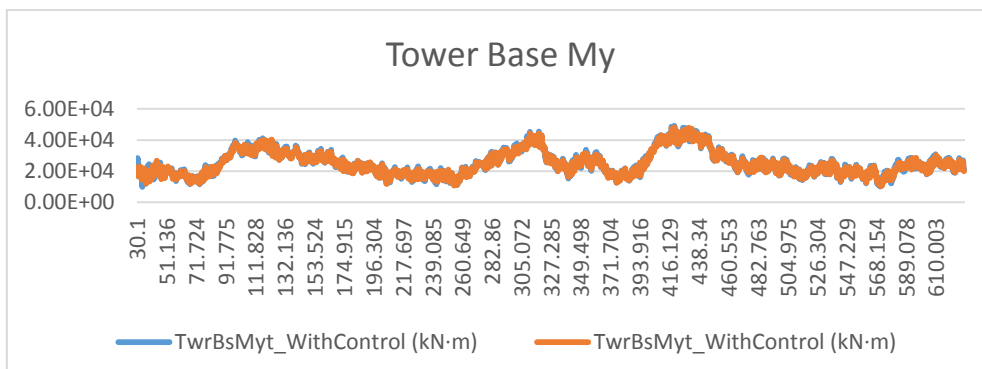
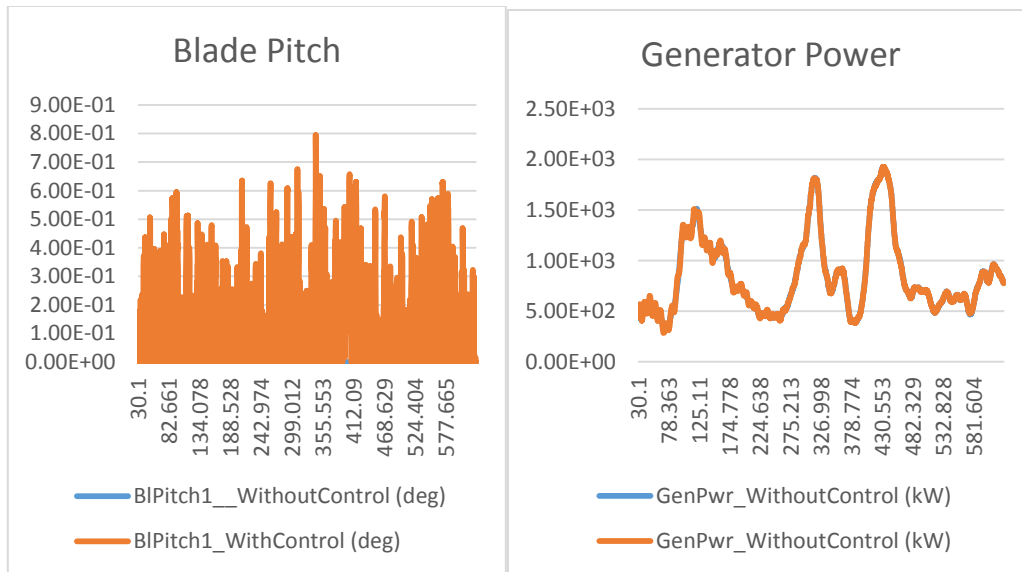
En la siguiente imagen podemos ver la comparativa de PSD en la variable My. Se puede ver claro como a muy bajas frecuencias hay unas excitaciones muy altas. Estas excitaciones se deben al propio viento. Pero si nos fijamos, alrededor de la primera frecuencia de torre fore-aft 1, tenemos excitaciones. Estas excitaciones aplicándoles el control de amortiguamiento, vemos como dejan de excitarse.



Caso de carga **Dlc1.2b**:

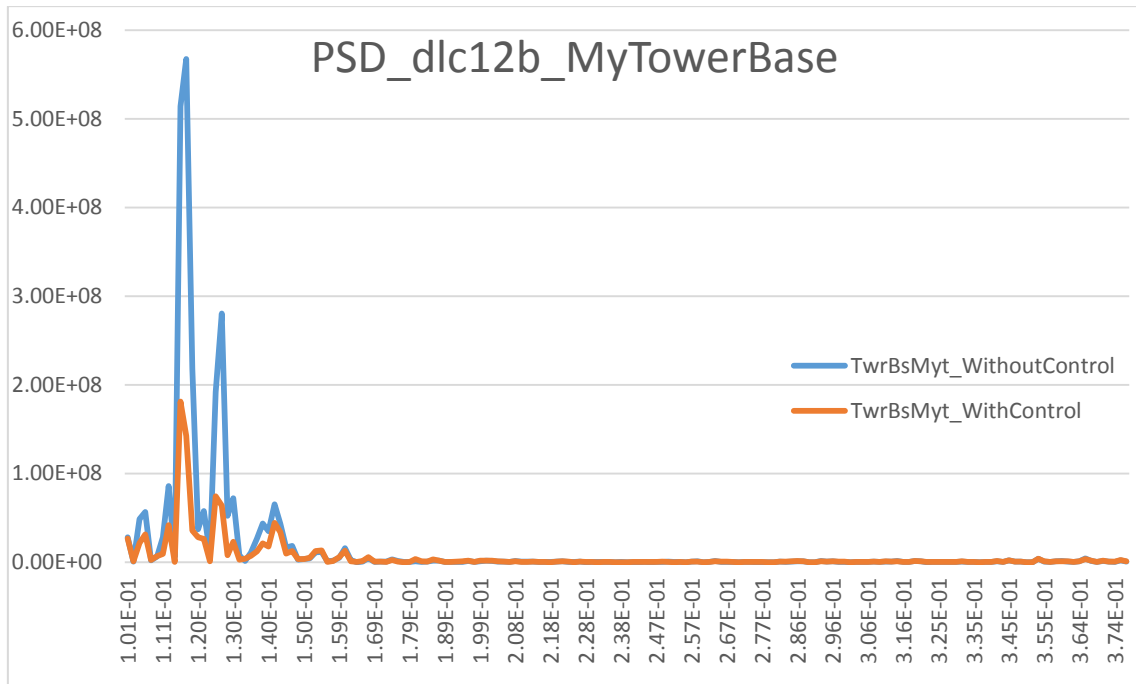
En el caso b del grupo de carga dlc 1.2, vemos resultados parecidos que en el caso a. Cuando ploteamos la potencia, podemos ver al principio un transitorio pero después podemos ver como se estabiliza y la potencia se mantiene constante durante toda la simulación. Esto se debe, como podemos ver en la gráfica del Pitch, a que el ángulo de pitch aunque con control podemos ver una variación respecto a los 0° que tenemos cuando simulamos sin control, tampoco tenemos movimiento excesivo en esta variable.

En la carga My en base de torre, podemos ver como gracias al control bajamos esta carga respecto a la simulación sin control. Además vemos que lo estamos haciendo de forma controlada y sigue la misma tendencia por toda la simulación.



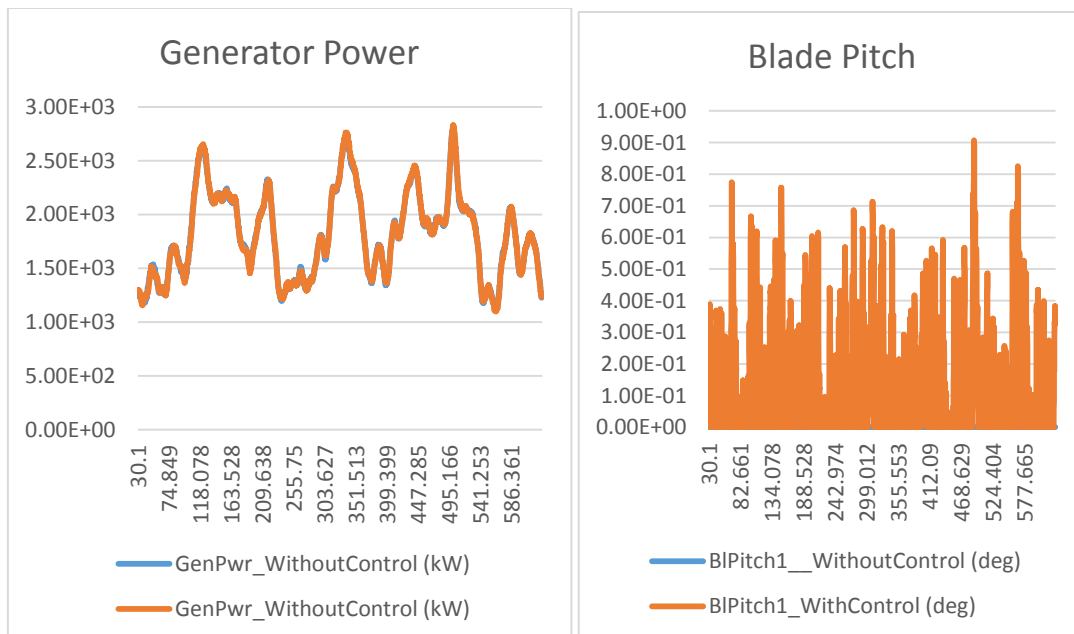
Esto queda reflejado en el PSD de la variable My en base de torre. Como podemos ver en la figura de abajo, alrededor de la primera frecuencia de torre podemos ver como amortiguamos el modo de vibración. Podemos ver claramente como conseguimos amortiguar el primer modo de la torre:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

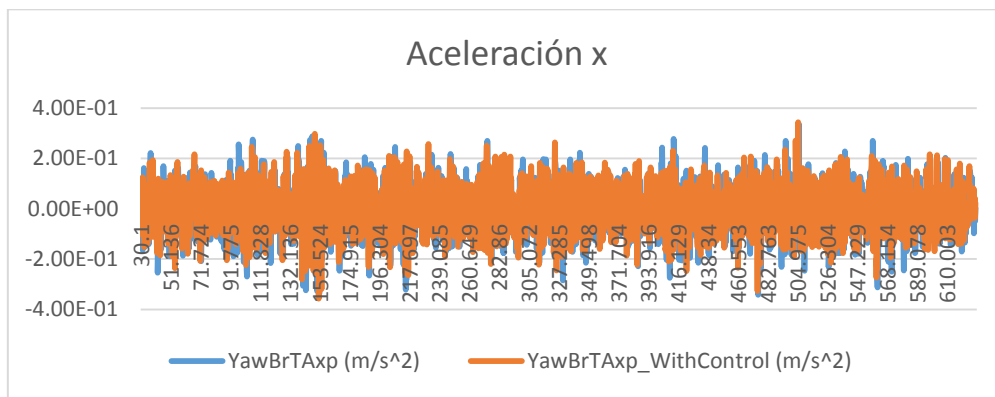
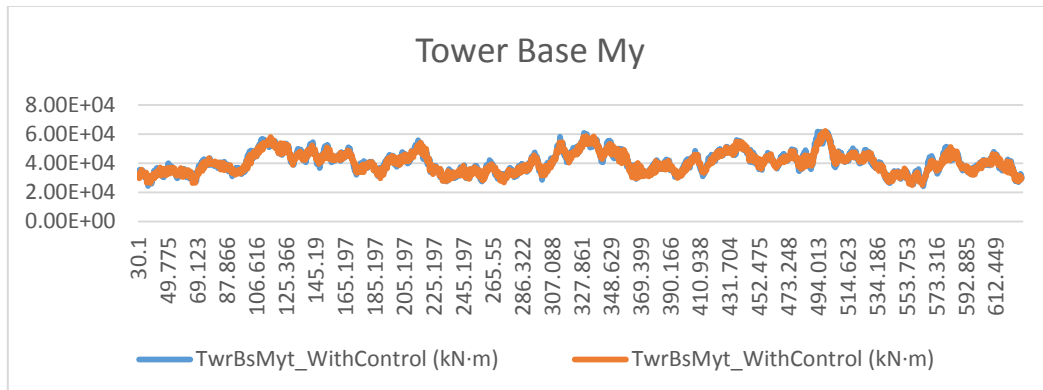


Caso de carga **Dlc1.2c**:

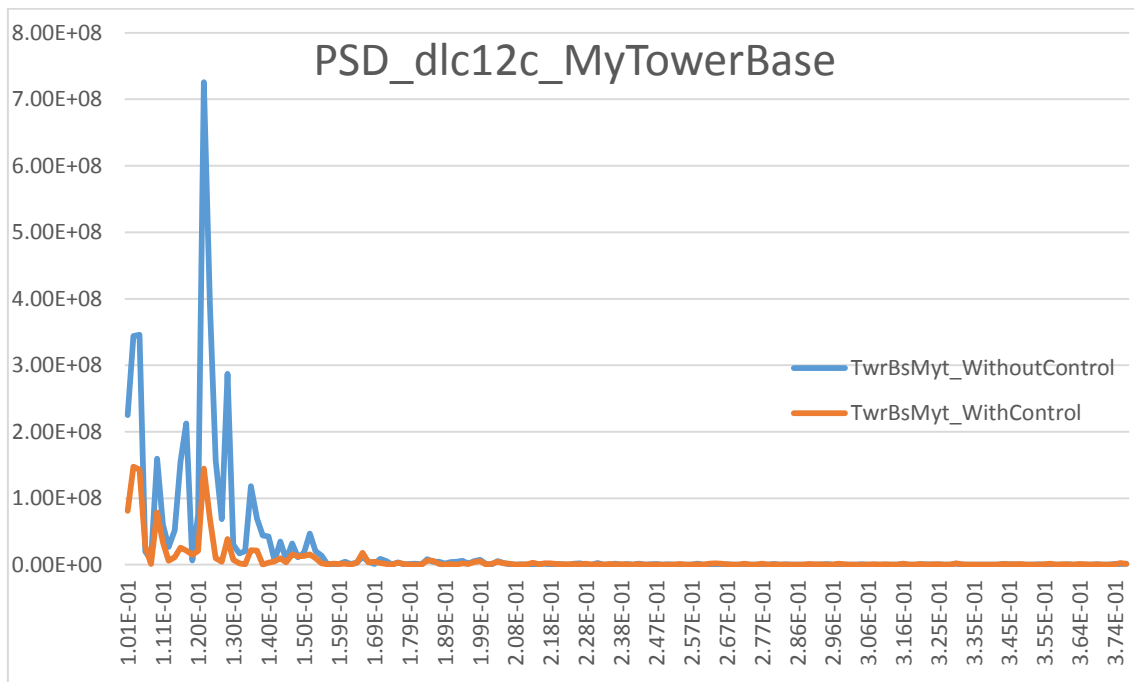
En el caso dlc1.2c podemos ver cosas parecidas a las anteriores. En las variables de pitch y potencia, vemos como al principio, en potencia, tenemos un transitorio pero después conseguimos estabilizar ese transitorio y vemos como durante toda la simulación no perdemos demasiada potencia. Podemos ver también claro como el actúa el control en el pitch, ya que pasamos de tener las palas completamente enfrentadas, a tener una pequeña variación en el pitch:



En este caso vemos como el control aunque esté actuando no lo está haciendo demasiado, ya que la ver la carga en base de torre, no vemos grandes diferencias. Si que podemos apreciar, pequeñas variaciones en puntos concretos:

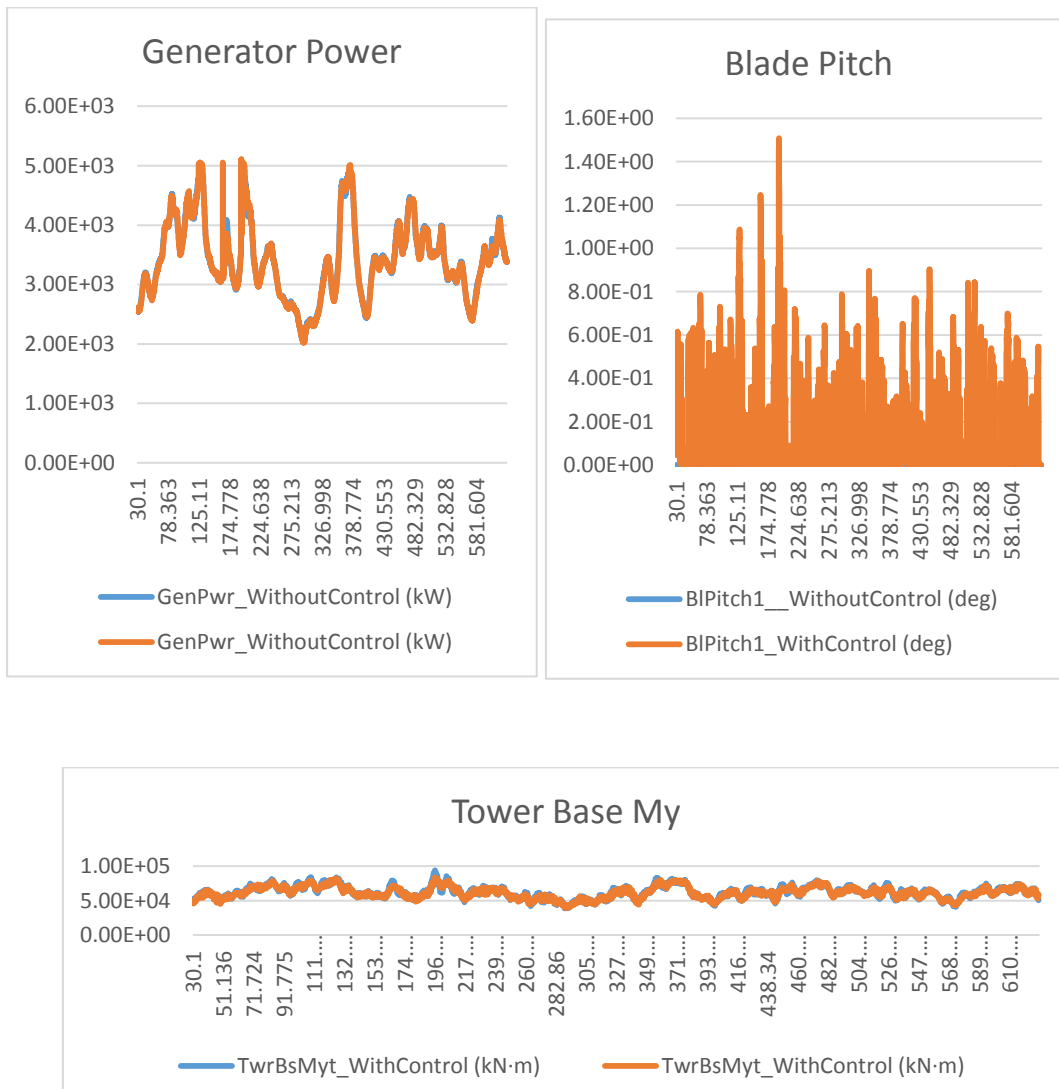


Aun y todo, podemos ver en la PSD de My en base de torre como la primera frecuencia de resonancia de la torre está amortiguándose. Podemos apreciar como en este caso, tenemos excitaciones que con control se excitan en otros puntos. Esto hace que la carga en My no baje todo lo que nos gustaría a nosotros:

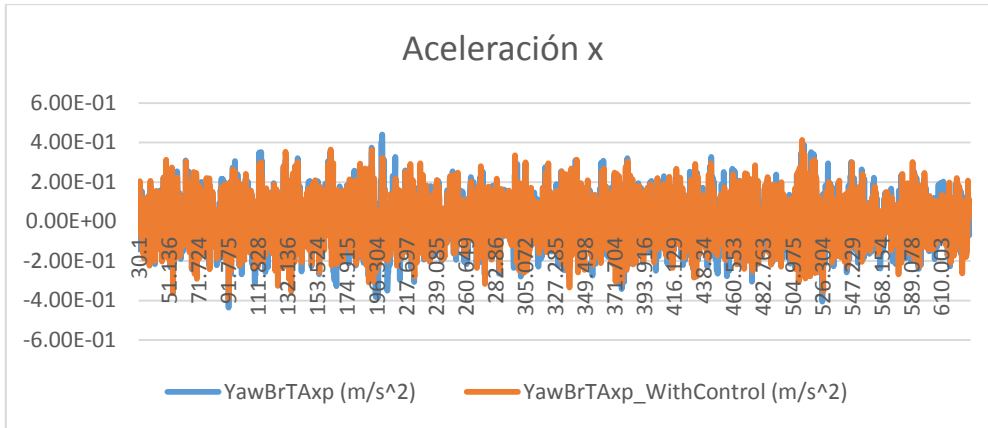


Caso de carga **Dlc1.2d**:

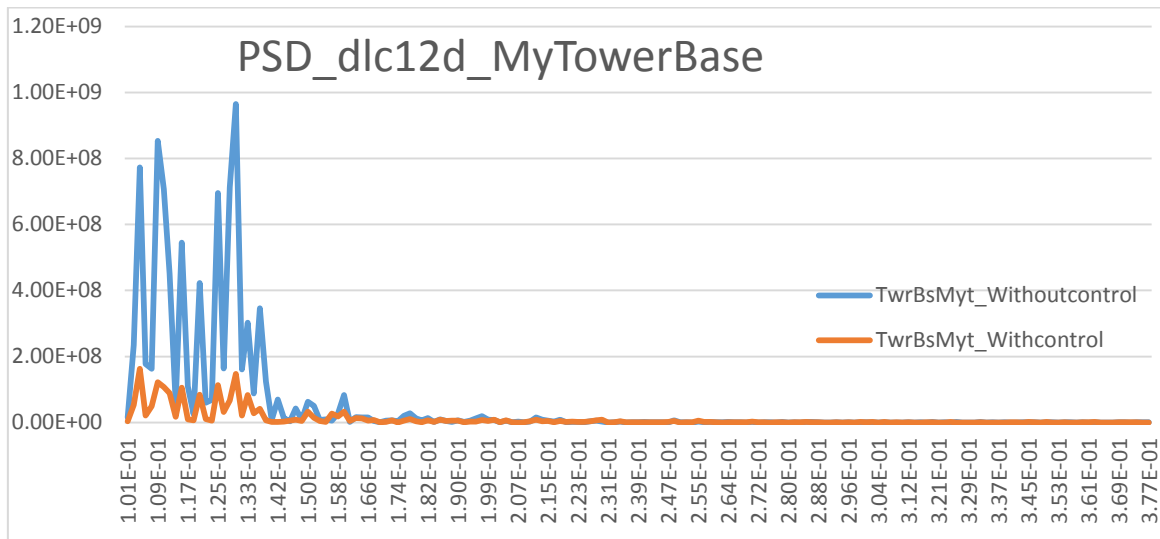
En el caso dlc1.2d podemos ver como el pitch empieza a moverse más y la potencia, aunque seguimos teniendo un comportamiento muy parecido, vemos como en varios puntos concretos empieza a diferenciarse más. Esta simulación está muy próxima a la velocidad rated de la máquina. Una vez que la máquina llega a esta velocidad, debería de producir potencia nominal, y en este punto, debería entrar el control de pitch a actuar. Esto puede hacer que el control que se presenta en este trabajo no actúe como lo esperado, ya que se acoplan dos controles diferentes que hacen mover la pala de diferente forma. En este caso, parece que todavía no está ocurriendo esto. De hecho, el control de amortiguamiento está actuando bastante bien sin perder prácticamente potencia. Podemos verlo en la gráfica de My en tower Base, como conseguimos bajar la carga:



Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



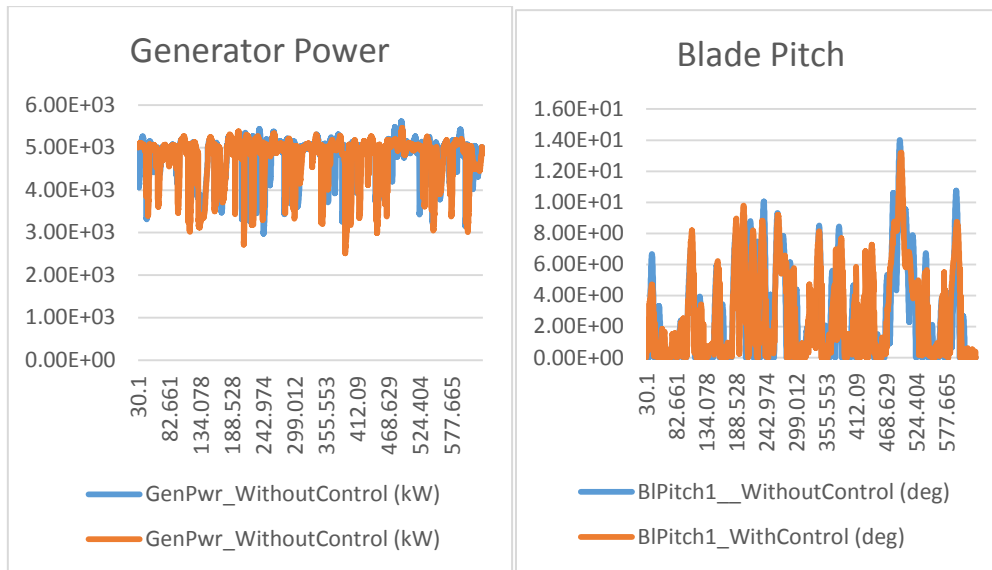
Si vemos la PSD de My, podemos ver como ignorando las primeras frecuencias, el primer modo de vibración de la torre, comparado con lo que hemos visto hasta ahora, se está excitando bastante, y una vez aplicado el control de amortiguamiento, conseguimos amortiguarlo por completo:



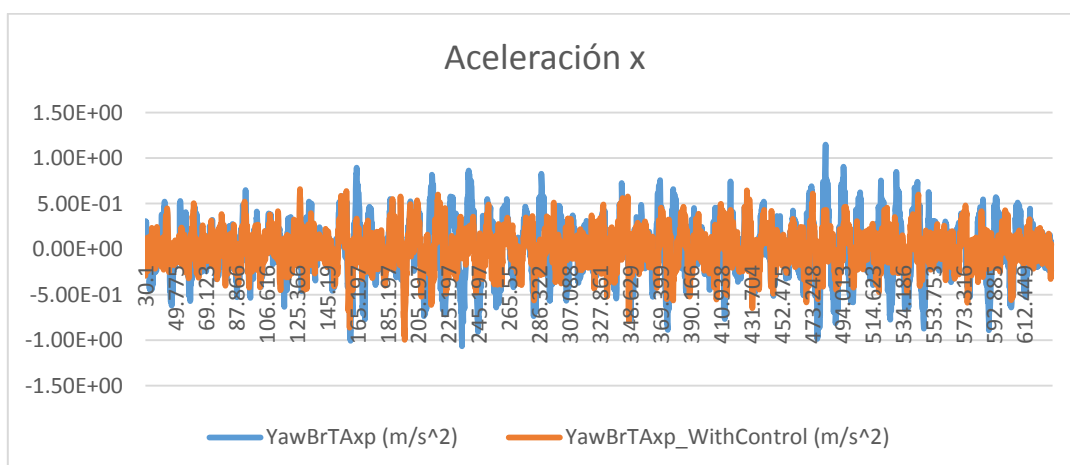
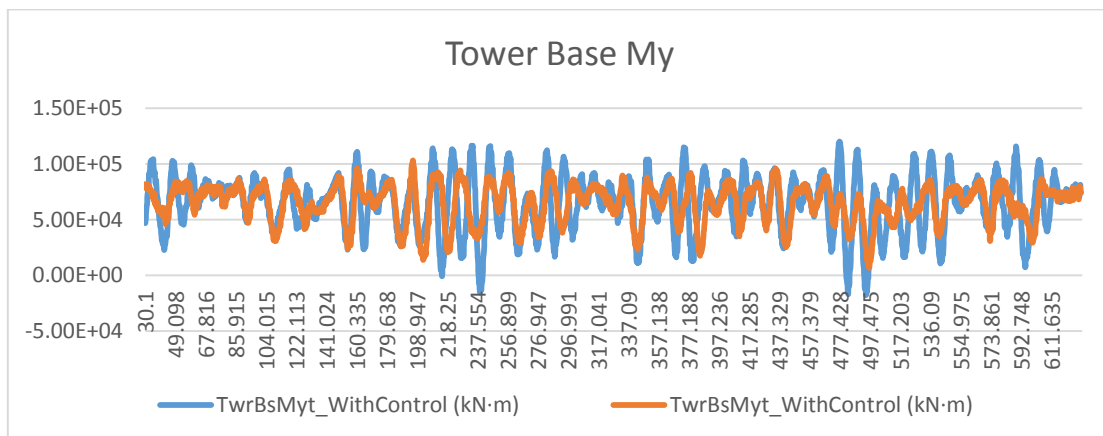
Caso de carga **Dlc1.2e**:

En este caso, tenemos una simulación a la que le hemos aplicado un viento de 12 m/s. Este caso va a estar alrededor de Vrated durante casi toda la simulación, y van a actuar los dos control a la vez. Podemos ver en las gráficas, como si vemos la potencia del generador, empieza a haber diferencias. Pero podemos apreciar que las diferencias que se están dando no son demasiado grandes. De hecho, si miramos el pitch, vemos como durante casi toda la simulación va siguiendo la misma tendencia exceptuando algún pico que tenemos. Estos picos, o esta pérdida de control de pitch, lo vemos reflejado en la potencia del generador:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

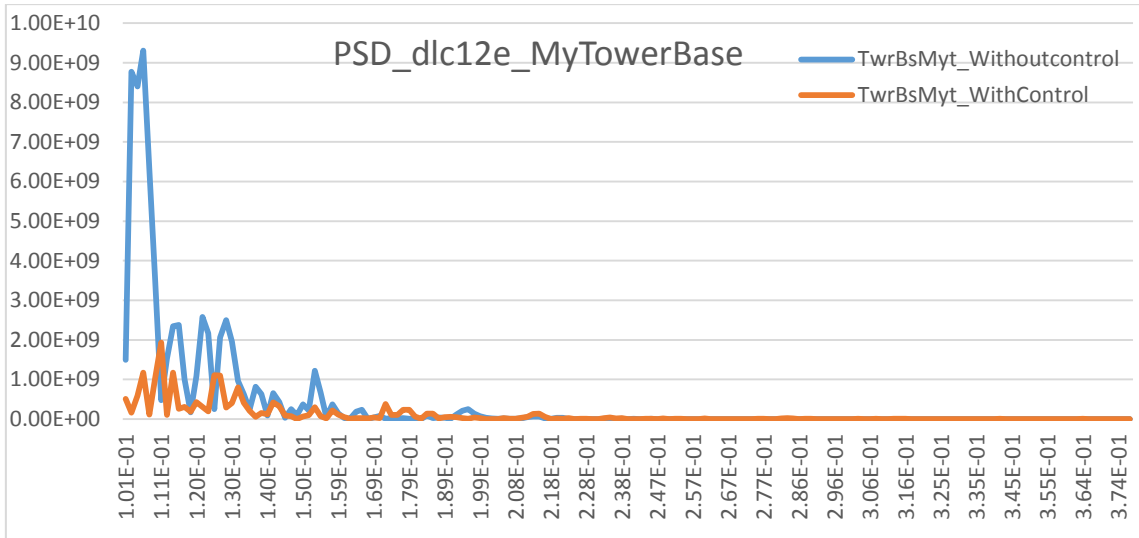


Vemos también esos picos reflejados en la carga de My Tower Base, aunque como hemos mencionado, durante casi toda la simulación actuamos bastante bien y esto hace que bajemos la carga en esta variable:



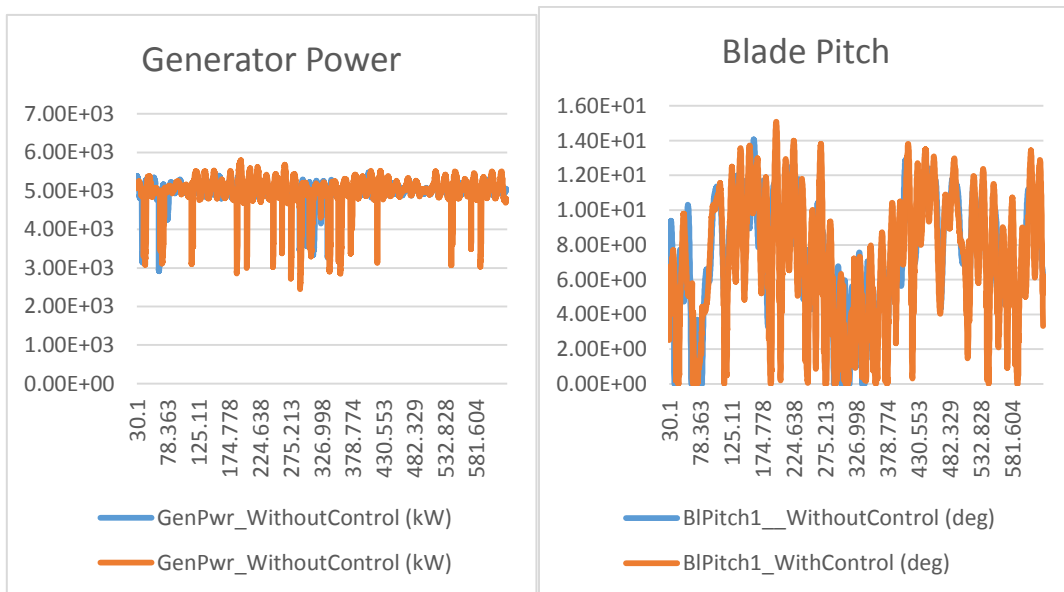
En el PSD de My, podemos ver también como estamos amortiguando de forma clara la primera frecuencia de torre. También vemos esos picos que se excitan, que lo hemos visto durante la simulación:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



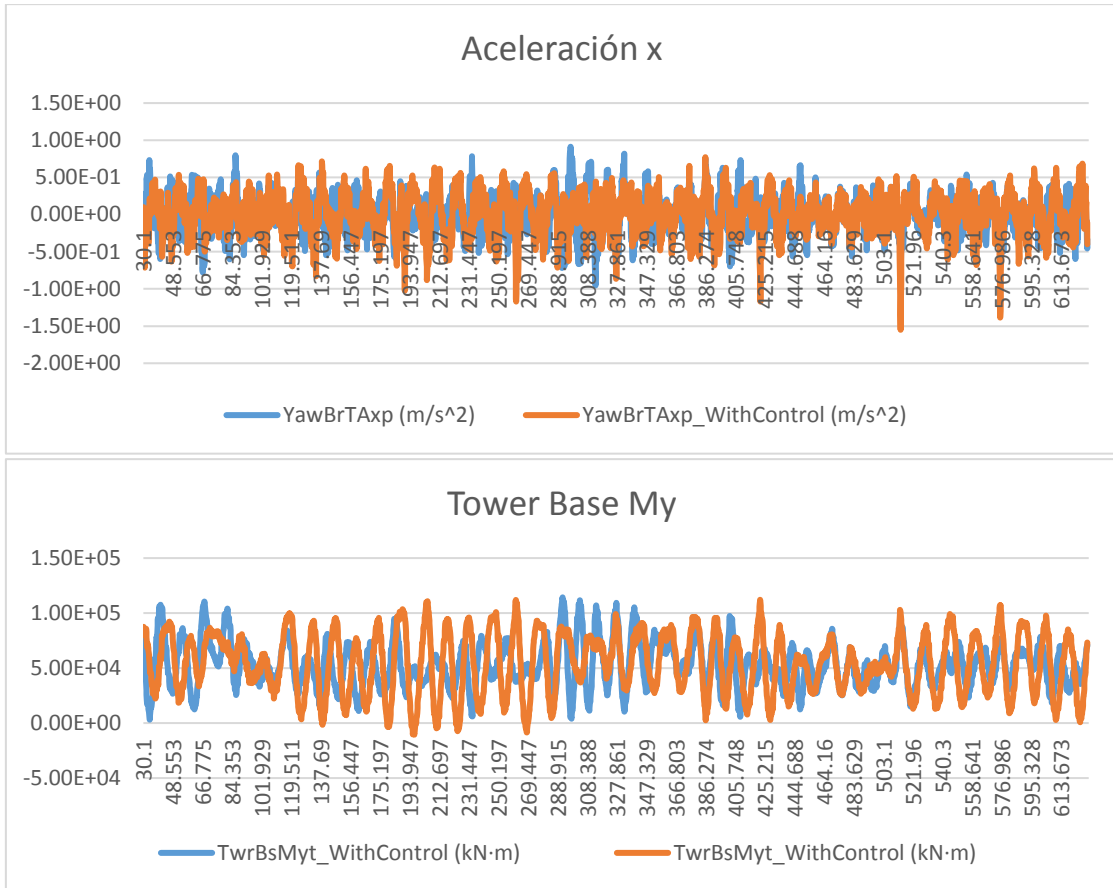
Caso de carga Dlc1.2F:

Este caso de carga está muy cerca de Vrated, y como podemos intuir de la imagen, perdemos el control a estar la turbina constantemente cambiando de control de par a control de pitch. Esto penaliza en las cargas My en tower base:

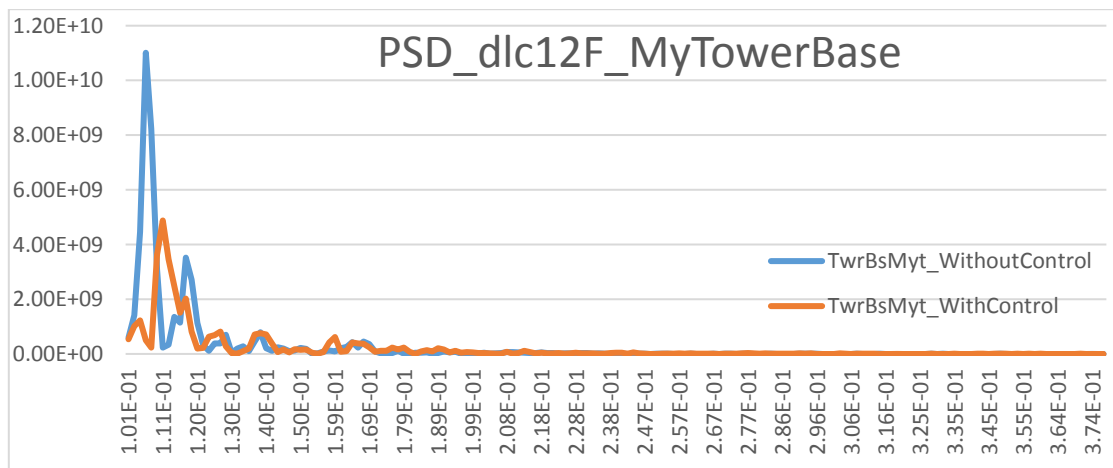


En esta serie temporal podemos ver como en los puntos que el viento está por encima de Vrated, se nos acoplan los dos controladores y como consecuencia subimos las cargas en esta variable:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

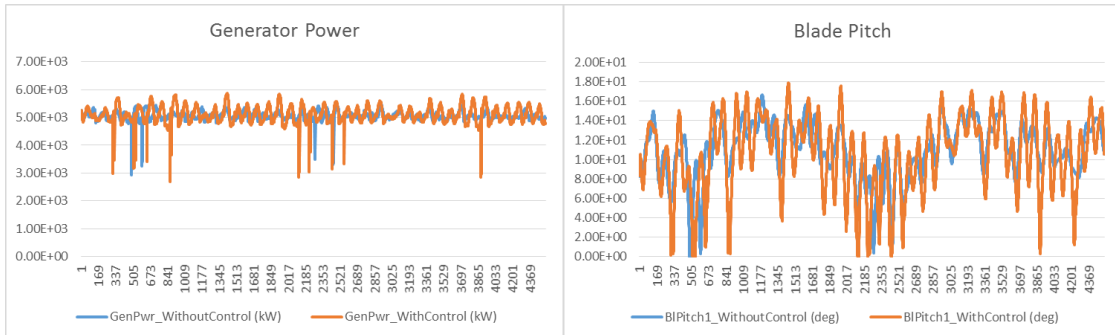


En el PSD podemos ver como las frecuencias que se excitan alrededor del primer modo de la torre, se amortiguan, aunque es cierto que tenemos un pico muy próximo a esta frecuencia que se excita. Además a bajas frecuencias, tenemos bastante más energía en la simulación con control que sin control, por lo que la consecuencia de que haya puntos donde sube esta carga se ve claramente reflejada:

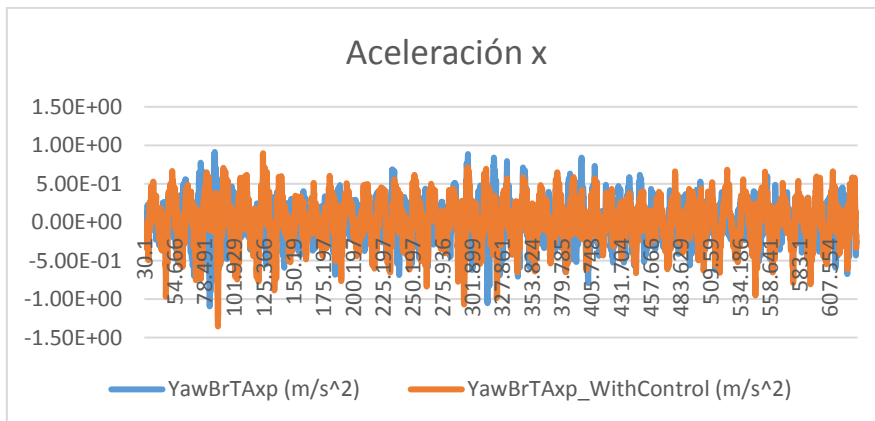
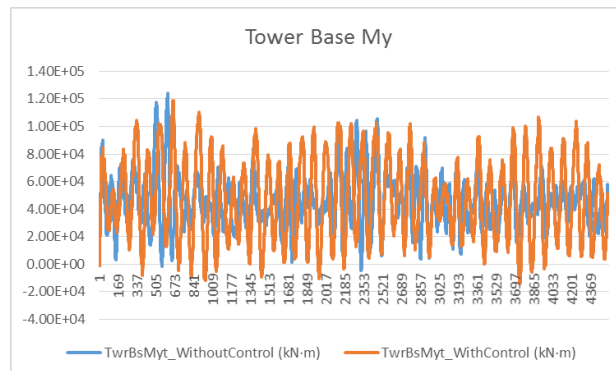


Caso de carga **D1c1.2G**:

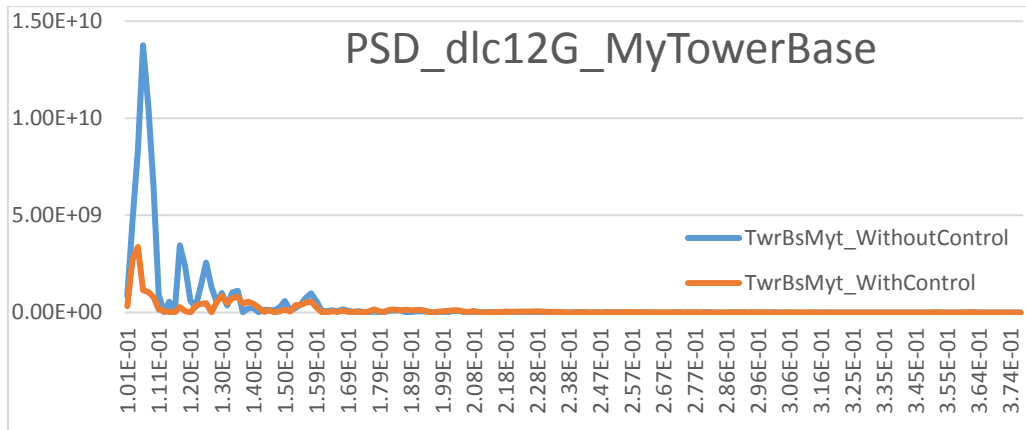
En esta simulación podemos ver lo mismo que ocurre en la anterior, hay muchos puntos donde los dos controles se están acoplando y en vez conseguir amortiguar y bajar las cargas, las subimos todavía más:



Además si vemos el PSD, vemos como queda reflejado la excitación de alguna frecuencia. Podemos ver como alrededor del modo de vibración conseguimos amortiguar la carga, pero hay varias frecuencias que el acoplamiento de los controles, consiguen excitarlas mucho. Esto queda directamente reflejado en la serie temporal de My:

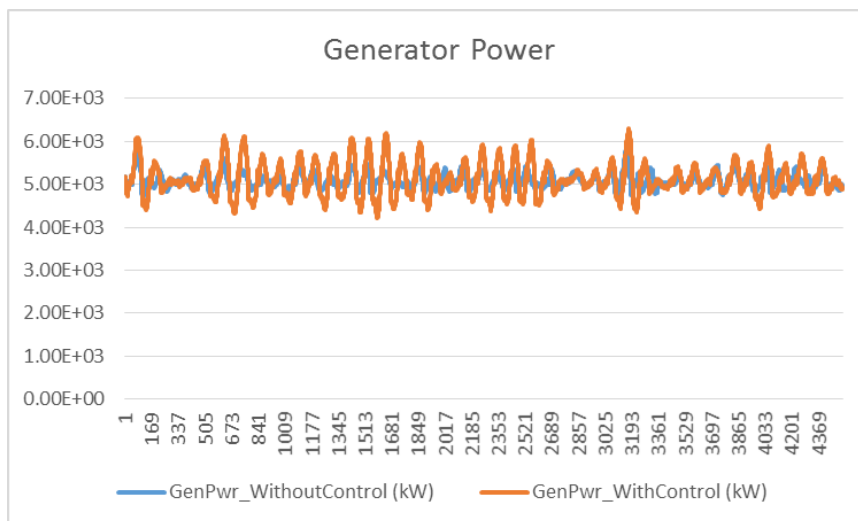
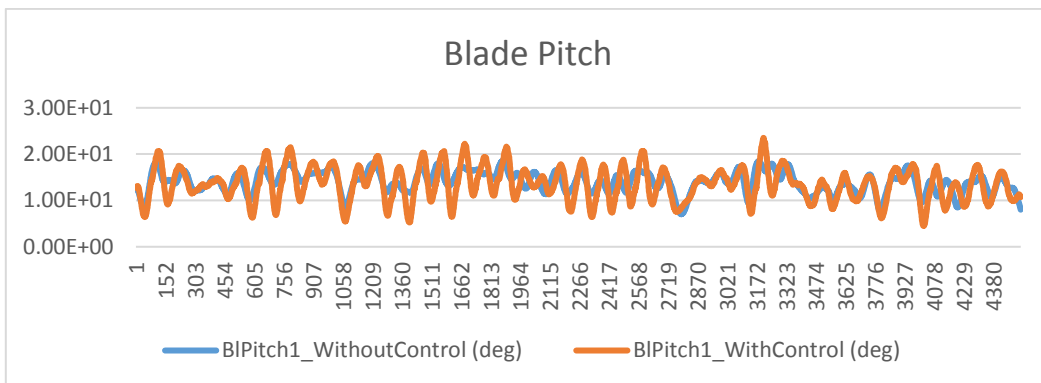


Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



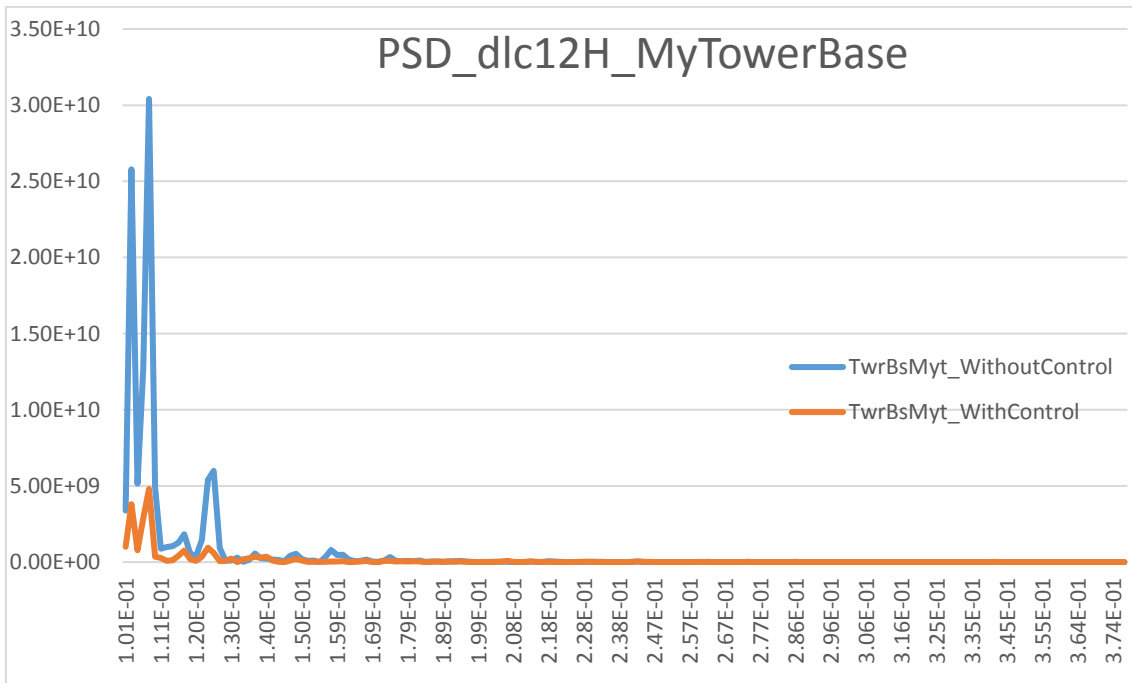
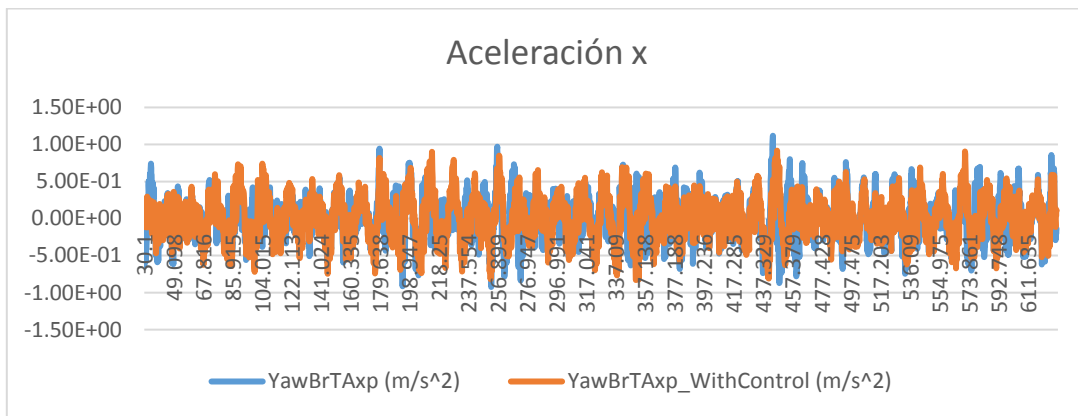
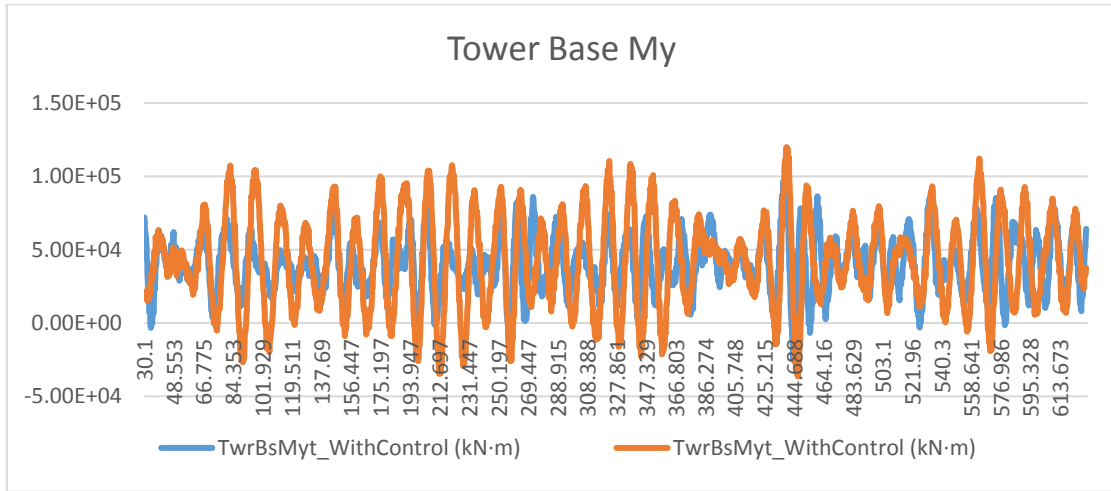
Caso de carga Dlc1.2h:

En este caso de carga ocurre lo mismo. Aunque en este caso de carga tenga una velocidad media de 18m/s, el viento pasa muchas veces por vrated. Esto hace, como en los anteriores 2 casos, que el control se acople, y no podamos controlar esta situación. Queda directamente reflejado en la pala. Vemos como movemos la pala y los puntos donde perdemos potencia de la simulación comparando con la serie temporal sin control:



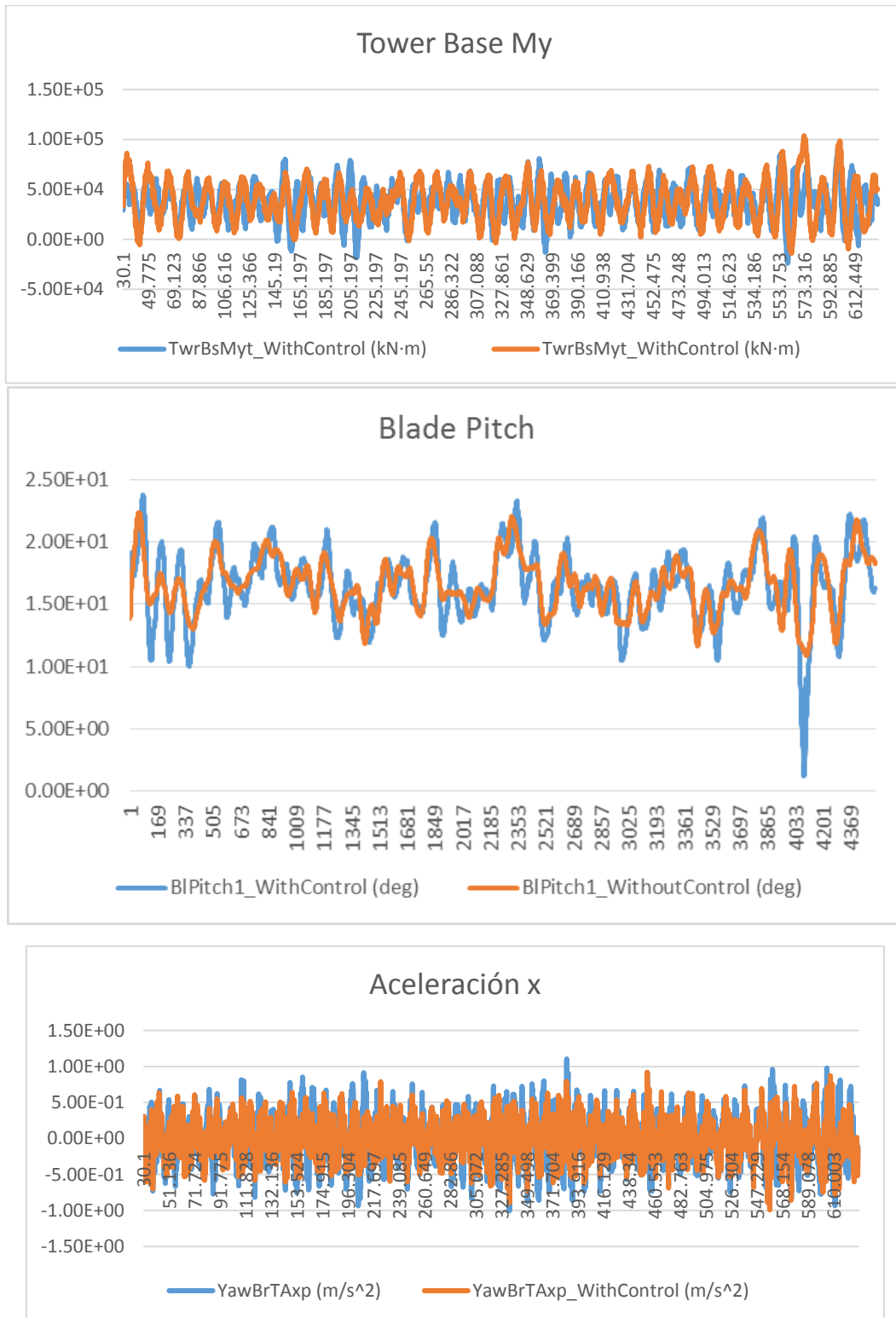
Vemos como las cargas suben en casi toda la simulación:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



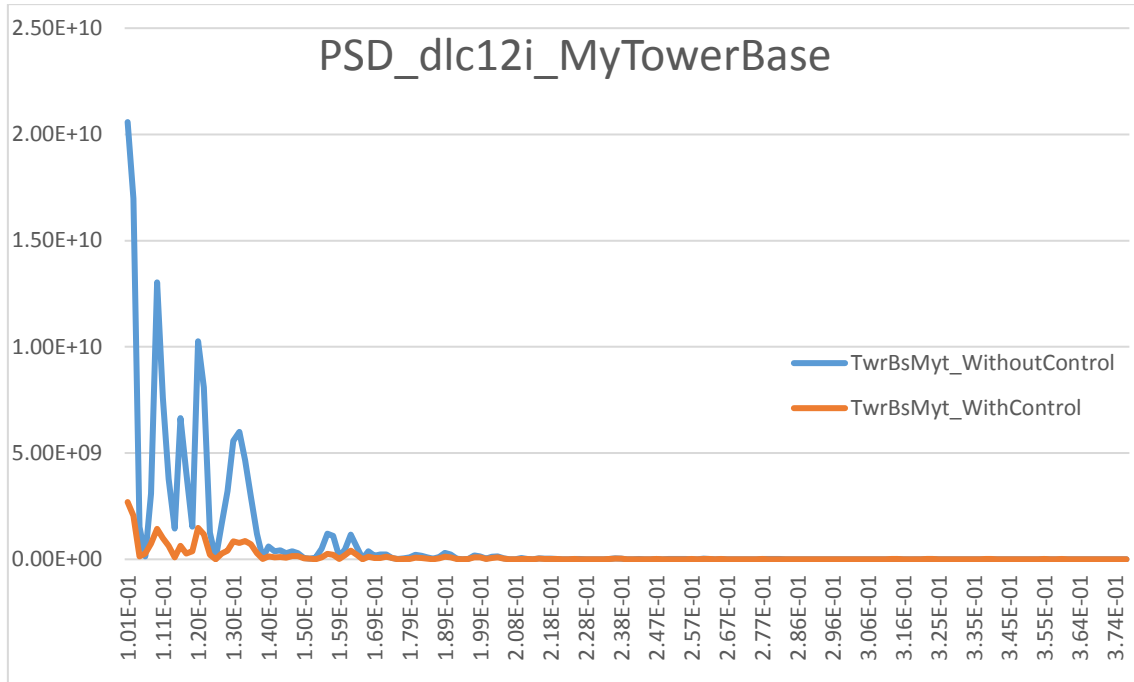
Con el caso **dlc.i** ocurre lo mismo. Estos dos casos son los casos que más perdemos el control y en consecuencia más nos suben las cargas:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



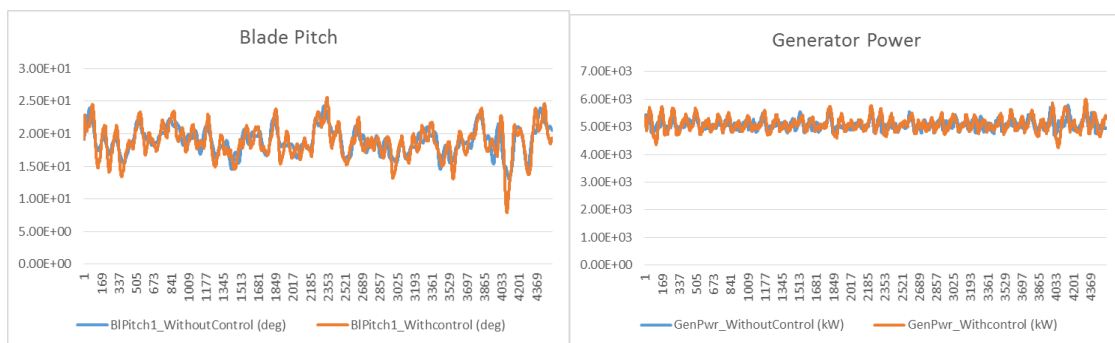
En ambos casos, podemos ver en el PSD como aunque consigamos amortiguar la primera frecuencia de torre, el acoplamiento de los control excita una frecuencias muy bajas y estas hacen que la carga de My suba:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



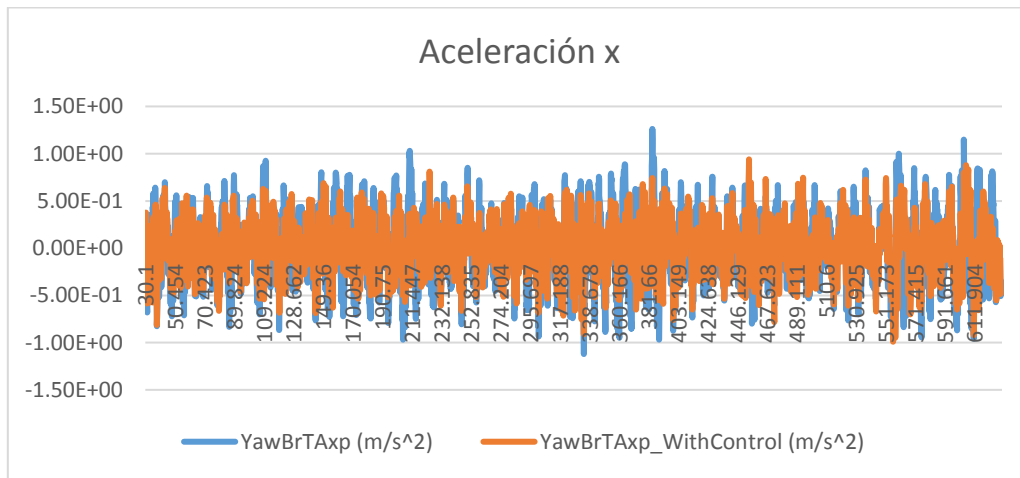
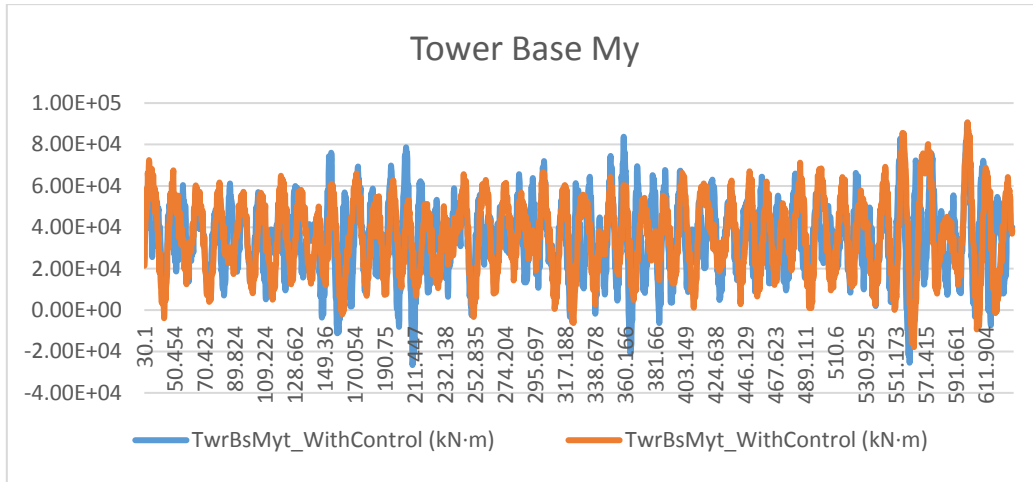
Caso de carga **Dlc1.2j**:

En las simulaciones de más velocidad, vemos que como nos vamos alejando de la velocidad de rated y tenemos velocidades más altas, los dos controles aunque actúen a la vez, no entran tanto en conflicto. Esto se debe a que el control de pitch está todo el rato actuando y no está pasando por el punto de operación de la máquina constantemente. Esto se ve reflejado en los resultados, ya que en esta velocidad, vemos el movimiento de pitch, pero no vemos como perdemos el control. Durante toda la simulación, se parecen bastante las dos series temporales, quitando los pequeños picos.

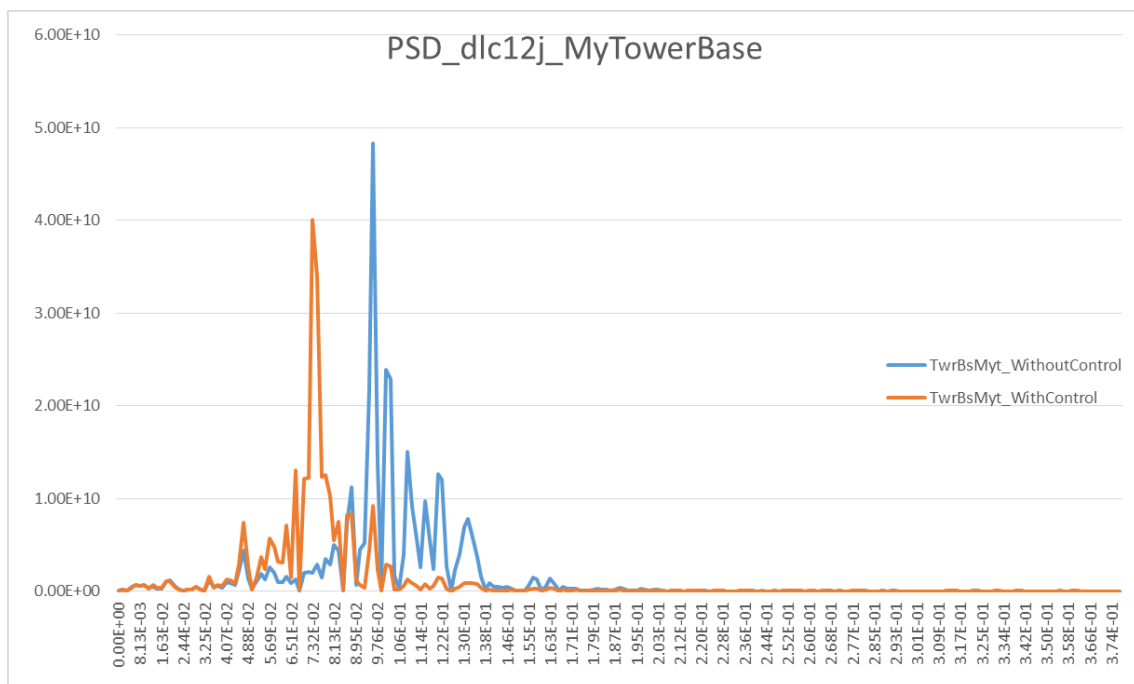


La consecuencia directa de esto la vemos en la variable de My en base de torre. Podemos ver que durante casi toda la simulación esta carga baja bastante su valor, aunque hay picos puntuales que subimos la carga:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

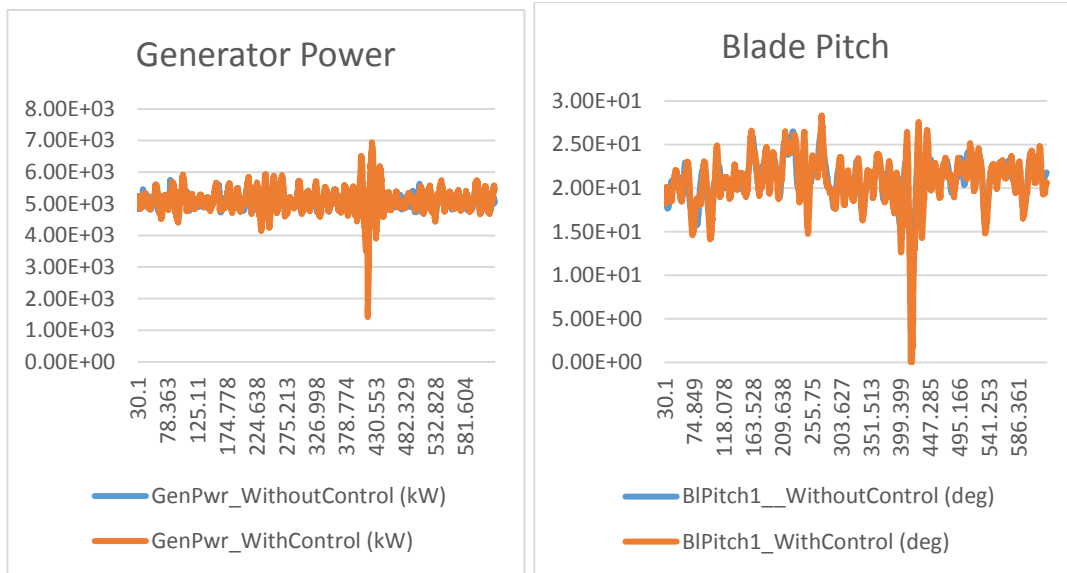


Podemos ver en el PSD, como amortiguamos todas las frecuencias alrededor de la primera de torre, aunque vemos esas frecuencias bajas que se siguen excitando:

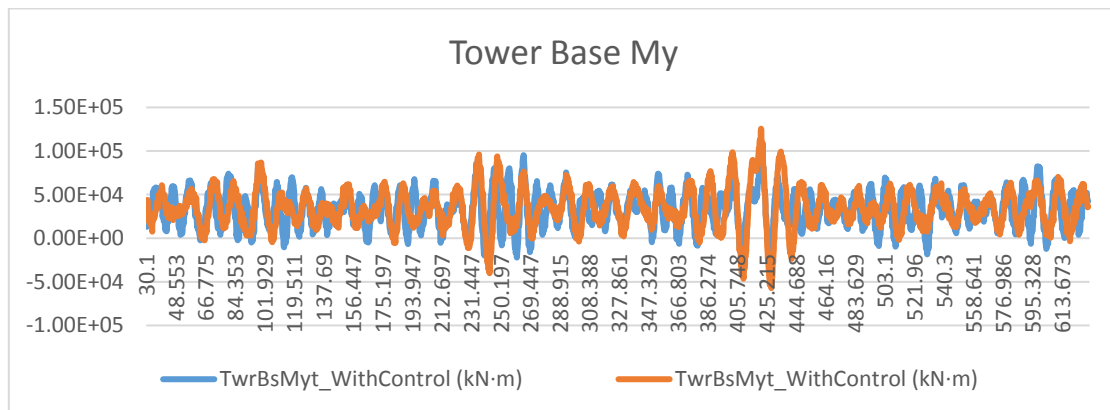


Caso de carga **Dlc1.2k**:

En el último caso, vemos como actúa el pitch, y podemos ver un pico bastante grande casi al final de la simulación. Esto nos ayuda a intuir que en este tramo veremos algo raro.

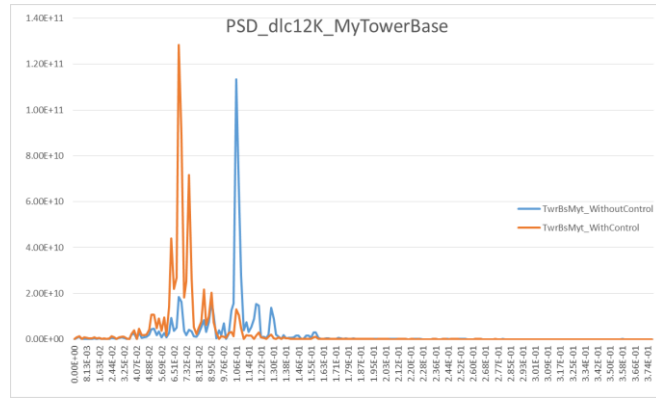


Podemos ver como el control hace que en ese punto la carga My se excite bastante:



En el PSD vemos como las frecuencias alrededor de la primera de torre se amortiguan bastante, pero siguen apareciendo las frecuencias bajas que excitan esta variable bastante:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



13.2.1 Resultados

Una vez tengamos todas las simulaciones preparadas, el siguiente paso es postprocesarlas. Para el postproceso, para el cálculo de la fatiga, se va a utilizar una herramienta llamada Mlife. En esta herramienta definiremos la vida de diseño de los componentes (en este caso, 20 años), los parámetros de la función Weibull (factor de forma y escala) y la frecuencia de daño equivalente a 20 años. Con estos datos, obtendremos resultados estadísticos de las simulaciones y de fatiga. En los resultados de la fatiga, obtendremos las cargas equivalentes de todas las simulaciones y el resumen del daño acumulado y el tiempo antes de fallo del componente.

En las simulaciones hemos ido viendo que existen casos donde el control no está funcionando correctamente, y en vez de conseguir bajar cargas, subimos las cargas. En este apartado podremos cuantificar estos resultados. Podemos ver que con los datos estadísticos de las simulaciones, los casos de carga en rojo, son los que estadísticamente obtienen valores mayores con el control de amortiguamiento. Esto lo hemos ido viendo en las diferentes simulaciones:

TwrBsMyt_Sc						
Filename	Minimum_WithoutControl	Minimum_WithControl	Mean_WithoutControl	Mean_WithControl	Maximum_WithoutControl	Maximum_WithControl
dlc12a	-4.45E+03	-1.13E+03	1.80E+04	1.77E+04	3.89E+04	3.77E+04
dlc12b	-37.9	-37.9	3.72E+04	3.67E+04	7.37E+04	7.21E+04
dlc12c	-1.05E+03	-1.05E+03	6.12E+04	6.05E+04	1.36E+05	9.32E+04
dlc12d	149	149	9.33E+04	9.22E+04	1.45E+05	1.26E+05
dlc12e	-5.55E+04	-5.83E+04	9.69E+04	9.64E+04	1.80E+05	1.65E+05
dlc12f	-1.70E+04	-1.58E+04	7.94E+04	8.11E+04	2.02E+05	1.68E+05
dlc12g	-6.80E+03	-2.13E+04	6.80E+04	7.10E+04	1.86E+05	1.78E+05
dlc12h	-3.81E+04	-5.45E+04	6.01E+04	6.32E+04	1.47E+05	1.80E+05
dlc12i	-5.33E+04	-3.13E+04	5.51E+04	5.69E+04	1.47E+05	1.56E+05
dlc12j	-3.98E+04	-2.68E+04	5.18E+04	5.32E+04	1.35E+05	1.36E+05
dlc12k	-4.12E+04	-8.58E+04	5.00E+04	5.16E+04	1.46E+05	1.88E+05

Tabla 25 : carga equivalente.

Cuando calculamos la carga equivalente de My, también vemos como los resultados son coherentes a lo que hemos ido viendo. Ya que en las simulaciones con velocidades alrededor de V_{rated} , había momentos en los que la carga con el control de amortiguamiento era superior. Esto queda reflejado en las cargas equivalentes de las simulaciones, sendo donde más problemas tenemos en las simulaciones donde no hemos conseguimos amortiguar como buscábamos el modo:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

m	Filename	TwrbMyt_WithoutControl	TwrbMyt_WithControl	%_Dif	m	Filename	TwrbMyt_WithoutControl	TwrbMyt_WithControl	%_Dif
4	dlc12a	2.55E+04	2.30E+04	-9.80%	4	dlc12a	2.68E+04	2.44E+04	-8.96%
4	dlc12b	4.65E+04	4.11E+04	-11.61%	4	dlc12b	4.78E+04	4.15E+04	-13.18%
4	dlc12c	7.14E+04	4.92E+04	-31.09%	4	dlc12c	7.07E+04	4.92E+04	-30.41%
4	dlc12d	7.86E+04	6.46E+04	-17.81%	4	dlc12d	7.68E+04	6.40E+04	-16.67%
4	dlc12e	1.96E+05	1.39E+05	-29.08%	4	dlc12e	1.90E+05	1.36E+05	-28.42%
4	dlc12f	1.74E+05	1.83E+05	5.17%	4	dlc12f	1.67E+05	1.80E+05	7.78%
4	dlc12g	1.58E+05	1.95E+05	23.42%	4	dlc12g	1.53E+05	1.92E+05	25.49%
4	dlc12h	1.50E+05	2.17E+05	44.67%	4	dlc12h	1.50E+05	2.18E+05	45.33%
4	dlc12i	1.51E+05	1.52E+05	0.66%	4	dlc12i	1.54E+05	1.52E+05	-1.30%
4	dlc12j	1.49E+05	1.35E+05	-9.40%	4	dlc12j	1.51E+05	1.35E+05	-10.60%
4	dlc12k	1.64E+05	1.85E+05	12.80%	4	dlc12k	1.66E+05	1.87E+05	12.65%
9	dlc12a	3.08E+04	2.80E+04	-9.09%	9	dlc12a	3.16E+04	2.88E+04	-8.86%
9	dlc12b	5.37E+04	5.15E+04	-4.10%	9	dlc12b	5.54E+04	5.15E+04	-7.04%
9	dlc12c	9.88E+04	6.67E+04	-32.49%	9	dlc12c	9.85E+04	6.67E+04	-32.28%
9	dlc12d	1.04E+05	8.94E+04	-14.04%	9	dlc12d	1.04E+05	8.94E+04	-14.04%
9	dlc12e	1.91E+05	1.61E+05	-15.71%	9	dlc12e	1.88E+05	1.60E+05	-14.89%
9	dlc12f	1.79E+05	1.70E+05	-5.03%	9	dlc12f	1.71E+05	1.67E+05	-2.34%
9	dlc12g	1.65E+05	1.77E+05	7.27%	9	dlc12g	1.59E+05	1.74E+05	9.43%
9	dlc12h	1.46E+05	2.05E+05	40.41%	9	dlc12h	1.47E+05	2.05E+05	39.46%
9	dlc12i	1.55E+05	1.50E+05	-3.23%	9	dlc12i	1.58E+05	1.49E+05	-5.70%
9	dlc12j	1.44E+05	1.31E+05	-9.03%	9	dlc12j	1.45E+05	1.31E+05	-9.66%
9	dlc12k	1.54E+05	2.10E+05	36.36%	9	dlc12k	1.55E+05	2.11E+05	36.13%

Tabla 26 : carga equivalente.

Viendo el daño acumulado de la vida del aerogenerador y el tiempo antes de fallo podemos ver que aunque la carga equivalente en alguna de las simulaciones es mayor el daño acumulado total y en el tiempo de fallo seguimos obtenemos valores mejores con control de amortiguamiento:

BRM Moments Lifetime Damage (-) for various S/N Curves				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	582	660	-11.82%
	9	0.0134	0.0184	-27.17%

Tabla 27 : daño acumulado.

BRM Moments Time Until Failure (s) for various S/N Curves				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	1080000	955000	13.09%
	9	47000000000	34300000000	37.03%

Tabla 28 : tiempo de vida

Lifetime Damage (-) without Goodman Correction for vari				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	401	430	-6.74%
	9	0.00615	0.00738	-16.67%

Tabla 29 : daño acumulado

Time Until Failure (s) without Goodman Correction for vari				
		TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithoutControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05	8.00E+05	
m	4	1570000	1470000	6.80%
	9	1.03E+11	85400000000	20.61%

Tabla 30 : tiempo de vida

Estos resultados se deben a que como para el cálculo de la probabilidad de cada caso de carga estamos utilizando una función de Weibull, los casos de carga que más horas tienen son casos de carga en los que el control actúa de forma efectiva. Por lo tanto, estos casos, a la hora de computar la fatiga, están pensado más qu otros que estamos obteniendo resultados peores en cargas.

A continuación tenemos los resultados para la carga equivalente total:

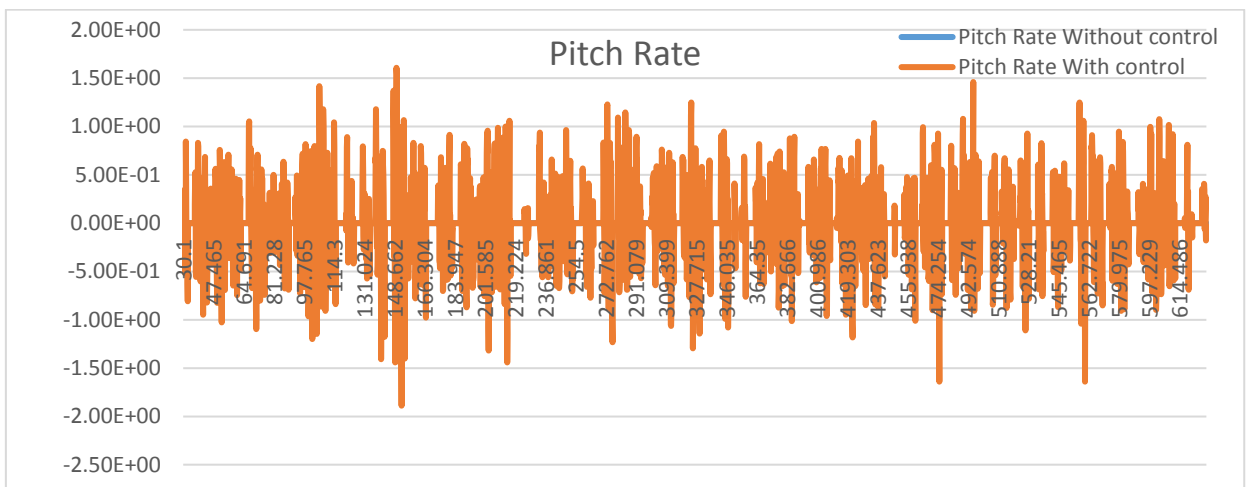
RMoments Lifetime DELs at Fixed Mean for various S/N Curve				
n_ref	9999999.841	TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithOutControl	Dif_%
m	4	1.29E+05	1.33E+05	-3.01%
	9	1.53E+05	1.58E+05	-3.16%

Lifetime DELs at Zero Mean without Goodman Correction for vari				
n_ref	9999999.841	TwrbMyt_WithControl	TwrbMyt_WithOutControl	Dif_%
m	4	1.27E+05	1.30E+05	-2.31%
	9	1.52E+05	1.55E+05	-1.94%

Tabla 31 : daño acumulado

13.2.2 Cálculo de Pitch Rate:

En esta torre, por lo que hemos visto en las simulaciones, el casos donde más varaiación de pitch tenemos si comparamos la simulación con control de pitch y sin control también es el caso dlc1.2.c. A continuación se muestra una imagen de la diferencia entre la simulación con control y sin control:



Se puede apreciar como de no moverse el pitch pasa a moverse durante toda la simulación. Esto va a ser perjudicial para el sistema de pitch ya que va a pasar a tener más actividad durante su vida. Por lo tanto, seguramente, el componente fallará antes que si no tuviéramos control.

13.2.3 Conclusión

Viendo los resultados, podemos comprobar como el control hace bajar la carga equivalente total del trabajo. Pero si nos fijamos en los casos uno a uno, mirando los estadísticos vemos que hay casos donde la carga sube. Esto también lo podíamos ver en los resultados de las simulaciones, ya que había simulaciones (sobre todo alrededor de Vrated), donde se veía claramente que el control no estaba siendo efectivo. Pese a todo, los casos de carga que tienen más horas en la distribución de Weibull, actúan favorablemente con el control de amortiguamiento. En consecuencia, obtenemos valores mejores comparando con las simulaciones sin control.

Si comparamos los resultados de la torre stiff con los resultados de la torre soft, podemos ver que con la torre stiff tenemos bajadas más fuertes que con la torre soft. La torre soft, al ser más blanda, se excita mucho más el primer modo de vibración y los problemas que estamos teniendo de acoplamiento de controles, en la torre soft son más acusados. Esta es la razón por lo que los resultados no son tan buenos en este tipo de torres.

Debido a esto, y aunque los resultados sean favorables, se ha optado por hacer una fatiga combinada para conseguir bajar todavía más los resultados. En esta fatiga combinada, viendo los estadísticos y los resultados de cada simulación se ha decidido en algunos casos desactivar el control de amortiguamiento:

Caso de carga	Velocidad media	Control de amortiguamiento
Dlc1.2 a	4	Si
Dlc1.2 b	6	Si
Dlc1.2 c	8	Si
Dlc1.2 d	10	Si
Dlc1.2 e	12	Si
Dlc1.2 f	14	No
Dlc1.2 g	16	No
Dlc1.2 h	18	No
Dlc1.2 i	20	No
Dlc1.2 j	22	Si
Dlc1.2 k	24	Si

Tabla 32 : Casos de carga

Resultados de fatiga combinada:

Components Lifetime DELs at Fixed Mean for various S/N C					% respecto a la de sin control	
n_ref	9999999.841	TwBsMyt_cc	TwBsMyt_sc	TwBsMyt_combi	ConControl	Combinada
m	4	1.29E+05	1.33E+05	1.15E+05	-3.01%	-13.53%
	9	1.53E+05	1.58E+05	1.47E+05	-3.16%	-6.96%
e DELs at Zero Mean without Goodman Correction for						
n_ref	9999999.841	TwBsMyt_cc	TwBsMyt_sc	TwBsMyt_combi	ConControl	Combinada
m	4	1.27E+05	1.30E+05	1.12E+05	-2.31%	-13.85%
	9	1.52E+05	1.55E+05	1.43E+05	-1.94%	-774.19%

Tabla 33 : Daño acumulado. Resultados fatiga combinada

Como se puede ver en los resultados, la fatiga combinada sería la mejor opción y conseguiríamos resultados semejantes a los de la torre soft-stiff.

13.3 Simulaciones de la torre soft 1 0.1860 Hz

Se ha simulado una segunda torre soft-soft pero con frecuencia más alta que la anterior. Esta torre tiene una frecuencia bastante próxima a la 1P, y se ha hecho el mismo análisis que en las dos anteriores torres, con el fin de saber que ocurre con una torre tan próxima a la frecuencia

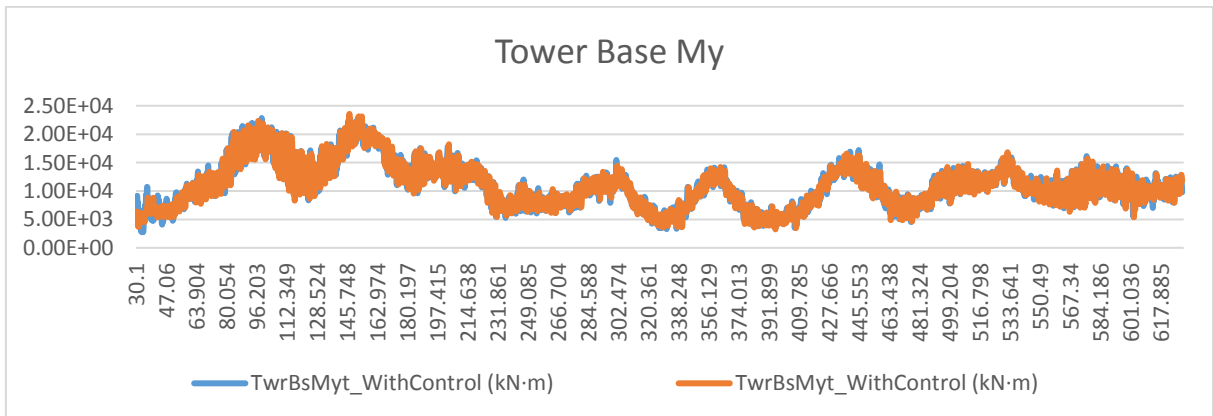
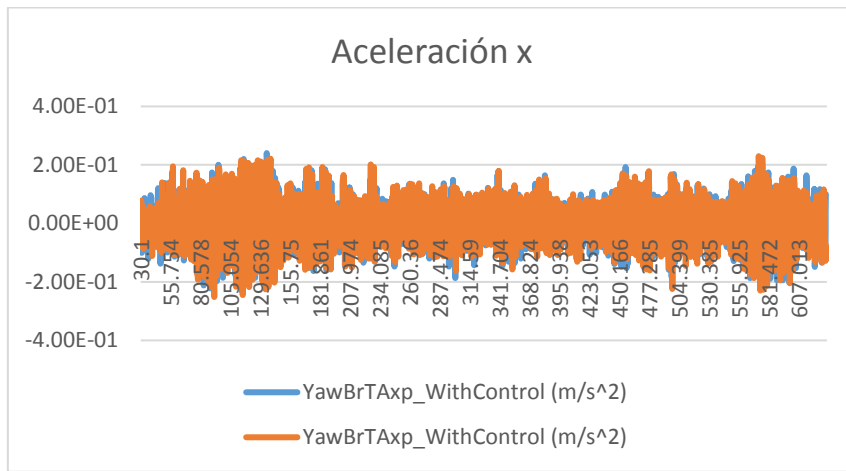
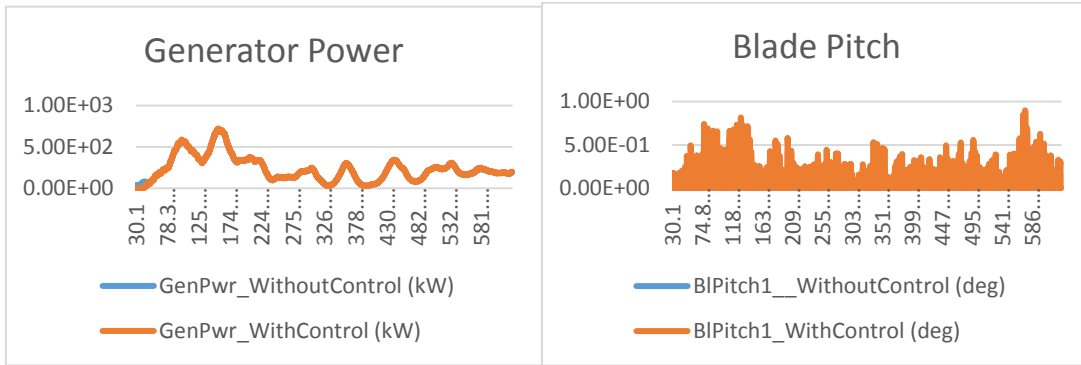
A continuación se vamos a exponer las mismas gráficas que en los anteriores casos. Por simplicidad, no se va a ir comentando cada caso como en las anteriores simulaciones. Ya que se ve que que los resultados de las simulaciones son bastante parecidos a los de la torre soft-soft con menor frecuencia. Las diferencias que tienen lo veremos con los resultados del postproceso.

Como comentarios generales, se aprecia que en estas simulaciones por lo general, cuando tenemos vientos próximos a Vrated, obtenemos resultados parecidos a los de la torre soft 2. Esto es, el no acoplamiento de los controles hace que en estas simulaciones veamos picos en los que la carga My en base de torre es mayor que la de la simulación sin control. Como ya hemos explicado, al estar tan próximos a Vrated, estamos constantemente cambiando de control de pitch a control de par. Esto hace que el control de amortiguamiento no sea tan eficaz como en la torre soft-stiff.

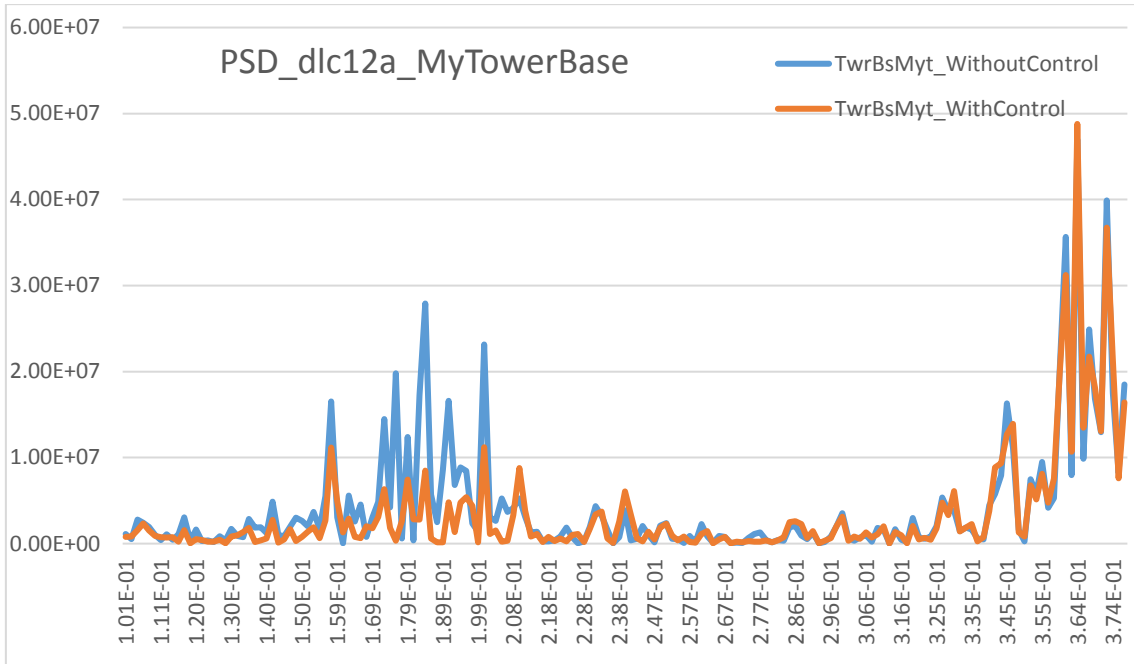
Por norma general, se ve que en las simulaciones se consigue amortiguar el modo de vibración fore-aft de la torre:

Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

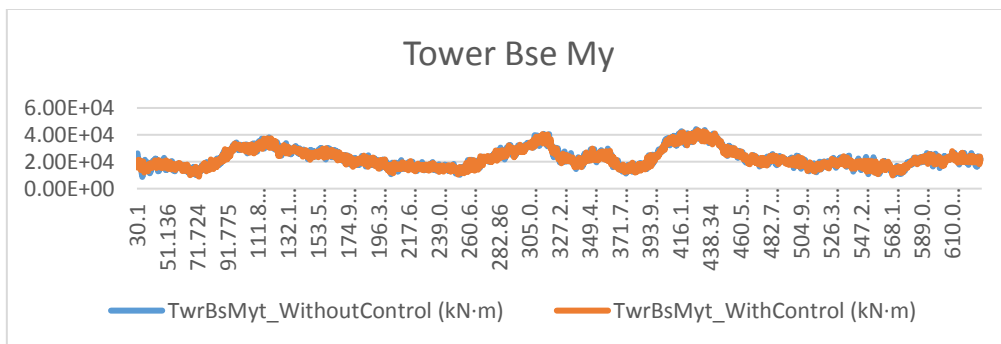
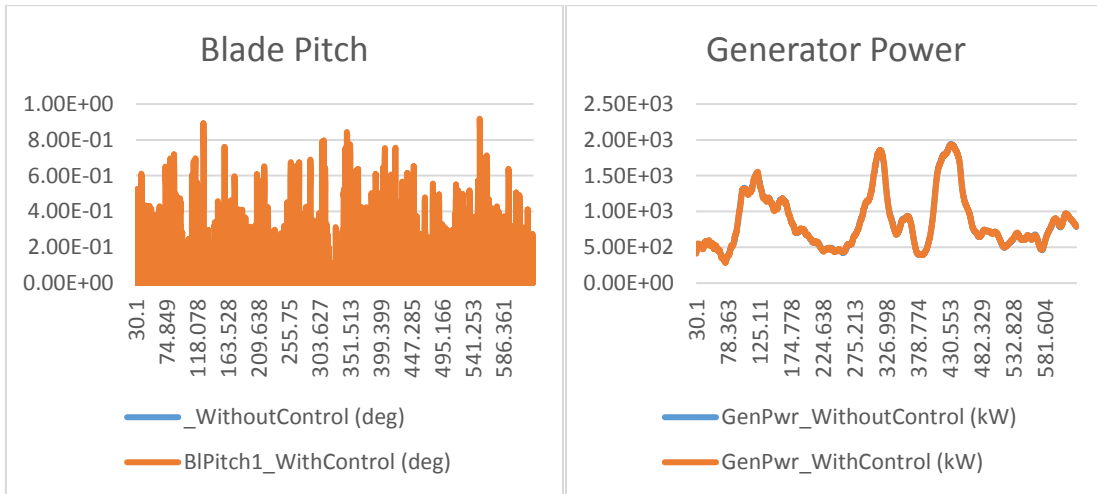
Caso de carga **Dlc1.2a**:



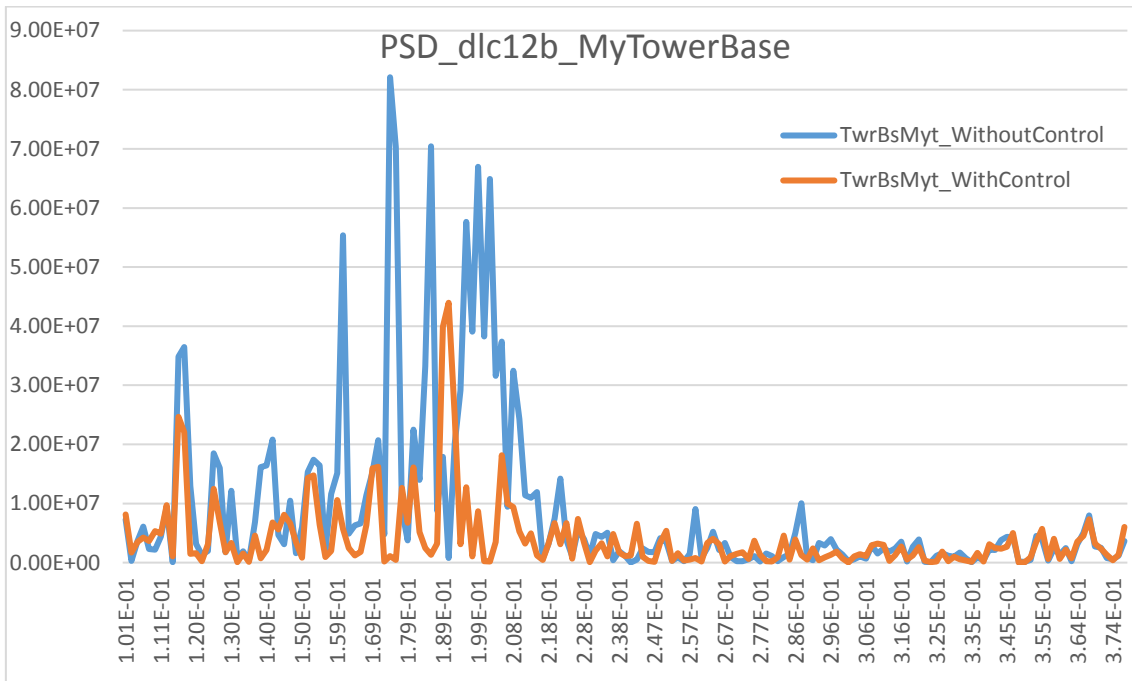
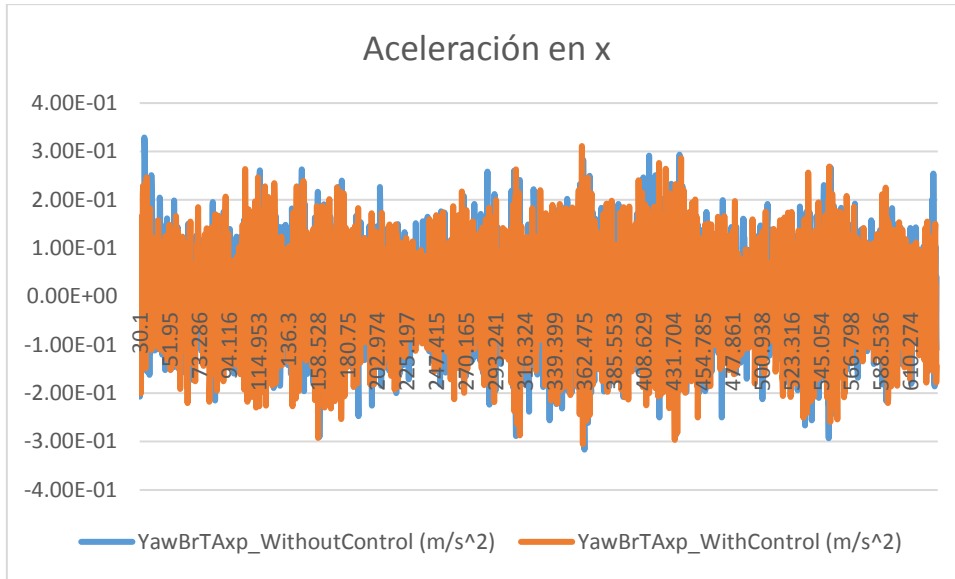
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



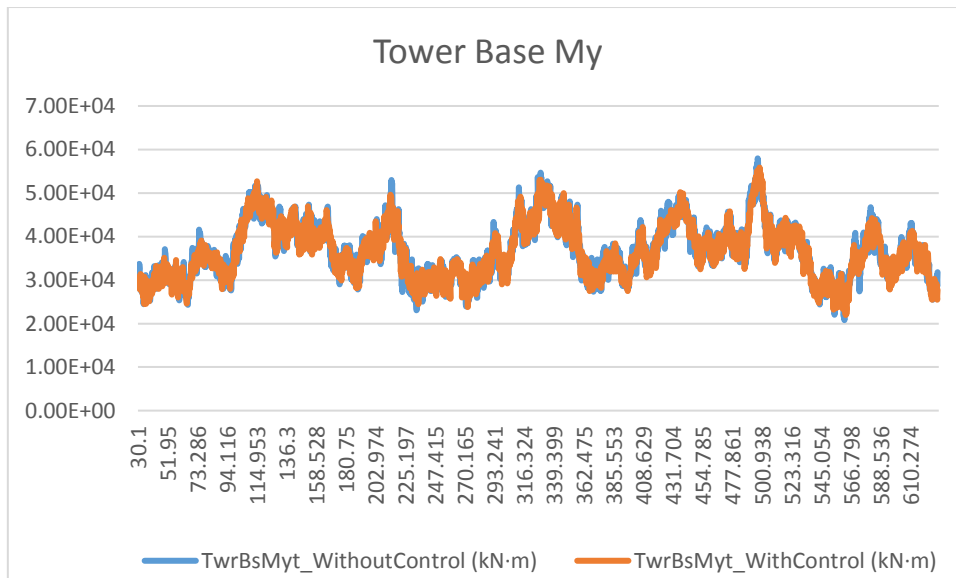
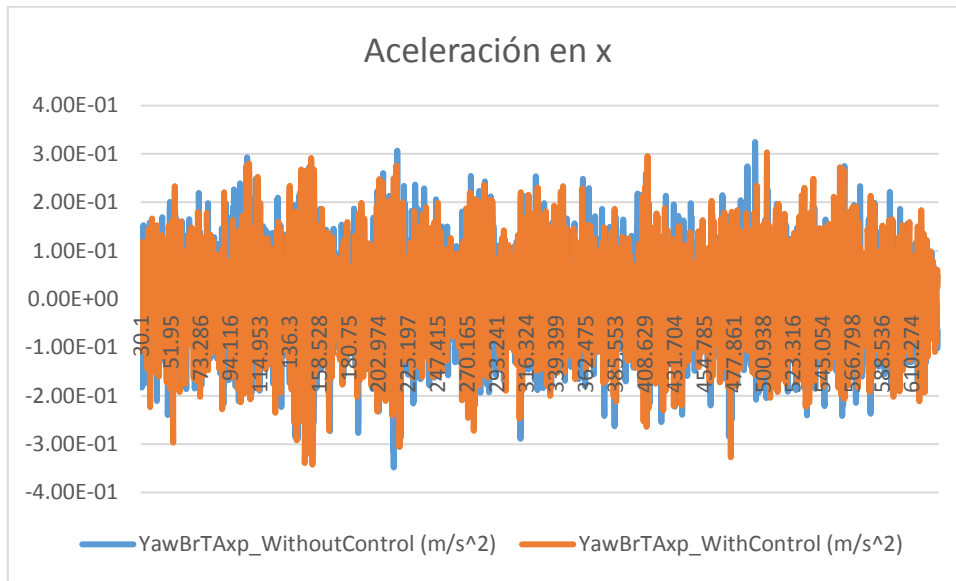
Caso de carga **Dlc1.2b**:



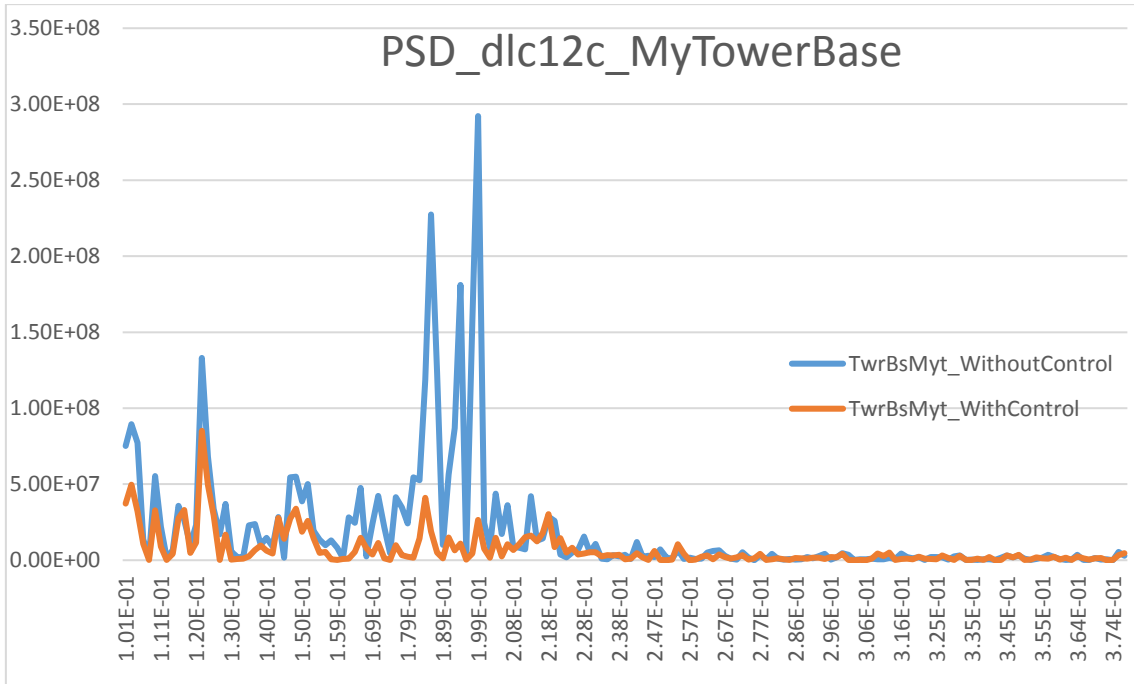
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



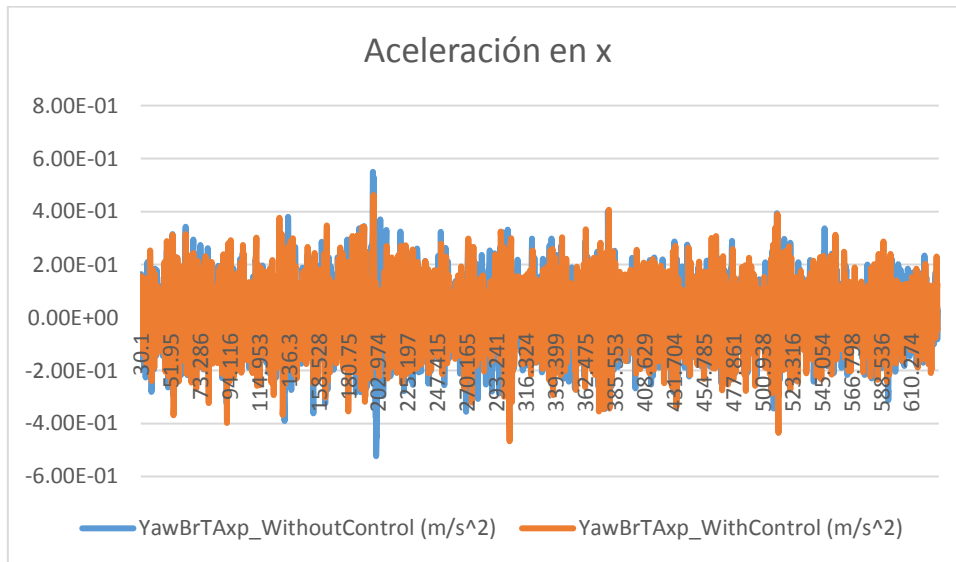
Caso de carga **Dlc1.2c**:



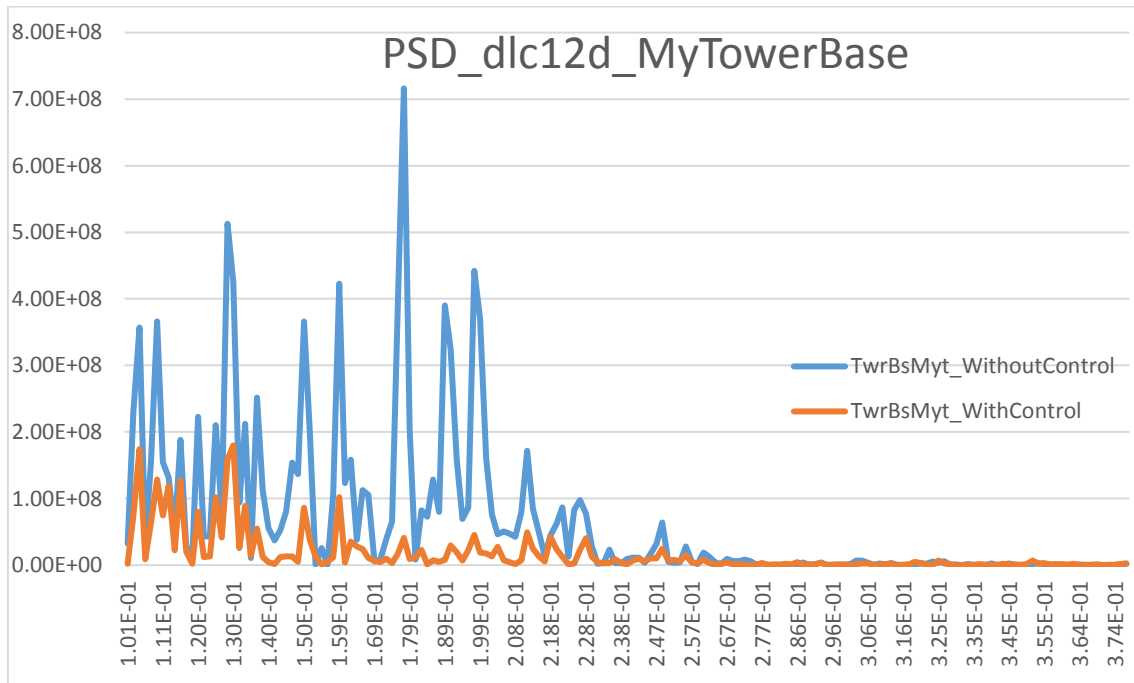
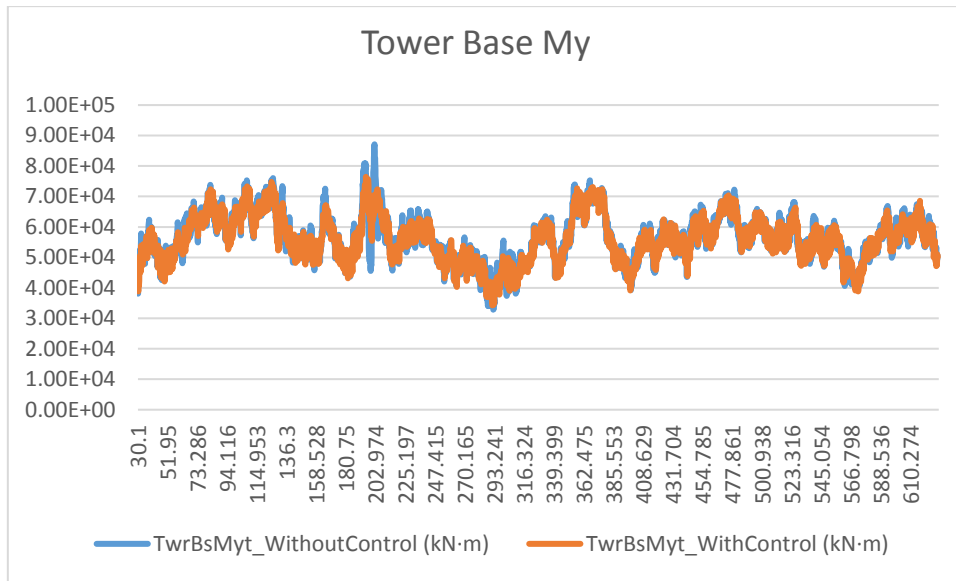
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga **Dlc1.2d**:

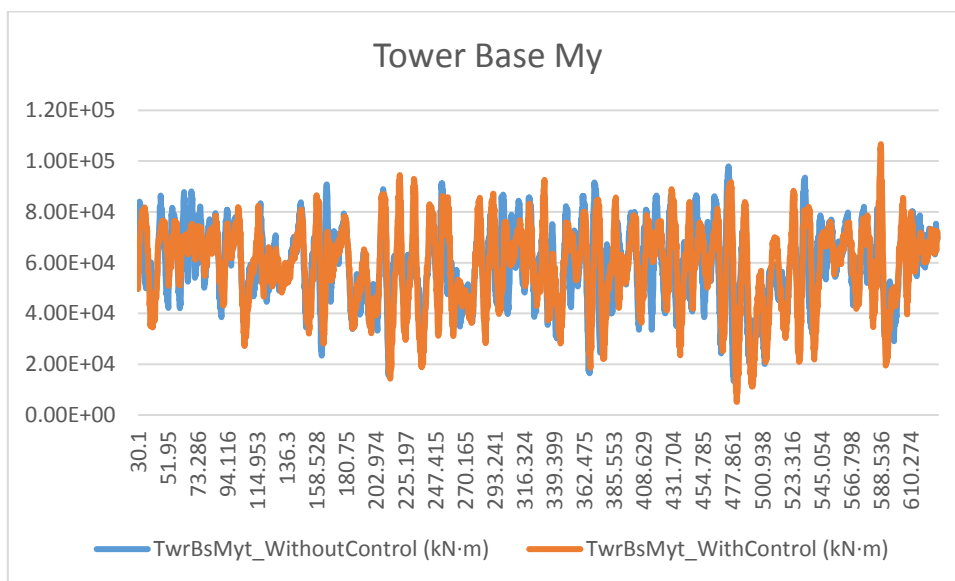
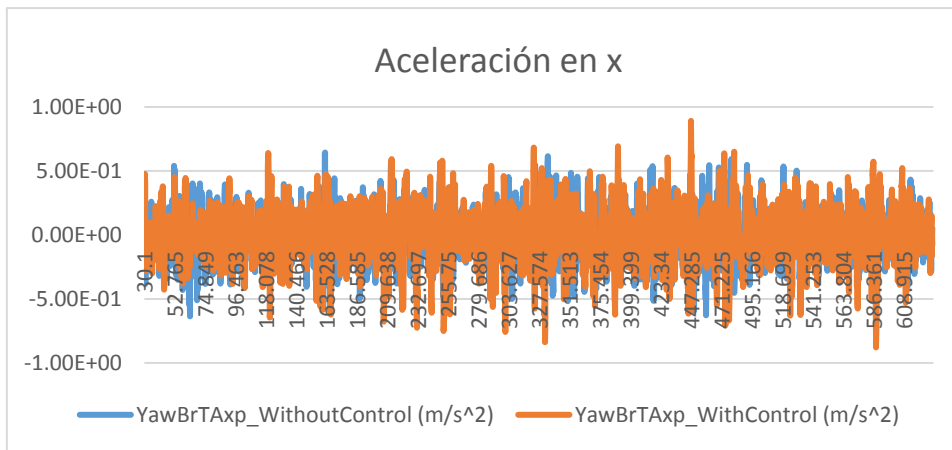
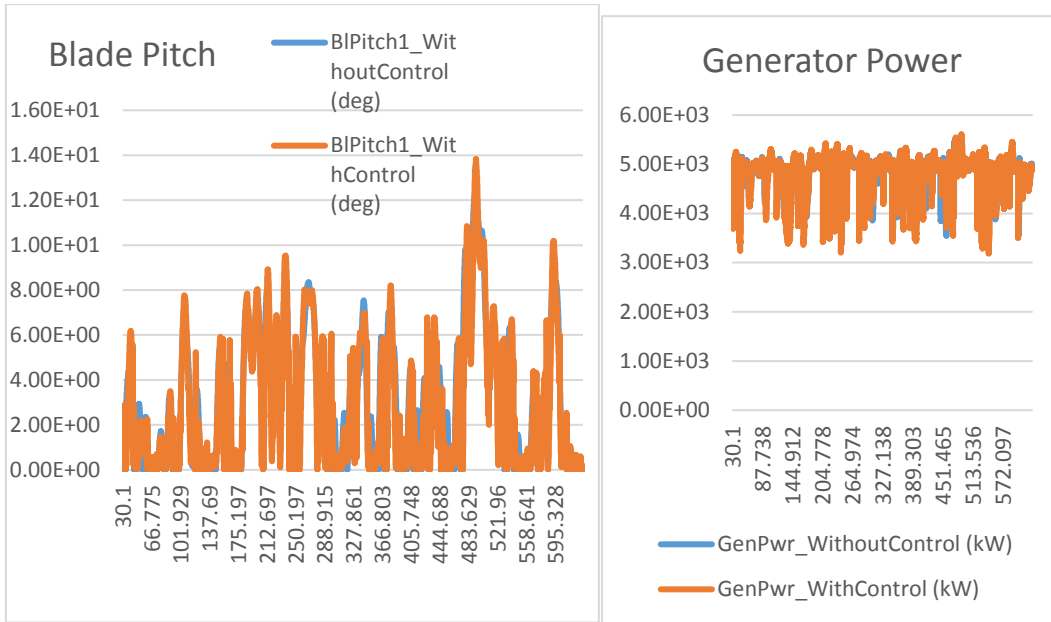


Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

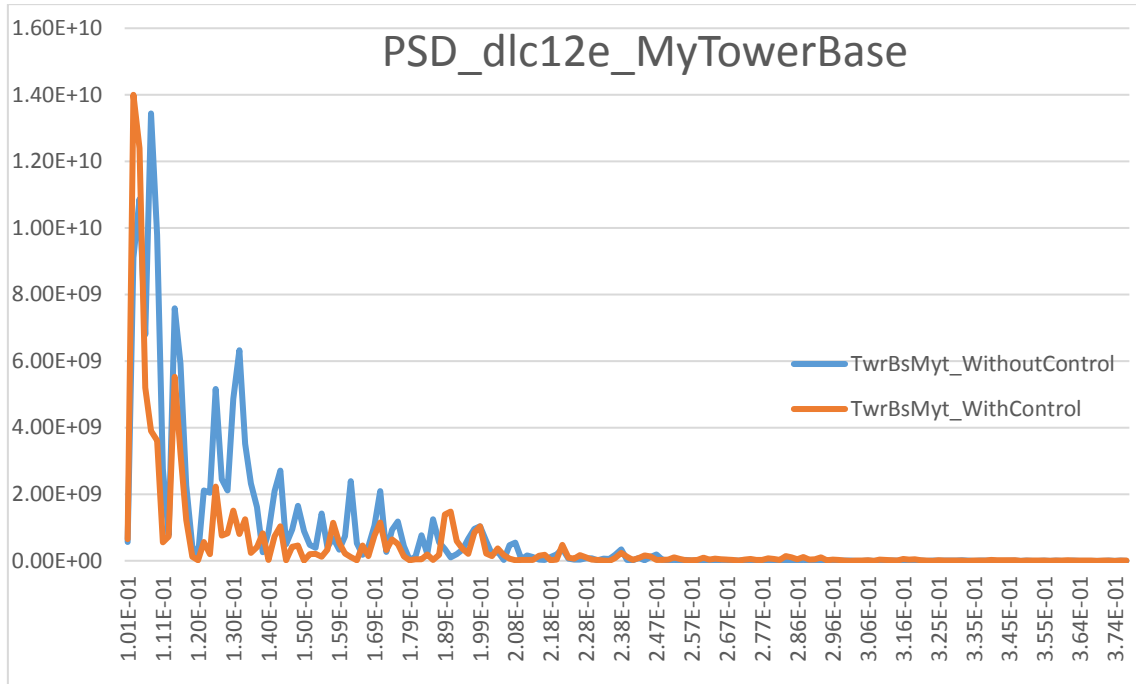


Caso de carga **Dlc1.2e**:

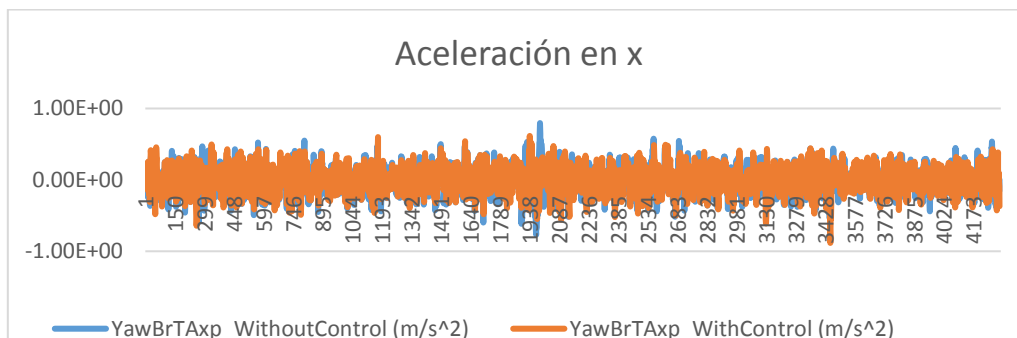
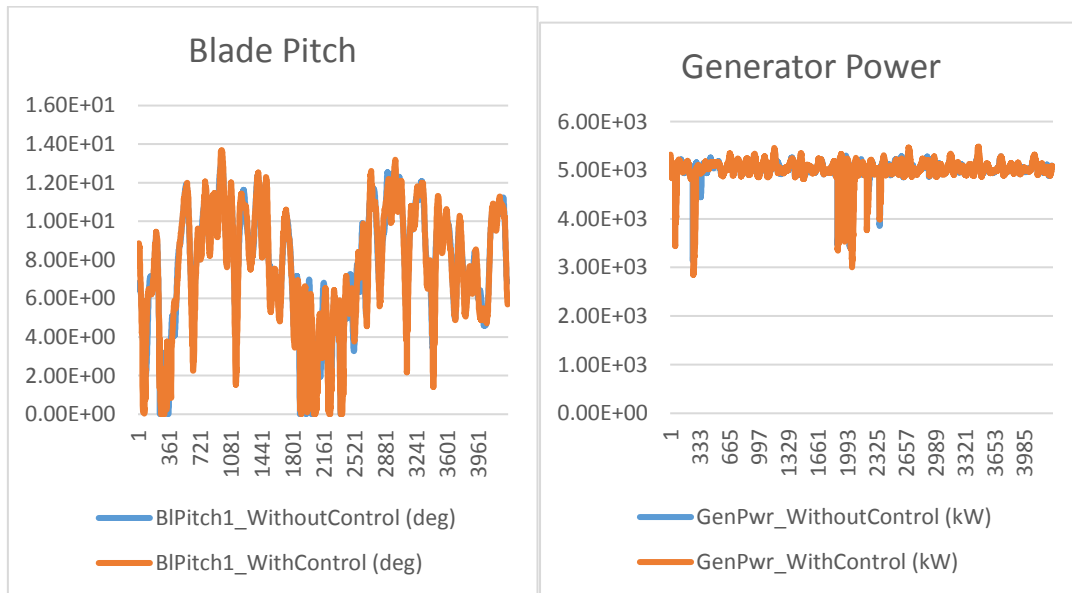
Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



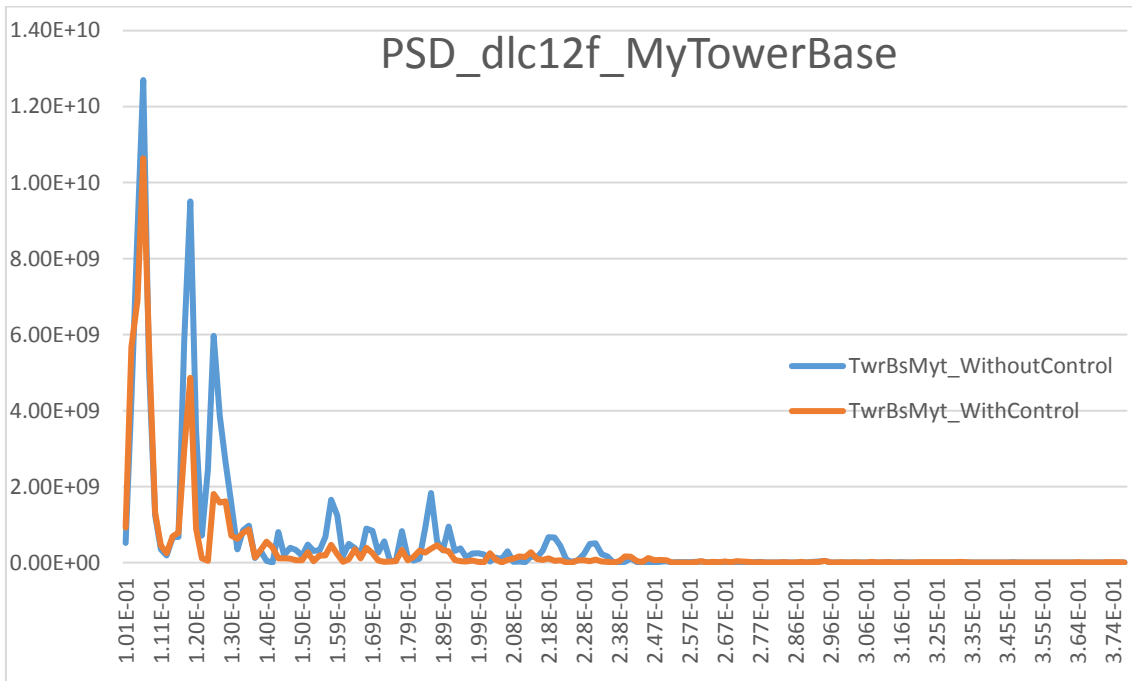
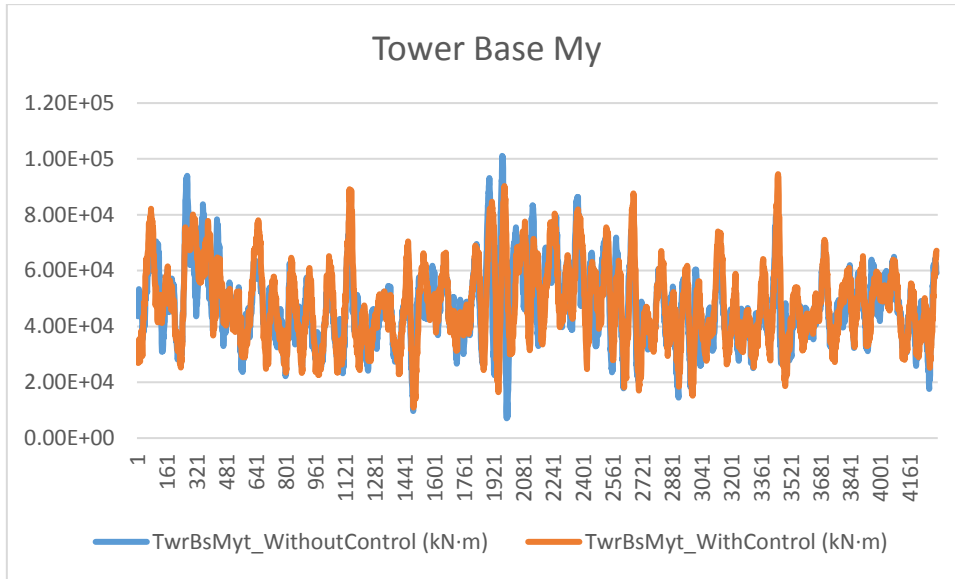
Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga Dlc1.2f:

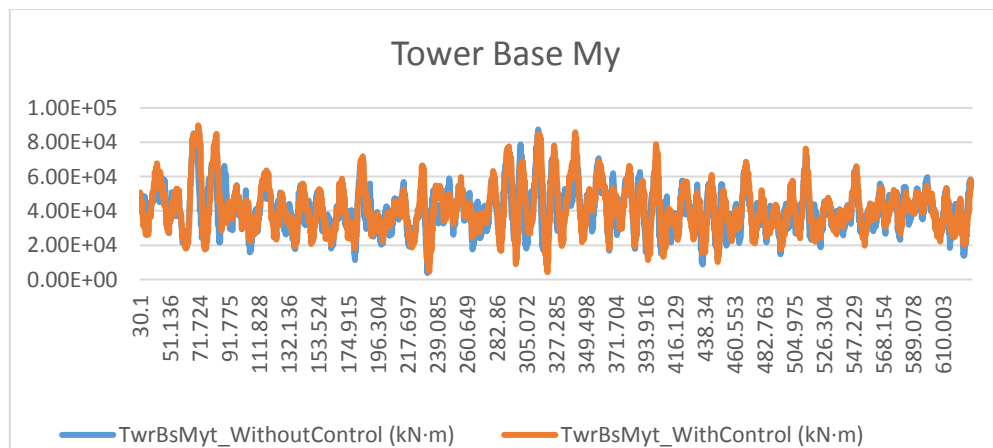
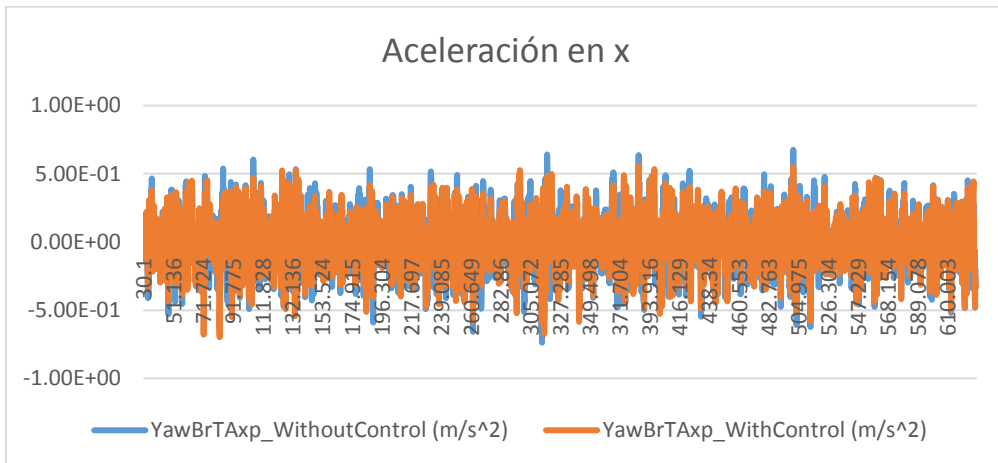
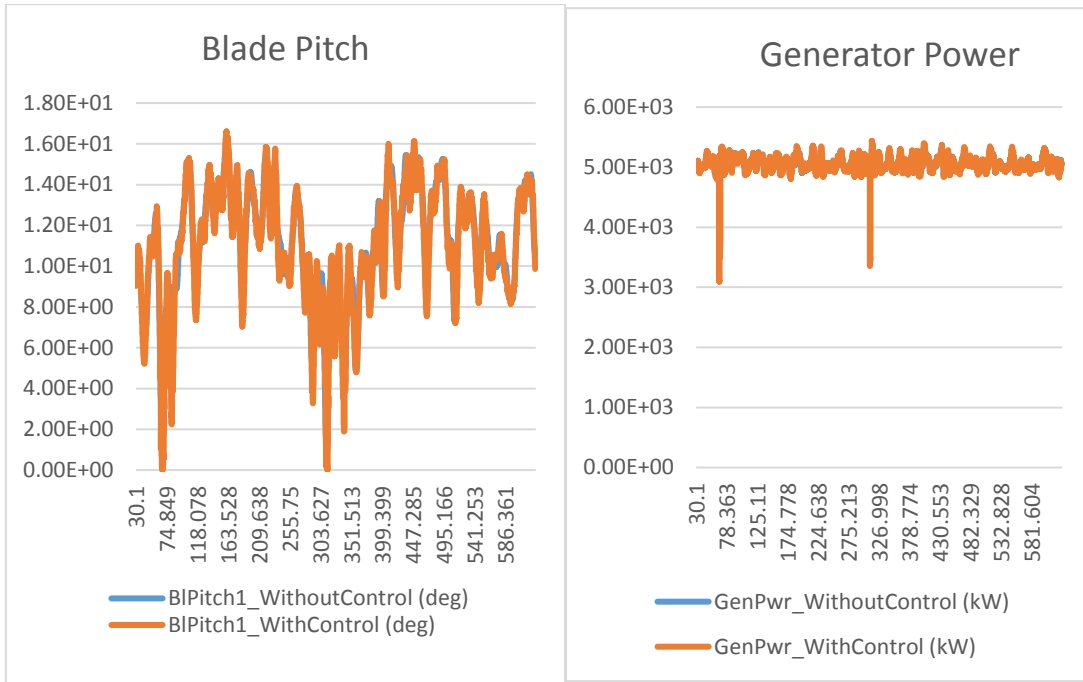


Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

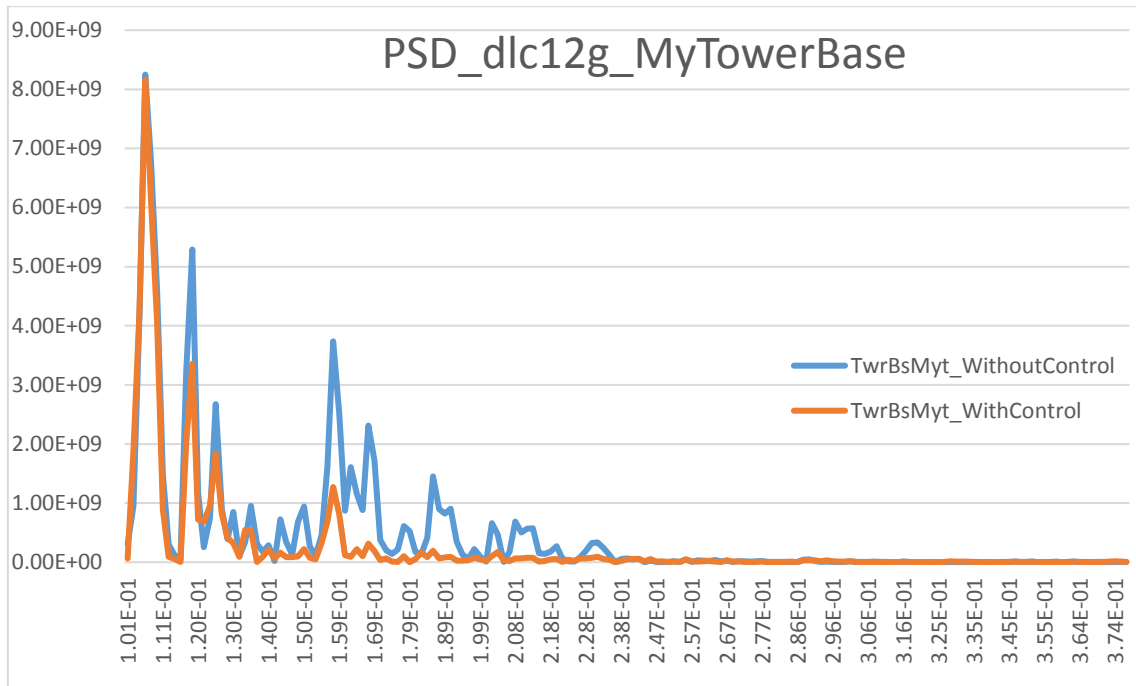


Caso de carga **Dlc1.2g**:

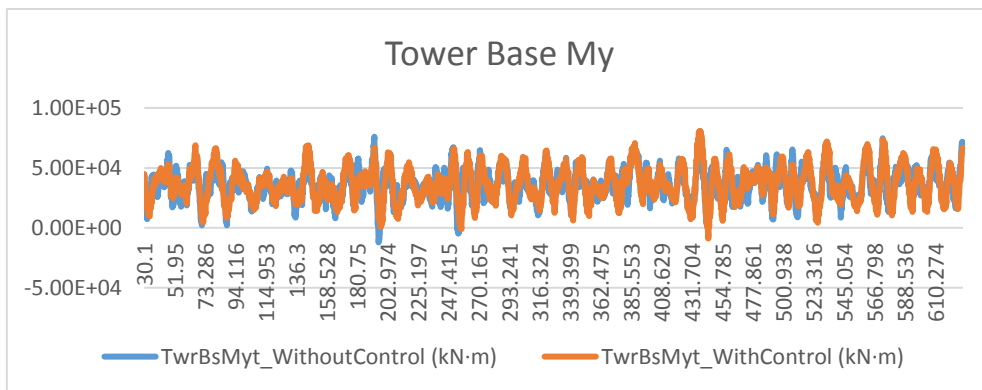
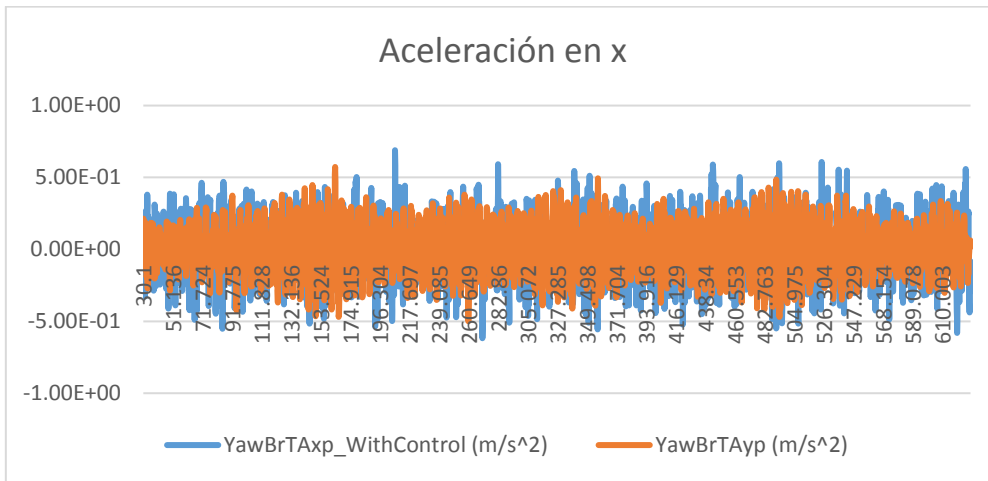
Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



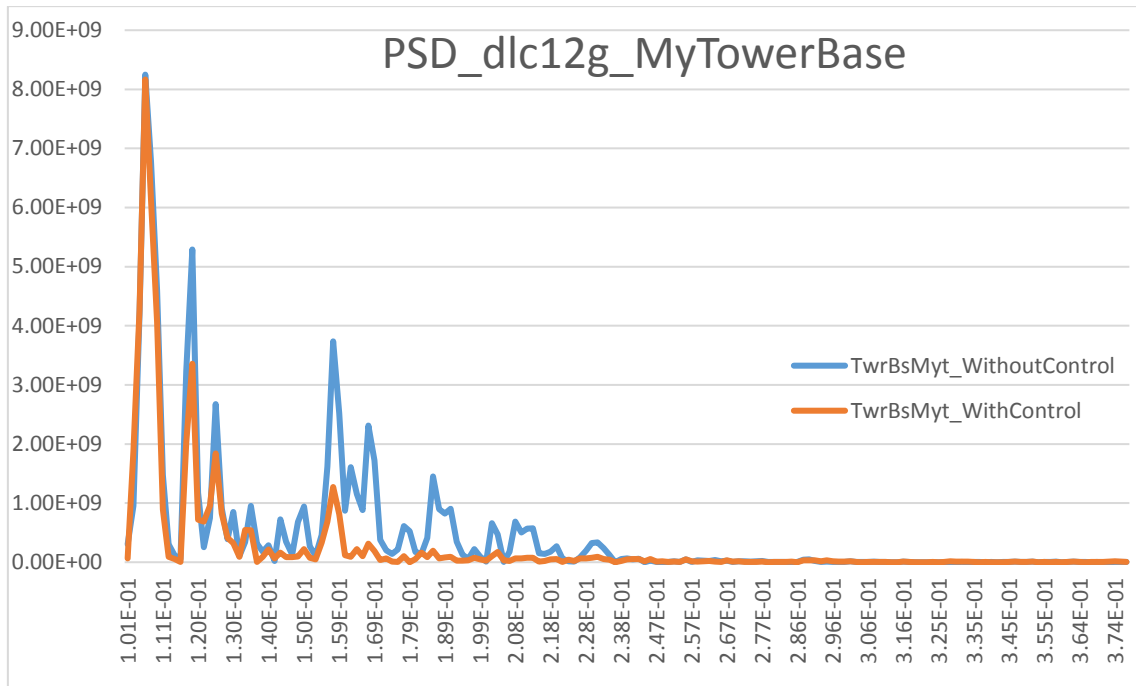
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



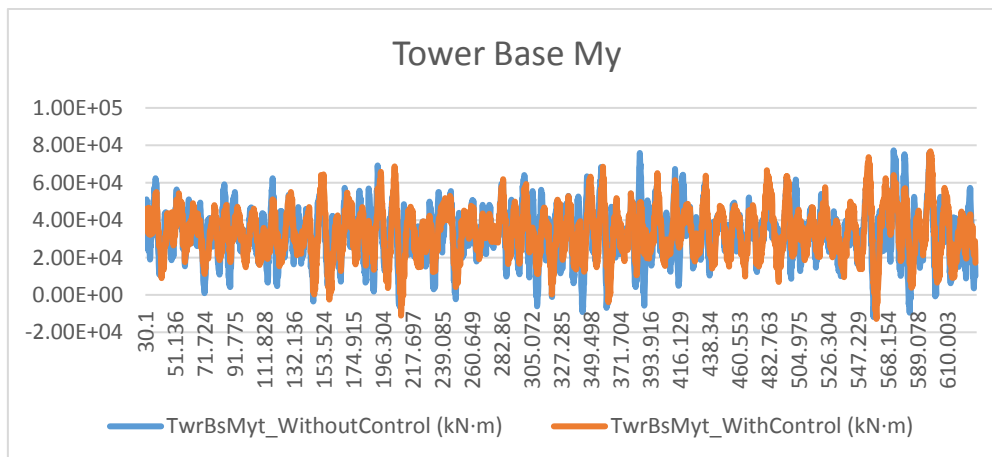
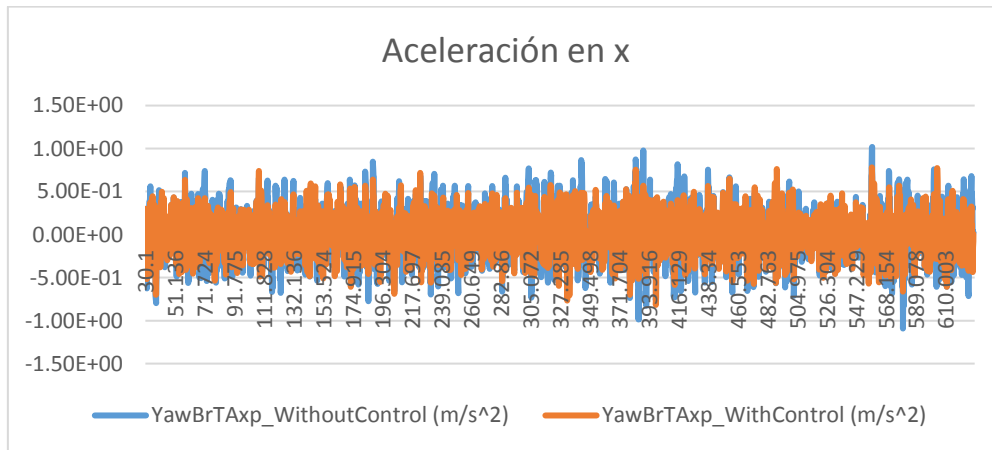
Caso de carga Dlc1.2h



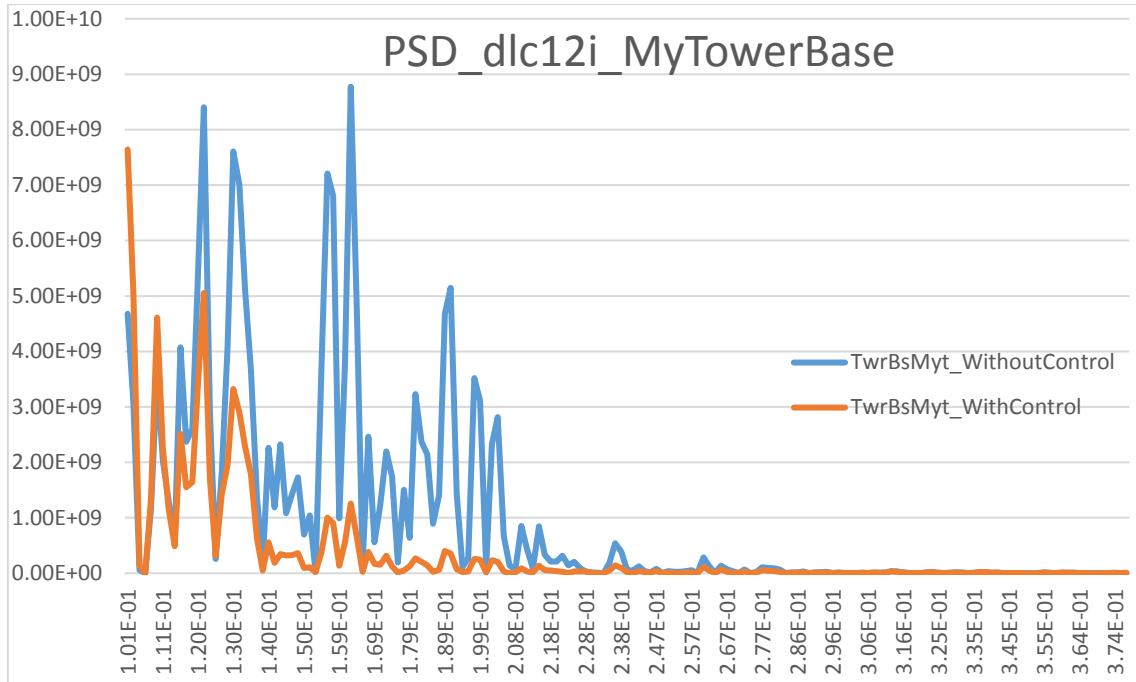
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



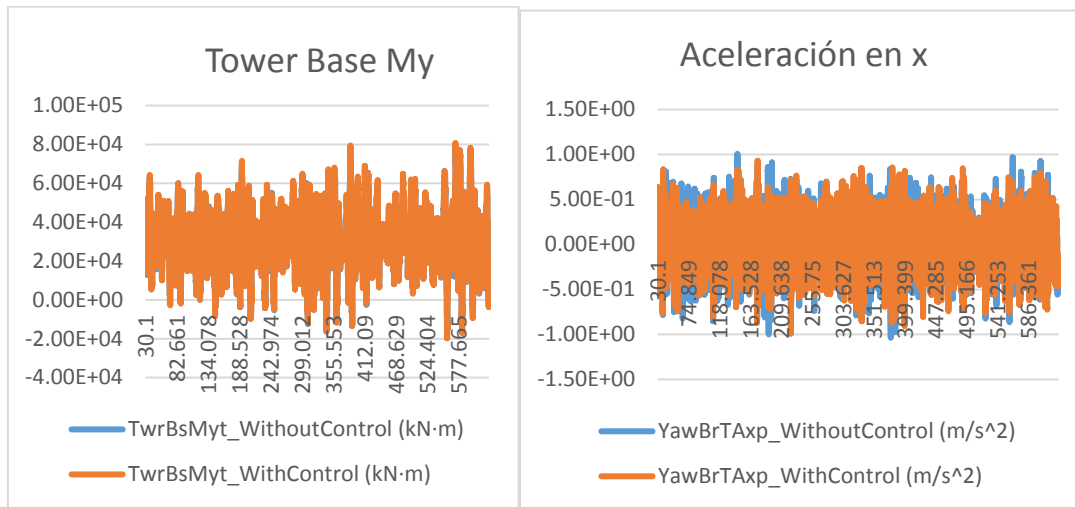
Caso de carga Dlc1.2i:



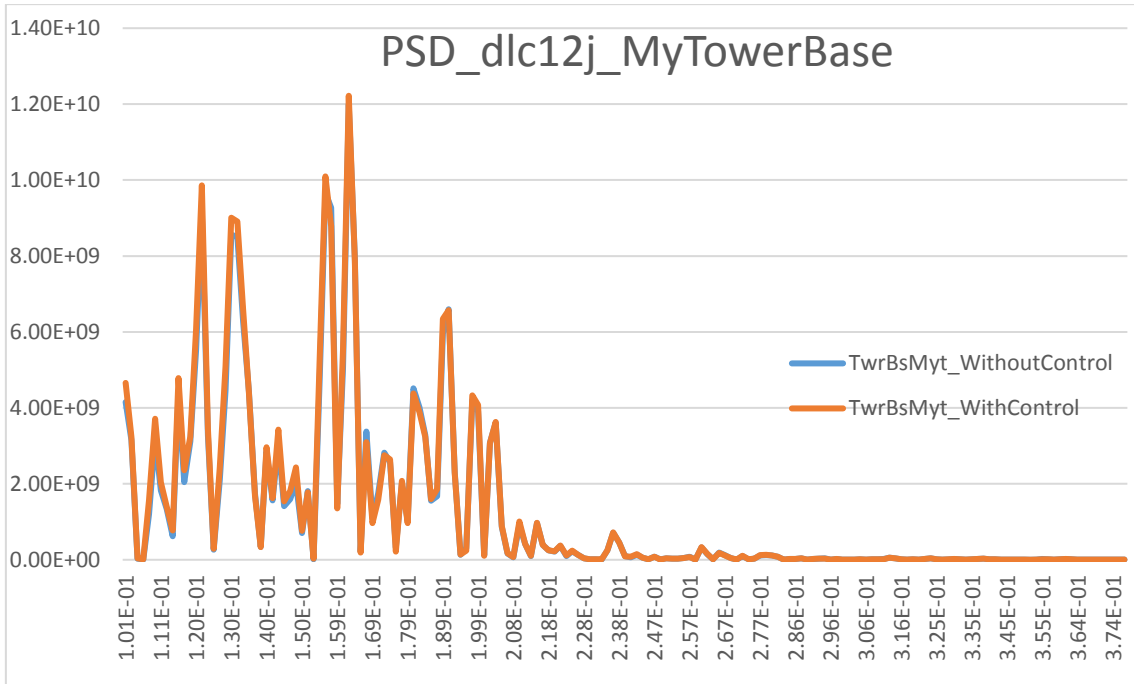
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



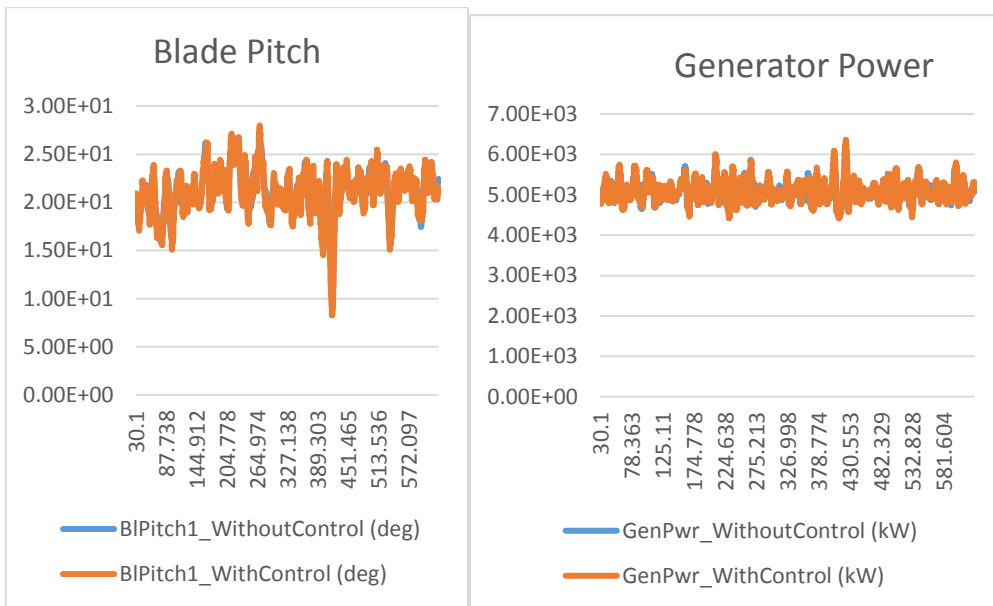
Caso de carga Dlc1.2j:



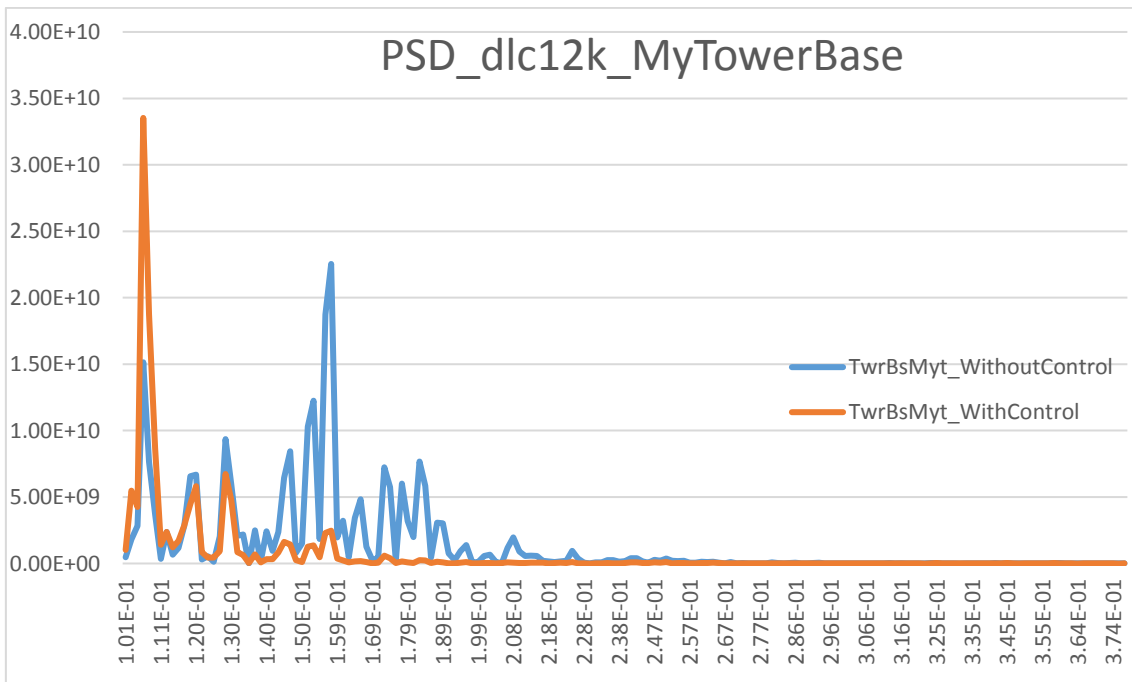
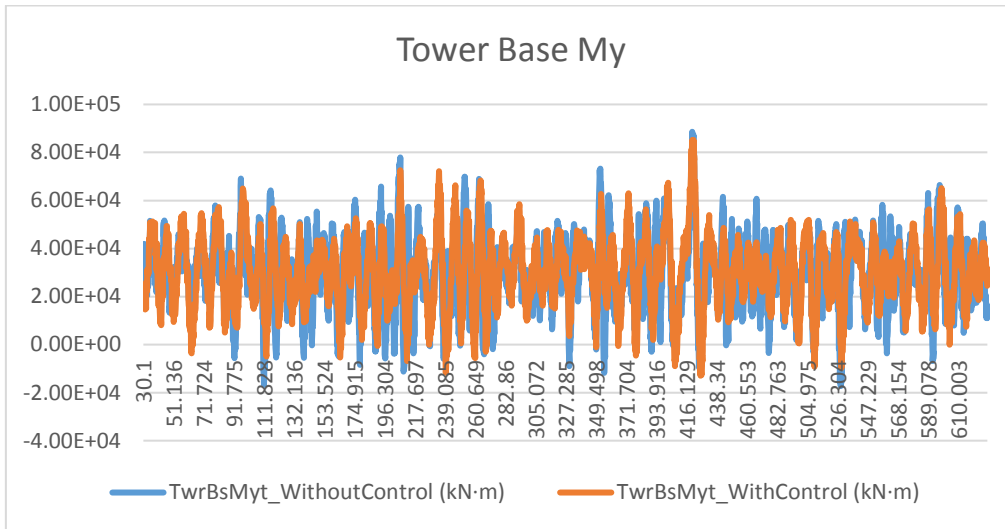
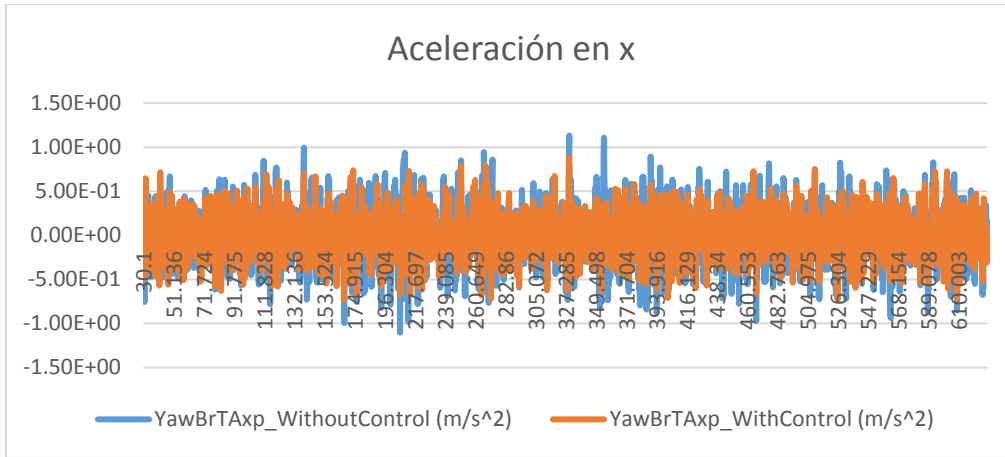
Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



Caso de carga **Dlc1.2k**:



Control del amortiguamiento del modo fore-aft de una torre de aerogenerador.
 Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.



13.3.1 Resultados

Como en las ocasiones anteriores, vamos a analizar los resultados de la fatiga para poder ver la eficacia del control:

Si comparamos caso a caso la carga equivalente, podemos ver como por lo ya mencionado anteriormente en alguno de los casos no conseguimos bajar esta carga. Ocurre algo muy parecido a lo que nos pasaba en la torre soft-soft 2:

BRMoments Short-term DELs without Goodman Correction for va					BRMoments Short-term DELs at Fixed Mean for various S/N Curve						
	m	Filename	yt_Withou	Myt_WithC	Dif_ %		m	Filename	yt_Withou	Myt_WithC	Dif_ %
	4	dlc12a	2.54E+04	2.27E+04	-10.63%		4	dlc12a	2.47E+04	2.23E+04	-9.72%
	4	dlc12b	4.40E+04	3.80E+04	-13.64%		4	dlc12b	4.26E+04	3.63E+04	-14.79%
	4	dlc12c	7.45E+04	4.49E+04	-39.73%		4	dlc12c	7.70E+04	4.37E+04	-43.25%
	4	dlc12d	8.77E+04	6.16E+04	-29.76%		4	dlc12d	8.93E+04	6.31E+04	-29.34%
	4	dlc12e	1.28E+05	1.39E+05	8.59%		4	dlc12e	1.30E+05	1.41E+05	8.46%
	4	dlc12f	1.59E+05	1.28E+05	-19.50%		4	dlc12f	1.66E+05	1.36E+05	-18.07%
	4	dlc12g	1.09E+05	1.13E+05	3.67%		4	dlc12g	1.11E+05	1.15E+05	3.60%
	4	dlc12h	1.12E+05	1.14E+05	1.79%		4	dlc12h	1.12E+05	1.14E+05	1.79%
	4	dlc12i	1.43E+05	1.21E+05	-15.38%		4	dlc12i	1.42E+05	1.19E+05	-16.20%
	4	dlc12j	1.40E+05	1.44E+05	2.86%		4	dlc12j	1.38E+05	1.43E+05	3.62%
	4	dlc12k	1.44E+05	1.27E+05	-11.81%		4	dlc12k	1.42E+05	1.25E+05	-11.97%
	9	dlc12a	2.83E+04	2.53E+04	-10.60%		9	dlc12a	2.82E+04	2.53E+04	-10.28%
	9	dlc12b	5.12E+04	4.75E+04	-7.23%		9	dlc12b	4.89E+04	4.49E+04	-8.18%
	9	dlc12c	1.01E+05	6.10E+04	-39.60%		9	dlc12c	1.05E+05	5.82E+04	-44.57%
	9	dlc12d	1.12E+05	8.11E+04	-27.59%		9	dlc12d	1.13E+05	8.14E+04	-27.96%
	9	dlc12e	1.57E+05	1.72E+05	9.55%		9	dlc12e	1.53E+05	1.69E+05	10.46%
	9	dlc12f	2.07E+05	1.51E+05	-27.05%		9	dlc12f	2.19E+05	1.63E+05	-25.57%
	9	dlc12g	1.16E+05	1.13E+05	-2.59%		9	dlc12g	1.18E+05	1.14E+05	-3.39%
	9	dlc12h	1.09E+05	1.08E+05	-0.92%		9	dlc12h	1.08E+05	1.08E+05	0.00%
	9	dlc12i	1.57E+05	1.23E+05	-21.66%		9	dlc12i	1.57E+05	1.21E+05	-22.93%
	9	dlc12j	1.29E+05	1.32E+05	2.33%		9	dlc12j	1.26E+05	1.32E+05	4.76%
	9	dlc12k	1.32E+05	1.20E+05	-9.09%		9	dlc12k	1.31E+05	1.19E+05	-9.16%

Tabla 34 : Carga equivalente

A continuación podemos ver los resultados del daño acumulado. Se puede apreciar que como en los resultados del daño acumulado y tiempo de fallo gracias al control logramos bajar el daño acumulado en las variables de torre y por consecuencia aumentamos el tiempo de fallo:

Control del amortiguamiento del modo fore-after de una torre de aerogenerador.
Aplicación a torres onshore tipo soft-stiff y soft-soft.

BRMOMents Lifetime Damage (-) for various S/N Curves				
		TwrBsMyt_WithoutControl	TwrBsMyt_WithControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05		
m	4	270	195	-27.78%
	9	0.0275	0.00566	-79.42%
BRMOMents Time Until Failure (s) for various S/N Curves				
		TwrBsMyt_WithoutControl	TwrBsMyt_WithControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05		
m	4	2.34E+06	3240000	38.46%
	9	2.29E+10	1.11E+11	384.72%
Lifetime Damage (-) without Goodman Correction for variou				
		TwrBsMyt_WithoutControl	TwrBsMyt_WithControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05		
m	4	181	134	-25.97%
	9	0.00949	0.00281	-70.39%
Time Until Failure (s) without Goodman Correction for vario				
		TwrBsMyt_WithoutControl	TwrBsMyt_WithControl	Dif_%
L_Ult		8.00E+05		
m	4	3.49E+06	4720000	35.24%
	9	6.65E+10	2.24E+11	236.84%

Tabla 35 : Daño acumulado y vida del componente

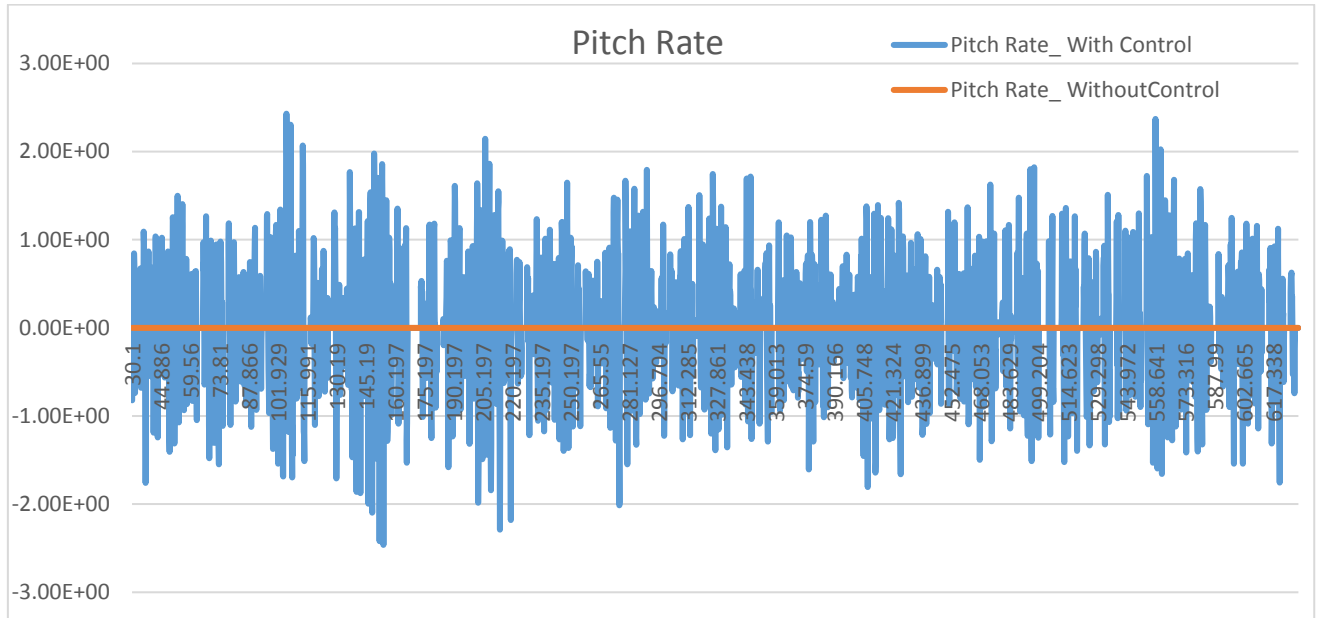
En el resumen de cargas equivalentes podemos ver como en esta torre también conseguimos bajar la carga equivalente cuando aplicamos el control de amortiguamiento:

BRMOMents Lifetime DELs at Fixed Mean for various S/N Curves				
n_ref	9999999.841	TwrBsMyt_WithoutControl	rBsMyt_WithCont	Dif_%
m	4	1.07E+05	9.91E+04	-7.38%
	9	1.67E+05	1.40E+05	-16.17%
ifetime DELs at Zero Mean without Goodman Correction for vario				
n_ref	9999999.841	TwrBsMyt_WithoutControl	rBsMyt_WithCont	Dif_%
m	4	1.04E+05	9.67E+04	-7.02%
	9	1.59E+05	1.39E+05	-12.58%

Tabla 36 : Resumen daño acumulado

13.3.1 Cálculo de pitch rate:

En esta torre, por lo que hemos visto en las simulaciones, el caso donde más variación de pitch tenemos si comparamos la simulación con control de pitch y sin control también es el caso dlc1.2.c.



13.3.2 Conclusión

Si comparamos los resultados de la torre soft 1 y la torre soft 2 podemos ver como con la primera torre conseguimos bajadas más acusadas tanto en cargas equivalentes como en daño acumulado. A su vez, conseguimos subir más el tiempo de fallo.

Esto nos repercute directamente en el sistema de pitch, haciendo que actúe mucho más. Puede causar el fallo de este componente antes que si no aplicamos control.

14. Conclusiones generales del trabajo

- Con torres soft-stiff el control actúa en todo el rango de velocidades de forma efectiva. Esto hace que mejore las cargas de fatiga, consiguiendo bajar las cargas equivalentes y aumentando el tiempo de fallo de las variables.
- Con las torres soft-soft también conseguimos mejorar los valores de la fatiga de forma general pero analizando caso a caso queda claro que el control no actúa correctamente en todo el rango de velocidades. Esto se debe al acoplamiento del control de pitch y del control de amortiguamiento.
- En las velocidades donde tenemos más horas por año y por lo tanto pesan más a la hora de hacer el contado de ciclos, actúa de forma muy efectiva el control. Esto hace que consigamos los resultados esperados en la fatiga.
- En las torres soft-soft, cuanto más baja tengamos la primera frecuencia de resonancia de la torre, peor actúa el control. Existe más acoplamiento entre los controles y en casos concretos suben más las cargas. Esto hace que en la torre que más cerca está de la frecuencia 1P consigamos resultados mejores.
- La implementación de este tipo de controles harán que el sistema de pitch tenga menor vida, ya que exigiremos a este componente que actúe constantemente. Hemos visto en los resultados, que en la mayoría de casos la variación de pitch no es demasiado grande, exceptuando en los casos de la zona que tenemos velocidad de viento menor a V_{rated} .

15. Futuros trabajos

- Crear un control que actúe solo a las velocidades que nos interesa.
- Mirar que ocurre en las diferentes torres en M_x y crear control que actúe también en el modo side-to-side de la torre si fuera necesario.
- Mejor ajuste del amortiguamiento aplicado. Comparativa con diferentes amortiguamientos.
- Implementación de Filtro Kalman y comparación de resultados con los obtenidos hasta ahora.

16. Bibliografía

- [1] *Javier Gil*. Dinámica de Aerogeneradores II. Control de Aerogeneradores.pdf
- [2] *NREL Mohit Singh Surya Santoso (Principal Investigator)*. Dynamics Models for Wind Turbines and Wind Power Plants.pdf
- [3] *Bossanyi 2000*. The Design of Closed Loop Controllers for Wind Turbines.pdf
- [4] *E.L. van der Hooft; P. Schaak; T.G. van Engelen*. Wind turbine control algorithms.pdf
- [5] *Francesco Perrone and Martin Kühn. Oldenburg, Germany*. Offshore Wind Turbine Tower Fore-Aft Fatigue Load Reduction by Coupling Control and Vibrational Analysis.pdf
- [6] *Jason M. Jonkman, Marshall L., Buhl Jr.* Technical Report. August 2005. FAST User's Guide.pdf
- [7] *M. Buhl, Jr.* . Technical Report] MCrunch Theory Manual for Version 1.00.pdf
- [8] *G. J. Hayman*. MLife Theory Manual for Version 1.00.pdf
- [9] IEC 61400. International design standard for offshore wind turbines.