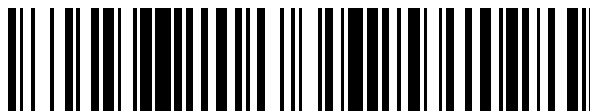


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 875 674**

21 Número de solicitud: 202030405

51 Int. Cl.:

F03D 7/04 (2006.01)

F03D 7/00 (2006.01)

F03D 1/00 (2006.01)

12

PATENTE DE INVENCION CON EXAMEN

B2

22 Fecha de presentación:

07.05.2020

43 Fecha de publicación de la solicitud:

10.11.2021

Fecha de concesión:

14.03.2022

45 Fecha de publicación de la concesión:

21.03.2022

73 Titular/es:

**UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO / EUSKAL
HERRIKO UNIBERTSITATEA (100.0%)
Barrio Sarriena, S/N
48940 LEIOA (Bizkaia) ES**

72 Inventor/es:

**BÁRCENA RUIZ, Rafael y
ETXEBARRIA EGIZABAL, Ainhoa**

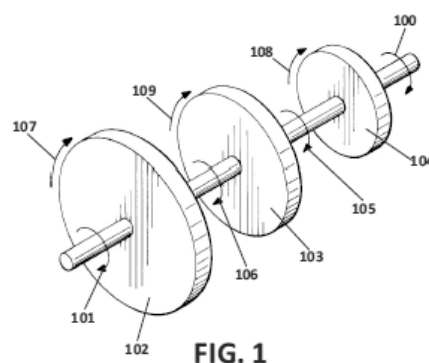
74 Agente/Representante:

GONZÁLEZ PECES, Gustavo Adolfo

54 Título: **Método de control predictivo basado en modelo para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas, y turbina configurada para aplicar este método**

57 Resumen:

Método de control predictivo basado en modelo para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas. Método de control predictivo basado en modelo (MPC) para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas que comprende: plantear exclusivamente un único modelo interno lineal para el MPC para todo el rango de funcionamiento de la turbina; obtener los parámetros ajustables del modelo interno lineal a partir de los datos experimentales medidos previamente en la turbina; elegir los valores discretos de tiempo para el horizonte de control y predicción; ajustar el controlador del MPC y realizar un test práctico de implementación.



ES 2 875 674 B2

Aviso: Se puede realizar consulta prevista por el art. 41 LP 24/2015. Dentro de los seis meses siguientes a la publicación de la concesión en el Boletín Oficial de la Propiedad Industrial cualquier persona podrá oponerse a la concesión. La oposición deberá dirigirse a la OEPM en escrito motivado y previo pago de la tasa correspondiente (art. 43 LP 24/2015).

DESCRIPCIÓN

Método de control predictivo basado en modelo para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas

5

Objeto de la invención

La presente invención tiene por objeto, como su propio nombre indica, el desarrollo de un método que, utilizando el Control Predictivo basado en Modelo o CPM (MPC, por sus siglas en inglés) es capaz de mejorar el funcionamiento de las turbinas eólicas.

10

La flexibilidad del MPC permite lograr el objetivo propuesto por varios caminos como, por ejemplo, reduciendo las vibraciones torsionales en el tren de transmisión de la turbina (eje y/o multiplicadora) y las vibraciones de las palas en el plano de giro, reduciendo las cargas estructurales y equilibrando la relación entre perturbaciones mecánicas y eléctricas, limitando la torsión máxima de eje y/o palas, la velocidad máxima de rotor, etc, ...

15

La presente invención se centra, concretamente, en la aplicación del método de control predictivo basado en modelo (MPC) utilizando un único modelo interno lineal para, como objetivo de control, reducir las vibraciones torsionales en el tren de transmisión de la turbina (eje y/o multiplicadora), así como para atenuar las vibraciones de las palas aparecidas en el plano de giro que, además, son muy a menudo el detonante de las primeras. El tren de transmisión es uno de los elementos con mayor susceptibilidad de fallo a lo largo de la vida útil de la turbina, sobre todo en las cada vez más frecuentes y flexibles turbinas de grandes dimensiones, instaladas en localizaciones bastante inaccesibles y sujetas a grandes perturbaciones de excitación (como las situadas fuera de la costa u "offshore"). Se propone explícitamente el método para la zona de funcionamiento de las turbinas por encima de la velocidad nominal de viento (zona III), donde la carga estructural mencionada resulta mayor, sin perjuicio de que el mismo pueda extenderse fácilmente al resto de zonas.

20

30

Antecedentes de la Invención

Como es conocido, la obtención de energía del viento o energía eólica es una técnica que ha ganado importancia en los últimos años y que todavía espera crecer significativamente en el futuro cercano. Esto, evidentemente, ha llevado también a la búsqueda de instalaciones más seguras y rentables, lo que a medio y largo plazo ha hecho que el sistema

35

de control sea uno de los componentes esenciales de las modernas turbinas eólicas. Ello se debe a que el control ayuda a reducir costes, tanto de fabricación como de mantenimiento, porque puede lograr reducciones directas de carga, ampliar la energía extraída y permitir integrar eficientemente mejoras en el sistema.

5

Para realizar este control es necesario recurrir a la conocida teoría del control, que es un campo interdisciplinario de la ingeniería y las matemáticas que se ocupa del comportamiento de sistemas dinámicos, es decir, de sistemas cuyo estado evoluciona con el tiempo y que, básicamente, consiste en controlar la entrada al sistema para obtener el efecto deseado en la salida.

10

Una particularización de ella es el denominado control óptimo, que resuelve problemas de optimización en sistemas que evolucionan en el tiempo y que son susceptibles de ser influenciados por fuerzas externas, donde, una vez que el problema ha sido resuelto, nos proporciona una senda de comportamiento óptimo para las variables de control, es decir, indica qué acciones se deben seguir para poder llevar a la totalidad del sistema de un estado inicial a uno final, de forma óptima.

15

Así, en el campo del control óptimo, uno de los métodos clásicos utilizados es el de los Reguladores Cuadráticos Lineales (LQR, por sus siglas en inglés), en donde la dinámica del sistema se describe mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales lineales y se define una función de coste cuadrática que recoge las desviaciones del sistema controlado a lo largo de un horizonte temporal que incluya toda la dinámica transitoria de interés (horizonte de predicción infinito). La minimización de dicha función utilizando la realimentación de los estados internos del sistema, en el horizonte mencionado, nos proporciona la ley óptima de control.

20

25

Este sistema clásico de control, que se ha utilizado con éxito en multitud de campos y aplicaciones, adolece no obstante de dos principales e importantes inconvenientes en el campo del control aplicado a la energía eólica.

30

En primer lugar, los métodos de horizonte de predicción infinito, como el LQR, requieren que la dinámica transitoria del sistema controlado sea incluida completamente en el cálculo de la optimización de la trayectoria de las variables manipuladas para que el cálculo de la función de coste pueda converger. Así, cuando el sistema en lazo abierto tiene una respuesta lenta en relación al periodo de muestreo utilizado, como ocurre con las turbinas eólicas, esto

35

obliga a usar horizontes muy largos que conllevan una elevada sobrecarga computacional.

Por lo tanto, el LQR es un método clásico de control óptimo que no puede usarse a nivel práctico en eólica, precisamente porque necesita un horizonte temporal de predicción muy largo dadas las lentas dinámicas de la turbina, lo que lleva a la sobrecarga computacional.

En segundo lugar, y lo que resulta más importante, este método clásico de control óptimo no considera restricciones en las variables implicadas en la optimización. Por lo tanto, si en la práctica, una restricción, por ejemplo, la saturación de la variable manipulada, altera el comportamiento dinámico lineal que el controlador LQR ha predicho, dicho comportamiento puede verse muy afectado, llegando a resultar inestable, incluso cuando la planta y el controlador sean nominalmente estables.

Debido a lo anterior, los intentos de aplicar controladores de este tipo a turbinas eólicas han quedado básicamente como propuestas teóricas, lejanas a la aplicación real. Un ejemplo de ello sería la publicación “Xu Hao; Xu Honghua; Chen Liang; Wenske Jan “Active damping of torsional vibrations in the drive train of a DFIG wind turbine”. Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ), Vol.1, No.12, April 2014”. En ella, se propone un controlador LQR para reducir las vibraciones torsionales aparecidas en el eje de una turbina eólica dotada de un generador DFIG, al suceder un evento eléctrico –caída de voltaje de 150 ms. de duración- en la red. Sin embargo, el estudio se hace utilizando exclusivamente simulaciones numéricas y en ningún momento realiza cálculo alguno de coste computacional. Solo se menciona el uso de un observador de estados estacionario, precisamente para reducir dicha carga computacional. Asimismo, no se tienen en cuenta las limitaciones que tiene el torque del generador a la hora de calcular el control óptimo. Como se ha mencionado antes, la aparición de una saturación en la variable manipulada durante la trayectoria óptima de control –algo muy habitual en la zona III, cuando ocurren ráfagas de viento- puede llevar el sistema incluso a la inestabilidad. Por lo tanto, no se trata de un sistema realizable en la práctica, tanto por la posible inestabilidad del sistema controlado, como por la excesiva computación que lleva aparejada.

Por su parte, la metodología basada en MPC puede resolver satisfactoriamente ambos inconvenientes y, además, puede aprovechar los desarrollos formales del control óptimo clásico relativos a la estabilidad nominal del control, mediante el uso de pesos y/o restricciones terminales en lo que ha venido a llamarse dual-mode MPC. Ello convierte a dicha técnica en una herramienta muy poderosa para gestionar sistemas de múltiples

entradas y salidas, incluyendo restricciones y predicciones futuras para las perturbaciones y consignas del control (en adelante por su término inglés “*set-points*” de la expresión “*control set-points*”) en su formulación, resultando además robusta antes errores de modelado.

- 5 Sin embargo, esta metodología cuenta también con inconvenientes o, mejor dicho, con limitaciones, pues debe dar respuesta a la necesidad de resolver en tiempo real un problema de optimización con restricciones, lo que supone un importante reto, en términos computacionales, a la implementación práctica del controlador, dadas las necesarias medidas de fiabilidad que deben cumplir las instalaciones eólicas. Por ello, la metodología
10 propuesta en esta invención se centra precisamente en la aplicación de técnicas MPC al control de una turbina eólica, haciendo especial énfasis en su aplicabilidad práctica.

Como cabía esperar, las claras ventajas que ofrece la metodología MPC, también para esta área de aplicación, no han pasado desapercibidas. Desde hace casi dos décadas han sido
15 numerosas las aportaciones en el contexto de la academia a la aplicación de MPC al control de turbinas eólicas. Sin embargo, una de las características más destacables de la dinámica aerodinámica de una turbina eólica es su naturaleza altamente no lineal. Ello obliga a, o bien linealizar el comportamiento para múltiples puntos de operación, dando como resultado múltiples modelos internos para el controlador (control MMPC); o bien utilizar un modelo no-
20 lineal simplificado como modelo interno, dando lugar a un controlador no-lineal (control NMPC). Lamentablemente, ambas opciones presentan serios problemas de implementación, si consideramos las limitaciones técnicas de las plataformas de control disponibles y los márgenes de seguridad exigidos actualmente para estas máquinas.

- 25 Por un lado, aplicar técnicas lineales MMPC obliga a diseñar múltiples controladores, para los diversos puntos de operación, cada uno con un modelo interno distinto y a mantener activa, en paralelo, al menos una parte importante -el observador de estados- de todos esos controladores durante la ejecución; para garantizar la transición suave de uno a otro, según la turbina recorre todo el rango de funcionamiento, dependiendo de viento incidente, que
30 también debe ser estimado en línea. Cuanto mejor sea el rendimiento exigido y más suaves se quieran las transiciones, más software en paralelo debemos tener en ejecución. Esto incrementa mucho la carga computacional y el riesgo de tener problemas de robustez.

Así, por ejemplo, en la publicación “János Zierath, Uwe Jassmann, Dirk Abel, Frank Weber
35 “Introduction of model predictive control for load reduction on a 3 MW Wind Turbine”. Conference: Brazil Windpower September 2015.” se propone usar un control MMPC

estándar para reducir la carga estructural de una turbina eólica. Sin embargo, el estudio está basado en modelos linealizados de la turbina en cada punto de operación. Esto obliga a ir cambiando de controlador según tenemos un viento incidente u otro, es decir, usar numerosos modelos lineales. Además, obliga a mantener los observadores de estados de todos los controladores funcionando todo el tiempo en paralelo para evitar que las transiciones entre puntos de operación sean abruptas. Finalmente, hay que estimar en línea el viento efectivo incidente para decidir en qué punto de operación nos encontramos en cada instante. Como consecuencia de todo ello, tenemos de nuevo el problema de la sobrecarga computacional, si utilizamos una plataforma estándar de control para el generador.

10

También es sabido que la exactitud con la que el conjunto de modelos lineales reproduce el comportamiento de la turbina y, por tanto, la calidad de la predicción y el rendimiento obtenido es bastante mejorable. De hecho, estudios recientes de aplicación presentan resultados solo ligeramente mejores que los obtenidos mediante un controlador estándar. Eso sí, las ventajas del MMPC referidas a imponer restricciones sobre parámetros de ejecución -por ejemplo, cargas estructurales - y a permitir la adición de nuevos sensores se mantiene.

15

Por el otro lado, utilizar la metodología NMPC obliga a resolver en línea un problema de optimización no lineal que supone una carga computacional mucho mayor, al menos si el modelo interno recoge suficientes grados de libertad y, lo que es más importante, cuya convergencia en un número de iteraciones razonable no está garantizada de antemano.

20

Eso obliga de nuevo a enfrentarse al compromiso entre carga computacional y rendimiento: si limitamos la primera, limitando el número máximo de iteraciones -aceptando, por tanto, una solución cuasi-óptima- y/o renunciando a cierto número de grados de libertad en el modelo interno no-lineal simplificado, también limitamos la segunda. De hecho, existen numerosos trabajos de referencia que se dedican al estudio del potencial de este tipo de controladores y que están basados exclusivamente en simulaciones numéricas que demuestran un gran rendimiento potencial, pero que reconocen abiertamente la imposibilidad de implementación, al menos en las plataformas de control actuales.

30

No menos importante es el hecho de que el control del ángulo de ataque (“pitch” en inglés) de las palas de la turbina, utilizado para valores de viento por encima del nominal –región III de funcionamiento-, aparece clasificado en los protocolos de certificación de los molinos eólicos como sistema de seguridad –dado que es el encargado de garantizar que la

35

velocidad de giro del rotor no supere valores peligrosos para la estructura y el entorno-, lo que le obliga a cumplir altísimas exigencias técnicas. Eso, entre otras razones, hace que sea extremadamente difícil convencer a un fabricante para que apueste por un controlador de pitch distinto de los muy robustos y maduros controladores estándar, denominados “gain-scheduled proporcional-integral”. Sin embargo, la inmensa mayoría de los planteamientos MPC que se han hecho desde la academia utiliza el ángulo de ataque como principal variable manipulada, obligando a una apuesta muy fuerte a los fabricantes, considerando las dificultades de implementación práctica mencionados. Ello ha provocado que, a día de hoy, sean escasos los fabricantes de molinos eólicos que incorporan la metodología MPC en el desarrollo de los sistemas de control de sus instalaciones.

Por último, son conocidos algunos documentos de patente relacionadas con la reducción de diferentes cargas estructurales en turbinas eólicas. Por ejemplo, la US 2008/0067815 por “Vibration damping method for variable speed wind turbines”, en la que se propone un controlador de vibraciones en turbinas eólicas que hoy en día puede considerarse totalmente estándar en la industria. Este documento, sin embargo, no utiliza el método de control predictivo basado en modelo MPC, sino que se basa en el uso de filtros pasa-banda para inyectar en el torque del generador las vibraciones medidas en el eje en contrafase. La única entrada al modelo de dos masas que utiliza la implementación propuesta es la velocidad del generador.

Por último, la EP 2799711, por “Method of operating a wind turbine”, si bien utiliza un controlador MPC, de tipo estándar, se basa en el uso de múltiples modelos linealizados para imponer restricciones a los valores máximos de empuje aerodinámico que soporta la turbina en su conjunto, utilizando la gestión del citado ángulo de ataque de las palas o “pitch”, con los problemas que esto conlleva antes mencionados.

Descripción de la invención

La presente invención resuelve los problemas del estado de la técnica antes mencionados, proponiendo una metodología MPC para turbinas eólicas que, utilizando un único modelo interno lineal, permite explotar los innegables potenciales de dicha metodología para mejorar un aspecto importante del funcionamiento de las turbinas eólicas de gran tamaño y flexibilidad, como es la reducción de la carga estructural que soportan en la zona III.

Concretamente, la principal novedad de este método consiste en plantear un MPC con un

único modelo interno lineal. Eso sí, el modelo puede verse ayudado, en caso necesario, por bloques exógenos -no incluidos en el problema de optimización- que pueden contener modelos no-lineales auxiliares. Al dejar fuera de dicho modelo interno lineal las funciones no lineales, la convergencia y carga computacional del algoritmo de optimización no se ven
5 comprometidas.

Dicho modelo interno lineal describirá, con cierto grado de exactitud, el comportamiento dinámico, como mínimo, del rotor, el tren de transmisión y el generador de la turbina eólica. Asimismo, el modelo tendrá como entradas, como mínimo, el torque aerodinámico que el
10 viento crea en el rotor y el “*set-point*” para el torque del generador, siendo considerada la primera como perturbación y el segundo como variable manipulada.

No obstante, aunque el hecho de utilizar un único modelo interno lineal evita los problemas del estado de la técnica antes descritos al dejar fuera del modelo interno lineal la descripción
15 de la aerodinámica no-lineal de la turbina, esto obliga, evidentemente, a obtener por otras vías el mencionado torque aerodinámico. Dichas vías serán descritas más adelante dentro del apartado de realización preferente como alternativas de implementación.

Más concretamente aún, las fases del método de la invención serían las siguientes:
20

1. Planteamiento del modelo interno del MPC, utilizando un único modelo lineal.

La calidad de la predicción a realizar por el controlador MPC sobre la evolución futura del sistema a controlar depende de la exactitud del modelo interno que describe las
25 dinámicas de interés. En este caso, de cara a predecir las vibraciones torsionales del eje y/o las de las palas en el plano de giro, los elementos de interés son el tren de transmisión y el rotor de la turbina, ya que son las vibraciones simétricas de la parte flexible de las palas que aparecen en el plano del rotor las que normalmente excitan la vibración torsional del eje.

30 Por otro lado, las entradas al modelo interno son el torque aerodinámico (el generado por el viento en el rotor) aplicado por un extremo y el “*set-point*” del torque del generador, aplicado por el otro. Las salidas del modelo interno son el torque de torsión en el eje de bajas velocidades –antes de la multiplicadora-, la velocidad del generador, la
35 potencia mecánica generada, el torque que sufren las palas y el torque del generador.

La relación dinámica existente entre las entradas y las salidas puede representarse de distintas maneras mediante modelos matemáticos extraídos a partir de datos experimentales de entrada-salida. Dichos modelos pueden partir de la descripción física del sistema mecánico o bien pueden tener una naturaleza puramente numérica. Una vez propuesta su estructura, los parámetros del modelo se calculan a partir de datos experimentales, medidos en las condiciones funcionales contempladas.

La elección de este modelo interno lineal es el principal factor diferenciador respecto a otros planteamientos MPC para control de turbinas eólicas que utilizan modelos internos que incluyen la dinámica aerodinámica del rotor. Como ya se ha dicho, dicha dinámica, altamente no lineal, es la principal responsable de los problemas de aplicabilidad de dichos MPC. Eso sí, dichos planteamientos permiten utilizar el ángulo de ataque (pitch) de las palas como variable manipulada y plantear el control integral de la turbina (pitch y torque del generador).

Sin embargo, en la presente invención se renuncia al control de pitch mediante el MPC, dejándolo en manos del control estándar, pues esto conlleva una importante ventaja para la implementación práctica, dado que se trata de un lazo de control sometido a unos requerimientos de certificación de seguridad muy altos y, por lo tanto, muchos fabricantes de turbinas son reacios a realizar cambios importantes en él.

2. Obtención de los parámetros del modelo interno lineal a partir de datos experimentales medidos en la propia turbina.

La identificación de los parámetros del modelo se realiza a partir de datos experimentales medidos en la propia turbina. Esto se hace a partir, sobre todo, de las frecuencias principales detectadas en la velocidad del generador, cuando la turbina se encuentra bajo condiciones de alta carga estructural. En algunas ocasiones puede contarse, asimismo, con medidas de carga en las palas, dado que algunas turbinas modernas incorporan sensores de carga en la raíz de las mismas.

Los controladores MPC se caracterizan por ser muy robustos a cambios en los parámetros del modelo interno, de manera que puede ser suficiente con una estimación de parámetros aproximada.

3. Elección de horizonte de control y predicción.

En esta fase se eligen valores adecuados para ambos parámetros, es decir, horizonte de control y de predicción, de manera que se equilibre la acción de control realimentado (feedback) y la de control en lazo abierto (feedforward), manteniendo la carga computacional necesaria lo más baja posible. El control realimentado se basa en las medidas realizadas directamente de la turbina durante el funcionamiento del controlador y el de lazo abierto en la predicción que del comportamiento futuro del sistema se tiene gracias al modelo interno lineal.

Dependiendo de la calidad del modelo y de las medidas tomadas en la turbina en el paso anterior, así como la duración de los transitorios y los retardos del sistema, se eligen los horizontes de predicción y control para que, manteniendo siempre la carga computacional –mayor cuanto mayores son los horizontes- lo más baja posible, sea posible imponer un buen comportamiento dinámico a la turbina.

4. Ajuste del controlador MPC.

Una vez planteado el modelo interno lineal tal y como se ha explicado en los pasos anteriores, se tienen como entradas, por un lado, el “*set-point*” del torque del generador, que se usará como variable de control (también llamada variable manipulada) y, por el otro lado, el torque aerodinámico aplicado en las palas por el viento, que se define como perturbación. Dicha perturbación debe estimarse utilizando las variables medidas en la turbina eólica obtenidas en el segundo paso. La estimación puede realizarse externamente, o puede hacerse internamente, aprovechando el observador de estados de que está dotado el MPC de la invención.

Asimismo, se puede elegir como objetivo del control, por ejemplo, la minimización de la torsión que aparece en el eje del tren de transmisión, para reducir al máximo las vibraciones torsionales que puedan aparecer. O bien, también es posible elegir la minimización de la torsión de las palas, de la fluctuación de la potencia mecánica generada, de los cambios en la velocidad nominal del rotor o una combinación parcial o total de todo lo anterior. Dicha flexibilidad en el planteamiento de los objetivos del control es una de las ventajas que aparecen al definir, de manera general, la invención.

En este punto, se tiene además que realizar el ajuste de los pesos del controlador MPC, sobre todo en lo relativo, por un lado, a la agresividad de la ley de control (cómo de enérgica resulta la acción de la variable manipulada) y, por el otro, a la rapidez del

observador de estados (cómo de rápido se adapta la estimación de los estados internos del modelo, en función de la evolución de la medida de la velocidad del generador). Dicho ajuste debe realizarse intentando que la acción del observador sea lo más rápida posible, manteniendo suficiente margen de robustez ante el ruido de la medida de
5 velocidad del generador y, por otro lado, que el control sea suficientemente agresivo, sin llegar a perturbar demasiado la potencia generada por la turbina. Hay que recordar que se utiliza el torque del generador para la acción de control, pero que este a su vez tiene repercusión directa en la potencia generada. Este compromiso aparece de manera general al aplicar la metodología propuesta en la definición de esta invención.

10

5. Test de implementación: Se realiza un estudio sobre la carga computacional asociada al algoritmo resultante, considerando la posible limitación en el número de iteraciones que necesita el algoritmo de optimización del MPC para obtener el valor de la variable manipulada en cada instante de muestreo. También se analiza la necesidad de imponer
15 restricciones en los parámetros del sistema, al menos, en el valor que puede alcanzar el torque del generador, y la repercusión que esto pueda tener en la implementación práctica.

15

Breve descripción de los dibujos

20

Con objeto de ayudar a una mejor comprensión de las características del invento, de acuerdo con un ejemplo preferente de realización práctica del mismo, se aporta como parte integrante de dicha descripción, una serie de dibujos donde, con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

25

La Figura 1.- Muestra una vista esquemática y simplificada del modelo interno de 3 masas.

La Figura 2.- Muestra una vista esquemática y simplificada del rotor de la turbina eólica como sistema torsional.

30

La Figura 3.- Muestra una vista esquemática del modelo interno lineal de la invención.

La Figura 4.- Muestra una vista esquemática del estimador externo de la perturbación.

35

Figura 5. Muestra una gráfica comparativa entre la velocidad del generador sin control y con control.

Figura 6. Muestra una gráfica comparativa entre el torque aerodinámico en el rotor y su estimación.

Figura 7. Muestra una gráfica comparativa entre el torque de torsión en el eje de baja
5 velocidad (LSS) sin control y con control.

Descripción detallada de un modo de realización preferente de la invención

A continuación, y junto con las figuras, se describe una posible realización de la invención,
10 es decir, el método MPC aplicado a una turbina eólica, concretamente a la turbina de referencia para desarrollos, propuesta por el laboratorio nacional para energías renovables de EEUU NREL (de las siglas en inglés de National Renewable Energy Laboratory). Dicha turbina tiene una potencia de 5 MW y se ha convertido en un caso de estudio muy conocido y utilizado, tanto en la academia como en la industria.

15

Siguiendo los pasos descritos previamente de manera general se tiene que estos son:

1. Planteamiento del modelo interno, utilizando un único modelo interno lineal.

20

Como ya se dijo en el apartado anterior, la calidad de la predicción a realizar por el controlador MPC sobre la evolución futura del sistema a controlar depende de la exactitud del modelo interno lineal que describe las dinámicas de interés. El uso de un único modelo lineal es el principal factor diferenciador respecto a otros planteamientos MPC para control de turbinas eólicas, que utilizan, o bien modelos internos que incluyen
25 dinámicas altamente no lineales, o bien diferentes modelos lineales para cada punto de operación (para diferentes velocidades de viento).

30

Como ya se dijo inicialmente en el apartado de Objeto de la Invención, fijado el objetivo de control, de cara a predecir las vibraciones torsionales del eje y/o las de las palas en el plano de giro, los elementos de interés elegidos son el tren de transmisión y el rotor de la turbina, ya que son las vibraciones simétricas de la parte flexible de las palas que aparecen en el plano del rotor las que normalmente excitan la vibración torsional del eje.

35

En este ejemplo de realización de la invención y por lo tanto de aplicación, la estructura del modelo dinámico se basa en la descripción física de los elementos mecánicos de interés mencionados. En concreto, se utiliza un modelo físico de 3 masas unidas por

40

elementos flexibles. Las masas representan, el momento de inercia equivalente de los elementos dinámicos de la turbina cuyo comportamiento queremos mejorar. Los elementos flexibles introducen la rigidez y el amortiguamiento que pueden deducirse del estudio dinámico del sistema.

5

Las entradas al modelo de 3 masas son el torque aerodinámico (el generado por el viento en el rotor en cada instante) aplicado por un extremo y el torque del generador, aplicado por el otro. Además del modelo de 3 masas, se incorpora al modelo interno lineal la respuesta dinámica del generador que relaciona el “set-point” del torque (variable manipulada de nuestro controlador) con el torque que efectivamente se aplica en cada momento a la masa del generador.

10

En concreto, tal y como puede verse en la Figura 1, para una realización preferente de la invención utilizaremos un modelo clásico de 3 masas que representan: el momento de inercia de la parte flexible de las palas, J_{blades} (102), el momento de inercia de la parte rígida de estas más el buje, J_{hub} (103) y, por último, el momento de inercia del generador, J_{gen} (104).

15

A este modelo mecánico se le añade en cascada una sencilla dinámica de primer orden para describir la respuesta del torque del generador (100) a su *set-point*, que se declara como entrada al modelo interno lineal y única variable manipulada del controlador. Dicho modelo no aparece explícitamente representado en las Figuras 1 y 2, pero sí en la Figura 3.

20

En dicha Figura 1 se muestra también la otra entrada al modelo interno lineal, que es el torque aerodinámico (101) generado por el viento y que aplica el rotor sobre el eje. Por otro lado, las salidas que se pueden utilizar, de forma única o combinadas entre ellas, son: el torque aplicado en el eje de transmisión (105), referido a la zona de baja velocidad (LSS), antes de la multiplicadora ; el torque aparecido en las palas (106), la velocidad angular del rotor (107), la velocidad angular del generador (108), la velocidad angular del buje (109), el torque del generador (100) y la potencia mecánica, obtenida al multiplicar el torque del generador (100) por la velocidad angular del generador (108).

30

La representación física que este modelo hace de las cargas estructurales que tienen lugar en el rotor (palas y buje) de una turbina eólica se explica considerando que la dinámica de torsión en el plano de giro de las palas es un complejo fenómeno, debido a

35

la no uniforme distribución de la masa, rigidez y ángulo de ataque a lo largo de las mismas, pero que puede simplificarse como un sistema torsional como el mostrado en la Figura 2. Como la mencionada torsión en el plano ocurre suficientemente lejos del buje, las palas pueden dividirse en dos partes, una rígida y una flexible. La parte rígida de las palas se incluye, junto con la inercia del buje, en el momento de inercia J_{hub} (103), que está conectado elásticamente por tres muelles (201), que representan la rigidez de las palas, a la parte flexible de las mismas, cuya masa se supone uniformemente repartida en el plano de giro, conformando el momento de inercia de la parte flexible de las palas J_{blades} (102'). Asimismo, el momento de inercia de la parte rígida de las palas más el buje J_{hub} (103) está conectada mediante el eje de transmisión al momento de inercia del generador J_{gen} (104), donde dicho eje de transmisión presenta cierta rigidez K_{gen} y amortiguamiento D_{gen} .

Finalmente, cabe acumular linealmente las tres conexiones elásticas o muelles (201) en una sola –eje (106) entre J_{blades} (102) y J_{hub} (103)- que recoja linealmente la rigidez acumulada de las palas K_{blades} y el amortiguamiento –considerado despreciable- D_{blades} de las tres palas, para obtener así el modelo torsional de la Figura 1. De este modo, podemos considerar, por separado, los dos grados de libertad más importantes que aparecen en el rotor de la turbina. Por su parte, en la figura 2. el momento de inercia de la parte flexible de las palas J_{blades} en el plano de giro (102'), se representa en la figura 1 como el disco (102).

Debemos tener en cuenta que, en este modelo, los parámetros K_{blades} y D_{blades} se consideraran características constructivas del eje (106) que une el momento de inercia de la parte flexible de las palas J_{blades} (102) y el momento de inercia de la parte rígida de las palas más el buje J_{hub} (103) y que la rigidez K_{gen} y amortiguamiento D_{gen} lo son del eje de transmisión que une, a su vez, dicho momento de inercia de la parte rígida de las palas más el buje J_{hub} (103) y el momento de inercia del generador J_{gen} (104).

Por último, dado que la dinámica eléctrica del generador es varios ordenes de magnitud más rápida que la mecánica, se considera una respuesta dinámica de primer orden con una constante temporal que depende las características concretas del generador y del ajuste de sus lazos internos de control. Una vez añadido dicho modelo al anterior, tenemos definido el modelo interno lineal del MPC para el cálculo de la predicción durante el horizonte temporal elegido que se utiliza en este ejemplo de aplicación.

2. Obtención de los parámetros del modelo a partir de datos experimentales medidos en la propia turbina.

Según una realización preferente, la identificación de los parámetros del modelo: momentos de inercia equivalente, rigidez y amortiguamiento de los ejes, se realiza a partir de datos experimentales medidos en la propia turbina, a partir, sobretodo, de las frecuencias principales detectadas en la medida de la velocidad del generador cuando la turbina se encuentra bajo condiciones de alta carga estructural. En algunas ocasiones, puede contarse asimismo con medidas de carga en las palas, dado que algunas turbinas modernas incorporan sensores en la unión de las mismas con el buje. Como ya se indicó, dado que los controladores MPC se caracterizan por ser muy robustos a cambios en los parámetros del modelo interno lineal, es suficiente con una estimación de parámetros aproximada.

Así, para el ejemplo concreto de aplicación definido en la primera fase del método antes descrito, se utiliza una turbina de referencia en el ámbito académico e industrial NREL™ 5MW, cuyo comportamiento dinámico puede estudiarse en detalle utilizando, por ejemplo, el conocido paquete de simulación software FAST®, desarrollado también por el laboratorio NREL™, es de libre distribución, y que constituye una herramienta muy conocida en el ámbito de aplicación.

Así, con ayuda de dicho software, se analiza el contenido frecuencial de la torsión del eje de baja velocidad de la turbina y se observan dos frecuencias principales, en 1.7 y 4 Hz. La extracción de dichas componentes frecuenciales podría hacerse de igual manera en cualquier turbina eólica real durante su funcionamiento con alta carga estructural, a través de las medidas de velocidad angular del generador. Una vez conocidas dichas frecuencias principales, se obtiene el valor de los parámetros del modelo definidos en el paso 1, utilizando la descripción física del sistema mecánico. En este caso serían:

Momento de inercia de la parte flexible de las palas J_{blades} (102)= $3.1263e07$ Kg*m²;
 Momento de inercia de la parte rígida de las palas y el buje J_{hub} (103)= $4.1812e06$ Kg*m²;
 Momento de inercia del generador J_{gen} (104)= $5.0255e06$ Kg*m²;
 Rigidez acumulada de las palas, K_{blades} = $1.3483e09$ Nm/rad;
 Rigidez del eje de transmisión que une rotor y generador, K_{gen} = $8.67637e08$ Nm/rad;
 Amortiguamiento acumulado de las tres palas, D_{blades} =0 Nms/rad;

Amortiguamiento del eje de transmisión que une rotor y generador, $D_{gen}=6.2515e6$ Nms/rad.

3. Elección de horizonte de control y predicción.

5

Según el paso 3 de la realización general descrita previamente, para elegir el valor discreto de dichos horizontes se tiene cuenta, por un lado, la dinámica a controlar observada en la turbina en el paso 2 previo y, por otro, el grado de exactitud que cabe esperar de nuestro modelo.

10

Así, se elige un tiempo de predicción de 1 segundo, que es suficiente, por una parte, para describir suficientemente el comportamiento oscilatorio a compensar. Por otra parte, el modelo interno es lineal y asintóticamente estable, lo que permite utilizar un peso terminal –al final del horizonte de predicción- constituido como una función de Lyapunov basada en un horizonte infinito, convergente cuando el sistema es estable y autónomo con entrada nula a partir del final del tiempo de predicción. Ese peso terminal garantiza (condición suficiente, no necesaria) la estabilidad del controlador y, aunque esta prueba no se considera indispensable en muchas implementaciones industriales de controles MPC actuales, ya que el sistema controlado se presenta estable en condiciones nominales cuando el horizonte es suficientemente largo, es muy bienvenida en sistemas mecánicos como las turbinas eólicas de gran tamaño.

15

20

25

Por otro lado, de cara a reducir la carga computacional y aumentar la robustez ante errores del modelo –sobre todo en el momento de inercia de la parte flexible de las palas Jblades, debido a la posible acumulación de hielo y/o suciedad-, se elige un horizonte de control de solo 0.25 segundos. Teniendo en cuenta que la frecuencia de muestreo elegida es de 80 Hz., esto da horizontes de predicción y control de 80 y 20 muestras, respectivamente.

30

4. Ajuste del controlador MPC.

35

Como se explica en el método general, el torque aerodinámico (101) generado por la incidencia del viento en el rotor se considera una perturbación de entrada. En concreto, para esta realización preferida, vamos a considerar dicho torque aerodinámico (101) como perturbación medida (MD) y vamos a obtenerla aparte, fuera del MPC, a partir del modelo físico.

Para la estimación de dicho torque aerodinámico (101) utilizaremos un método que pasa por obtener la derivada de la velocidad del generador. Dicho método da buenos resultados, aunque obliga a enfrentarse al filtrado y sus inconvenientes, sobre todo a los provocados por el retardo.

5

El ruido electromagnético debe reducirse lo más posible antes de derivar una señal, ya que dicho proceso amplifica el efecto de dicho ruido. Por lo tanto, suelen utilizarse filtros que, por otro lado, llevan asociado inevitablemente cierto retardo –desfase-. Ello provoca que sea conveniente diseñar cuidadosamente los mencionados filtros para alcanzar cierto compromiso entre la eliminación de las frecuencias indeseadas y no introducir excesivo retardo en la señal derivada que, lógicamente, aparece también en el torque aerodinámico estimado. Dicho retardo es la principal causa de pérdida de rendimiento del control y, por tanto, debe mantenerse lo más reducido posible. Para ello, utilizamos, previamente a la derivada, filtros específicos para eliminar las frecuencias predominantes en la señal para este caso y, posteriormente, filtros pasa-baja de orden bajo que no introducen excesivo desfase en la señal derivada.

10

15

20

Al derivar la velocidad angular instantánea del generador, obtenemos la aceleración provocada en cada momento por la fuerza del viento en el rotor. Considerando dicha aceleración angular, el propio torque aplicado por el generador y el momento de inercia total, utilizando en este caso un modelo simplificado de una masa, es posible calcular el torque aerodinámico, tal y como se muestra en la parte inferior de la Figura 3, dedicada a la descripción interna del bloque (317), que representa el estimador externo al control MPC, del torque aerodinámico que supone la perturbación del sistema.

25

30

En dicha figura 3 se presenta un diagrama de bloques que describe la estructura general del planteamiento utilizado para el control antivibración objeto de la invención, representando al modelo interno lineal (316) como el conjunto que utiliza el controlador MPC, el modelo de tres masas (319) descrito anteriormente y representado en la Figura 1 y el modelo dinámico de primer orden (314) que representa la dinámica del generador eólico entre el “*set-point*” del torque del generador (315) y el torque de dicho generador (313).

35

En la Figura 4, dedicada al estimador externo del torque aerodinámico (317), puede verse que la velocidad angular medida del generador (300) pasa sucesivamente por filtros elimina-banda (Notch) de 1.7 Hz. (301) y de 4 Hz. (302) para reducir el efecto de

los modos naturales de vibración del conjunto rotor-tren de transmisión. Después, la velocidad angular filtrada se multiplica por el amortiguamiento total dividido entre la ratio de la multiplicadora N ($(D_{blades} + D_{gen}) / N$) (324). Por otra parte, la velocidad angular filtrada se deriva (303) para obtener la aceleración angular, que se multiplica por el momento de inercia total del sistema, dividido asimismo entre el ratio de la multiplicadora N ($(J_{blades} + J_{hub} + J_{gen}) / N$) (304). En paralelo, obtenemos el torque que está aplicando el generador en dicho instante (307), a partir de las medidas de corriente del estator (305) en el bloque (306), a partir de la descripción constructiva del generador. Dicho torque se multiplica por la ratio de la multiplicadora N en (308). Así, ya disponemos de las tres componentes del torque aerodinámico (310) que, una vez sumadas, son filtradas por un filtro pasa-baja de orden 2 (309) con una frecuencia de corte de 4 Hz.

Asimismo, como puede observarse en la Figura 3, dedicada a la estructura general del planteamiento MPC, se añaden dos entradas adicionales al modelo interno lineal (316), definidas como perturbaciones no medidas (311) y (312) que representan, respectivamente, los errores en la estimación del torque aerodinámico (310) y en el torque del generador (313), calculado este último a partir de su modelo dinámico de primer orden (314) y el “*set-point*” de dicho torque del generador (315), que constituye la variable de control. Las entradas (311) y (312) serán estimadas por el observador de estados del MPC y dan robustez al sistema ante errores de modelado y variación temporal de parámetros. Se observa que el torque del generador (318) que entra al modelo de tres masas (319) no se calcula a partir de las medidas de corrientes del estator (305), como cuando estimábamos el torque aerodinámico (310), ya que se trata de medidas intrínsecamente ruidosas que podrían perjudicar la estabilidad del filtro de Kalman que utilizamos como observador de estados.

Finalmente, se describen como salidas del modelo interno lineal (316) las siguientes: el torque torsional que aparece en el eje de bajas velocidades –antes de la multiplicadora mecánica- del tren de transmisión (320), la potencia mecánica generada en cada instante (321), el torque que sufre la parte flexible de las palas (322), el torque del generador corregido (318) y la velocidad angular calculada del generador (323) por el modelo interno lineal (316). De todas ellas, la única de la que se dispone medida es la velocidad angular medida del generador (300). De hecho, el observador de estados interno (Kalman) del MPC funciona exclusivamente a partir de la diferencia entre la velocidad angular medida del generador (300) y la velocidad angular calculada del generador (323) por el modelo interno lineal (316). El resto de las salidas pueden usarse

para controlar y/o acotar aspectos importantes del funcionamiento dinámico de la turbina.

5 Para este ejemplo de aplicación, la función de coste, cuya minimización definirá la trayectoria de control, incluye pesos no nulos en las salidas referidas al torque torsional que aparece en el eje de bajas velocidades –antes de la multiplicadora mecánica- del tren de transmisión (320), la potencia mecánica generada en cada instante (321), en el ratio de cambio (rate) y el valor absoluto de la variable de control (315) que, en este caso es el “*set-point*” del torque del generador. Dichos pesos penalizan proporcionalmente las desviaciones ocurridas en las mencionadas señales respecto de su “*set-point*” (en el caso de las salidas), valor nulo (ratio de cambio) y valor nominal (variable de control (315)). La elección del valor relativo de todos los pesos mencionados marca la agresividad/robustez de la ley de control. En este caso, por lo tanto, el objetivo de control se centra en eliminar de manera óptima las vibraciones torsionales del eje del tren de transmisión antes de la multiplicadora, sin alterar de manera excesiva la potencia generada.

15 Asimismo, es necesario ajustar el observador de estados (filtro de Kalman) que permite estimar los estados del modelo interno lineal (316) no medidos. Dicho ajuste decide el equilibrio entre la rapidez en la estimación y su sensibilidad al ruido de medida de la velocidad angular medida del generador (300).

Realización practica alternativa 1.

25 Por otro lado, aparte de la realización preferida antes descrita para la forma de gestionar la perturbación principal, es también posible definir el torque aerodinámico (310) que aparece como entrada al modelo interno lineal (316) como perturbación no medida (UD) al definir el controlador y estimarla internamente mediante el ya mencionado observador de estados (Kalman) que incorpora este. En ese caso, eliminaríamos el bloque (317) de la Figura 3 y añadiríamos un modelo de perturbación persistente no medida al modelo interno lineal (316). El modelo interno lineal (316) crea entonces un estado adicional asociado al torque aerodinámico (310), que puede ser estimado por el filtro de Kalman. La entrada (311) ya no es necesaria. En este caso, de nuevo es inevitable cierto retardo en la estimación y de nuevo nos enfrentamos al compromiso entre rapidez de estimación y la sensibilidad al ruido de medida de la velocidad del generador.

Realización practica alternativa 2.

Por último, otra posible forma de gestionar la perturbación principal debida al torque aerodinámico (310) se basa en el uso de un sensor que proporciona una medida del viento incidente con cierta anticipación. Dichos sensores, utilizan barridos de uno o varios haces de láser para estimar la velocidad del viento a cierta distancia del rotor de la turbina. Son cada vez más precisos, rápidos y económicos; se conocen por sus siglas LIDAR (del inglés Laser Imaging Detection and Ranging). En nuestro caso, permiten aprovechar la previsualización de señales que incorpora el MPC y, de esa forma, eliminar el retardo que aparece en la acción de control debido al retardo de la estimación de la perturbación mencionada anteriormente, así como el retardo del generador. Dichos retardos son los principales responsables de las pérdidas de rendimiento en el sistema controlado, dado que provocan transitorios indeseados.

En este caso, a la hora de diseñar el MPC, se considera el torque aerodinámico (310) de nuevo como perturbación medida (MD), pero ahora además la perturbación puede incorporarse con cierta previsualización temporal que permite al MPC tener en cuenta la perturbación futura durante el cálculo interno del horizonte de predicción y, así, poder anticiparse en la acción de control, compensando el retardo del generador y evitando en gran medida los transitorios.

Se trata indudablemente de la opción que mejor explota todo el potencial del MPC, pero necesita que la turbina disponga de un sensor LIDAR instalado. Para calcular, externamente al MPC, el torque aerodinámico (310) en base a la medida adelantada de viento efectivo que proporciona el LIDAR, en cada instante de muestreo, utilizamos el modelo aerodinámico no lineal del rotor de la turbina. Dado que dicho modelo requiere el valor del ángulo de ataque de las palas (pitch) y de velocidad del rotor, se considera que esas dinámicas son mucho más lentas que la dinámica eléctrica que gobierna el torque del generador (318) y actualizamos dichos valores solo en cada instante de muestreo del MPC con su valor medido actual. Se utilizará en ese caso un horizonte de control mayor que en las versiones anteriores, dado que ahora es importante actuar con suficiente anticipación (feedforward). Cabe esperar un rendimiento muy bueno, si la previsualización lo es. Eso sí, será necesario limitar la manipulación del “*set-point*” del torque del generador (315) y/o restringir cuidadosamente la variación de la potencia mecánica generada en cada instante (321) para llegar a cierto compromiso entre eliminar las vibraciones mecánicas y eléctricas, dependiendo de las prioridades de cada

parque eólico y de cada momento.

5. Test de implementación.

5 Por último, como ya se dijo, en la fase final del método de la invención se realiza un estudio sobre la carga computacional asociada al algoritmo resultante, considerando la posible limitación en el número de iteraciones permitidas para la optimización. También se analiza la necesidad de imponer restricciones en los parámetros del sistema y la repercusión que esto pueda tener en la implementación práctica.

10

Evidentemente, la plataforma de implementación debe ser capaz de asumir sobradamente la carga calculada y, en ese momento, la implantación del sistema antivibración puede considerarse una actualización del software relativo al control del generador, dado que no requiere de ningún cambio en el hardware de la turbina. Esto último se considera importante de cara a favorecer la aplicabilidad del método propuesto.

15

Más concretamente, según un ejemplo de realización preferente, una vez planteado y ajustado el controlador, se debe comprobar que la plataforma de control disponible cumple con los requerimientos necesarios de ejecución. Para ello se tienen fundamentalmente dos cosas en cuenta: la carga computacional que debe afrontar dicha plataforma y las restricciones de aplicación que deben imponerse en la ejecución del algoritmo. En realidad, las restricciones deben tenerse en cuenta para calcular la carga computacional, porque es conocido que la activación de restricciones influye notablemente en el número de iteraciones necesarias para la convergencia del algoritmo de optimización. Como medida de seguridad, debe limitarse el número de iteraciones máximo para que, en ningún caso, aparezcan problemas de sobrecarga en el procesamiento del control.

20

25

Para poner a prueba el sistema de la invención se aplica al modelo de la turbina un campo de viento turbulento incidente sobre el rotor, de velocidad media de 20 m/s y un 17% de turbulencia, generado con el paquete software "Turbsim™". Dicho software ha sido implementado también por el NREL™, es de libre distribución y supone un estándar en el entorno académico e industrial para la generación de campos estocásticos de viento de naturaleza turbulenta. El rendimiento comparado del sistema, durante 50 segundos de viento turbulento de la zona III (por encima del valor nominal de viento), se presenta en las figuras 5, 6 y 7.

30

35

En la Figura 5 se puede ver la velocidad del generador en rad/s., sin el uso de la invención (trazo fino) y con el control antivibración objeto de esta invención (trazo grueso). Observamos que el comportamiento de baja frecuencia del generador no cambia apenas, dado que el control del ángulo de ataque (pitch) sigue recayendo en el controlador estándar. Sin embargo, se observa cómo el control de la presente invención elimina las vibraciones superpuestas que procedían de la torsión del eje y de las oscilaciones simétricas de las palas del rotor, al constatarse que las oscilaciones de 1.7 Hz. y 4 Hz, propias de este sistema mecánico –ver punto 2-, no aparecen en la velocidad del generador cuando el control propuesto está activo.

Por otro lado, en la figura 6 puede observarse el torque aerodinámico aplicado por el rotor (trazo fino) y la estimación que hacemos de dicho torque en base a la descripción física y que hemos descrito en el paso 4 (trazo grueso). Constatamos que la estimación del torque aerodinámico se realiza con un cierto retardo, que no impide un rendimiento muy bueno en la eliminación de la torsión del eje de bajas velocidades (LSS), tal y como se ve en la Figura 7, donde el torque sin control se presenta en trazo fino y con la invención activada en trazo grueso. De esta manera, se evita la fatiga en diversos elementos mecánicos, principalmente en la multiplicadora mecánica, pues este elemento es uno de los más propensos a fallo por fatiga en las turbinas modernas.

Por último, indicar que para esta realización el controlador se ha implementado en código C y ejecutado en tiempo real sobre una computadora con microprocesador Intel™ Core 2 Duo E6750 (2.66 GHz, 1333 MHz FSB), de características muy similares a los dispositivos que se encuentran en las plataformas de control de gama media en la actualidad.

No han sido necesarias, en ningún caso, más de 6 iteraciones para resolver el problema cuadrático de optimización (como medida de seguridad se habían limitado las iteraciones a 20 como máximo). En el peor caso, para 6 iteraciones, el tiempo de ejecución total, incluyendo la estimación externa del torque aerodinámico, ha sido de $4.5e-5$ s., que se encuentra muy lejos del periodo de muestreo utilizado (0.0125 s.). De esta manera, ni siquiera es necesario incluir el retardo computacional en el modelo y la aplicabilidad del método propuesto sobre cualquier plataforma de control actual está garantizada en el formato pretendido, a saber, como actualización del software del control del generador eólico.

REIVINDICACIONES

1.- Método de control predictivo basado en modelo (MPC) para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas, caracterizado por que comprende los pasos de:

5 i.- Plantear exclusivamente un único modelo interno lineal para el MPC dejando fuera del mismo funciones no lineales en todo el rango de funcionamiento de la turbina y definir, al menos:

10 - dos entradas, siendo una de ellas el torque aerodinámico que incide en el rotor, definida como perturbación y, la otra, el “set-point” introducido para el torque del generador, definida como variable manipulada; y
- una salida que permita monitorizar la carga estructural a reducir, definida como objetivo de control.

ii.- Obtener los parámetros del mencionado modelo interno lineal a partir de datos experimentales, medidos previamente en la turbina;

15 iii.- Elegir los valores de tiempo para los horizontes de control y de predicción, para de esta forma equilibrar la acción del control realimentado y la acción en lazo abierto y mantener lo más baja posible la carga computacional, donde:

20 - la acción del control realimentado se basa en las medidas obtenidas directamente de la turbina durante el funcionamiento del controlador; y
- la acción en lazo abierto se basa en la predicción que del comportamiento futuro del sistema proporciona el modelo interno lineal.

iv.- Ajustar el controlador MPC mediante:

25 - El ajuste de los pesos de la función de coste del controlador MPC para fijar el grado de agresividad de la acción del control mediante la variable manipulada, así como el rendimiento que puede esperarse al lograr el objetivo de control; y
- El ajuste del observador de estados utilizado por el controlador MPC para marcar la rapidez en la estimación de los estados internos del sistema no medidos, así como la sensibilidad del observador al ruido de medida de la velocidad angular medida del generador.

30 v.- Realizar un test de implementación para verificar la viabilidad de la ejecución del controlador MPC diseñado sobre la plataforma de control.

2.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según reivindicación 1, caracterizado por que la relación
35 dinámica entre las entradas y las salidas se representa mediante un modelo matemático extraído de los datos experimentales en dichas entradas y salidas.

3.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según reivindicación 1, caracterizado por que la relación dinámica entre las entradas y las salidas se representa mediante un modelo matemático de la descripción física del sistema mecánico.

5

4.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que los parámetros ajustables del modelo interno lineal se obtienen a partir de las frecuencias principales medidas en la velocidad de la turbina cuando esta se encuentra en condiciones de alta carga estructural.

10

5.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que la entrada considerada como perturbación se estima de forma externa utilizando variables medidas en la turbina durante la ejecución del control.

15

6.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según reivindicación 5, caracterizado por que la entrada considerada como perturbación se estima de forma externa utilizando la medida anticipada de viento efectivo que va a incidir en el rotor, obtenida mediante un sensor tipo LiDAR,

20

7.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, caracterizado por que la entrada considerada como perturbación se estima de forma interna utilizando el observador de estados incluido en el MPC.

25

8.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizado por que el test de implementación se realiza sobre:

30

- la carga computacional, considerando el número de iteraciones que necesita el algoritmo de optimización del MPC para obtener el valor de la variable manipulada en cada instante de muestreo; y

- la necesidad de imponer restricciones, al menos, en el valor que puede alcanzar el torque del generador y su repercusión en la implementación práctica del controlador MPC.

35

9.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada por que como salida que permita monitorizar la carga estructural a reducir se utiliza el torque aplicado en el eje de transmisión referido a la zona de baja velocidad (LSS).

5

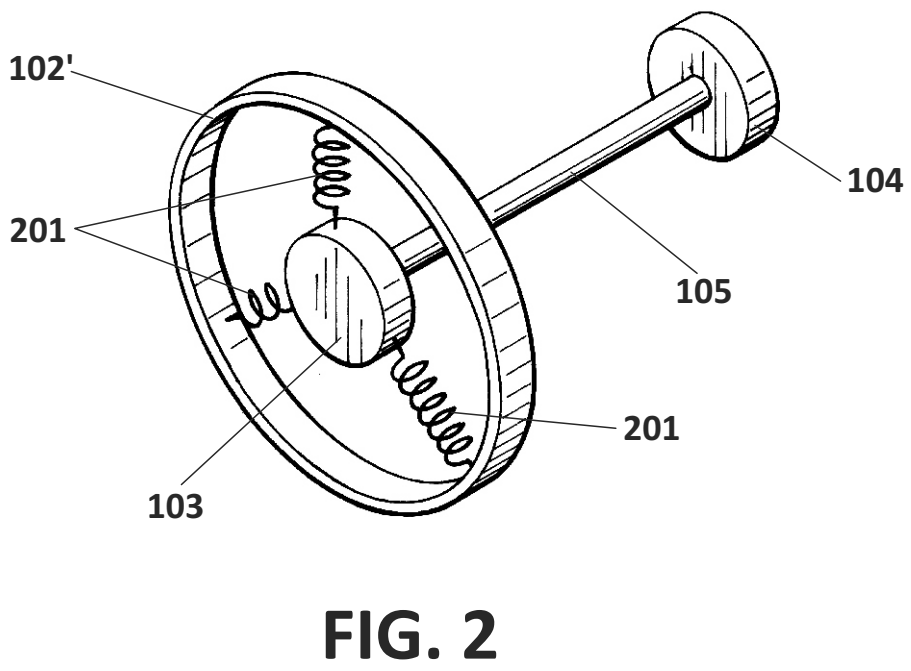
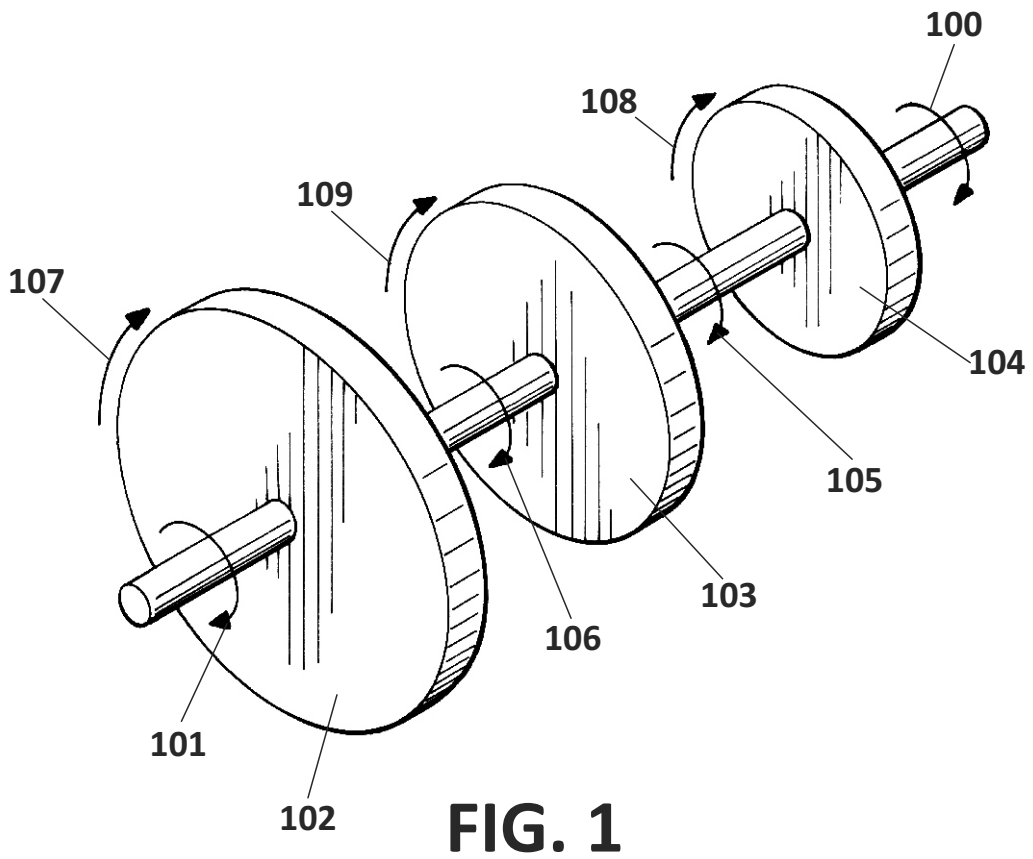
10.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada por que como salida que permita monitorizar la carga estructural a reducir se utiliza el torque el torque aparecido en las palas.

10

11.- Método de control predictivo basado en modelo MPC para la reducción de carga estructural en turbinas eólicas según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, caracterizada por que como salida que permita monitorizar la carga estructural a reducir se utiliza la velocidad angular del rotor.

15

12.- Turbina eólica configurada para la aplicación del método de control de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11.



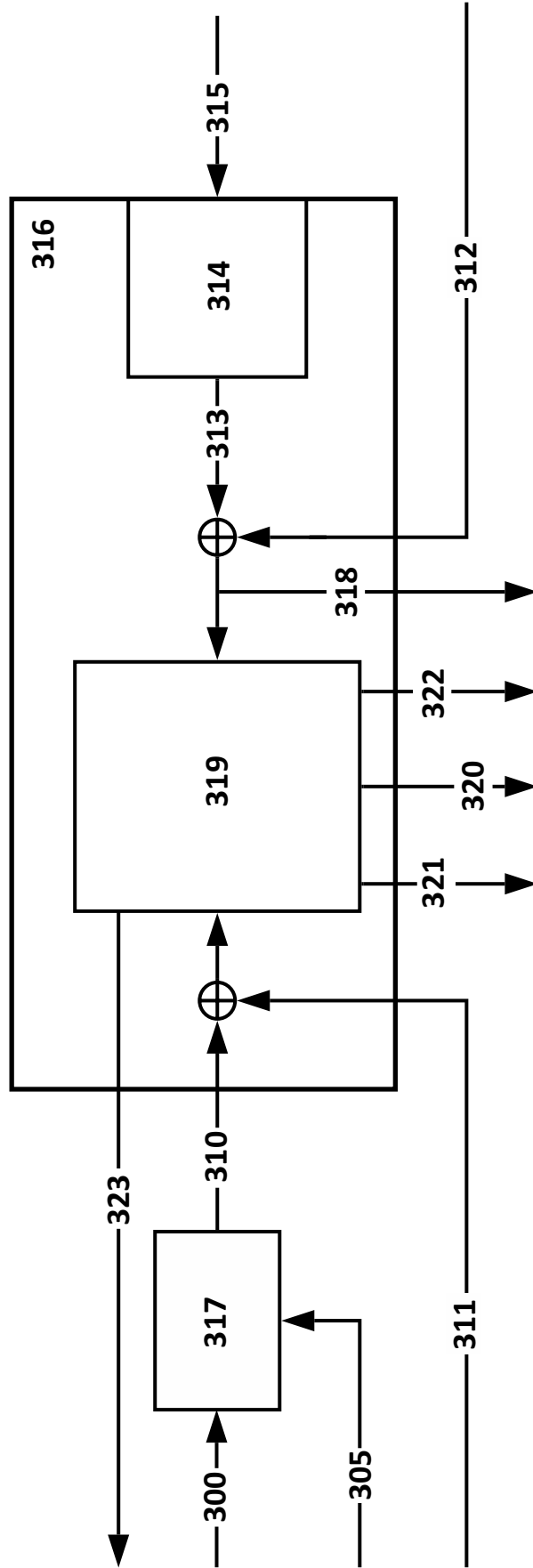


FIG. 3

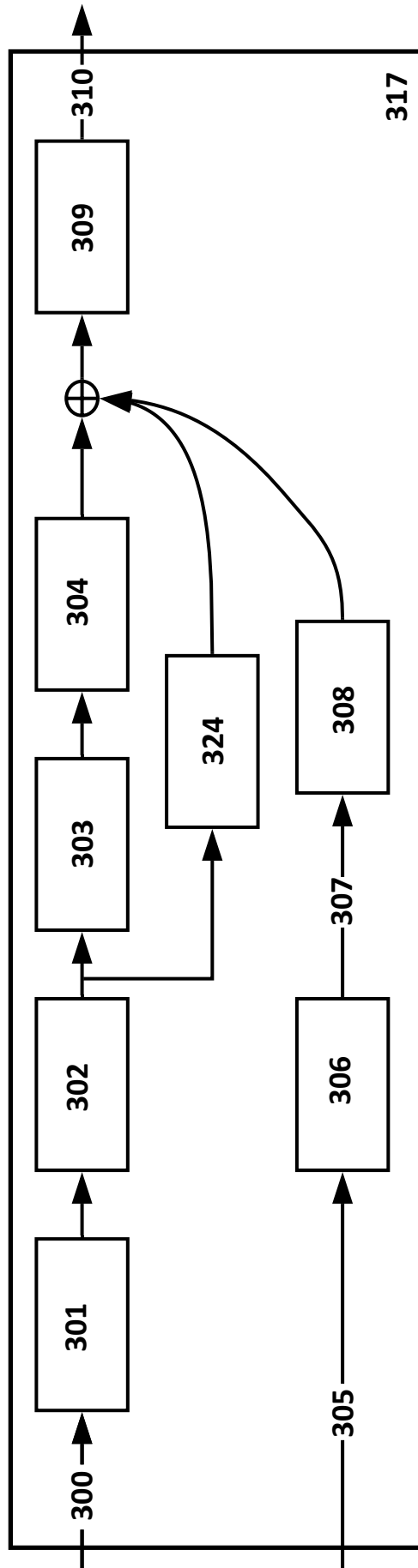


FIG. 4

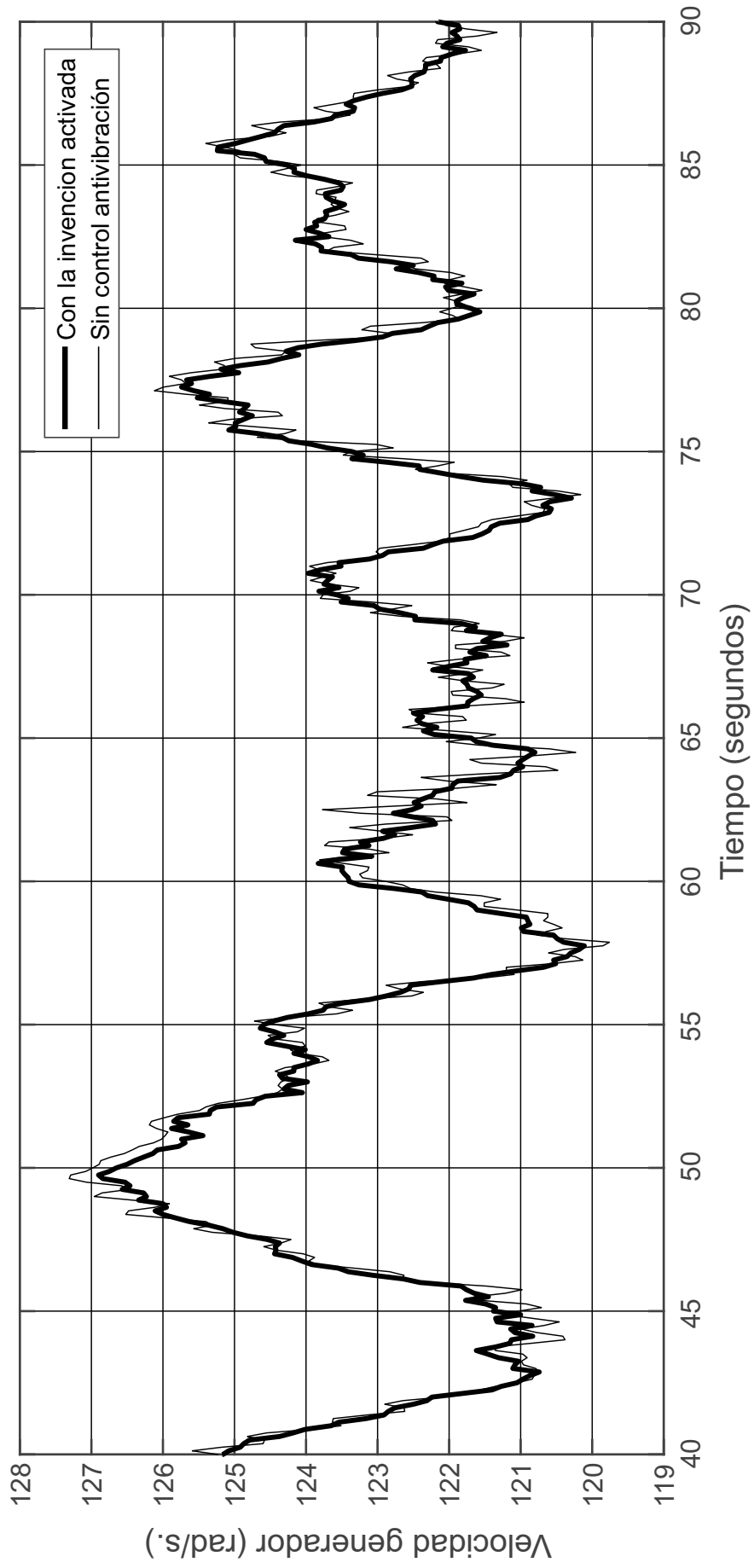


FIG. 5

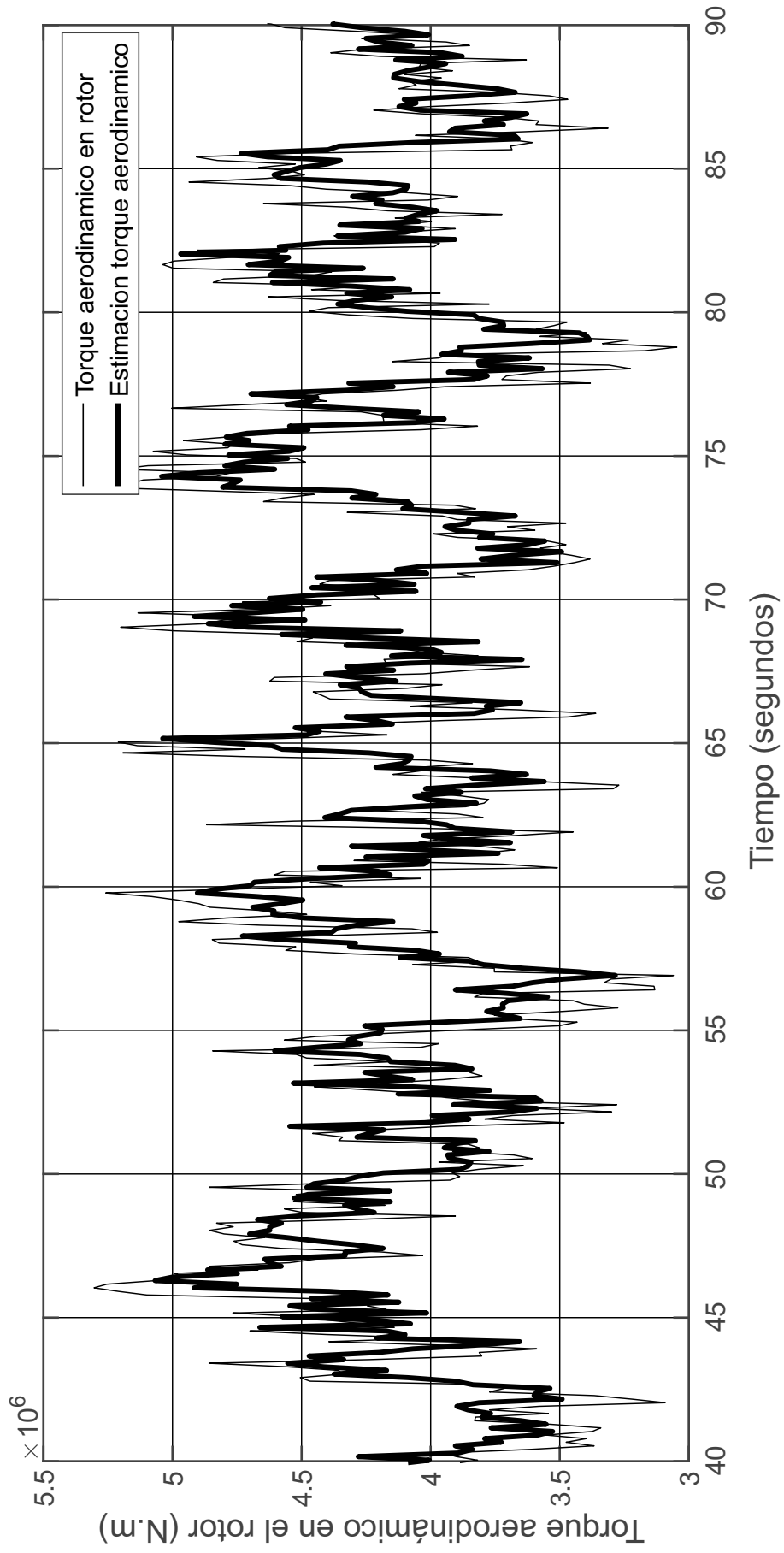


FIG. 6

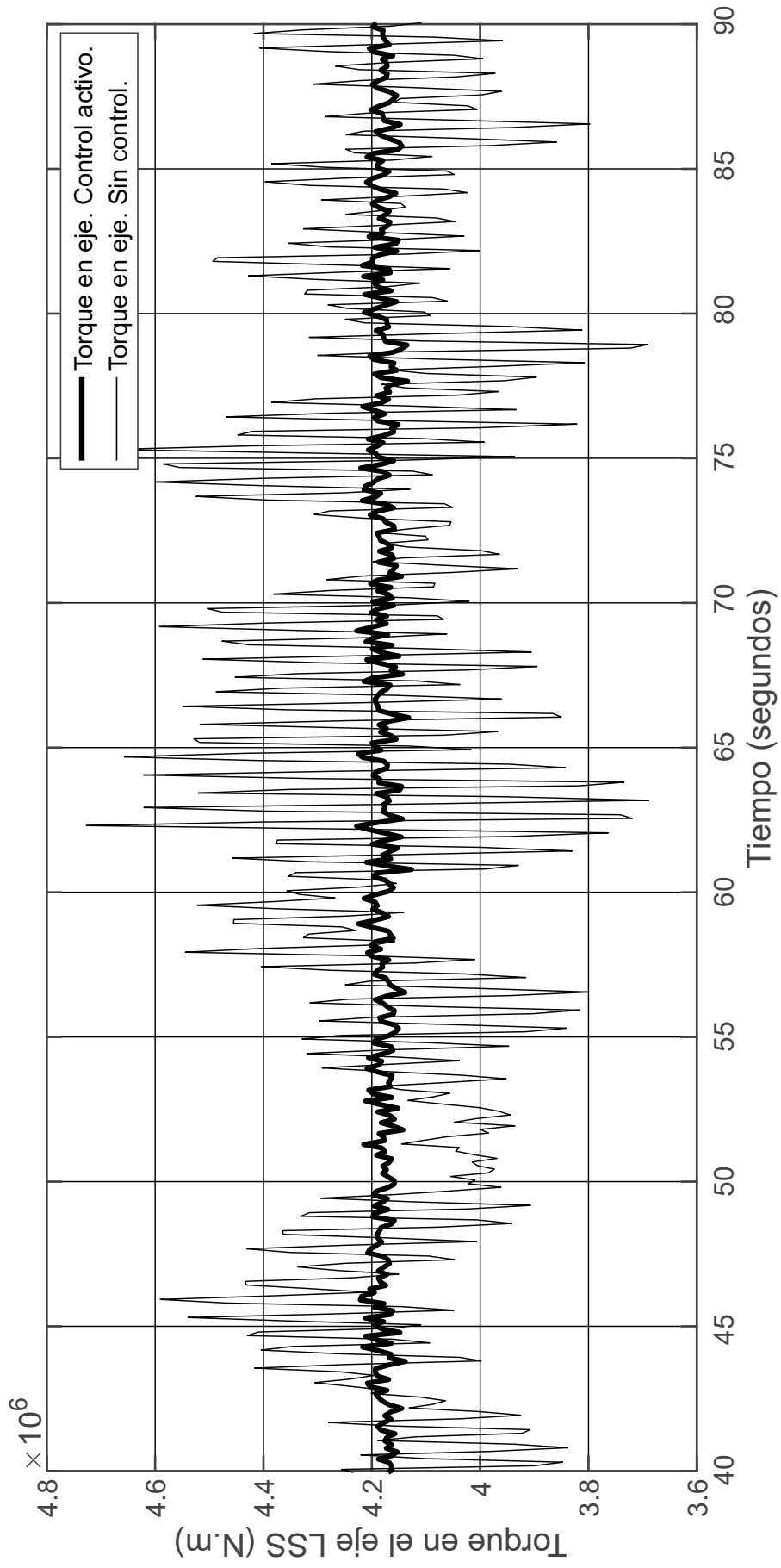


FIG. 7