

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 625 057**

51 Int. Cl.:

F03D 7/02 (2006.01)

F03D 7/04 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **21.11.2012 PCT/DK2012/050427**

87 Fecha y número de publicación internacional: **30.05.2013 WO13075720**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **21.11.2012 E 12794171 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.04.2017 EP 2786017**

54 Título: **Controlador de apagado para una turbina eólica y método de apagado de una turbina eólica**

30 Prioridad:

21.11.2011 DK 201170632
21.11.2011 US 201161561946 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
18.07.2017

73 Titular/es:

VESTAS WIND SYSTEMS A/S (100.0%)
Hedeager 42
8200 Aarhus N, DK

72 Inventor/es:

HAMMERUM, KELD

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 625 057 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Controlador de apagado para una turbina eólica y método de apagado de una turbina eólica

Introducción

La invención se refiere a un controlador de apagado para una turbina eólica.

5 Antecedentes de la invención

Generalmente se aplican controladores de apagado y controladores de carga en turbinas eólicas para proteger la torre, palas, transmisión, generador y otros componentes frente a una sobrecarga estructural.

10 La carga en una estructura de turbina eólica se deriva principalmente de la presión del viento sobre el plano del rotor y la torre. Por consiguiente, la carga depende de la velocidad del viento, turbulencia, densidad del viento y diversos ajustes incluyendo ángulo de cabeceo y ángulo de guiñada de pala. Este último expresa el ángulo del árbol de rotor con respecto a la dirección del viento.

15 Las cargas se miden tradicionalmente mediante diversos sensores que miden diversos estados mecánicos de la turbina, denominados en el presente documento sensores de estado mecánico. Los ejemplos de tales sensores incluyen sensores para detectar la velocidad de rotación, el nivel de oscilación medido, por ejemplo, como aceleración de la torre, la carga de pala medida, por ejemplo, mediante medidores de tensiones fijados a la raíz de la pala, y sensores de ángulo de cabeceo de pala que determinan el ángulo de ataque del viento y por tanto el grado de conversión de energía eólica en energía de rotor que puede tener lugar.

El apagado de turbina convencional se basa en entradas de sensores unitarios en las que una señal de sensor mide un estado, por ejemplo velocidad de rotor, y se inicia un apagado cuando la señal alcanza un límite predeterminado.

20 El documento US2011/084485 da a conocer un método en el que se determina un parámetro de variación que refleja la variación de la potencia de rotor estimada, par motor o coeficiente de empuje a lo largo del tiempo. Entonces se controla la turbina eólica según la señal de control normal únicamente si el parámetro de variación está por debajo de un umbral de alerta, y de lo contrario según una estrategia de control modificada.

25 El documento US2009/0261588 da a conocer un método para hacer funcionar una instalación de energía eólica. Se determinan un valor de flujo incidente oblicuo, que representa la diferencia entre la dirección del viento y la dirección de un eje de rotor de la instalación de energía eólica, y un valor de carga, que representa el estado de carga de la instalación de energía eólica. Se determina un valor de carga total basándose en el valor de carga y el valor de flujo incidente oblicuo. Se reduce la velocidad de rotación del rotor o se apaga la turbina eólica cuando el valor de carga total está por encima de valores límite respectivos.

30 El documento EP2458204 da a conocer un dispositivo de detección de vibración del sistema generador de turbina eólica. El dispositivo comprende: una pluralidad de sensores de vibración, que están dispuestos en una pluralidad de componentes de un sistema generador de turbina eólica para adquirir señales de vibración de los componentes; al menos un conmutador de vibración, que está dispuesto en una góndola del sistema generador de turbina eólica para detectar una señal de vibración de la góndola y envía una señal de defecto a un módulo de control si la señal de vibración detectada de la góndola es mayor que un umbral de encendido del conmutador de vibración según la detección. El módulo de control se usa para apagar el sistema generador de turbina eólica según la señal de defecto.

Descripción de la invención

40 Un objeto de la invención es proporcionar protección mejorada de turbinas eólicas frente a fallos de sistema de control y sobrecarga estructural. Esto incluye protección frente a fallos sistemáticos tales como fallos de software.

45 Por consiguiente, la invención, en un primer aspecto, proporciona un controlador de apagado para una turbina eólica, comprendiendo el controlador al menos dos sensores que están adaptados para proporcionar datos de sensor significativos para diferentes estados mecánicos en la turbina eólica, estando el controlador adaptado para proporcionar un estado estimado de la turbina eólica basándose en los datos de sensor de los al menos dos sensores, en el que el controlador está adaptado para comparar el estado de la turbina eólica con un límite de detección predefinido y para proporcionar una señal de apagado si el estado estimado está fuera del límite de detección predefinido.

En comparación con la entrada de sensores unitarios, el controlador de apagado según la invención puede reducir la carga fija estructural necesaria para adaptarse a situaciones de fallo.

50 En el presente documento "estados mecánicos" debe entenderse generalmente como estados mecánicos y derivados. Los estados mecánicos se definen como estados de la estructura de la turbina eólica sin limitaciones a zonas específicas de la turbina. A modo de ejemplos, los estados mecánicos pueden ser tensiones en la torre, palas, rotor, buje, o en cualquier parte en la turbina eólica, temperatura de la turbina eólica o incluso temperatura en la

proximidad de la turbina eólica, velocidad, aceleración y/u oscilación de elementos estructurales tales como la torre, rotor o palas, etc.

5 En el presente documento, el estado mecánico de la turbina se representará mediante un vector x . Según la invención, este vector x se determina basándose en la entrada de varios sensores, por ejemplo una combinación de una o más señales de sensor que proporcionan, por ejemplo, la velocidad de rotor ω_R , el ángulo de cabeceo θ , la desviación de torre y_t o la desviación de pala β , etc.

10 Resulta evidente que los riesgos estructurales están estrechamente relacionados con el vector de estado x . Por ejemplo, el valor de la desviación de la parte superior de la torre y_t está estrechamente relacionado con las cargas en la torre. De manera similar, la velocidad de rotación ω_R rige un gran conjunto de cargas en la turbina. La noción de un espacio de estado motiva la introducción de un espacio de estado admisible X_A . Este es el espacio de estado en el que las cargas en la turbina están dentro de los límites de diseño.

En general para esquemas de control por realimentación, el vector de control es una función del vector de estado x . En la práctica, esto se implementa usando una estimación del estado, obtenida o bien mediante mediciones (sensores) o bien mediante estimadores basados en modelo (por ejemplo, observadores).

15 Por consiguiente, la invención proporciona un controlador de apagado mejorado que pasa de 1-d (unidimensional) a N-d (multidimensional) facilitando así una protección mejorada en comparación con los controladores de apagado del estado de la técnica para turbinas eólicas.

20 El límite de detección puede expresarse como una envolvente, por ejemplo una envolvente convexa. Una envolvente convexa tiene la ventaja de que facilita la determinación en línea de si el vector de estado está dentro de la envolvente o no, por ejemplo resolviendo un programa lineal.

Por consiguiente, el controlador puede estar particularmente adaptado para determinar si el estado de la turbina eólica está dentro o fuera de la envolvente convexa resolviendo un programa lineal, por ejemplo incluyendo el uso de un algoritmo simplex.

25 Generalmente, el controlador de apagado puede aplicarse en cualquier clase de turbina eólica. Sin embargo, ventajosamente, el controlador se aplica en una turbina eólica de eje horizontal. Los al menos dos sensores reivindicados que están adaptados para proporcionar datos de sensor significativos para diferentes estados mecánicos en la turbina eólica pueden ser de cualquier clase generalmente conocida en el control de turbinas eólicas, y pueden incluir, por ejemplo, sensores de curvado de pala, por ejemplo sensores de luz, etc., sensores de velocidad de rotor, sensores de curvado de rotor, sensores de aceleración de torre, sensores de velocidad del viento, sensores de producción de potencia, sensores de carga de transmisión, etc.

La manera en la que el controlador de apagado compara el estado de la turbina eólica con un límite de detección predeterminado se describirá con detalles adicionales con referencia a los dibujos a continuación.

35 Generalmente, las turbinas eólicas se controlan mediante diversas funciones de control implementadas físicamente en una o más unidades informáticas. En el presente documento, se hace referencia de manera general a "controlador de turbina eólica" como una combinación de todas las funciones de control que tienen lugar en una turbina eólica, por ejemplo control de cargas, control de producción de potencia y cumplimiento con la red eléctrica, control de emisión de ruido, etc. El controlador de apagado según esta invención puede formar una parte integrada del controlador existente o uno de los controladores existentes en la turbina eólica, o puede formar una unidad separada en la turbina eólica.

40 El límite de detección puede definirse basándose en las propiedades estructurales de la turbina junto con las capacidades del mecanismo de apagado, por ejemplo, la velocidad de cabeceo durante el apagado.

Además, el controlador puede incluir medios de comunicación, por ejemplo basados en comunicación inalámbrica, de modo que el controlador puede comunicarse con un dispositivo de cabeceo de palas e iniciar el apagado mediante cabeceo de palas.

45 La comunicación también puede permitir al controlador ajustar la velocidad de un dispositivo de cabeceo. La velocidad puede ser o bien una velocidad fija que se mantiene durante el cabeceo de la pala, o bien la velocidad puede ser una velocidad variable, es decir una velocidad que se cambia durante el cabeceo de palas. La velocidad variable puede ser una velocidad variable gradual o una velocidad variable continua.

50 Puede ser una ventaja realizar el cabeceo de la pala de manera individual, por ejemplo para contrarrestar la cizalladura del viento, etc. El controlador de apagado según la invención puede comunicar señales de cabeceo con el dispositivo de cabeceo para varias palas de manera individual de modo que puede realizarse el cabeceo de las palas, por ejemplo, dependiendo de la cizalladura del viento o dependiendo de la medida de señales de sensor en palas individuales.

Adicionalmente, la comunicación puede permitir al controlador de apagado ajustar un ángulo de guiñada de la

turbina, la carga en el generador eléctrico en la turbina eólica, etc.

5 Dado que el controlador es un controlador de apagado, también debe ser estable y fiable en situación de emergencia en la que se necesita un apagado rápido. Con ese fin, el controlador y cualquier medio de comunicación con el dispositivo de cabeceo deben tener alimentación de emergencia, por ejemplo por batería, etc. Con ese fin, el dispositivo de cabeceo también debe tener alimentación de emergencia o la estructura del dispositivo de cabeceo y las palas deben ser de modo que las palas se estabilizarán tras el fallo de la fuente de alimentación o tras el fallo de la comunicación con el controlador según esta invención.

10 El límite de detección X_D puede depender de las limitaciones aplicables a la estrategia de apagado. El límite de detección puede definirse basándose en una limitación que incluye una velocidad fijada mediante la cual puede realizarse el cabeceo de las palas de la turbina eólica mediante el dispositivo de cabeceo de palas, o basándose en una velocidad variable, por ejemplo basándose en la velocidad o aceleración de cabeceo de las palas. Con ese fin, el límite de detección puede definirse de modo que se tiene en consideración la velocidad que puede obtenerse mediante la cual puede realizarse el cabeceo de las palas de la turbina eólica mediante el dispositivo de cabeceo de palas. Es decir, un dispositivo de cabeceo de palas que reacciona lentamente puede requerir un límite de detección X_D menor.

15 El límite de detección puede definirse generalmente basándose en diferentes mediciones incluyendo, pero sin limitarse a, ángulo de cabeceo, por ejemplo ángulo de cabeceo individual para cada pala de la turbina eólica, velocidad de rotor ω_R , ángulo de cabeceo θ , desviación de torre y_t y desviación de pala β . El límite de detección puede ajustarse de manera adaptativa basándose en datos históricos tales como un número de acontecimientos de una clase particular, por ejemplo un número de cargas excesivas, un número de revoluciones del rotor, antigüedad de la turbina, etc.

20 El controlador puede estar adaptado, por ejemplo, para funcionar con un esquema de control que especifica el límite de detección y/o una estrategia de cabeceo de apagado para la turbina eólica. La estrategia de cabeceo de apagado puede especificar, por ejemplo, un perfil de velocidad o aceleración para el cabeceo de palas, o puede especificar si debe realizarse el cabeceo de las palas simultáneamente o de manera individual.

El controlador selecciona entre diferentes esquemas de control que están predefinidos para la turbina eólica. La selección puede basarse en la antigüedad de la turbina o basarse en la cantidad de acontecimientos en los que se ha superado el espacio de estado admisible.

30 El esquema de control o al menos el límite de detección puede ajustarse de manera adaptativa basándose en acontecimientos en la turbina eólica. Por ajustarse de manera adaptativa quiere decirse, en el presente documento, que o bien se cambia de manera continua o bien se cambia de manera gradual con determinados intervalos. El ajuste puede basarse en la antigüedad de la turbina eólica y/o basarse en cargas experimentadas, por ejemplo cargas extremas. Como ejemplo, puede grabarse un historial de carga, analizarse y usarse para tal adaptación.

35 En una realización, se cuenta un número de cargas experimentadas por encima de un límite predefinido y se usa el número para seleccionar un esquema de control adecuado. En otra realización, se determina un historial de carga de fatiga a partir de los datos de carga históricos, y se selecciona el esquema de control a partir del mismo.

40 En un segundo aspecto, la invención proporciona un método de apagado de una turbina eólica, comprendiendo el método proporcionar al menos dos conjuntos de datos diferentes, siendo los conjuntos significativos para diferentes estados mecánicos en la turbina eólica, comprendiendo el método proporcionar a partir de los al menos dos conjuntos de datos diferentes, un estado de la turbina eólica y apagar la turbina eólica basándose en una comparación entre el estado de la turbina eólica y un límite de detección predeterminado.

45 El límite de detección puede definirse basándose en las propiedades estructurales de la turbina, por ejemplo la resistencia de componentes clave junto con las capacidades del sistema de apagado, por ejemplo la velocidad de cabeceo máxima durante el apagado, la capacidad para realizar el cabeceo para las palas de manera individual, la capacidad para controlar la velocidad o aceleración del cabeceo, etc.

El método puede comprender las etapas de:

determinar el límite de detección como una envolvente convexa; y

determinar si el estado de la turbina eólica está dentro de la envolvente resolviendo un programa lineal.

La resolución del programa lineal puede implicar particularmente el uso de un algoritmo simplex.

50 Generalmente, el método puede incluir cualquier etapa implícita en el controlador según el primer aspecto.

Breve descripción de los dibujos

Ahora se describirá la invención a modo de ejemplo con referencia a las siguientes figuras en las que:

la figura 1 ilustra una función de control relacionada con la seguridad activada en el tiempo t_0 , llevando el vector de estado al conjunto objetivo S (parada) en el tiempo t_f . Derecha: ilustración gráfica del espacio de funcionamiento normal X_N y el espacio de estado admisible X_A ;

5 la figura 2 ilustra en el lado izquierdo un umbral trivial alcanzado demasiado tarde como para evitar un efecto de honda, superando de ese modo el espacio de estado admisible. En el lado derecho, la figura 2 ilustra un límite de detección multidimensional X_D según la invención y que permite una detección más temprana de la trayectoria x_n que abandona el espacio normal X_N , manteniendo así la trayectoria de estado dentro del espacio admisible X_A ;

la figura 3 ilustra que se usan entradas de sensor para estimar estados de la estructura mecánica, proporcionando entrada al algoritmo de detección en el controlador de apagado.

10 **Descripción detallada de realizaciones**

El alcance adicional de aplicabilidad de la presente invención resultará evidente a partir de la siguiente descripción detallada y ejemplos específicos. Sin embargo, debe entenderse que la descripción detallada y los ejemplos específicos, aunque indican realizaciones preferidas de la invención, se facilitan únicamente a modo de ilustración, ya que diversos cambios y modificaciones dentro del alcance de la invención resultarán evidentes para los expertos en la técnica a partir de esta descripción detallada.

15 El estado estimado de la turbina se denomina en el presente documento la información necesaria para predecir los estados futuros dadas entradas futuras. Tal como se mencionó anteriormente, se representará mediante un vector x . Este vector contiene cantidades tales como velocidad de rotor ω_R , ángulo de cabeceo θ , desviación de torre y_t y desviación de pala β .

20 Además del vector de estado, se define un vector u de señales de control. Para turbinas controladas por cabeceo, de velocidad variable, este vector incluye referencias de ángulos de cabeceo individuales y la referencia de potencia para el sistema de conversión de potencia.

En general para esquemas de control por realimentación, el vector de control es una función del vector de estado x . En la práctica, esto se implementa usando una estimación del estado, obtenida o bien mediante mediciones (sensores) o bien mediante estimadores basados en modelo (por ejemplo, observadores).

25 En el funcionamiento normal con un controlador no defectuoso, la relación funcional entre el vector de estado y el vector de control se denomina U_N .

En resumen, se tiene:

$$\begin{aligned} x &\equiv \left[\omega_R \quad \theta_i \quad \dot{\theta}_i \quad y_t \quad \dot{y}_t \quad \beta_i \quad \dot{\beta}_i \quad \dots \right]^T \\ u &\equiv \left[\theta_{i,ref} \quad P_{ref} \right]^T \end{aligned} \quad i = 1,2,3 \quad u_N(t) = U_N(\hat{x}, t)$$

30 Resulta evidente que los riesgos estructurales están estrechamente relacionados con el vector de estado x . Por ejemplo, el valor de la desviación de la parte superior de la torre y_t está estrechamente relacionado con las cargas en la torre. De manera similar, la velocidad de rotación ω_R rige un gran conjunto de cargas en la turbina. La noción de un espacio de estado motiva la introducción de un espacio de estado admisible X_A . Este puede definirse, por ejemplo, como el espacio de estado en el que las cargas en la turbina están dentro de los límites de diseño o dentro de límites que se definen para la turbina eólica.

35 En funcionamiento normal el vector de estado seguirá una trayectoria regida por el esquema de control normal. Representétese esta trayectoria por $x_N(t)$. El esquema de control normal se optimiza para proporcionar el compromiso óptimo entre producción de energía, calidad de potencia, cargas de fatiga y cargas extremas:

$$u(t) = U_N(\hat{x}(t), t)$$

40 $J_N = f(\dots)$

de manera que

$$x \in X_A$$

$$|\dot{\theta}_i| \geq k \quad , \quad i = 1,2,3$$

$$P_{\text{ref}} \leq \bar{P}$$

En lo anterior, la función f representa una función compleja para el coste J_N . Además, el esquema está sujeto a limitaciones para las velocidades de cabeceo y referencia de potencia tal como se implica por las limitaciones anteriores.

- 5 La trayectoria debe estar preferiblemente dentro del espacio de estado admisible X_A para evitar sobrecarga estructural. El espacio abarcado por el funcionamiento normal se denominará X_N .

Como resultado de lo anterior, el requisito global para las funciones de control relacionadas con la seguridad es mantener el vector de estado dentro del espacio de estado admisible X_A :

$$x(t) \in X_A$$

- 10 La trayectoria de funcionamiento normal $x_n(t)$ está, por definición, dentro del espacio de estado admisible:

$$x_N(t) \in X_N \subset X_A$$

Por tanto, una solución será designar el esquema de control normal como relacionado con la seguridad e implementar todos los sensores, lógica y accionadores usando los principios requeridos para aplicaciones relacionadas con la seguridad, véanse las normas de seguridad funcional relevantes.

- 15 Sin embargo, esta solución es sobreconservadora ya que las trayectorias fuera de X_N sólo pondrán en peligro la integridad estructural si no están dentro de X_A . Además, los límites de X_N constituyen una forma bastante compleja, aumentando significativamente la complejidad de cualquier algoritmo diseñado para la detección de la trayectoria de funcionamiento que se desvía fuera de los límites de X_N . Finalmente, es probable que actualizaciones en el esquema de control normal cambien X_N . Esto requerirá, a su vez, actualizaciones costosas de las funciones de control relacionadas con la seguridad, aunque el X_N cambiado todavía esté dentro del espacio admisible X_A .
- 20

Ahora, se supone una función de control relacionada con la seguridad U_S que protege frente a riesgos asociados con fallo de la función de control normal. En general, el objetivo para un esquema de control de este tipo será llevar la máquina a una parada en el tiempo más breve posible. En teoría de control óptimo, este objetivo se define con frecuencia como llevar el estado al interior del conjunto objetivo S :

25

$$u(t) = U_S(\hat{x}(t), t)$$

$$J = \int_{t_0}^{t_f} dt = \Delta t \quad , \quad t_f = \operatorname{argmin}_t (x(t) | x \in S)$$

de manera que

$$x \in X_A$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{\theta}_1 = \dot{\theta}_2 = \dot{\theta}_3 = k \geq 0 \\ k \geq \dot{\theta}_1 = \dot{\theta}_2 = \dot{\theta}_3 \geq 0 \\ k \geq \dot{\theta}_i \geq 0 \quad , \quad i = 1, 2, 3 \\ |\dot{\theta}_i| \geq k \quad , \quad i = 1, 2, 3 \end{aligned} \right\} \text{Diferentes conjuntos de limitaciones que implican aumentar la complejidad del accionador}$$

- En la formulación anterior, se mencionan diferentes conjuntos de limitaciones para mostrar a modo de ejemplo que las limitaciones para funciones de control relacionadas con la seguridad pueden diferir de las limitaciones impuestas sobre el sistema de control normal. La primera limitación implica que sólo se permite cabeceo colectivo, de velocidad constante, mientras que la última limitación permite control de cabeceo individual con acción positiva y negativa dentro de la velocidad máxima k . Para turbinas eólicas que usan un circuito hidráulico alimentado por acumulador
- 40

para el accionamiento relacionado con la seguridad del cabeceo de pala, con frecuencia las velocidades de cabeceo de pala se limitan a no ser negativas durante un apagado. Combinando esto con la capacidad para controlar el cabeceo de emergencia de manera individual para cada pala se obtiene como resultado la tercera línea de limitaciones anterior. En general, puede esperarse que limitaciones amplias sobre la acción de cabeceo proporcionen trayectorias más óptimas, con el coste de aumentarse la complejidad. Por otro lado, limitaciones estrechas (por ejemplo cabeceo colectivo, a velocidad constante) disminuyen la complejidad, pero requieren más margen de maniobra en cuanto a la carga para situaciones de apagado.

Los términos y mecanismos descritos anteriormente pueden ilustrarse tal como se muestra en la figura 1.

El diagrama en el lado izquierdo muestra una vista bidimensional de una trayectoria de estado, con la velocidad de rotor y la desviación de torre como ejes. La trayectoria en verde representa el funcionamiento estando la turbina controlada mediante el controlador normal. Ahora, se supone que la velocidad de rotación supera un límite predefinido Γ , lo que activa una función de control relacionada con la seguridad (representada en este caso mediante una simple protección frente a exceso de velocidad). La función de control relacionada con la seguridad orquesta un apagado de turbina, llevando la turbina al conjunto objetivo S (por ejemplo parada). Obsérvese que el comportamiento de honda implica que la dinámica estructural inherente rige el trayecto por el cual puede llevarse el estado al conjunto objetivo. La torre de turbina muestra un comportamiento oscilante durante el apagado, indicado por la trayectoria en rojo que abarca un amplio intervalo de desviaciones de la parte superior de la torre y_t . En el ejemplo, esta oscilación extrema está impulsada por diseño, indicado por el punto más a la izquierda que define el límite del espacio de estado admisible X_A .

En el lado derecho de la figura 1 se proporciona una representación gráfica del espacio de estado, siendo el espacio en verde el espacio para el funcionamiento normal. Obsérvese que el espacio tiene una forma compleja, que indica que no está definido por límites físicos sencillos, sino por una función de coste compleja para el funcionamiento de la turbina global. Además, obsérvese que X_N no se extiende hasta los límites de X_A , lo que indica que el funcionamiento normal en general no es el elemento impulsor de diseño para cargas extremas.

Ahora, resulta evidente a partir del lado derecho de la figura 1 que el umbral de velocidad de rotor unidimensional no forma un espacio cerrado. Es decir, el vector de estado puede escaparse en numerosas direcciones sin superar el umbral Γ . El lado izquierdo de la figura 2 muestra un ejemplo. En este caso, se prevé un fallo en el controlador normal para crear un gran empuje, provocando en última instancia una gran desviación de la parte superior de la torre y_t . Ahora, dado que el empuje está correlacionado con la velocidad de rotación, la turbina presenta en última instancia un exceso de velocidad. Es decir, alcanza el umbral Γ en el tiempo t_0 , lo cual activa la función de control relacionada con la seguridad que orquesta la secuencia de apagado. Sin embargo, tal como se muestra en la figura, el efecto de honda provoca que se supere la carga de diseño, lo que se ilustra por la trayectoria de estado que supera el espacio de estado admisible.

El lado derecho de la figura 2 ilustra la funcionalidad que protege frente a superar la carga de diseño. Según la invención, se expande un umbral en el espacio de estado para ser multidimensional, formando de ese modo un conjunto X_D , actuando su límite como umbral en el espacio de estado multidimensional. Tal como se indica en la figura, se prevé que tal concepto capte trayectorias de estado anómalo antes que en el caso para umbrales triviales tales como la protección frente a exceso de velocidad. Dado que los límites de X_D se determinarán mediante la estructura mecánica y la dinámica estructural, se espera que la forma de X_D quede escrita por un politopo, posiblemente en combinación con hiperelipsoides, por ejemplo en caso de trayectorias de sistemas mecánicos mal amortiguados.

Dos elementos impulsores para el diseño de sistema son

- Dimensión del conjunto de detección X_D . Es decir, ¿qué estados se necesita medir/estimar para garantizar que la trayectoria se mantiene dentro del espacio admisible? En última instancia, esto equivale a la necesidad de sensores relacionados con la seguridad.

- Limitaciones de accionador. Tal como se mencionó anteriormente, limitaciones estrechas sobre las velocidades de cabeceo limitarán la funcionalidad de la función de control relacionada con la seguridad, requiriendo en última instancia más margen de maniobra entre el espacio de detección X_D y el espacio admisible X_A .

Si no puede detectarse una carga de rotor no uniforme, se necesita que la carga de pala sea parte del espacio de detección X_D . Si no puede prevenirse una carga de rotor no uniforme, excesiva, mediante estimación de carga de pala sola, la combinación de ángulos de cabeceo y carga de pala puede formar un límite de protección de X_D .

La velocidad de rotación puede dar lugar, por sí misma, a una carga excesiva, por ejemplo, del generador. Por tanto, puede preferirse una medición de la velocidad de rotor. La excitación armónica de la estructura de la torre puede conducir a sobrecarga estructural sin que se supere ninguna de las otras cantidades medidas. Por tanto, se prefiere una medición de la aceleración lateral y longitudinal de la parte superior de la torre. Puede suponerse una estimación de velocidad y posición. Debido a la propiedad de media nula de la velocidad, la velocidad se obtiene como resultado de integración, mientras que la posición puede observarse debido a la carga de pala medida

proporcionando esencialmente una estimación de empuje.

Para el accionamiento de cabeceo que puede usarse para las funciones de control relacionadas con la seguridad, pueden realizarse las siguientes suposiciones:

- 5 • Sólo se requiere acción de cabeceo positivo. De manera general, esto significa que sólo se necesita reducción de sustentación de pala para la secuencia de apagado.
- Las palas deben controlarse de manera individual, permitiendo el control de cargas de inclinación/guñada también durante el apagado.
- 10 • La velocidad de cabeceo debe ser variable durante el apagado. Resultados de la teoría de control óptimo mencionan que el máximo esfuerzo es siempre la solución óptima para problemas de tiempo mínimo, pero este resultado sólo es válido para problemas sin limitaciones de estado. Como el espacio de estado admisible X_A constituye de hecho un conjunto de limitaciones de estado, el máximo esfuerzo (cabeceo tan rápido como sea posible) no es necesariamente la solución óptima.

Por tanto, las limitaciones de accionador pueden resumirse brevemente como

$$k \geq \dot{\theta}_i \geq 0 \quad , \quad i = 1,2,3$$

- 15 Siendo k la velocidad de cabeceo máxima, por ejemplo 20°/s.

De manera gráfica, las funciones relacionadas con la seguridad para la sobrecarga estructural pueden representarse tal como se muestra en la figura 3. En este caso, se alimentan valores medidos a un estimador de estado (por ejemplo, un filtro de Kalman), que proporciona entrada a un algoritmo que detecta si se supera X_D . Además, los estados estimados se alimentan al controlador de apagado que puede usar las estimaciones de estado para la secuencia de apagado.

Particularmente, el límite de detección puede expresarse como una envolvente convexa, y el estado de la turbina eólica puede expresarse como un parámetro que está o bien dentro de la envolvente convexa o bien fuera de la envolvente convexa, es decir, si el parámetro está fuera del límite de la envolvente convexa, la turbina eólica puede apagarse ventajosamente. Puede usarse programación lineal para determinar si el parámetro está dentro del límite, por ejemplo según el siguiente ejemplo:

EJEMPLO 1

El ejemplo 1 ilustra cómo puede formularse el problema de detección de envolvente como un programa lineal. Este problema puede resolverse mediante el algoritmo simplex.

Se facilita un conjunto finito P de n puntos en \mathbb{R}^d con la propiedad de que el origen (0, ..., 0) está en el interior de la envolvente convexa de P y se facilita un único punto $r = (r_1, \dots, r_d) \in \mathbb{R}^d$. Se desea determinar si r está o no en el interior de la envolvente convexa P. Sean los puntos de P ($p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{id}$), siendo $i = 1, \dots, n$. Por definición, r está en la envolvente convexa (posiblemente en el límite) si hay números reales no negativos $\lambda_1, \dots, \lambda_n$ de modo que

$$\bullet \sum_{i=1}^n \lambda_i = 1_y$$

- Para todo $j \in (1, \dots, d)$, se tiene $r_j = \sum_{i=1}^n \lambda_i p_{ij}$.

35 Se observa que dado que el origen O está en el interior de la envolvente convexa, se tiene que r está en la envolvente convexa si y sólo si todos los puntos en el segmento de línea entre 0 y r están en la envolvente convexa, es decir, todos los puntos de la forma sr para $s \in [0,1]$. Además, r está en el interior de la envolvente convexa si para algún $h>1$, todos los puntos de la forma sr para $s \in [0, h]$ están en la envolvente convexa. En otras palabras, r está en el interior de la envolvente convexa del conjunto de puntos P si y sólo si el valor de solución óptima al programa lineal facilitado por:

$$\begin{aligned} & \max_{\lambda_1, \dots, \lambda_n, s \geq 0} s \quad \text{de manera que} \\ & \sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \\ & \left(\sum_{i=1}^n p_{i1} \lambda_i \right) - sr_1 = 0 \\ & \quad \dots \\ & \left(\sum_{i=1}^n p_{id} \lambda_i \right) - sr_d = 0 \end{aligned}$$

es estrictamente mayor que 1.

Este programa puede formularse como un problema de optimización lineal convencional de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} 5 \quad & \min_x c^T x \quad \text{de manera que} \\ & Ax = b \\ & b_l \leq x \leq b_u \end{aligned}$$

donde

$$\begin{aligned} 10 \quad & x \in \mathbb{R}^{n+1} \equiv [\lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \dots \quad \lambda_n \quad s]^T \\ & c \in \mathbb{R}^{n+1} \equiv [0 \quad 0 \quad \dots \quad 0 \quad 1]^T \\ & A \in \mathbb{R}^{d+1 \times n+1} \equiv \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \\ p_{11} & p_{21} & \dots & p_{n1} & r_1 \\ p_{12} & p_{22} & \dots & p_{n2} & r_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ p_{1d} & p_{2d} & \dots & p_{nd} & r_d \end{bmatrix} \\ & b \in \mathbb{R}^{d+1} \equiv [1 \quad 0 \quad \dots \quad 0 \quad 0]^T \\ & b_l \in \mathbb{R}^{n+1} \equiv [0 \quad 0 \quad \dots \quad 0 \quad -1]^T \\ & b_u \in \mathbb{R}^{n+1} \equiv [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1 \quad 0]^T \end{aligned}$$

15 En esta formulación, las limitaciones de igualdad se formulan mediante la matriz A y el vector b. El vector b_l proporciona el límite inferior para s, equivalente al criterio anteriormente mencionado de que la solución debe ser estrictamente mayor que uno. La inversión de signo procede del hecho de que el problema se reformula como un problema de minimización en lugar de un problema de maximización.

20 El vector b_u proporciona el límite superior (trivial) para los valores de λ (unidad) junto con el límite para s, lo que refleja una anulación de la limitación $s \geq 0$ en la formulación original.

La formulación compacta basada en matriz se alimenta fácilmente en implementaciones convencionales del algoritmo simplex.

REIVINDICACIONES

1. Controlador de apagado para una turbina eólica, comprendiendo el controlador al menos dos sensores que están adaptados para proporcionar datos de sensor significativos para diferentes estados mecánicos (x_1, x_8) en la turbina eólica, estando el controlador adaptado para proporcionar un estado estimado (\hat{X}) de la turbina eólica basándose en los datos de sensor de los al menos dos sensores, en el que el controlador está adaptado para comparar el estado de la turbina eólica con un límite de detección predefinido (X_A), y para proporcionar una señal de apagado si el estado estimado está fuera del límite de detección, estando dicho controlador adaptado además para seleccionar entre diferentes esquemas de control, que especifican cada uno al menos uno del límite de detección y una estrategia de cabeceo de apagado; caracterizado porque dicho controlador está adaptado para determinar un historial de carga de fatiga y para seleccionar el esquema de control a partir del mismo.
2. Controlador según la reivindicación 1, adaptado para comunicarse con un dispositivo de cabeceo de palas de modo que se inicia el apagado mediante cabeceo de palas.
3. Controlador según la reivindicación 2, adaptado para comunicar una velocidad de cabeceo al dispositivo de cabeceo de palas.
4. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones 2 ó 3, adaptado para comunicar una señal de cabeceo para varias palas de manera individual de modo que puede iniciarse el apagado mediante cabeceo de palas individuales.
5. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el estado estimado contiene al menos dos cantidades seleccionadas del grupo que consiste en velocidad de rotor ω_R , ángulo de cabeceo θ , desviación de torre y_t y desviación de pala β .
6. Controlador según la reivindicación 1, adaptado para seleccionar entre los esquemas de control basándose en la antigüedad de la turbina.
7. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones 1 ó 6, adaptado además para seleccionar entre diferentes esquemas de control basándose en cargas experimentadas.
8. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones 1 ó 6-7, adaptado para contar un número de cargas experimentadas por encima de un límite de carga predefinido y para usar ese número para seleccionar un esquema de control adecuado.
9. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, adaptado además para ajustar de manera adaptativa el límite de detección basándose en datos históricos relacionados con la turbina eólica.
10. Controlador según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el límite de detección se expresa como una envolvente convexa.
11. Método de apagado de una turbina eólica en caso de emergencia, comprendiendo el método proporcionar al menos dos conjuntos de datos diferentes, siendo los conjuntos significativos para diferentes estados mecánicos (x_1, x_8) en la turbina eólica, comprendiendo el método proporcionar, a partir de los al menos dos conjuntos de datos diferentes, un estado (\hat{X}) de la turbina eólica y apagar la turbina eólica basándose en una comparación entre el estado de la turbina eólica y un límite de detección predefinido (X_A), en el que dicho esquema de control se selecciona entre diferentes esquemas de control que especifican cada uno al menos uno del límite de detección y una estrategia de cabeceo de apagado; caracterizado porque se determina un historial de carga de fatiga mediante dicho controlador y se selecciona un esquema de control a partir del mismo.
12. Método según la reivindicación 11, en el que el límite de detección se define al menos parcialmente basándose en capacidades de un sistema de apagado de la turbina eólica.
13. Método según la reivindicación 11 ó 12, en el que el límite de detección se define al menos parcialmente basándose en propiedades estructurales de la turbina.
14. Método según las reivindicaciones 11-13, que comprende determinar el límite de detección como una envolvente convexa.

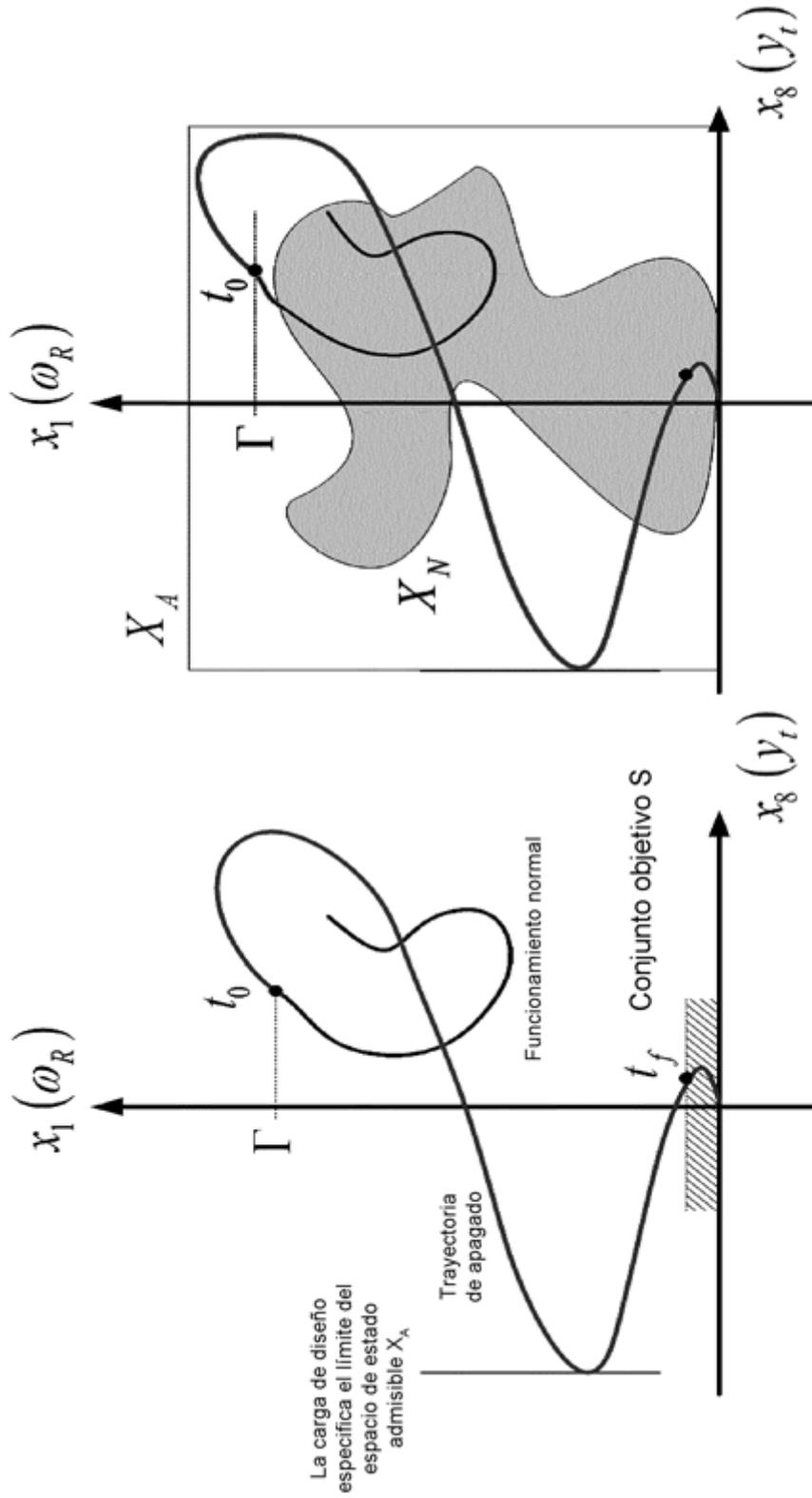


Fig. 1

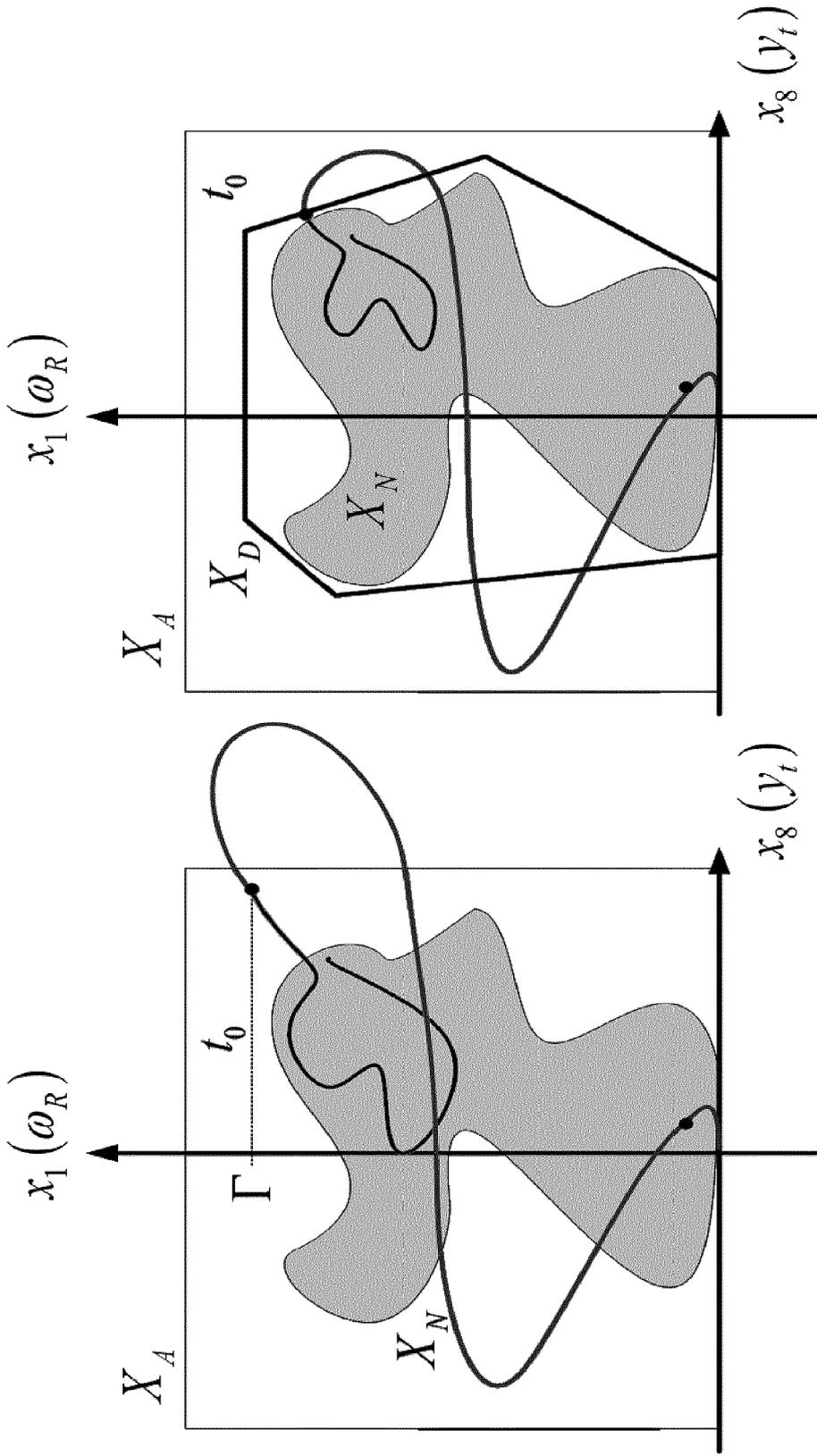


Fig. 2

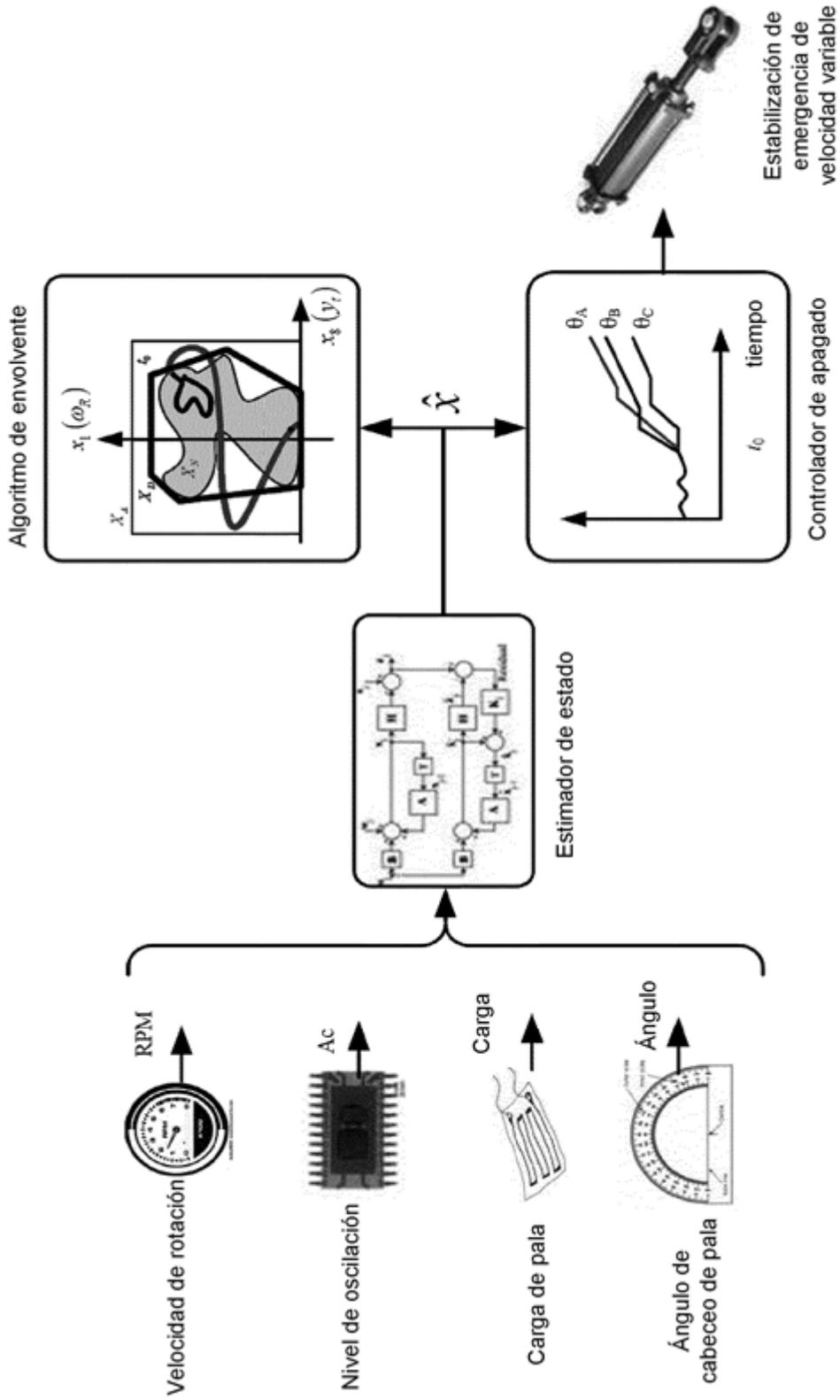


Fig. 3