

(12) NACH DEM VERTRAG ÜBER DIE INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT AUF DEM GEBIET DES
PATENTWESENS (PCT) VERÖFFENTLICHTE INTERNATIONALE ANMELDUNG

(19) Weltorganisation für geistiges Eigentum
Internationales Büro



(43) Internationales Veröffentlichungsdatum
16. Februar 2012 (16.02.2012)

(10) Internationale Veröffentlichungsnummer
WO 2012/019675 A2

- (51) **Internationale Patentklassifikation:** Nicht klassifiziert
- (21) **Internationales Aktenzeichen:** PCT/EP2011/003293
- (22) **Internationales Anmeldedatum:** 2. Juli 2011 (02.07.2011)
- (25) **Einreichungssprache:** Deutsch
- (26) **Veröffentlichungssprache:** Deutsch
- (30) **Angaben zur Priorität:** 10 2010 032 120.6 24. Juli 2010 (24.07.2010) DE
- (71) **Anmelder (für alle Bestimmungsstaaten mit Ausnahme von US):** **ROBERT BOSCH GMBH** [DE/DE]; 70469 Stuttgart (DE).
- (72) **Erfinder; und**
- (75) **Erfinder/Anmelder (nur für US):** **HESS, Felix** [DE/DE]; Richard-Arnold-Strasse 25, 71642 Ludwigsburg (DE). **VOSS, Martin** [DE/DE]; Mittenfeldstrasse 103, 70499 Stuttgart (DE). **BUCHTALA, Boris** [DE/DE]; Lindachstrasse 38, 75417 Mühlacker (DE). **EITNER, Christian** [DE/DE]; Hamburger Strasse 37, 80809 München (DE).
- (74) **Anwalt:** **THÜRER, Andreas**; Bosch Rexroth AG, Zum Eisengießer 1, 97816 Lohr am Main (DE).
- (81) **Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare nationale Schutzrechtsart):** AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.
- (81) **Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare regionale Schutzrechtsart):** ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasisches (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), europäisches (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).
- Veröffentlicht:**
- ohne internationalen Recherchenbericht und erneut zu veröffentlichen nach Erhalt des Berichts (Regel 48 Absatz 2 Buchstabe g)

(54) **Title:** METHOD AND DEVICE FOR DETERMINING A BENDING ANGLE OF A ROTOR BLADE OF A WIND TURBINE SYSTEM

(54) **Bezeichnung :** VERFAHREN UND VORRICHTUNG ZUR BESTIMMUNG EINES BIEGEWINKELS EINES ROTORBLATTES EINER WINDKRAFTANLAGE

(57) **Abstract:** The present invention provides a method (900) for determining a bending angle of a rotor blade (300) of a wind turbine system (210). The method (900) comprises a step of reading in (910) at least one acceleration signal (a_1) which represents an acceleration of the rotor blade acting essentially perpendicularly with respect to a rotor plane (320). In addition, the method (900) comprises a step of determining (920) the bending angle of the rotor blade of the wind turbine using the acceleration signal.

(57) **Zusammenfassung:** Die vorliegende Erfindung schafft ein Verfahren (900) zur Bestimmung eines Biege winkels eines Rotorblattes (300) einer Windkraftanlage (210). Das Verfahren (900) umfasst einen Schritt des Einlesens (910) zumindest eines Beschleunigungssignals (a_1), das eine im Wesentlichen senkrecht zu einer Rotorebene (320) der Windkraftanlage wirkende Beschleunigung des Rotorblattes repräsentiert. Ferner umfasst das Verfahren (900) einen Schritt des Bestimmens (920) des Biege winkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.



WO 2012/019675 A2

5

Verfahren und Vorrichtung zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage

- 10 Die vorliegende Erfindung bezieht sich auf ein Verfahren und eine Vorrichtung zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage gemäß den unabhängigen Patentansprüchen.

Windenergieanlagen werden über die Verstellung der Rotorblätter um ihre Längsachse und das Generatormoment geregelt. Regelgröße für die Pitchregelung ist die Rotordrehgeschwindigkeit und Stellgröße sind die Pitchwinkel der Rotorblätter. Bei herkömmlichen Anlagen wird die kollektive Pitchregelung CPC (CPC = Collective Pitch Control) verwendet. Hierbei werden die drei Rotorblätter alle mit dem gleichen Pitchwinkel verstellt. Bei Windenergieanlagen mit horizontaler Achse und mindestens zwei Rotorblättern wird durch synchrone Verstellung der Blattwinkel die Drehzahl oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit so geregelt, dass durch die Änderung des Anstellwinkels der aerodynamische Auftrieb und somit das Antriebsmoment in solcher Weise verringert wird, dass die Anlage im Bereich der Nenndrehzahl betrieben werden kann. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit wird dieser Blattverstellmechanismus zudem als Bremse benutzt, indem die Blätter mit der Nase in den Wind gestellt werden, so dass der Rotor keine nennenswerten Antriebsmomente mehr liefert. Bei dieser kollektiven Blattverstellung ergeben sich aufgrund asymmetrischer aerodynamischer Lasten Nick- und Giermomente auf die Gondel. Die asymmetrischen Lasten entstehen z.B. durch Windscherungen in vertikaler Richtung (Grenzschichten),

20
25
30 Gierwinkelfehler, Böen und Turbulenzen, Aufstauung der Strömung am Turm etc. Ein bekannter Ansatz, diese asymmetrischen aerodynamischen Lasten zu reduzieren, besteht darin, den Anstellwinkel der Blätter individuell zu verstellen (engl.: Individual

Pitch Control = IPC). Für diesen Regelungsansatz ist es notwendig die Biegemomente (insb. Schlagbiegemomente), welche an der Rotorblattwurzel vorherrschen, zu bestimmen. Die Biegemomente dienen dann als Regelgröße für die individuelle Blattverstellung. Für die Bestimmung der Biegemomente können DMS-Sensoren (DMS = Dehnungsmesstreifen) verwendet werden, welche an der Rotorblattwurzel appliziert werden. Die Problematik bei den DMS-Sensoren besteht in der Applikation und Bruchgefahr, sowie der geringen Lebensdauer.

Andere Verfahren, wie sie beispielsweise in der WO 2008/041066 oder der DE 197 39 164 B4 offenbart werden, ermitteln die Nick- und Giermomente durch Messung der Gondelbeschleunigung über Gyrometer oder durch Sensoren, welche über Abstandsmessungen die durch die Belastungen auftretenden Verformungen von Anlagenteilen messen und dadurch die Belastungen bestimmen. Aus Sicht der IPC-Regelung sind die Blattbiegemomente sehr gut als Regelgröße geeignet. Allerdings konnte bisher noch keine für den Dauereinsatz geeignete Messtechnik gefunden werden. In die Blätter einlamierte Fibre-Bragg-Sensoren zur Momentenmessung können im Falle eines Defekts nicht ausgetauscht werden, aufgeklebte DMS-Sensoren haben eine viel zu geringe Lebensdauer. Beide Verfahren weisen zusätzlich das Problem auf, dass die Messung nur lokal am Blatt erfolgt. Lokale Inhomogenitäten im Laminat führen deshalb zu Messfehlern, einen Rückschluss auf den globalen Spannungszustand in der Blattwurzel und damit das dort wirkende Moment ist dadurch immer mit Fehlern behaftet.

Es ist daher die Aufgabe der vorliegenden Erfindung ein Verfahren und eine Vorrichtung zu schaffen, welche eine verbesserte Bestimmung der Belastung eines Rotorblattes einer Windkraftanlage ermöglicht.

Diese Aufgabe wird durch den Gegenstand der unabhängigen Patentansprüche gelöst. Vorteilhafte Ausgestaltungen ergeben sich durch die Gegenstände der Unteransprüche sowie der folgenden Beschreibung.

Die vorliegende Erfindung schafft ein Verfahren zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage, wobei das Verfahren die folgenden Schritte aufweist:

- 5 - Einlesen zumindest eines Beschleunigungssignals, das eine auf das Rotorblatt wirkende Beschleunigung repräsentiert; und
- Bestimmen des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.

10 Ferner schafft die vorliegende Erfindung eine Vorrichtung zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage, wobei die Vorrichtung die folgenden Merkmale aufweist:

- eine Schnittstelle zum Einlesen eines Beschleunigungssignals, das eine auf das Rotorblatt wirkende Beschleunigung repräsentiert; und
- 15 - eine Einheit zum Bestimmen des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.

Von Vorteil ist auch ein Computerprogrammprodukt mit Programmcode, der auf einem maschinenlesbaren Träger wie einem Halbleiterspeicher, einem Festplattenspeicher oder einem optischen Speicher gespeichert ist und der zur Durchführung des Verfahrens 20 nach einem der vorstehend beschriebenen Ausführungsformen verwendet wird, wenn das Programm auf einem Steuergerät oder einer Vorrichtung ausgeführt wird.

Die Erfindung basiert auf der Erkenntnis, dass die Biegung des Rotorblatts der Windkraftanlage in einem vorbestimmten Zusammenhang zu einem Biegemoment dieses 25 Rotorblatts an der Blattwurzel steht. Zur Bestimmung der Biegung wird insbesondere eine Beschleunigung oder ein Beschleunigungssignal verwendet, das im Wesentlichen senkrecht zur Rotorebene gemessen wird. Als zusätzliches Beschleunigungssignal kann auch die Beschleunigung in Blattlängsrichtung verwendet werden. Als Rotorebene wird dabei eine virtuelle oder tatsächliche Ebene bezeichnet, in der sich die Rotorblätter um 30 die Rotorachse der Windkraftanlage drehen. Dies bedeutet, dass die im vorliegenden Ansatz verwendete Beschleunigung eine Beschleunigung in Richtung der Rotorachse darstellt. Unter Kenntnis dieses vorbestimmten Zusammenhangs kann in diesem Fall

aus der Beschleunigung des Rotorblatts oder zumindest eines Teils des Rotorblatts ein Rückschluss auf das vorliegende Biegemoment an der Blattwurzel dieses Rotorblatts gezogen werden, so dass eine herkömmliche Regelungseinheit zur Bestimmung des Blattpitchwinkels unter Verwendung etwas modifizierter Regelungsparameter weiter
5 verwendet werden kann. Dabei muss nicht zwingend der Rückschluss auf das vorliegende Biegemoment an der Blattwurzel gezogen werden sondern es kann vielmehr auch eine direkte Berechnung des einzustellenden Anstellwinkels auf der Basis der gemessenen oder eingelesenen Beschleunigung erfolgen. In diesem Fall wird also aus der bestimmten Beschleunigung die Blattdurchbiegung (d.h. ein Wert β) ermittelt, woraus
10 der IPC-Pitchwinkel respektive der Anstellwinkel der Rotorblätter bestimmt wird. Die vorgestellte Regelung kann somit das Biegemoment (bzw. den Biegewinkel) verwenden und bestimmt dann den sogenannten Pitchwinkel des Rotorblatts. Dabei lässt sich für den Begriff „Pitchwinkel“ auch der Begriff „Anstellwinkel“ verwenden. Aus dem Biegewinkel kann also der Anstellwinkel oder der individuelle Anstellwinkel für das Rotorblatt bestimmt werden.
15

Die vorliegende Erfindung bietet den Vorteil, dass herkömmliche Regelungseinheiten weiterverwendet werden können, so dass keine kostenintensive Neuentwicklung einer Regelungseinheit für die Regelung der Anstellwinkel der Rotorblätter der Windkraftanlage erforderlich ist. Zugleich können zur Bereitstellung der verwendeten Sensorgrößen
20 Sensoren eingesetzt werden, die deutlich robuster gegen Alterungserscheinungen und Messfehler sind. Nachdem Windkraftanlagen für eine lange Laufzeit ausgelegt sind und insbesondere ein Austausch von Rotorblättern sehr kostenintensiv ist, gewinnt der vorstehend genannte Vorteil noch weiter an Gewicht. Auch eine einfache und kostengünstige Nachrüstung wird mit dem hier vorgestellten Ansatz möglich.
25

Gemäß einer günstigen Ausführungsform der vorliegenden Erfindung kann im Schritt des Einlesens ein Verlauf der Beschleunigung erfasst werden, wobei im Schritt des Bestimmens aus dem Verlauf der Beschleunigung ein Spektrum ermittelt wird und der
30 Anstellwinkel unter Verwendung des ermittelten Spektrums bestimmt wird. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bietet den Vorteil, dass durch die Verwendung eines Spektrums, welches über einen bestimmten Zeitraum ermittelt und

nachfolgend in den Frequenzbereich transformiert wurde, kleinere Messfehler kompensiert werden können. Dabei kann ausgenutzt werden, dass durch den Umlauf des Rotorblatts oder der Rotorblätter physikalische Einflüsse an bestimmten Positionen im Flugkreis des Rotorblatts periodisch auftreten, nämlich genau dann, wenn das Rotorblatt die bestimmte Position im folgenden Umlauf wieder erreicht.

Besonders vorteilhaft ist es, wenn im Schritt des Bestimmens ein Vergleich des ermittelten Spektrums mit einem bereitgestellten Spektrum durchgeführt wird, wobei das Bestimmen des Anstellwinkels unter Verwendung eines Vergleichsergebnisses zwischen dem ermittelten Spektrum und dem bereitgestellten Spektrum bestimmt wird. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bietet den Vorteil, dass eine gute und zuverlässige Bestimmung des bereitgestellten Spektrums möglichst ist. Hierbei kann beispielsweise ein Mittelwert aus einer Vielzahl von aufgenommenen Spektren bestimmt werden, wobei ein solches bereitgestelltes Spektrum dann auch gewisse Variationen der Umgebungsbedingungen abbilden kann.

Gemäß einer besonderen Ausführungsform der vorliegenden Erfindung kann im Schritt des Einlesens eine Bewegung des Rotorblattes im Wesentlichen senkrecht zur Rotorebene aktiv bewirkt werden. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bietet den Vorteil, dass bereits für bestimmte, häufig auftretende Szenarien zu erwartende Spektren gemessen oder berechnet und in einem Speicher abgelegt werden können. Beispielsweise kann in diesem Fall jedem im Speicher abgelegten Spektrum ein bestimmter Biegewinkel zugeordnet sein. Auf diese Weise kann im praktischen Einsatz eine numerisch oder schaltungstechnisch sehr einfache Umsetzung der Bestimmungen des Biegewinkels erfolgen, da im Wesentlichen ein Vergleich des ermittelten Spektrums mit einem oder mehreren Spektren aus dem Speicher zu erfolgen braucht, um aus dem Vergleichsergebnis eine bereits recht genaue Größe für den Biegewinkel zu erhalten, wenn das ermittelte Spektrum in etwa einem bestimmten Spektrum entspricht, dem dieser Biegewinkel zugeordnet ist.

30

Gemäß einer weiteren Ausführungsform der vorliegenden Erfindung kann im Schritt des Bestimmens eine Tiefpass-Filterung und/oder eine Kalman-Filterung des Beschleu-

nigungssignals durchgeführt werden. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bietet den Vorteil, dass durch die Filterung eine Glättung des eingelesenen Messwertes erhalten wird, der die Stabilität des Regelungsverhaltens für den Anstellwinkel erhöht. Insbesondere werden dabei hochfrequente Signal-Störanteile weggefiltert und das reine Nutzsignal, welches die gewünschten auszuwertenden Informationen bezüglich der Gravitation und Fliehkraft trägt, bleibt erhalten.

Ferner kann auch in einer weiteren Ausführungsform der Erfindung im Schritt des Bestimmens zur Bestimmung des Biegewinkels eine Information über eine Biegesteifigkeit oder eine Näherung der Biegesteifigkeit, eine Information über einen Abstand eines Beschleunigungssignal bereitstellenden Beschleunigungssensors von einer Rotorachse, einem Neigungswinkel der Rotorachse gegenüber der Horizontalen und/oder einer Beschleunigung eines Turmkopfes der Windkraftanlage verwendet werden. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bietet den Vorteil, dass hierdurch eine sehr präzise Abschätzung des an der Blattwurzel auftretenden Biegemoments möglich ist, so dass eine geringe Änderung der Parametrierung von bereits verwendeten Regelungseinheiten erforderlich ist. Dies ist insbesondere deshalb relevant, da die derzeit verwendeten Regelungseinheiten die Regelung des Anstellwinkels für ein Rotorblatt auf der Basis eines aufgetretenen Biegemoments ermitteln, so dass ein Austausch der Regelungsgröße sehr einfach umgesetzt werden kann.

Um eine möglichst präzise Ermittlung des Biegewinkels des Rotorblatts zu erhalten kann im Schritt des Bestimmens aus dem Beschleunigungssignal ein zeitlicher Verlauf der Beschleunigung an einer Position des Rotorblattes ermittelt werden und der Biegewinkel oder die Blattdurchbiegung des Rotorblattes unter Verwendung des ermittelten Verlaufs bestimmt werden. Der zeitliche Verlauf kann sich dabei über einen Rotorblattumlauf um die Rotorachse erstrecken. Eine derartige Ausführungsform der vorliegenden Erfindung bestimmt die Biegung des Rotorblattes dadurch, dass die Lage relativ zur Erdbeschleunigung bestimmt wird, welche bei der Messung der Beschleunigung des Rotorblatts periodisch einmal verstärkend und einmal reduzierend auf das gemessene Sensorsignal wirkt.

Gemäß einer anderen Ausführungsform der vorliegenden Erfindung kann im Schritt des Einlesens ein weiteres Beschleunigungssignal eingelesen werden, das in Richtung der Längsachse des Rotorblattes gemessen wird. Dabei wird im Schritt des Bestimmens des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des weiteren Beschleunigungssignals bestimmt.

Die Erfindung wird nachstehend anhand der beigelegten Zeichnungen beispielhaft näher erläutert. Es zeigen:

- 10 Fig. 1 eine Darstellung zur einheitlichen Definition von Bezeichnungen der Bewegungsmöglichkeiten an einer Windenergieanlage;
- Fig. 2 ein Blockschaltbild einer Regelungseinheit für den individuellen Anstellwinkel eines Rotorblattes einer Windenergieanlage, bei der ein Ausführungsbeispiel der vorliegenden Erfindung eingesetzt werden kann;
- 15 Fig. 3 eine Prinzipdarstellung der relevanten Größen bei einer Positionierung des Sensors an einem Rotorblatt;
- Fig. 4 ein Diagramm zur Verdeutlichung des Zusammenhangs zwischen einer Blattauslenkung und einem Wurzelbiegemoment über die Zeit;
- Fig. 5 eine Darstellung eines Sensor-Koordinatensystems auf einem Rotorblatt;
- 20 Fig. 6 eine Darstellung zur Illustration des Messprinzips und der Verarbeitung des erhaltenen Sensorsignals;
- Fig. 7 ein Diagramm, in dem ein Tiefpass-gefiltertes Sensorsignal und ein Referenzsignal dargestellt sind;
- Fig. 8 ein Diagramm, in dem der Zusammenhang zwischen einer Blattdurchbiegung und einem Nutzsignal der Beschleunigungsmessung eines Sensors dargestellt ist, der in einem Abstand von $r = 10$ m von der Rotornabe positioniert ist; und
- 25 Fig. 9 ein Ablaufdiagramm gemäß einem Ausführungsbeispiel der vorliegenden Erfindung als Verfahren.
- 30 Gleiche oder ähnlich wirkende Elemente können in den nachfolgenden Figuren durch gleiche oder ähnliche Bezugszeichen versehen sein. Ferner enthalten die Figuren der Zeichnungen, deren Beschreibung sowie die Ansprüche zahlreiche Merkmale in Kom-

5 bination. Einem Fachmann ist dabei klar, dass diese Merkmale auch einzeln betrachtet werden oder sie zu weiteren, hier nicht explizit beschriebenen Kombinationen zusammengefasst werden können. Weiterhin ist die Erfindung in der nachfolgenden Beschreibung eventuell unter Verwendung von unterschiedlichen Maßen und Dimensionen erläutert, wobei die Erfindung nicht auf diese Maße und Dimensionen eingeschränkt zu verstehen ist. Ferner können erfindungsgemäße Verfahrensschritte wiederholt sowie in einer anderen als in der beschriebenen Reihenfolge ausgeführt werden. Umfasst ein Ausführungsbeispiel eine „und/oder“-Verknüpfung zwischen einem ersten Merkmal/Schritt und einem zweiten Merkmal/Schritt, so kann dies so gelesen werden, dass
10 das Ausführungsbeispiel gemäß einer Ausführungsform sowohl das erste Merkmal / den ersten Schritt als auch das zweite Merkmal / den zweiten Schritt und gemäß einer weiteren Ausführungsform entweder nur das erste Merkmal / den ersten Schritt oder nur das zweite Merkmal / den zweiten Schritt aufweist.

15 Ein besonderes Ziel der Erfindung ist es, eine Möglichkeit bereitzustellen, um durch ein Regelungsverfahren die Gier- und Nickmomente auf die Gondel zu minimieren, die durch asymmetrische aerodynamische Lasten entstehen. Stellgrößen sind günstigerweise die individuellen Anstellwinkel der Blätter der Windkraftanlage. Ein wichtiger Aspekt dabei ist, dass die Regelgrößen gemäß dem hier vorgestellten Ansatz über Beschleunigungssensoren an den Rotorblättern ermittelt werden. Dafür wird in mindestens
20 einem Rotorblatt mindestens ein Beschleunigungssensor eingebaut, der Beschleunigungen in Schlagrichtung (d.h. senkrecht zur Rotorebene) messen kann. Dies bietet den Vorteil, dass hierbei Punktsensoren verwendet werden können, die einfach in den Blätter zu applizieren sind, einfach auszutauschen sind und statische Fehler wie Spannungen durch Temperaturunterschiede und das inhomogene Blattmaterial nicht erfassen. Zudem
25 sind unter Umständen die Sensoren schon vorhanden, wenn ein Condition Monitoring der Blätter installiert ist.

30 Um die nachfolgend verwendeten Größen der Bewegungsmöglichkeiten einer Windkraftanlage einheitlich zu definieren, wird auf die Darstellung gemäß der Fig. 1 zurückgegriffen. Dabei wird unter einer Windkraftanlage eine Anlage mit einem Turm verstanden, auf der eine Gondel befestigt ist. Diese Gondel enthält einen Generator, der mit

5 einem Rotor gekoppelt ist, wobei der Rotor im in Fig. 1 dargestellten Beispiel zwei Rotorblätter aufweist. Der Turm kann dabei bei einer Anströmung von Wind und einer Übertragung von Kräften des Rotors auf die Gondel und den Turm eine Turmlängsbiegung 100 sowie eine Turmquerbiegung 110 ausführen. Auch kann der Turm eine Turmtorsion 120 um seine Hochachse ausführen. Eine Bewegung des Turms um seine Hochachse wird auch als Gieren 130 der Windkraftanlage bezeichnet. Weiterhin können auch Kräfte auf den Turm oder die Windkraftanlage wirken, die zu einem Rollen 140, das heißt einer Rollbewegung um die Rotorachse der Windkraftanlage führt. Wird durch die Einwirkung von Wind auf die Windkraftanlage eine Bewegung induziert, die sowohl
10 senkrecht zur Hochachse des Turms als auch zur Rotorachse wirkt, wird von einem Nicken 150 der Windkraftanlage gesprochen. Die Rotorblätter können einerseits eine Schwenkbewegung 160 oder eine Schlagbewegung 170 ausführen oder sich innerlich verdrehen, was als ebenfalls Torsion 180, nun bezogen auf die Rotorblätter, bezeichnet wird. Die Schwenkbewegung 160 entspricht dabei einer gewünschten Bewegung der
15 Rotorblätter um die Rotorachse, wobei die Schlagbewegung 170 eine Bewegung, insbesondere der Spitzen der Rotorblätter, aus der Rotorebene heraus, das heißt in Erstreckungsrichtung der Rotorachse bezeichnet. Eine solche Definition von Bewegungen einer Windkraftanlage ist der Definition aus dem Buch „Windkraftanlagen“ von E. Hahnachempfund, in dem entsprechende Regelgrößen für das Gier- und Nickmoment der
20 Gondel genannt sind. Die Schlagbewegung führt zu Biegemomenten an der Blattwurzel und ist Ursache für Gier- und Nickmomente der Gondel.

Ein wichtiger Aspekt der vorliegenden Erfindung kann darin gesehen werden, dass die Nutzung von Beschleunigungssignalen aus Sensoren am Blatt und die Verarbeitung
25 dieser Signale innerhalb eines Regelungsverfahrens erfolgen kann, um über die individuelle Verstellung der Blattanstellwinkel die Gier- und Nickmomente an der Gondel zu reduzieren.

Ein System, bei dem die vorliegende Erfindung gemäß einem Ausführungsbeispiel eingesetzt werden kann, ist in der Fig. 2 als Blockschaltbild vereinfacht dargestellt. Das
30 System 200 zur Regelung der Windkraftanlage 210 umfasst dabei eine Einheit 220 zur Betriebsführung sowie eine Einheit 230 zur Regelung des individuellen Anstellwinkels

235 ($\beta_{IPC1,2,3}$) für jedes der Rotorblätter der Windkraftanlage 210. Die Einheit 220 zur Betriebsführung (auch als CPC bezeichnet; CPC = Collective Pitch Control) erhält für ihre Aufgabe ein Signal von einem Sensor der Windkraftanlage 210, insbesondere ein Signal bezüglich der Drehungsgeschwindigkeit ω des Rotors der Windkraftanlage 210.

5 Aus diesem Signal kann die Einheit 220 zur Betriebsführung nun einerseits ein einzustellendes Generatormoment 240 bestimmen und dieses zur Regelung der Windkraftanlage 210 zur Verfügung stellen und andererseits einen gemeinsamen Anstellwinkel 242 (β_{CPC}) für alle Rotorblätter ermitteln, bei dem die Windkraftanlage eine optimale Leistungsausbeute aufweist. Die Einheit 230 (auch als IPC-Regler bezeichnet) zur Regelung

10 des individuellen Anstellwinkels 235 erhält von zumindest einem Sensor in oder an einem Rotorblatt der Windkraftanlage 210 ein Signal bezüglich einer Beschleunigung a_1 dieses Rotorblatts an derjenigen Position, an der der Sensor angebracht ist. Insbesondere kann die Einheit 230 zur Regelung des individuellen Anstellwinkels 235 Signale über Beschleunigungen $a_{1,2,3}$ von mehreren, beispielsweise von allen Rotorblättern erhalten

15 und in diesem Fall für jedes Rotorblatt, für das sie ein Sensorsignal erhält, ein entsprechendes Signal $\beta_{IPC1,2,3}$ zur Einstellung des individuellen Anstellwinkels 235 des betreffenden Rotorblatts bereitstellen. Auf diese Weise kann das Signal betreffend den gemeinsamen Anstellwinkel für jedes einzelne Rotorblatt korrigiert werden, um lokale Windinhomogenitäten zu berücksichtigen. Ferner führt auch die Scherung des Windes

20 zu asymmetrischen Lasten. Das Signal bezüglich des gemeinsamen Anstellwinkels 242 kann dann beispielsweise additiv mit den unterschiedlichen Signalen bezüglich der individuellen Anstellwinkel 235 für die betreffenden Rotorblätter verknüpft werden, woraus sich ein Regelungssignal 250 für die einzelnen betreffenden Rotorblätter der Windkraftanlage 210 ergibt. Diese Verstellung des Anstellwinkels der einzelnen Rotor-

25 blätter der Windkraftanlage 210 entsprechend den gewünschten Anstellwinkeln wird nachfolgend durch einen Aktuator 255 eingestellt. Unter der Einwirkung von sich verändernden Windverhältnissen 260 werden die Rotorblätter dann unterschiedlich stark in Schlagrichtung ausgelenkt, wobei diese Auslenkung bzw. die dabei auftretende Beschleunigung wiederum durch die entsprechenden Sensoren gemessen und über die

30 Sensorsignale 265 der Einheit 220 zur Betriebsführung sowie der Einheit 230 zur Regelung des individuellen Anstellwinkels zugeführt wird. Auf diese Weise ist die Regelungsschleife zur Regelung der individuellen Anstellwinkel geschlossen.

Durch die Verwendung von Beschleunigungssignalen, die eine Beschleunigung der einzelnen Rotorblätter im Schlagrichtung repräsentieren, lässt sich eine sehr einfache Modifikation von bereits bestehenden Regelungssystemen für die individuellen Anstellwinkel der Rotorblätter einer Windkraftanlage umsetzen. Herkömmliche Windkraftanlagen nutzen nämlich meist die Biegemomente an der Blattwurzel der Rotorblätter für die Einstellung der individuellen Anstellwinkel der betreffenden Rotorblätter. Da jedoch meist ein einfacher Zusammenhang zwischen einem Biegemoment an der Blattwurzel eines Rotorblatts und einer zugehörigen Biegung der Rotorblätter in Schlagrichtung erkennbar bzw. bekannt ist, kann durch ein Signal eines wesentlich robusteren Beschleunigungssensors ein adäquat verwertbares Signal zur Regelung des Anstellwinkels des Rotorblatts eingesetzt werden, das die Beschleunigung des Rotorblattes oder eines Teils des Rotorblattes in Schlagrichtung repräsentiert, indem aus diesem Signal der Biegewinkel des Rotorblattes erfindungsgemäß bestimmt wird. Um nun ein gut zu verarbeitendes und möglichst störungsarmes Signal betreffend eines Biegewinkels eines Rotorblatts zu erhalten und zu verarbeiten, sind zwei Varianten denkbar.

In einer ersten Variante kann eine Eigenfrequenzanalyse der bestimmten Beschleunigungen bzw. der daraus abgeleiteten Beschleunigungssignale durchgeführt werden. Hierfür werden die Eigenschwingungen des (Rotor-) Blattes genutzt. Die Anregung während des Betriebes der Anlage erfolgt durch aerodynamisch induzierte Schwingungen oder über einen zusätzlich angebrachten Shaker, d.h. eine Einheit, die das Rotorblatt aktiv in Schwingungen versetzt. Durch die Beschleunigungssensoren werden in diesem Fall kontinuierlich Signale erfasst und gespeichert und nach einer bestimmten Messzeit (maximal 1 Sek.) das Amplitudenspektrum der Eigenschwingungen ermittelt. Dieses Frequenzspektrum wird beispielsweise mit Sollspektren verglichen, die im Steuer- Regelgerät abgelegt sind und zu bestimmten Belastungszuständen des Blattes gehören. Durch Verstellung des Blattwinkels wird die Belastung am Blatt reduziert, was über den Vergleich mit den Sollspektren kontrolliert wird. Die Sollspektren werden vorausgehend durch Messungen am Blatt ohne und mit Belastungen bestimmt oder aber über Eigenfrequenzanalyse aus Berechnungen ermittelt. Der Vorteil dieser Variante besteht darin, dass die bereits verfügbare Messtechnik für das Condition Monitoring

mitverwendet werden kann, welche die Sensoren, Messwerterfassung, Aufarbeitung und Auswertung der Beschleunigungssignale bereits integriert hat. Dazu gehören auch bereits abgelegte Sollspektren. Hinzukommen sollten für ein derartiges Anwendungsszenario Sollspektren für Belastungsfälle, die im Steuer- oder Regelgerät abgelegt werden.

5 Diese können durch Messungen an Blattprüfständen ermittelt werden. Einfacher ist es wahrscheinlich, Referenzmessungen vor der Montage am Blatt durchzuführen sowie analoge Messungen nach Montage bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Anfahrgeschwindigkeit am Rotorblatt durchzuführen. Ausgehend von diesen Spektren und den Blattdaten werden über Simulation die Abweichungen zu diesen Spektren bei Belastung

10 berechnet und als Sollspektren abgelegt.

Eine zweite Variante für den Einsatz des hier vorgestellten Ansatzes ist in der Verwendung von Daten aus einer direkten Beschleunigungsmessung und deren Auswertung zu sehen. Dabei wird aus den gemessenen Beschleunigungen der Biegewinkel des Rotorblattes bestimmt. Regelziel ist es dann, an allen Rotorblättern die gleichen Biegewinkel einzustellen. Stellgrößen sind wiederum die Blattwinkel. Aufgrund aerodynamischer Effekte wie Turbulenz und Wirbelablösung werden immer Schwingungen des Blattes angeregt, die aber hochfrequenter sind als die auszuregelnden Schwingungen im Bereich der ersten Eigenfrequenzen von Blatt und Turm. Daher sollte für die Regelung die

15 gemessene Beschleunigung durch einen Tiefpass gefiltert werden. Für die Position des ersten (Beschleunigungs-) Sensors ist die untere Hälfte des Rotorblatts günstig, da die Blattspitze aufgrund der Verjüngung und der dort herrschend Querströmungen, die auch den Spitzenwirbel antreiben, zu starken Schwingungen angeregt werden kann.

25 Als Vorteile der beiden vorstehend beschriebenen Varianten lassen sich die folgenden Aspekte anführen. Erstens kann die Nutzung bekannter und eventuell schon vorhandener Messeinrichtungen sowie eventuell durch das Condition Monitoring der Blätter ermittelter Daten erfolgen. Weiterhin braucht keine Applikation von Dehnungsmessstreifen oder ähnlichem erfolgen, bei denen zum aktuellen Stand der Technik nicht bekannt

30 ist, wo und wie sie genau anzubringen sind. Zudem ist die Temperaturkompensation bei diesen Sensoren technisch noch nicht zufriedenstellend gelöst. Zudem kann ein Beschleunigungssensor im Falle eines Defekts einfach ersetzt werden. Dies ist bei

- einlamierten Dehnungssensoren unmöglich. Die von Dehnungssensoren gelieferten Signale sind eventuell nicht aussagekräftig, da sie nur die lokale Dehnung erfassen. Auch treten bei dem Einsatz des vorstehend beschriebenen Ansatzes keine Fehler durch statische Belastungen wie Temperaturspannungen, lokale Spannungsüberhöhungen
- 5 durch das inhomogene Material, Eisansatz (bei gleichzeitiger Verwendung des Condition Monitoring) etc. auf, was die Zuverlässigkeit der Regelung unter Verwendung der Größe Biegewinkel, der aus der Blattbeschleunigung berechnet wird, deutlich erhöht.
- 10 Dies bedeutet mit anderen Worten ausgedrückt, dass der hier vorgestellte Ansatz einen Einsatz als zusätzliche Regelfunktion bei den Pitch-Antrieben der Anmelderin darstellt. Zukünftige Antriebe sollten aufgrund momentaner Markttrends fähig sein, die Blätter individuell verstellen zu können.
- 15 Ein weiterer wichtiger Aspekt der vorliegenden Erfindung besteht darin, auf Basis von einem Beschleunigungssensor (DCU) ein verbessertes IPC-geeignetes Messverfahren zu ermöglichen, bei dem der Sensor eine längere Lebensdauer hat, eine einfache Austauschbarkeit der Sensorik sichergestellt ist und möglichst eine zum globalen Spannungszustand in der Blattwurzel äquivalente Größe erfasst wird.
- 20 Bei dem im Folgenden vorgestellten Ansatz besteht ein wesentlicher Aspekt in der Verwendung eines Signals eines Beschleunigungssensors, welcher die Beschleunigung des Rotorblattes in Richtung der Rotorachse misst. Der Beschleunigungssensor sollte stationäre Beschleunigung messen können. Die Messung der Beschleunigung im Blatt
- 25 ist nach dem aktuellen Stand der Technik bekannt und wird unter anderem zum Condition Monitoring verwendet. Eine zweifache Integration dieser gemessenen Beschleunigung würde die aktuelle Blattauslenkung ergeben. Dieses Verfahren hat aber eine Drift, welcher die berechneten Ergebnisse auf längere Zeit verfälscht. Diese Messgröße ist deshalb zur IPC-Regelung ungeeignet.
- 30 Gemäß einem Ausführungsbeispiel wird mit der hier vorgestellten Erfindung ein Messkonzept vorgestellt, welches eine für die IPC Regelung geeignete Signalauswertung

ermöglicht. Auf Basis von Sensordaten eines einachsigen Beschleunigungssensors kann eine online Signalauswertung erfolgen. Ein möglicher Einsatz liegt z.B. im Bereich der IPC-Regelung oder bei experimentellen Messungen an Windenergieanlagen. Für die Regelung der Blattwinkel der Rotorblätter einer Windenergieanlage wird die
 5 Blattdurchbiegung in Schlagrichtung (d.h. senkrecht zur Rotorebene bei 0 Grad Pitchstellung) benötigt. Um diese Größe zu bestimmen, kann die Blattdurchbiegung direkt über DMS-Sensoren an der Rotorblattwurzel gemessen werden. Ein alternatives Sensorkonzept für die Messung der Blattdurchbiegung ist der Einsatz von Beschleunigungssensoren, deren Messgleichung durch die sogenannte Navigationsgleichung (3)
 10 beschrieben wird, die wie folgt lautet:

$$\vec{a} = \left. \frac{d^2\vec{r}}{dt^2} \right|_i + \vec{g} = \left. \frac{d\vec{v}_i}{dt} \right|_i + \vec{g} \quad (3)$$

wobei a der gemessenen Beschleunigung und g der Fallbeschleunigung entspricht.
 15
 Über das Sensorsignal lässt sich bei entsprechender Tiefpassfilterung der lokalen Beschleunigung die Projektion des Gravitationsvektors und somit der Nickwinkel des Sensorkoordinatensystems abschätzen. Anhand der Orientierung des Sensors lässt sich auf die Durchbiegung des Rotorblattes und damit auf das entsprechende Schlagbiegemoment schließen. Ein gemessener Zusammenhang für die Durchbiegung des Rotorblatts
 20 und dem entsprechenden Schlagbiegemoment ist in dem Diagramm aus Fig. 4 ersichtlich, bei dem auf der Abszisse die Zeit und auf der Ordinate der Verlauf des Blattauslenkung (gestrichelte Linie) und des Blattwurzelbiegemomentes (durchgezogene Linie) dargestellt sind. Es ist dabei aus der Fig. 4 ersichtlich, dass sich die Verläufe für die
 25 gemessene Blattauslenkung und das gemessene Blattwurzelbiegemoment entsprechen, so dass für die Regelung des individuellen Anstellwinkels des Rotorblattes auch die Blattauslenkung und folglich auch die Beschleunigung verwendet werden kann, die zu der betreffenden Blattauslenkung führt.

30 Für die Ermittlung der Blattdurchbiegung ist es ausreichend, unter Annahme zu vernachlässigender Torsion, die x-Komponente des Sensorsignals zu berücksichtigen. Die x-Komponente zeigt in Richtung des Normalenvektors auf der Blattoberfläche und

liegt, insofern keine Blatttorsion vorliegt, in der Biegeschlagrichtung. Hierfür wird von einem Sensor-Koordinatensystem 500 im Rotorblatt ausgegangen, wie es in der Fig. 5 dargestellt ist. Dabei ist die z-Komponente in Richtung Rotorblattende, die x-Komponente in eine Normale zur Rotorebene und die y-Komponente in Schwenkrichtung des Rotorblattes orientiert. Weiterhin kann für die Umrechnung der Sensor-Beschleunigungswerte ein Koordinatensystem 510 in der Nabe des Rotors sowie ein Koordinatensystem 520 in der Rotorwelle verwendet werden, wie es nachfolgend noch näher beschrieben ist.

10 Für die Ermittlung der Blattdurchbiegung wird hierzu zunächst eine Transformation der Koordinaten vom Turm in die Rotorachse, von der Rotorachse in das Rotorblatt und von dem Rotorblatt in das gebogene Rotorblatt durchgeführt. Hierzu können die folgenden Transformationsmatrizen verwendet werden:

$$15 \quad M_{\text{Turm in Rotorachse}} = \begin{pmatrix} \cos \Lambda & 0 & -\sin \Lambda \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin \Lambda & 0 & \cos \Lambda \end{pmatrix} = M_{ST},$$

$$M_{\text{Rotorachse in Rotorblatt}} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \Omega & \sin \Omega \\ 0 & \sin \Omega & \cos \Omega \end{pmatrix} = M_{BS}, \text{ und}$$

$$M_{\text{Rotorblatt in durchgebogenes Rotorblatt}} = \begin{pmatrix} \cos \beta & 0 & -\sin \beta \sin \Omega \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin \beta & 0 & \cos \beta \end{pmatrix} = M_{B'B},$$

20

wobei Λ den Neigungswinkel der Rotorachse gegenüber einer Horizontalen, Ω den Rotor-Azimuthwinkel um die Rotorachse und β den Verdrehungswinkel des Rotorblattes am Ort des Sensors aus der Rotorebene repräsentiert. In diesem Fall kann eine Projektion der Erdbeschleunigung

$$\underline{g}_T = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -g \end{pmatrix}_T$$

25 folgendermaßen beschrieben werden:

16

$$\underline{g}_T = M_{B'B} \cdot M_{BS} \cdot M_{ST} \cdot \underline{g}_{B'} = g \cdot \begin{pmatrix} \cos \beta \cdot \sin \Lambda + \sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda \\ -\sin \Omega \cdot \cos \Lambda \\ \sin \beta \cdot \sin \Lambda - \cos \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda \end{pmatrix}$$

Weiterhin lässt sich eine Messgleichung der Beschleunigungssensoren wie folgt angeben:

$$5 \quad \underline{a} = \left(\frac{d}{dt}\right)^l \left[\left(\frac{d}{dt}\right)^l \underline{r} \right] + \underline{g};$$

woraus folgt:

$$a_{Sensor'} = \begin{pmatrix} \omega^2 \cdot \cos \beta \cdot \sin \beta \cdot r_s & +r_s \cdot \ddot{\beta} & +g \cdot (\cos \beta \cdot \sin \Lambda + \sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda) \\ 0 & r_s \cdot (2\omega \cdot \sin \beta \cdot \dot{\beta} - \dot{\omega} \cdot \cos \beta) & -g \cdot (\sin \Omega \cdot \cos \Lambda) \\ -\omega^2 \cdot (\cos \beta)^2 \cdot r_s & -r_s \cdot \dot{\beta}^2 & +g \cdot (\sin \beta \cdot \sin \Lambda - \cos \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda) \end{pmatrix}_{B'}$$

wobei die erste Spalte der oben angegebenen Matrix die Zentripetalbeschleunigung, die
10 zweite Spalte der oben angegebenen Formel die gemessenen Beschleunigungen aufgrund der Drehung des Sensorkoordinatensystems und die dritte Spalte der oben angegebenen Formel die Fallbeschleunigung repräsentiert.

Soll die Turmkopfbeschleunigung nicht vernachlässigt werden, so muss die Sensorgleichung um $a_{Turmkopf}$ erweitert werden, wobei
15

$$a_{Turmkopf} = \begin{pmatrix} +a_x(\cos \beta \cdot \cos \Lambda - \sin \beta \cdot \sin \Lambda \cdot \sin \Omega) + a_y \cdot \sin \beta \cdot \sin \Omega \\ +a_x \cdot \sin \Lambda \cdot \sin \Omega + a_y \cdot \cos \Omega \\ +a_x(\sin \beta \cdot \cos \Lambda + \cos \beta \cdot \sin \Lambda \cdot \cos \Omega) - a_y \cdot \cos \beta \cdot \sin \Omega \end{pmatrix}$$

Somit gilt dann für die gemessene Gesamtbeschleunigung a_{Sensor} des Sensors:

$$a_{Sensor} = a_{Sensor'} + a_{Turmkopf}$$

20 Die Anteile aufgrund der Drehung des Sensorkoordinatensystems können durch ein Tiefpassfilter gefiltert und damit eliminiert werden.

Gemäß dem hier vorgestellten Ausführungsbeispiel der vorliegenden Erfindung lassen sich zwei Messkonzepte oder -methoden realisieren. Für die erste Methode wird ein einachsiger messender Beschleunigungssensor am Rotorblatt verwendet. Dabei wird die Beschleunigung gemessen, die beispielsweise normal auf die Rotorblattoberfläche gerichtet ist. Diese Beschleunigung wird als $a_{x, \text{Sensor}}$ bezeichnet und kann unter Vernachlässigung der Turmkopfbeschleunigung folgendermaßen ausgedrückt werden:

$$a_{x, \text{Sensor}} = \omega^2 \cdot \cos \beta \cdot \sin \beta \cdot r_s + r_s \cdot \ddot{\beta} + g \cdot (\cos \beta \cdot \sin \Lambda + \sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda),$$

Der Term $g \cdot (\cos \beta \cdot \sin \Lambda + \sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda)$ wird dabei mit dem Winkel Ω periodisch wiederholt. Wenn β ferner kein ist und damit $\sin \beta$ gegen 0 strebt kann die Trajektorie der Fallbeschleunigung für die Bestimmung von β eindeutig verwendet werden.

Ohne Blattdurchbiegung gilt somit $\beta=0$. Hieraus folgt

15

$$(a_x)_{\text{Sensor, gefiltert}} = +g \cdot \sin \Lambda = \text{const.}$$

Mit $\beta \neq 0$ resultiert ein umlauffrequenter Anteil ($\sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda$), wobei der Biege-
winkel aus dem folgenden Zusammenhang bestimmt werden kann:

20 $2 \cdot g \cdot (\sin \beta \cdot \cos \Lambda) = A \Rightarrow \beta = \arcsin \left(\frac{A}{2 \cdot g \cdot \cos \Lambda} \right).$

Die Änderung der Projektionstrajektorie der Fallbeschleunigung ist somit bedingt durch die Durchbiegung des Rotorblatts ($\beta \neq 0$) und kann für die Bestimmung von β verwendet werden. Diese erste Messmethode der Blattdurchbiegung auf der Basis eines einachsigen messenden Beschleunigungssensors bietet Vorteile in Bezug auf einen kostengünstig einsetzbaren Sensor und eine einfachere Auswertung der Sensorsignale als bei der Verwertung von mehreren Sensorsignalen. Als Nachteil dieser Messmethode für den Biege-
winkel ist jedoch anzuführen, dass ein kleineres Nutzsignal zur Verfügung steht, da nur die Signalamplitude für die Bestimmung von β verwendet werden kann.

30

Für die zweite Methode zur Bestimmung des Biegewinkels, können Größen verwendet werden, wie sie mit Bezug zur Fig. 3 näher erläutert sind. Hierbei wird die Beschleunigung des Rotorblatts 300 in Richtung der Rotorachse 310 betrachtet, wobei der Beschleunigungssensor in dem Abstand r von dieser angeordnet ist. Durch die lokale Verdrehung des Rotorblattes am Ort des Beschleunigungssensors um den Winkel β aufgrund der Auslenkung des Rotorblattes aus der Rotorebene (320) werden folgende Beschleunigungen gemessen:

$$a_{x,Sensor} = \omega^2 \cdot \cos \beta \cdot \sin \beta \cdot r_s + r_s \cdot \ddot{\beta} + g \cdot (\cos \beta \cdot \sin \Lambda + \sin \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda) + a_x (\cos \beta \cdot \cos \Lambda - \sin \beta \cdot \sin \Lambda \cdot \sin \Omega) + a_y \cdot \sin \beta \cdot \sin \Omega$$

10 und

$$a_{z,Sensor} = -\omega^2 \cdot (\cos \beta)^2 \cdot r_s - r_s \cdot \dot{\beta}^2 + g \cdot (\sin \beta \cdot \sin \Lambda - \cos \beta \cdot \cos \Omega \cdot \cos \Lambda) + a_x (\sin \beta \cdot \cos \Lambda + \cos \beta \cdot \sin \Lambda \cdot \cos \Omega) - a_y \cdot \cos \beta \cdot \sin \Omega.$$

15 Der erste Term (d.h. das erste Produkt) der beiden Gleichungen ist dabei konstant in Bezug auf den Winkel β . Der zweite Term (d.h. das zweite Produkt) ist vernachlässigbar, wenn das Beschleunigungssensorsignal Tiefpass-gefiltert wird. Der letzte Term (d.h. das letzte Produkt) ist periodisch mit dem Winkel Ω .

20 Beispielsweise kann bei einer Winkelgeschwindigkeit von $\omega=1,7$ rad/s (was einer Anlagendrehzahl von 15 rpm entspricht) und einem Abstand des Sensors $r_s=20$ m ein konstanter Anteil von $\omega^2 \cdot r_s = 58$ m/s² erhalten werden. Der umlauffrequente Anteil beträgt dabei $g=9,81$ m/s². Somit schwankt die Beschleunigung in z-Richtung beispielsweise von 68m/s² bis 48 m/s² innerhalb eines Umlaufs des Rotorblattes um die Rotorachse.

25 In der gefilterten Gleichung für $a_{z,Sensor}$ (d.h. der zweite Term ist weggefiltert) sind nun alle Größen außer β bekannt. Die Gleichung lässt sich damit numerisch nach dem gesuchten Verdrehungswinkel β lösen.

$$|\omega^2 \cdot r_s \cdot \cos^2 \beta| \Rightarrow \beta = \arccos \sqrt{\frac{|a_z|}{\omega^2 \cdot r_s}}$$

Die oben angegebene Gleichung für $a_{x, \text{Sensor}}$ gibt an, wie sich die in x-Richtung gemessene Beschleunigung aus den bekannten und unbekanntem Größen zusammensetzt. Wird diese Beschleunigung zusätzlich gemessen, so lässt sich die Genauigkeit der Bestimmung von β erhöhen. Insbesondere der Einsatz eines Kalman-Filters kann zu besseren Ergebnissen führen. Dabei wird im Kalman-Filter ein Modell des Rotorblattes simuliert und daraus die Auslenkung bestimmt. Die Simulation wird in jedem Zeitschritt mit Hilfe der beiden Messungen (a_x, a_z) aktualisiert bzw. berichtigt (beispielsweise mittels eines Predictor, Corrector-Verfahrens). Aus der Blattneigung kann mit Hilfe eines Modells für die Blattbiegung (d.h. die Biegelinie) direkt die Blattauslenkung bestimmt werden. Aus dem Modell für die Blattbiegung folgt dann auch das Blattwurzelbiegemoment. Dafür muss zusätzlich noch die Biegesteifigkeit EI bekannt sein. Da die bekannten IPC-Regler nur die Unterschiede in den Blattwurzelbiegemomenten der Blätter zur Regelung verwenden, ist ein absolut genauer Wert nicht erforderlich und für die Biegesteifigkeit EI reicht ein Näherungswert aus. Ein solches vorstehend genanntes Messkonzept wäre auch einfach durch das Vorhandensein eines Beschleunigungssensors im Rotorblatt, welcher zur Messung der Beschleunigung in z-Richtung angeordnet ist, nachweisbar.

Diese die Anwendung der vorstehend beschriebenen Gleichungen kann dann aus den Beschleunigungssignalen auf den Biegewinkel des Rotorblattes geschlossen werden, welcher dann zur Regelung des Anstellwinkels des Rotorblattes weiterverwendet wird. Dabei hat insbesondere die Anwendung der zweiten Methode den Vorteil, dass über eine Rotorumdrehung ein konstantes Nutzsignal aufgrund einer konstanten Zentrifugalkraft vorliegt, aus dem die g-Projektion dann heraus gerechnet oder zur Bestimmung von β mitverwendet werden kann.

Um die Blattdurchbiegung ermitteln zu können, sollte die Projektionskomponente der Fallbeschleunigung, die rein auf die Schlagbiegung des Rotorblattes zurückzuführen ist, bestimmt werden. Hierzu kann die Projektionsänderung der Fallbeschleunigung, die aus der Starrkörperbewegung der Anlage resultiert, hinaus gefiltert werden. Zwei Freiheitsgrade bestimmen die Starrkörperbewegung: die Rotation um die Rotorachse und die

Blattwinkelverstellung um die Pitchachse. Zusätzlich könnte noch die Drehung des Azimutlagers betrachtet werden, dies wird in dieser Betrachtung aber vernachlässigt.

Die für die Blattdurchbiegung verantwortliche Projektionskomponente ergibt somit sich
5 aus:

$$\vec{g}_{\text{Biegung}} = \vec{g}_{\text{Mess}} - \vec{g}_{\text{RBFILTER}} \quad (4)$$

Wobei g_{RBFILTER} dem auf Basis der Starrkörperbewegung berechneten Projektionsvektor
10 der Fallbeschleunigung entspricht. g_{Mess} ist die durch den Sensor gemessene Fallbeschleunigungskomponente. g_{Biegung} ist das entsprechend gefilterte Signal, welches rein auf die elastische Verformung des Rotorblattes zurückzuführen ist (d.h. der Biegung in Schlagrichtung entspricht). Durch Gleichung (4) ist es möglich, die Projektionskomponente des Gravitationsvektors, die nicht auf die Durchbiegung zurückzuführen ist, hinaus zu filtern. Die Berechnung der aus der Starrkörperbewegung resultierenden Projektion der Fallbeschleunigung ist aus der folgenden Gleichung (5) zu entnehmen.
15

$$\vec{g}_{\text{RBFILTER}} = T_{\text{Blade_Hub}} \cdot T_z(\beta) \cdot T_{\text{Hub_Rotor}} \cdot T_x(\alpha) \cdot \vec{g}_{\text{RotorCOS}} \quad (5)$$

20 wobei

$T_{\text{Blade_Hub}}$ einer Transformationsmatrix für eine Transformation in das Blattsegment-COS entspricht;

$T_z(\beta)$ einer Drehung um β (d.h. einem Pitchwinkel des Rotorblatts) bezogen auf die Z-Achse des Blattlager-COS entspricht;

25 $T_{\text{Hub_Rotor}}$ einer Transformationsmatrix für eine Transformation in das Blattlager-COS entspricht; und

$T_x(\alpha)$ einer Drehung um α (d.h. einen Azimutwinkel des Rotors) bezogen auf die x-Achse des Rotor-COS entspricht

30 $\vec{g}_{\text{RotorCOS}}$ bezeichnet dabei den in dem inertialen Rotorachsen-Koordinatensystem ausgedrückten Gravitationsvektor. Die Rotorachse ist um den sogenannten Shaftwinkel um ca. 5° nach oben geneigt.

Das Messprinzip gemäß der ersten Methode ist in den beiden Teilfiguren der Fig. 6 dargestellt. Dabei ist in der linken Teilfigur ein Messprinzip sowie ein zugehöriges Messsignal dargestellt, bei dem die Windkraftanlage bzw. die Rotorblätter durchgebogen sind. In der rechten Teilfigur aus Fig. 7 ist dagegen ein Messprinzip sowie ein zugehöriges Messsignal bei Anwendung dieses Messprinzips dargestellt, wobei aus der Veränderung der Amplitude ein Rückschluss auf die elastische Verformung des Rotorblattes möglich ist.

10 In den Diagrammen der Figuren 7 und 8 sind das Sensorsignal (gestrichelte Linie 700) an der Blattspitze (d.h. bei einem Abstand von $r = 36\text{m}$ von der Blattwurzel) und das tiefpassgefilterte Sensorsignal (durchgezogene Linie 710) über die Zeit dargestellt. wogegen die Fig. 8 den Verlauf eines Tiefpass-gefilterten Sensorsignals darstellt. Das Referenzsignal entspricht jeweils der Projektion der Fallbeschleunigung in das Sensorkoordinatensystem. Es ist zu erkennen, dass es die Tiefpassfilterung ermöglicht die Amplitude der Projektion des Gravitationsvektors zu bestimmen. Für die Auswertung der
15 Blattdurchbiegung ist die Amplitudengröße der Projektion relevant.

Weiterhin besteht eine Korrelation zwischen der Amplitudengröße der Blattbiegung und dem gefilterten Sensorsignal. Hierbei ist die Änderung der g -Projektion zu berücksichtigen, welche sich auf die Durchbiegung des Rotorblattes zurückführen lässt. Dies bedeutet, dass auch bei größerem Abstand des Sensors von der Blattwurzel ein größeres Amplitudensignal zu erwarten ist. Diese Information kann auch aus den Amplituden der Variable \vec{g}_{Biegung} gewonnen werden. Bei einer entsprechenden Kalibrierung kann man
25 somit direkt anhand der Blattbeschleunigungssensoren die Blattwurzel (Schlag-) Biegemomente bestimmen. ES lässt sich zeigen, dass dass bei einem Abstand von $r = 20$ Meter des Beschleunigungssensors gegenüber der Rotornabe eine bessere Auswertung aufgrund der größeren Blattbiegung möglich ist. Analoges gilt einen Abstand von $r = 36$ Meter des Beschleunigungssensors gegenüber der Rotornabe, wobei die Simulationsergebnisse hier nicht dargestellt sind.
30

Ein Problem besteht allerdings noch darin, dass das Nutzsignal, d.h. die Änderung der Neigung des Gravitationsvektors aufgrund der Blattbiegung, relativ klein ist im Verhältnis zum Störsignal, je näher an der Blattwurzel der Sensor appliziert ist. Es ist entsprechend vorteilhafter weiter außen am Blatt bei beispielsweise einer Position von
5 $r=36$ Meter von der Blattnabe zu messen, aufgrund der größeren Durchbiegung im Vergleich zu den relativ nah an der Blattlagerung gelegenen Messpunkten bei beispielsweise $r=10$ und $r=20$ Metern. Wichtig für die Anwendung des hier vorgestellten Messkonzeptes ist ferner die Messung der Rotordrehgeschwindigkeit und des Pitchwinkels. Dies ist aber heute Stand der Technik bei den Windenergieanlagen und wird für herkömmliche
10 Regelungsverfahren verwendet.

Der hier vorgestellte Ansatz ermöglicht es ferner, eine bereits gut ausgereifte Beschleunigungssensorik (z.B. MM3, DCU) der Anmelderin für die hier beschriebene Signalauswertung zu verwenden und kann in größerem Rahmen im Bereich der Regelung von Windenergieanlagen in Zukunft eingesetzt werden.
15

Gemäß einem weiteren Ausführungsbeispiel umfasst die vorliegende Erfindung ein Verfahren 900 zur Bestimmung eines Anstellwinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage, wie es als Ablaufdiagramm in der Fig. 9 abgebildet ist. Das Verfahren 900
20 weist einen Schritt des Einlesens 910 eines Beschleunigungssignals auf, das eine im Wesentlichen senkrecht zu einer Rotorebene der Windkraftanlage wirkende Beschleunigung des Rotorblattes repräsentiert. Ferner umfasst das Verfahren 900 einen Schritt des Bestimmens 920 des Anstellwinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.

Bezugszeichenliste

5		
	100	Turmlängsbiegung
	110	Turmquerbiegung
	120	Turmtorsion
	130	Gieren
10	140	Rollen
	150	Nicken
	160	Schwenkbewegung
	170	Schlagbewegung
	180	Torsion
15		
	200	System zur Regelung der Windkraftanlage
	210	Windkraftanlage
	220	Einheit zur Betriebsführung
	230	Einheit zur Regelung des individuellen Anstellwinkels
20	235	individuelle Anstellwinkel ($\beta_{IPC1,2,3}$)
	240	Generatormoment
	242	gemeinsamen Anstellwinkel (β_{CPC})
	250	Regelungssignal
	255	Aktuator
25	260	lokale Windverhältnisse
	265	Sensorsignale
	300	Rotorblatt
	310	Rotorachse
30	320	Rotorebene
	500	Koordinatensystem im Rotorblatt

- 510 Koordinatensystem in der Rotornabe
- 520 Koordinatensystem in der Rotorwelle

- 5 700 Referenzsignal
- 710 gefiltertes Sensorsignal

- 900 Verfahren zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes
- 910 Einlesen eines Beschleunigungssignals
- 10 920 Bestimmen des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage

Ansprüche

5

1. Verfahren (900) zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes (300) einer Windkraftanlage (210), wobei das Verfahren die folgenden Schritte aufweist:

- Einlesen (910) zumindest eines Beschleunigungssignals (a_1), das eine auf das Rotorblatt im wesentlichen senkrecht zur Rotorebene (320) wirkende Beschleunigung repräsentiert; und
- Bestimmen (920) des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.

15

2. Verfahren (900) gemäß Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** im Schritt des Einlesens (910) ein Verlauf der Beschleunigung erfasst wird, wobei im Schritt des Bestimmens (920) aus dem Verlauf der Beschleunigung ein Spektrum ermittelt wird und der Biegewinkel unter Verwendung des ermittelten Spektrums bestimmt wird.

20

3. Verfahren (900) gemäß Anspruch 2, **dadurch gekennzeichnet, dass** im Schritt des Bestimmens (920) ein Vergleich des ermittelten Spektrums mit einem bereitgestellten Spektrum durchgeführt wird, wobei das Bestimmen des Biegewinkels unter Verwendung eines Vergleichsergebnisses zwischen dem ermittelten Spektrum und dem bereitgestellten Spektrum bestimmt wird.

25

4. Verfahren (900) gemäß Anspruch 2 oder 3, **dadurch gekennzeichnet, dass** im Schritt des Einlesens (910) eine Schwingungsanregung des Rotorblattes aktiv bewirkt wird.

30

5. Verfahren (900) gemäß Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** im Schritt des Bestimmens (920) eine Tiefpass-Filterung und/oder einer Kalman-Filterung des Beschleunigungssignals durchgeführt wird.
- 5 6. Verfahren (900) gemäß einem der vorangegangenen Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** im Schritt des Bestimmens (920) zur Bestimmung des Biege-
winkels eine Information über einen Abstand eines das Beschleunigungssignal
bereitstellenden Beschleunigungssensors von einer Rotorachse, einem Nei-
gungswinkel der Rotorachse (310) gegenüber der Horizontalen und/oder einer
10 Beschleunigung eines Turmkopfes der Windkraftanlage verwendet wird sowie
eine Information über die Drehgeschwindigkeit und der Drehposition des Ro-
tors.
7. Verfahren (900) gemäß einem der vorangegangenen Ansprüche, **dadurch ge-
15 gekennzeichnet, dass** im Schritt des Bestimmens (920) aus dem zeitlichen Verlauf
der Beschleunigung an einer Position des Rotorblattes der Biegewinkel bestimmt
wird.
8. Verfahren (900) gemäß einem der vorangegangenen Ansprüche, **dadurch ge-
20 gekennzeichnet, dass** im Schritt des Einlesens (910) ein weiteres Beschleuni-
gungssignal eingelesen wird, das eine im Wesentlichen in Längsrichtung des Ro-
torblattes wirkende Beschleunigung am Ort des ersten Beschleunigungssensors
repräsentiert und wobei im Schritt des Bestimmens ein Biegewinkel des Rotor-
blattes der Windkraftanlage unter Verwendung des weiteren Beschleunigungs-
25 signals bestimmt wird.
9. Verfahren zur Bestimmung individueller Anstellwinkel der Rotorblätter auf Ba-
sis eines nach den Ansprüche 1 bis 8 berechneten Biegewinkels oder einer aus
dem Berechneten Biegewinkel bestimmten Belastung des Rotorblatts oder der
30 Rotorblätter.

10. Vorrichtung (200) zur Bestimmung eines Biegewinkels eines Rotorblattes einer Windkraftanlage (210), wobei die Vorrichtung die folgenden Merkmale aufweist:
- eine Schnittstelle (230) zum Einlesen zumindest eines Beschleunigungssignals (a_1), das eine auf das Rotorblatt wirkende Beschleunigung repräsentiert;
 - 5 und
 - eine Einheit (230, 220, 255) zum Bestimmen des Biegewinkels des Rotorblattes der Windkraftanlage unter Verwendung des Beschleunigungssignals.
- 10 11. Computerprogrammprodukt mit Programmcode zur Durchführung eines Verfahrens (900) nach einem der Ansprüche 1 bis 9, wenn das Programm auf einem Steuergerät (230) oder einer Vorrichtung ausgeführt wird.

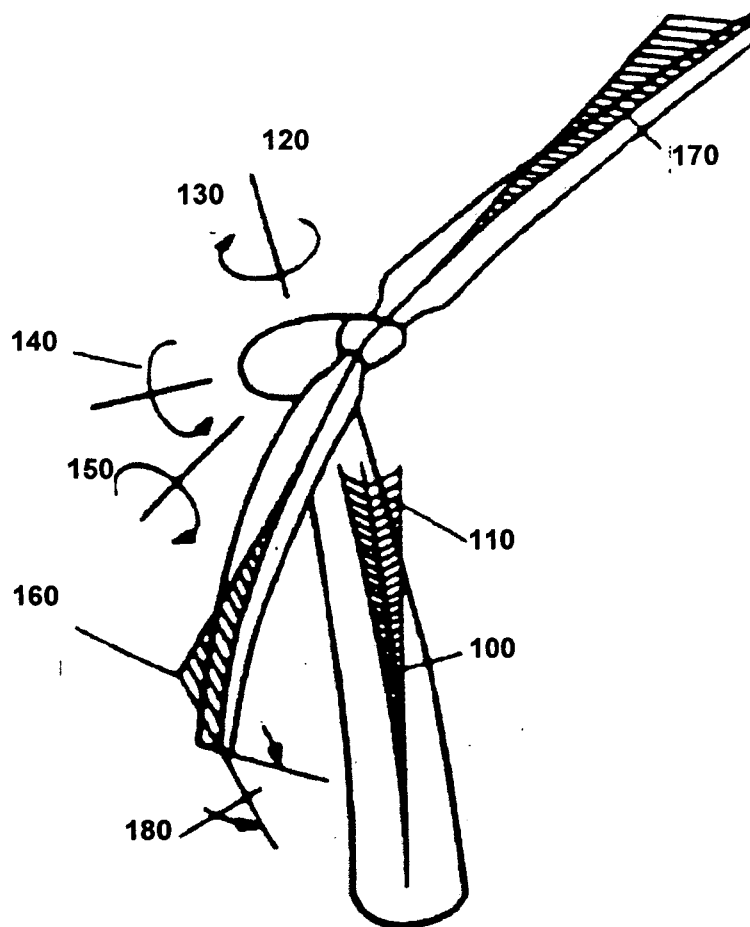


Fig. 1

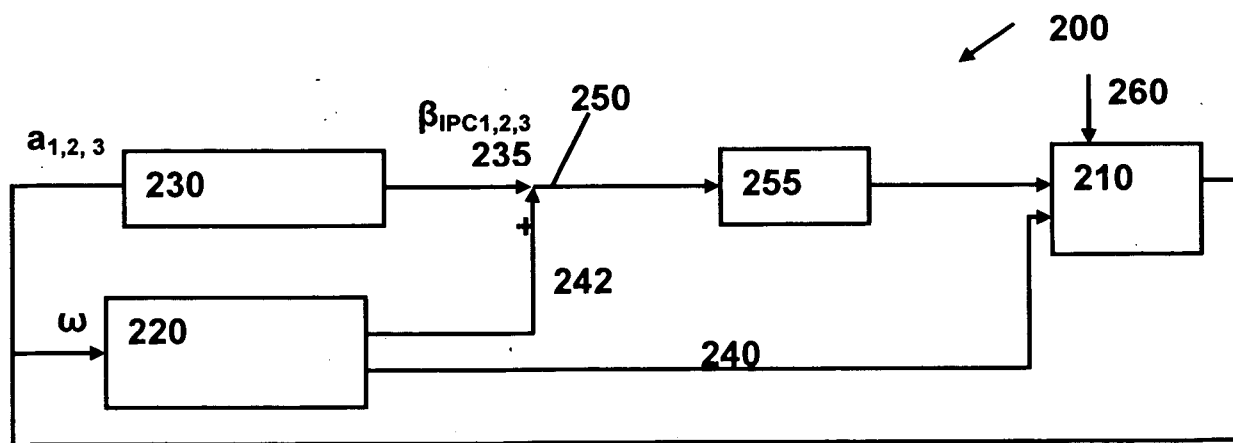


Fig. 2

$\omega, a_{1,2,3}$

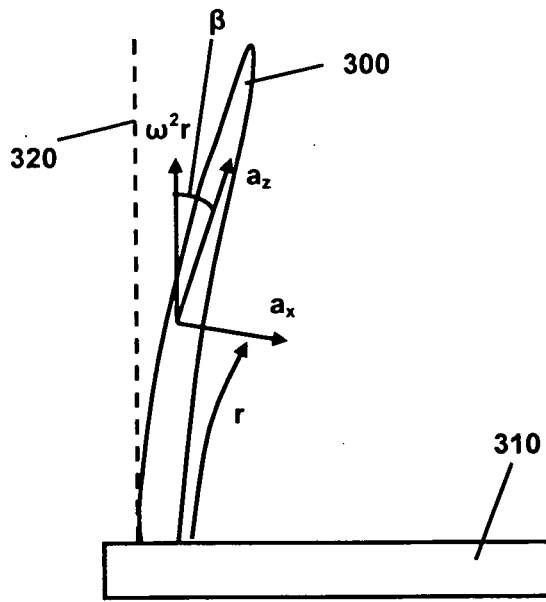


Fig. 3

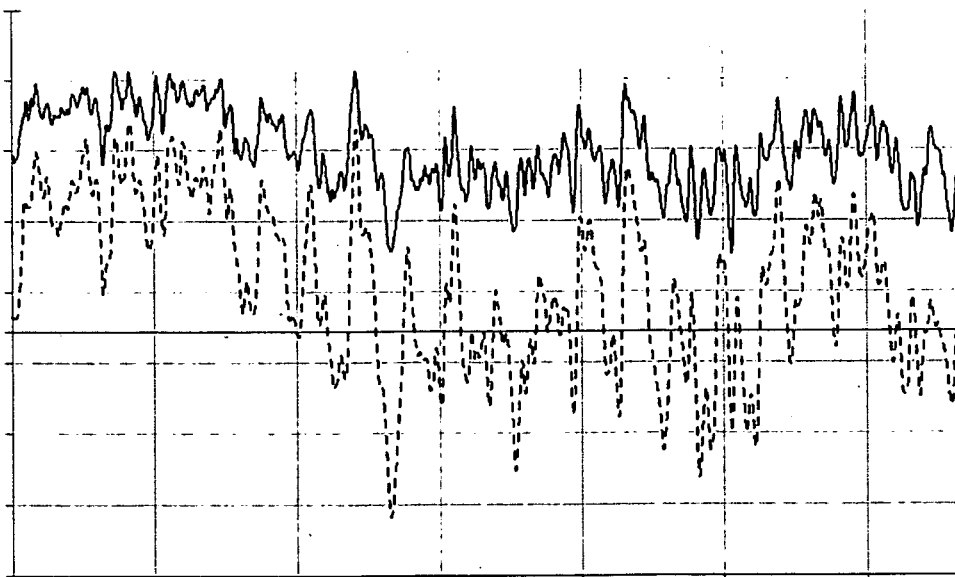


Fig. 4

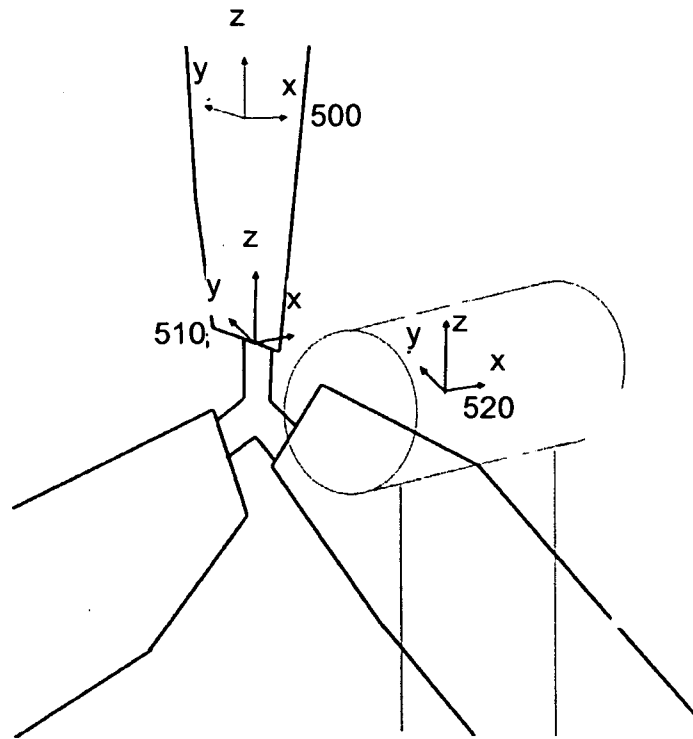


Fig. 5

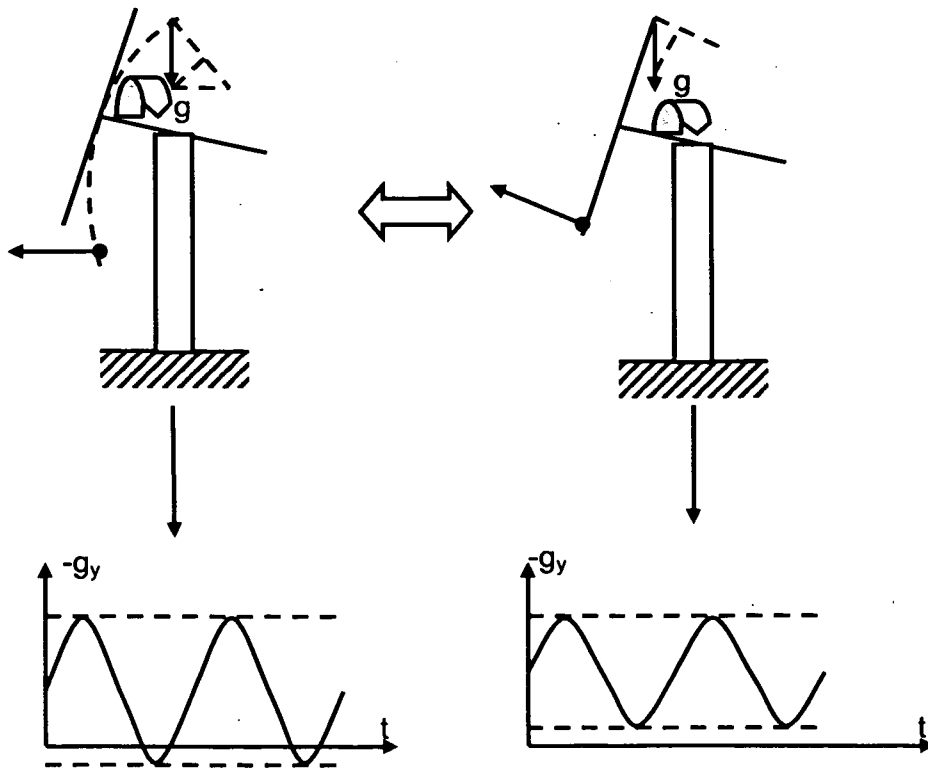


Fig. 6

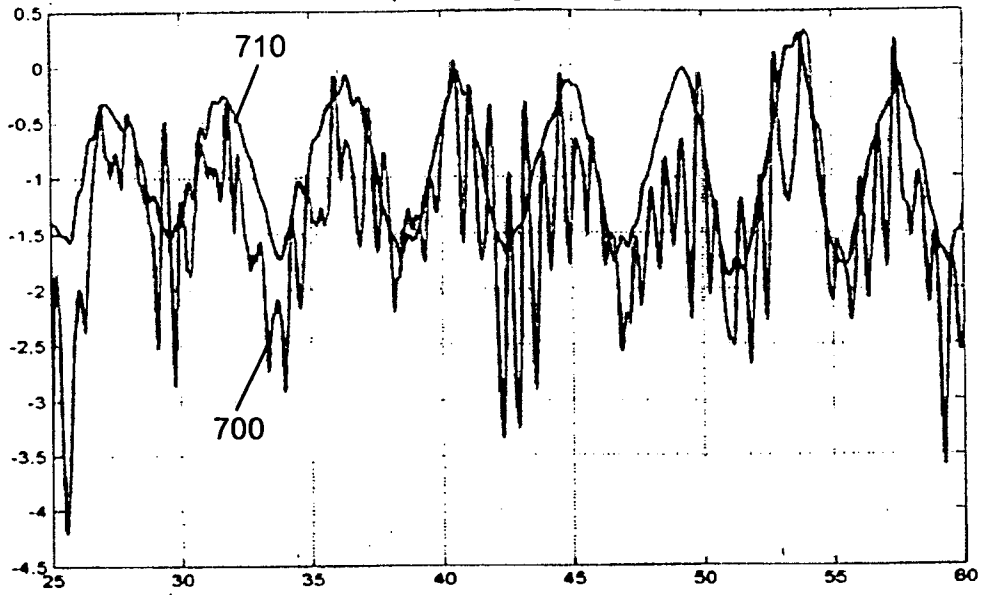


Fig. 7

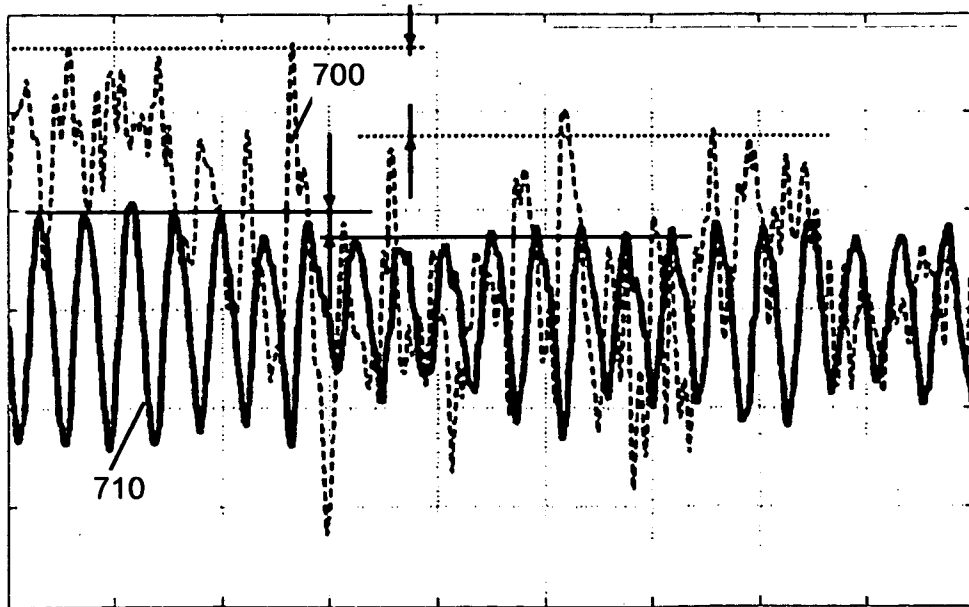


Fig. 8

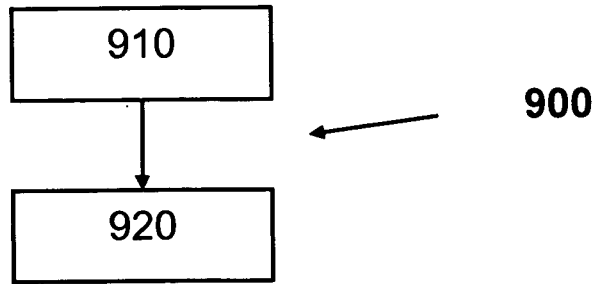


Fig. 9