

(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
18. Juli 2019 (18.07.2019)



(10) Internationale Veröffentlichungsnummer
WO 2019/138132 A1

(51) Internationale Patentklassifikation:
F03D 7/02 (2006.01)

(21) Internationales Aktenzeichen: PCT/EP2019/050929

(22) Internationales Anmeldedatum:
15. Januar 2019 (15.01.2019)

(25) Einreichungssprache: Deutsch

(26) Veröffentlichungssprache: Deutsch

(30) Angaben zur Priorität:
10 2018 100 727.2
15. Januar 2018 (15.01.2018) DE

(71) Anmelder: **WOBEN PROPERTIES GMBH** [DE/DE];
Borsigstraße 26, 26607 Aurich (DE).

(72) Erfinder: **MESSING, Ralf**, Hilgenbusch 5, 26605 Aurich
(DE).

(74) Anwalt: **EISENFÜHR SPEISER PATENTANWÄLTE RECHTSANWÄLTE PARTGMBB** et al.; Postfach
310260, 80102 München (DE).

(81) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare nationale Schutzrechtsart): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, 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.

(84) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare regionale Schutzrechtsart): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST,

(54) Title: METHOD FOR CONTROLLING A WIND TURBINE AND WIND TURBINE

(54) Bezeichnung: VERFAHREN ZUM STEUERN EINER WINDENERGIEANLAGE UND WINDENERGIEANLAGE

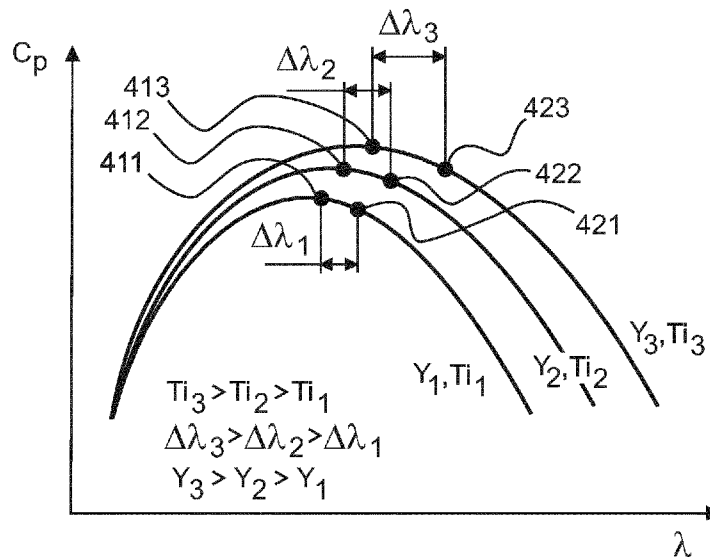


Fig. 4

(57) **Abstract:** The invention relates to a method for controlling a wind turbine (100) and to an associated wind turbine (100). The wind turbine (100) is operated according to an operating point, wherein: the operating point is determined at least by a pitch angle (γ) and a tip speed ratio (λ); one of the operating points (411, 412, 413) corresponds to a maximum power coefficient; and in a partial load range (200) the wind turbine (100) is operated at an operating point (421, 422, 423) which differs from the operating point (411, 412, 413) with the maximum power coefficient. The interval ($\Delta\lambda$) of the operating point (421, 422, 423) from the operating point (411, 412, 413) with the maximum power coefficient is set depending on a measured degree of turbulence (Ti).

(57) **Zusammenfassung:** Die Erfindung betrifft ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage (100) und eine zugehörige Windenergieanlage (100). Die Windenergieanlage (100) wird gemäß einem Betriebspunkt betrieben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnelllaufzahl (λ) bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen

SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasisches (AM, AZ, BY, KG, KZ, 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, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Veröffentlicht:

- mit internationalem Recherchenbericht (Artikel 21 Absatz 3)

Leistungsbeiwert entspricht, wobei die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) betrieben wird, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht. Der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert wird in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß (T_i) eingestellt.

Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage und Windenergieanlage

Die vorliegende Erfindung betrifft ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage und eine entsprechende Windenergieanlage.

Insbesondere betrifft die vorliegende Erfindung ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage, wobei die Windenergieanlage gemäß einem Betriebspunkt betrieben wird.

5 Der Betriebspunkt ist wenigstens durch einen Pitchwinkel und eine Schnelllaufzahl bestimmt, wobei einer der Betriebspunkte einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht. Die Windenergieanlage wird in einem Teillastbereich an einem Betriebspunkt betrieben, der von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht.

Der Teillastbereich ist der Betriebsbereich einer Windenergieanlage, in der der Wind
10 insbesondere nicht stark genug weht, um eine Nennleistung der Windenergieleistung zu erreichen. Üblicherweise wird eine Windenergieanlage in einem Teillastbereich derart betrieben, dass eine Schnelllaufzahl λ , das heißt ein Verhältnis zwischen Umfangsgeschwindigkeit des Rotors und Windgeschwindigkeit, über den gesamten Teillastbereich nahezu konstant bleibt, indem die Drehzahl der Anlage flexibel eingestellt wird. Ein Pitchwinkel γ wird im Teillastbereich im Regelfall nicht verändert.
15

In Figuren 2a und 2b sind schematisch Verläufe der Schnelllaufzahl λ , vergl. Figur 2a, und des Pitchwinkels γ , vergl. Figur 2b, über die Windgeschwindigkeit v aufgetragen. In einem Teillastbereich 200 ist sowohl die Schnelllaufzahl λ als auch der Pitchwinkel γ unabhängig von der Windgeschwindigkeit v . In diesen Beispielen nimmt in einem Voll-
20 lastbereich 210 die Schnelllaufzahl λ mit steigender Windgeschwindigkeit v ab, während der Pitchwinkel γ mit steigender Windgeschwindigkeit v ansteigt. In dem Volllastbereich 210 erreicht die Windenergieanlage dann letztendlich auch die Nennleistung. Es sollte beachtet werden, dass in den schematischen Figuren 2a und 2b keine Extremwinde, die beispielsweise zu einem Abschalten der Windenergieanlage führen, skizziert sind.

Es ist bekannt, dass für einen bestimmten Wert der Schnelllaufzahl λ bei einem konstanten Pitchwinkel γ ein optimaler Leistungsbeiwert c_p erreichbar ist. Der Verlauf des Leistungsbeiwertes c_p über die Schnelllaufzahl λ bei konstantem Pitchwinkel γ ist schematisch in Figur 3 gezeigt. Als Betriebspunkt der Windenergieanlage kann nun ein bestimmter Wert der Schnelllaufzahl λ gewählt werden, wobei im Allgemeinen eine Maximierung der erreichbaren Leistung gewünscht ist. Dennoch wird im Allgemeinen nicht ein Betriebspunkt 310, bei dem der optimale Leistungsbeiwert c_p erreicht wird, gewählt, sondern ein um eine Schnelllaufzahl $\Delta\lambda$ rechts, das heißt hin zu größeren Schnelllaufzahlen, verschobene Betriebspunkt 320 gewählt.

Es sollte beachtet werden, dass diese Wahl des Betriebspunktes von der Rotorblattauslegung und der Betriebsweise der Anlage abhängig ist und insbesondere bei Starkwindanlage mit großen Blatttiefen möglich ist. Auch bei Schwachwindanlagen mit kleinen Blatttiefen kann der Betrieb am Betriebspunkt 320 möglich sein, wenn im Teillastbereich keine Beschränkungen hinsichtlich Lärm existieren, da bei solchen Rotorblättern der maximale Leistungsbeiwert zu höheren Schnelllaufzahlen wandert und daher durch den Betrieb bei Schnelllaufzahlen rechts vom Maximum insgesamt ein höherer Lärm zu erwarten ist.

Indem der Betrieb der Anlage nicht auf dem Optimum des Leistungsbeiwertes, das heißt dem Betriebspunkt 310, stattfindet, sondern um die Schnelllaufzahl $\Delta\lambda$ rechts davon bei einer höheren Schnelllaufzahl, wird einer Turbulenz der Anströmung Rechnung getragen. Die Turbulenz bezeichnet Schwankungen der Windgeschwindigkeit um eine mittlere Windgeschwindigkeit in der Anströmung und lässt sich quantitativ als Turbulenzintensität ausdrücken. Solche Variationen der Anströmwindgeschwindigkeit auf einer Zeitskala deutlich unterhalb der Dauer einer Rotorumdrehung, werden aufgrund der Trägheit der Anlagensteuerung durch den Rotor nicht wahrgenommen, sodass die Variationen der Windgeschwindigkeit sich in einer Variation der Schnelllaufzahl niederschlägt, da sich die Drehzahl, beziehungsweise Blattspitzengeschwindigkeit in der Zeitskala der Variationen der Anströmwindgeschwindigkeit nicht ändert. Demnach sinkt die Schnelllaufzahl als Konsequenz aus einer Böe, die zu einer Anhebung der Windgeschwindigkeit führt. Bekannt ist daher, dass die Anlage rechts, das heißt bei größeren Schnelllaufzahlen, betrieben wird, sodass Böen mit daraus folgenden reduzierten Schnelllaufzahlen mit einem verbesserten Leistungsbeiwert nahe dem Optimum einhergehen. Kerngedanke ist, dass der Anströmwinkel durch die Böe nicht derart ansteigt, dass es zu einem Strömungsabriss an dem Rotorblatt kommen kann, was mit erheblich nachteiligen Folgen auf den Energieertrag einhergeht.

Das Deutsche Patent- und Markenamt hat in der Prioritätsanmeldung zu vorliegender Anmeldung folgenden Stand der Technik recherchiert: DE 10 2013 100 387 A1, GB 2 542 343 A, US 2009/0295160 A1, US 2012/0165996 A1, US 2014/0193254 A1, US 2015/0176569 A1, WO 2011/157271 A2, WO 2017/000953 A1.

- 5 Vor diesem Hintergrund bekannter Regelungsstrategien von Windenergieanlagen war es eine Aufgabe der vorliegenden Erfindung, die Leistungsausbeute im Teillastbereich weiter zu optimieren.

Gemäß einem ersten Aspekt wird die Aufgabe erfindungsgemäß bei einem Verfahren der eingangs genannten Art dadurch gelöst, dass der Abstand des Betriebspunktes zu dem
10 Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß eingestellt wird.

Indem der Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert nicht konstant ist, sondern in Abhängigkeit von einem Turbulenzmaß eingestellt wird, kann verhindert werden, dass unnötig viel Abstand zu dem Betriebspunkt mit
15 maximalem Leistungsbeiwert gewählt wird. Der Abstand zwischen dem gewählten Betriebspunkt und dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert kann demnach so gering wie nötig sein, um einen sicheren Betrieb der Windenergieanlage mit maximaler Leistungsausbeute zu ermöglichen. Zusätzlich handelt es sich nicht um ein lediglich irgendwie simuliertes Turbulenzmaß, sondern spiegelt dadurch, dass es gemessen wird,
20 den tatsächlichen Zustand der Windenergieanlage wieder. Die Anpassung des Abstandes erfolgt demnach unter Berücksichtigung der tatsächlich vorherrschenden Bedingungen.

Es ist somit Kern der Erfindung, dass der Betriebspunkt im Teillastbereich, insbesondere also die Wahl der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich, in Abhängig-
25 keit des gemessenen Turbulenzmaßes angepasst wird. Vorzugsweise weist die Windenergieanlage dafür ein entsprechendes Messsystem auf, das insbesondere in Echtzeit in der Lage ist, das Turbulenzmaß zu bestimmen und die Windenergieanlage dementsprechend in Echtzeit basierend auf dem gemessenen Turbulenzmaß zu regeln.

Vorzugsweise wird vorgeschlagen, dass als Turbulenzmaß eine Turbulenzintensität
30 betrachtet wird.

Die Turbulenz des Windes lässt sich beschreiben durch die Turbulenzintensität TI :

$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{U}}. \quad [\text{Gl. 1}]$$

Die Standardabweichung σ_u ist definiert wie folgt:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (u - \bar{U})^2 dt}, \quad [\text{Gl. 2}]$$

- 5 mit der über den Zeitraum T gemittelten Windgeschwindigkeit $\bar{U}$:

$$\bar{U} = \frac{1}{T} \int_0^T u dt. \quad [\text{Gl. 3}]$$

Um instationäre Strömungen u zu beschreiben wird üblicherweise die gemittelte Geschwindigkeit von der Fluktuation $\tilde{u}$ überlagert:

$$u = \bar{U} + \tilde{u} \quad [\text{Gl. 4}]$$

- 10 Die Turbulenzintensität gibt somit die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in Bezug auf die über einen längeren Zeitraum, beispielsweise 10 Minuten, gemittelte Windgeschwindigkeit wieder. Dadurch wird ein Maß angegeben, wie stark die überlagerte Fluktuation in Bezug auf die Windgeschwindigkeit ist. Diese Turbulenzintensität ist inso-
- 15 Belastung der Windenergieanlage darstellen können.

Neben der Turbulenzintensität sind natürlich auch andere messbare Turbulenzmaße alternativ oder zusätzlich anwendbar.

- In einer bevorzugten Ausführungsform entspricht ein größeres gemessenes Turbulenzmaß einem größeren Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem
- 20 Leistungsbeiwert.

- Je größer das gemessene Turbulenzmaß, desto stärker sind beispielsweise die Auswirkungen von Böen oder ähnlichem. Entsprechend wird in dieser Ausführungsform bei einem größeren gemessenen Turbulenzmaß ein höherer Abstand, das heißt eine größere Sicherheit, vorgeschlagen. Entsprechend erfordert ein niedrigeres gemessenes Turbulenzmaß keinen derartig großen Abstand, sodass auch kleinere Böen ausreichen, die
- 25

Schnelllaufzahl nahe an den Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert heranzuführen.

In anderen Ausführungsformen kann aber auch genau umgekehrt ein größeres gemessenes Turbulenzmaß einen betragsmäßig kleineren Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert bedeuten. Dies bietet sich insbesondere für den Fall an, bei dem die Windenergieanlage links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert, d.h. insbesondere bei kleineren Schnelllaufzahlen, betrieben wird. Hierdurch wird bei einem größeren Turbulenzmaß im Ergebnis auch eine höhere Schnelllaufzahl gewählt, mit den oben erwähnten vorteilhaften Aspekten. Dieser Betrieb findet beispielsweise bei schmalen Rotorblättern Anwendung.

Es sollte beachtet werden, dass der Abstand im Rahmen dieser Offenbarung grundsätzlich als Betrag des Abstandes zu verstehen ist. Wird eine Vorzeichenkonvention ausdrücklich verwendet, so ist ein Abstand dann als positiv zu betrachten, wenn der Betriebspunkt rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert liegt. Entsprechend liegen negative Abstände dann vor, wenn der Betriebspunkt links des Maximums liegt.

Wird die Windenergieanlage in einer Ausführungsform links von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert, d.h. mit einem negativen Abstand, betrieben, so kann in dieser Ausführungsform die Erhöhung des Abstandes auch dazu führen, dass die Windenergieanlage bei einem entsprechend großen gemessenen Turbulenzmaß letztlich an dem oder sogar rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert betrieben wird. Die Erfindung ist diesbezüglich nicht auf die Beispiele beschränkt und auch andere Zusammenhänge zwischen dem gewählten Abstand und dem gemessenen Turbulenzmaß sind ausdrücklich zu berücksichtigen.

In einer bevorzugten Ausführungsform wird der Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert ferner in Abhängigkeit eines Grades der Rotorblattverschmutzung eingestellt.

Es ist ferner eine Erkenntnis der vorliegenden Erfindung, dass die Lage- und Wanderung des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert stark vom Grad der Rotorblattverschmutzung abhängt. Demnach ist eine weitere Ertragssteigerung möglich, in dem der Grad der Rotorblattverschmutzung für die Einstellung des Abstandes berücksichtigt wird.

In einer bevorzugten Ausführungsform sind der Pitchwinkel und/oder die Schnelllaufzahl des Betriebspunktes gegenüber dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert erhöht.

5 Demnach wird mit Verweis auf die bereits diskutierte Fig. 3 der Betriebspunkt rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert eingestellt. Dies ermöglicht, dass das Auftreten einer Böe aufgrund der Trägheit des Rotors zu einer Senkung der Schnelllaufzahl und demnach zu einem Betrieb näher an dem optimalen Betriebspunkt führt, ohne dass die Gefahr eines Strömungsabrisses droht.

10 Ebenso ist es in anderen bevorzugten Ausführungsformen vorgesehen, den Pitchwinkel und/oder die Schnelllaufzahl des Betriebspunktes gegenüber dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert zu verringern. Demnach wird die Windenergieanlage in diesen Ausführungsformen links von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert betrieben. Die Wahl wird vorzugsweise in Abhängigkeit der Rotorblattgeometrie getroffen, wobei sich der Betrieb links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert insbe-
15 sondere für schmale Rotorblätter als günstig gezeigt hat. Auch kann beispielsweise aufgrund von Lärmbeschränkungen und/oder allgemein bei Schwachwindanlagen ein Betrieb überhaupt nur links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert möglich sein.

20 In einer bevorzugten Ausführungsform wird die Schnelllaufzahl über die Steuerung der Drehzahl und/oder des Drehmomentes gesteuert.

Die Schnelllaufzahl über die Steuerung der Drehzahl und/oder des Drehmoments zu steuern ist natürlich nur eine der möglichen Ausführungen, die Schnelllaufzahl zu steuern. Andere Möglichkeiten die Schnelllaufzahl zu beeinflussen sind ebenso vorteilhaft einsetzbar.

25 In einer bevorzugten Ausführungsform verbessert sich der Leistungsbeiwert bei Auftreten einer Böe.

Indem sich der Leistungsbeiwert bei Auftreten einer Böe verbessert, können der momentane Ertrag und damit im Ergebnis auch der Jahresenergieertrag verbessert werden. Gleichzeitig wird dadurch, dass sich der Leistungsbeiwert verbessert und demnach näher
30 an dem optimalen Leistungsbeiwert liegt, die Lasten auf die Windenergieanlage möglichst gering bleiben.

In einer bevorzugten Ausführungsform wird das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen.

Dadurch, dass das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen wird, ist ermöglicht, dass die Windenergieanlage auf das gemessene Turbulenzmaß regelt. Vorzugsweise sind dafür entsprechende Messsysteme wie beispielsweise das System Blade Vision, vorgesehen, obwohl auch andere Systeme, die zum Messen eines Turbulenzmaßes geeignet sind, ebenso einsetzbar sind.

In einer bevorzugten Ausführungsform werden 15-Sekunden Mittelwerte des Turbulenzmaßes im Wesentlichen in Echtzeit bereitgestellt.

15-Sekunden Mittelwerte haben sich als Erfahrungswert herausgestellt, der sowohl hochfrequente und weniger relevante Schwankungen unterdrückt, gleichzeitig aber auch eine Aussage über generelle Veränderungen der Windsituationen, beispielsweise auffrischenden Wind, unberücksichtigt lässt. Insbesondere sind 15-Sekunden Mittelwerte besonders aussagekräftig, um die Stärke von Böen zu bewerten. Genauso können allerdings natürlich auch längere oder kürzere Dauern des Turbulenzmaßes ermittelt werden.

In einer bevorzugten Ausführungsform umfasst das Verfahren weiter ein Steuern der Windenergieanlage in Abhängigkeit einer gemessenen Windscherung.

Unter einer Windscherung versteht man unterschiedliche Windrichtungen beziehungsweise Windgeschwindigkeiten an unterschiedlichen Stellen oder Bereichen insbesondere des Rotors. Besonders prominent ist eine vertikale Windscherung, die allgemein angibt, dass Wind in der Höhe stärker als in der Nähe und unter dem Einfluss des Bodens ist. Eine hohe Windscherung, d.h. stark unterschiedliche Windsituationen an unterschiedlichen Positionen der Rotorblätter über den Rotorumlauf, kann zu hohen Anlagenlasten führen und birgt ferner die Gefahr, dass das Rotorblatt durch zu hohe Anstellwinkel in den Strömungsabriss gelangt. Die Windscherung kann beispielsweise anhand der über den Rotorumfang auftretenden Lasten oder aber auch durch Windsensoren, die den Wind an unterschiedlichen Bereichen der Rotorebene messen, gemessen und bestimmt werden.

In einer bevorzugten Ausführungsform wird die Windenergieanlage in Abhängigkeit der gemessenen Windscherung und des gemessenen Turbulenzmaßes unter Berücksichtigung einer Tageszeit gesteuert.

Es ist bekannt, dass Tag und Nacht einen Einfluss auf sowohl die Turbulenz als auch die Windscherung haben. Allerdings ist die Auswirkung diametral, das heißt während die Turbulenzintensität im Regelfall während des Tages größer als während der Nacht ist, so dreht sich dies bei der Scherung im Allgemeinen um. Das heißt, nachts ist eine im Allgemeinen größere Windscherung als tagsüber zu beobachten. Demnach kann die Windenergieanlage, die zusätzlich zu dem Turbulenzmaß und der Windscherung auch in Abhängigkeit der Tageszeit gesteuert wird, die vorherrschende Situation besser einordnen und demnach näher an einen Optimalwert betrieben werden.

10 In einer bevorzugten Ausführungsform wird das Turbulenzmaß räumlich über den Rotor aufgelöst gemessen.

In einer bevorzugten Ausführungsform wird der Betriebspunkt ferner unter Berücksichtigung akustischer Randbedingungen eingestellt.

Die Aufgabe wird erfindungsgemäß ferner durch eine Windenergieanlage gelöst, wobei die Windenergieanlage eine drehzahlvariable, pitchgesteuerte Windenergieanlage ist. Die Windenergieanlage umfasst: einen Turbulenzsensor zum Messen eines Turbulenzmaßes, insbesondere einer Turbulenzintensität, und eine Steuerung zum Steuern der Windenergieanlage. Die Steuerung ist dazu eingerichtet, die Windenergieanlage gemäß einem Betriebspunkt zu betreiben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel und eine Schnellaufzahl bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht. Die Steuerung ist dazu eingerichtet, die Windenergieanlage in einem Teillastbereich an einem Betriebspunkt zu betreiben, der von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht, und dazu, den Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von dem Turbulenzmaß, das von dem Turbulenzsensor gemessen wird, einzustellen.

25 Insbesondere ermöglicht die erfindungsgemäße Windenergieanlage somit sämtliche der Vorteile zu erreichen, die mit Verweis auf das oben beschriebene Verfahren ausgeführt wurden. Ebenso kann die Windenergieanlage gemäß diesem Aspekt mit sämtlichen der bevorzugten Ausführungsformen des erfindungsgemäßen Verfahrens kombiniert werden.

Der Turbulenzsensor kann als jede Form geeigneter Sensoren ausgebildet sein, die in der Lage sind, ein für die Turbulenz an dem Rotorblatt indikatives Maß anzugeben. Beispielsweise kann der Turbulenzsensor das Turbulenzmaß direkt anhand des gemes-

senen Windes oder indirekt basierend auf Durchbiegungen oder Lasten des Rotorblattes messen und bereitstellen.

Nachfolgend wird die Erfindung anhand von Ausführungsformen beispielhaft unter Bezugnahme auf die begleitenden Figuren näher erläutert.

- 5 Figur 1 zeigt eine Windenergieanlage in einer schematischen Darstellung.
- Figur 2a zeigt schematisch den Verlauf zwischen Schnelllaufzahl λ und Windgeschwindigkeit v .
- Figur 2b zeigt schematisch den Verlauf zwischen Pitchwinkel γ und Windgeschwindigkeit v .
- 10 Figur 3 zeigt schematisch den Verlauf zwischen Leistungsbeiwert c_p und Schnelllaufzahl λ bei konstantem Pitchwinkel γ .
- Figur 4 zeigt schematisch verschiedene Leistungsbeiwertverläufe in Abhängigkeit eines Turbulenzmaßes.
- 15 Figur 5a zeigt schematisch den Verlauf zwischen Schnelllaufzahl λ und Windgeschwindigkeit v bei steigendem Turbulenzmaß.
- Figur 5b zeigt schematisch den Verlauf zwischen Pitchwinkel γ und Windgeschwindigkeit v bei steigendem Turbulenzmaß.
- Figur 6a zeigt schematisch den Einfluss einer Blattverschmutzung bei niedriger Anströmturbulenz.
- 20 Figur 6b zeigt schematisch den Einfluss einer Blattverschmutzung bei höherer Anströmturbulenz.

Figur 1 zeigt eine Windenergieanlage 100 mit einem Turm 102 und einer Gondel 104. An der Gondel 104 ist ein Rotor 106 mit drei Rotorblättern 108 und einem Spinner 110 angeordnet. Der Rotor 106 wird im Betrieb durch den Wind in eine Drehbewegung versetzt und treibt dadurch einen Generator in der Gondel 104 an.

25

Die Windenergieanlage 100 weist ein Messsystem auf, dass dazu geeignet ist, ein Maß der Anströmturbulenz in Echtzeit zu bestimmen und die Windenergieanlage 100 dementsprechend in Echtzeit nach den gemessenen Werten zu regeln.

5 Kern der vorliegenden Erfindung ist, wie bereits erwähnt, die Anpassung des Betriebspunktes im Teillastbereich 200, also die Wahl der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich 200, in Abhängigkeit der Turbulenzintensität der Anströmung. Im Folgenden wird als Turbulenzmaß die oben definierte Turbulenzintensität T_i beispielhaft beschrieben, wobei dies natürlich nur ein Beispiel darstellt und auch andere Größen, die eine Aussage über das Ausmaß der Turbulenz der Anströmung ermöglichen, ebenso
10 vorstellbar sind.

In Fig. 4 sind für drei unterschiedliche Turbulenzintensitäten T_{i1} , T_{i2} und T_{i3} Verläufe des Leistungsbeiwerts c_p über die Schnelllaufzahl λ gezeigt, die jeweils einer unterschiedlichen Wahl des Pitchwinkels γ_1 , γ_2 und γ_3 entsprechen. Wesentlich ist aber, dass sich für jeden der Verläufe mit unterschiedlichen Turbulenzintensitäten unterschiedliche Schnell-
15 laufzahlen λ mit maximalem Leistungsbeiwert c_p 411, 412 und 413 ergeben. Der Betriebspunkt, an dem die Windenergieanlage 100 bei den unterschiedlichen Turbulenzintensitäten T_{i1} , T_{i2} und T_{i3} betrieben wird, ist der Betriebspunkt 421, 422 bzw. 423, die jeweils eine um eine Differenz $\Delta\lambda_1$, $\Delta\lambda_2$, $\Delta\lambda_3$ größere Schnelllaufzahl λ als die zu dem maximalen Leistungsbeiwert gehörenden Schnelllaufzahl betrieben werden.

20 Kern der Erfindung ist nun genau, dass die Wahl des Abstandes beziehungsweise der Abweichung zum Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert, in diesem Beispiel $\Delta\lambda_1$, $\Delta\lambda_2$, $\Delta\lambda_3$, in Abhängigkeit des gemessenen Turbulenzmaßes und nicht konstant ist. In diesem Beispiel ist $T_{i1} < T_{i2} < T_{i3}$ und entsprechend $\Delta\lambda_1 < \Delta\lambda_2 < \Delta\lambda_3$. Anders ausgedrückt wird die Abweichung von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert je größer
25 desto größer das gemessene Turbulenzmaß ist.

Mit Verweis auf Fig. 4 werden nachfolgend drei bei der Wahl des angepassten Betriebspunktes eine wesentliche Rolle spielende Effekte beschrieben.

Erstens soll der Abstand des Betriebspunktes zum Optimum des Leistungsbeiwertes $\Delta\lambda$ schon deshalb eine Funktion der Turbulenzintensität sein, da, wenn keinerlei Anströmturbulenz vorläge, der Betriebspunkt direkt auf dem Optimum platziert werden könnte,
30 sprich $\Delta\lambda=0$, da dann keine Variation in der Schnelllaufzahl λ vorliegen würde.

Zweitens ist zu berücksichtigen, dass sich das Optimum des Leistungsbeiwertes des Rotorblattes grundsätzlich unter dem Einfluss der Anströmturbulenz zu größeren Schnelllaufzahlen und Pitchwinkeln hin verschiebt. Dies ist in Fig. 4 dadurch ausgedrückt, dass sich die Punkte mit maximalem Leistungsbeiwert c_p 411, 412 und 413 mit ansteigender
5 Turbulenzintensität T_i nach rechts verschieben.

Drittens kann es bei sehr hohen Turbulenzintensitäten T_i vorkommen, dass es auch im Teillastbereich 200 zu Strömungsablösungen kommen kann, da durch die Reduzierung der Schnelllaufzahlen λ die effektiven Anstellwinkel ansteigen. Diese Strömungsablösungen führen zu erheblichen Leistungseinbußen, die daher zu vermeiden sind. Dies ge-
10 schieht wiederum erfindungsgemäß durch Anhebung des Pitchwinkels und/oder der Schnelllaufzahl.

Alle die beschriebenen Effekte führen nun dazu, dass eine Anpassung der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich in Abhängigkeit der in Echtzeit ermittelten Turbulenzintensität der Anströmung vorzugsweise dergestalt vorgenommen wird, dass
15 die Schnelllaufzahl λ und/oder der Pitchwinkel γ bei Teillast mit zunehmender Turbulenzintensität angepasst, insbesondere, wie in Fig. 5a und 5b besonders gut ersichtlich, ansteigt. Dies ist in Fig. 5a und 5b durch den nach oben gerichteten Pfeil im Teillastbereich 200 angedeutet, während im Vollastbereich 210 keine von dem bestimmten Turbulenzmaß abhängige Anpassung erfolgt.

20 In Fig. 6a und 6b sind schematisch und exemplarisch jeweils für verschiedene Pitchwinkel die Verläufe des Leistungsbeiwertes über die Schnelllaufzahl gezeigt, wobei die Werte eines sauberen Rotorblattes mit durchgezogenen Linien und die eines verschmutzten Rotorblattes mit gestrichelten Linien dargestellt sind. In Fig. 6a sind die Verläufe für eine niedrige Turbulenzintensität gezeigt, während in Fig. 6b im Vergleich dazu die Verläufe für eine höhere Turbulenzintensität gezeigt sind.
25

Es kann gesehen werden, dass die maximalen Leistungsbeiwerte für verschmutzte Blätter unabhängig von der Turbulenzintensität natürlich deutlich unterhalb der Werte für nicht verschmutzte Rotorblätter liegen.

30 Es hat sich allerdings gezeigt, dass der Abstand der Schnelllaufzahlen, bei denen das Leistungsoptimum erreicht wird, zwischen einem sauberen und einem verschmutzten Rotorblatt von der Turbulenzintensität abhängt. Während dieser Abstand bei einer geringen Turbulenzintensität, vgl. Fig. 6a, eher groß ist, so wird er bei einer größeren Turbu-

lenzintensität, vgl. Fig. 6b, deutlich geringer. Es hat sich ferner gezeigt, dass das Leistungsoptimum mit zunehmender Anströmturbulenz zu höheren Schnelllaufzahlen und Pitchwinkeln wandert. Vorzugsweise werden sämtliche dieser Erkenntnisse, insbesondere einschließlich der Rotorblattverschmutzung, durch die Windenergieanlage 100 zur
5 Regelung verwendet, um einen optimalen Betrieb der Anlage zu erreichen.

Ansprüche

1. Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage (100), wobei

5 die Windenergieanlage (100) gemäß einem Betriebspunkt betrieben wird, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnelllaufzahl (λ) bestimmt ist,

wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht,

10 wobei die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) betrieben wird, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht,

dadurch gekennzeichnet, dass

15 der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß (T_i) eingestellt wird.

2. Verfahren nach Anspruch 1, wobei das Turbulenzmaß (T_i) eine Turbulenzintensität umfasst.

3. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei ein größeres gemessenes Turbulenzmaß (T_i) einem größeren Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert entspricht.

4. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert ferner in Abhängigkeit eines Grades der Rotorblattverschmutzung eingestellt wird.

5. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Pitchwinkel (γ) und/oder die Schnelllaufzahl (λ) des Betriebspunktes (421, 422, 423) gegenüber dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert erhöht sind.
6. Verfahren nach Anspruch 5, wobei die Schnelllaufzahl (λ) über die Steuerung der
5 Drehzahl und/oder des Drehmomentes gesteuert wird.
7. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei sich der Leistungsbeiwert bei Auftreffen einer Böe verbessert.
8. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen wird.
- 10 9. Verfahren nach Anspruch 8, wobei 15-Sekunden Mittelwerte des Turbulenzmaßes im Wesentlichen in Echtzeit bereitgestellt werden.
10. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, das weiter ein Steuern der Windenergieanlage (100) in Abhängigkeit einer gemessenen Windscherung umfasst.
11. Verfahren nach Anspruch 10, wobei die Windenergieanlage (100) in Abhängigkeit
15 der gemessenen Windscherung und des gemessenen Turbulenzmaßes (T_i) unter Berücksichtigung einer Tageszeit gesteuert wird.
12. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei das Turbulenzmaß (T_i) räumlich über den Rotor aufgelöst gemessen wird.
13. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Betriebspunkt (421,
20 422, 423) ferner unter Berücksichtigung akustischer Randbedingungen eingestellt wird.
14. Windenergieanlage, wobei die Windenergieanlage eine drehzahlvariable, pitchgesteuerte Windenergieanlage ist, wobei die Windenergieanlage (100) aufweist:
- einen Turbulenzsensor zum Messen eines Turbulenzmaßes (T_i), insbesondere einer Turbulenzintensität, und
 - 25 - eine Steuerung zum Steuern der Windenergieanlage,

wobei die Steuerung dazu eingerichtet ist, die Windenergieanlage (100) gemäß einem Betriebspunkt zu betreiben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnelllaufzahl (λ) bestimmt ist,

5 wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht,

wobei die Steuerung dazu eingerichtet ist, die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) zu betreiben, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht,

dadurch gekennzeichnet, dass

10 die Steuerung dazu eingerichtet ist, den Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von dem Turbulenzmaß (T_i), das von dem Turbulenzsensor gemessen wird, einzustellen.

1/6

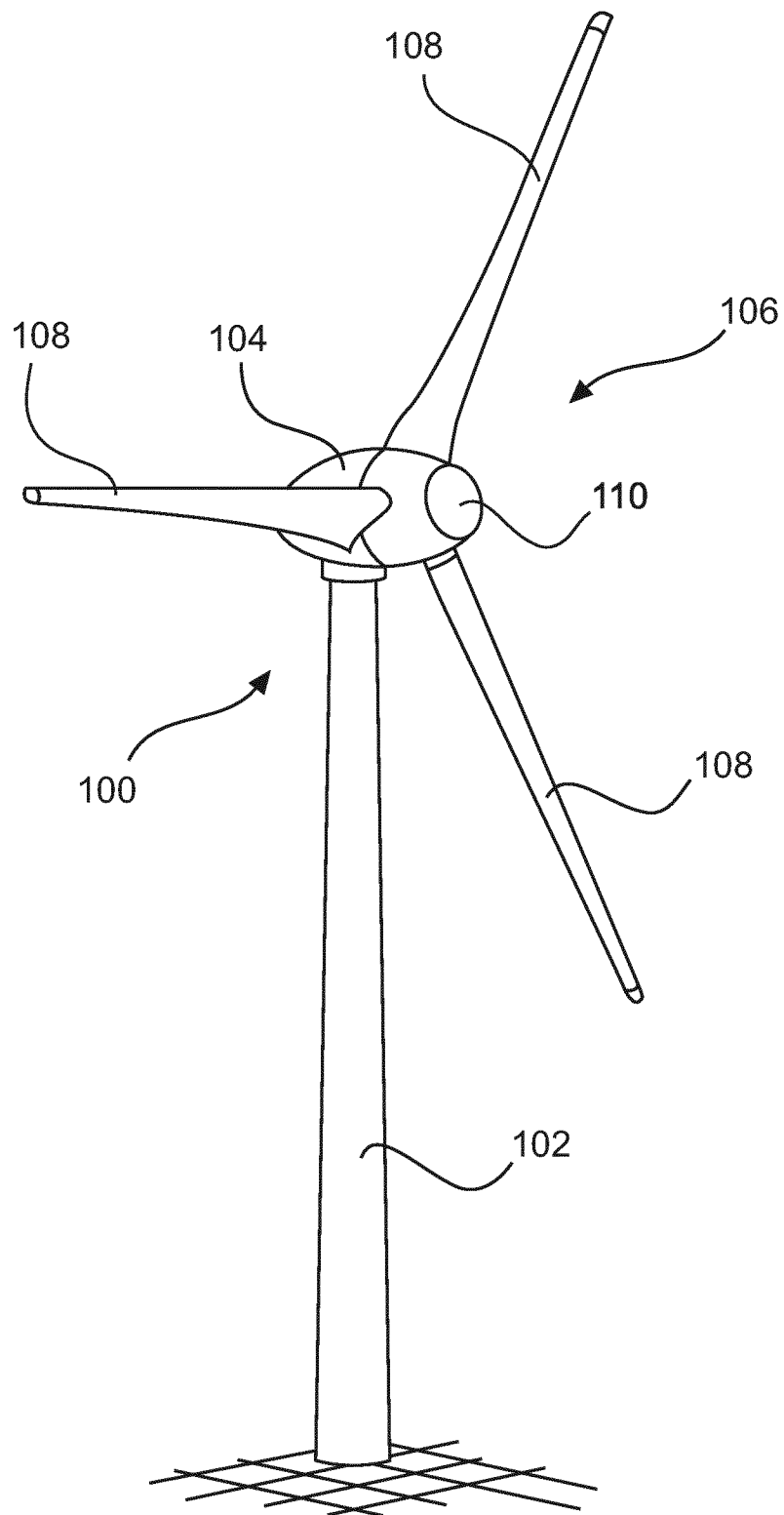


Fig. 1

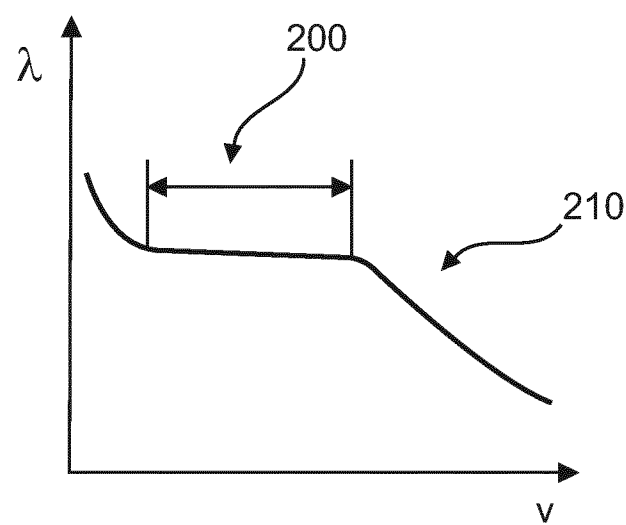


Fig. 2a

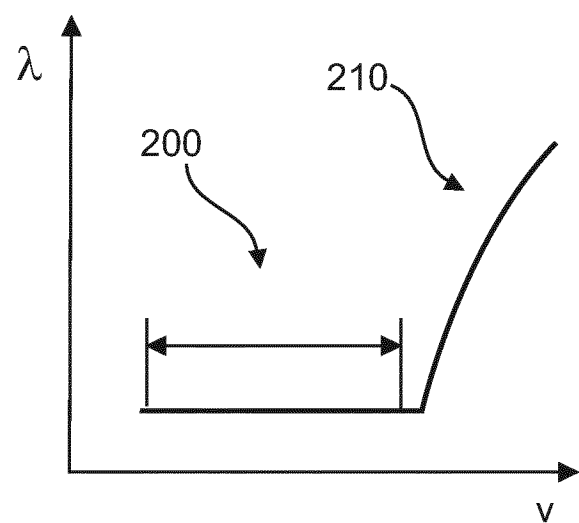


Fig. 2b

3/6

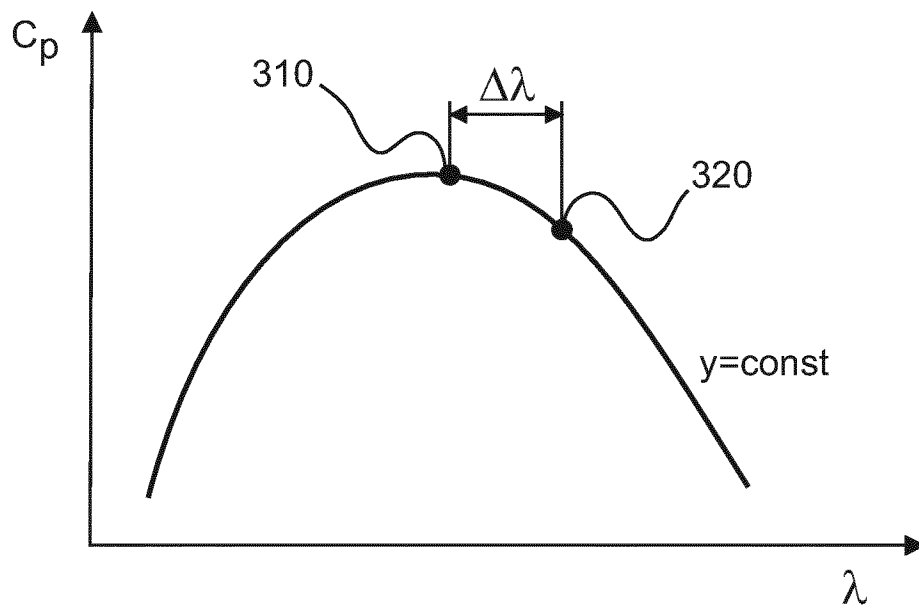


Fig. 3

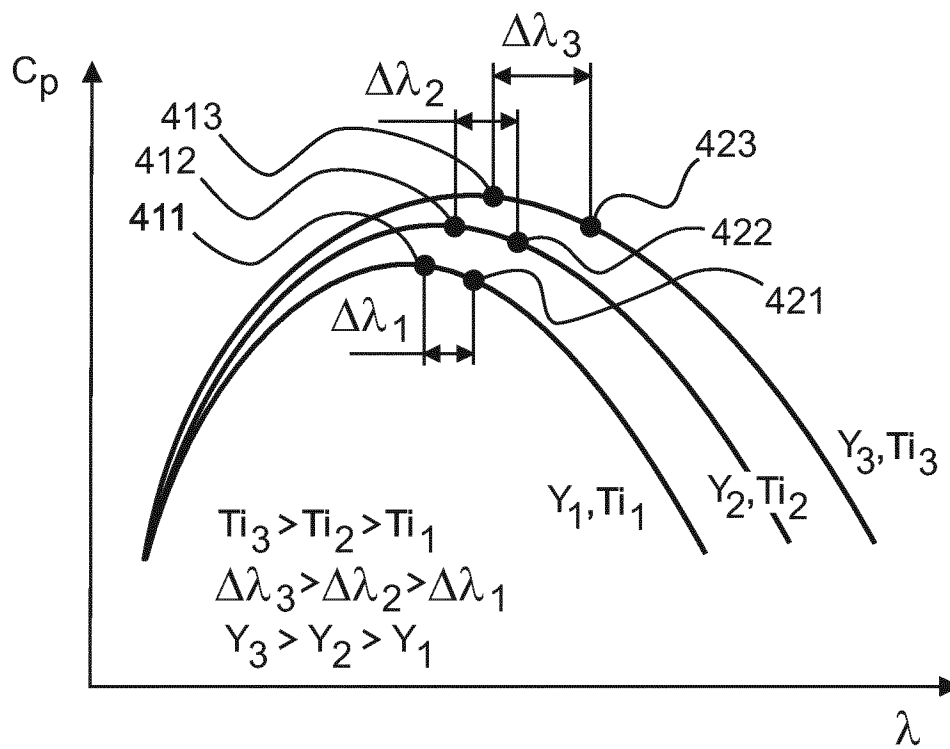


Fig. 4

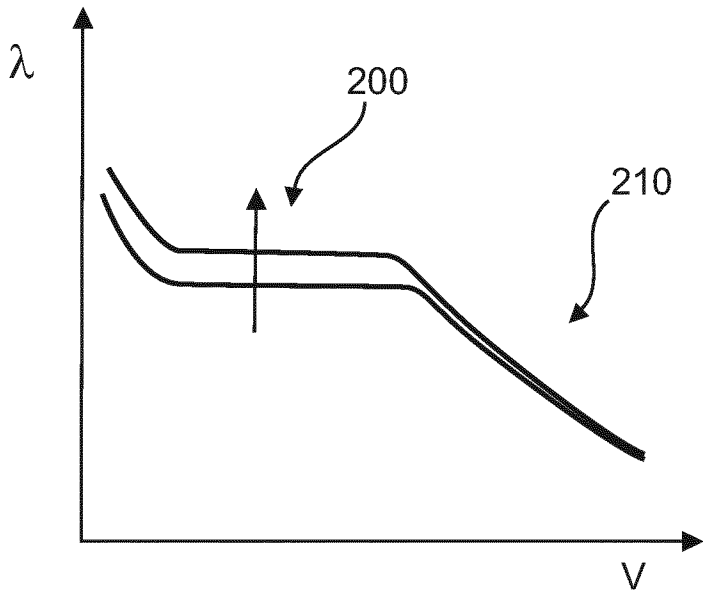


Fig. 5a

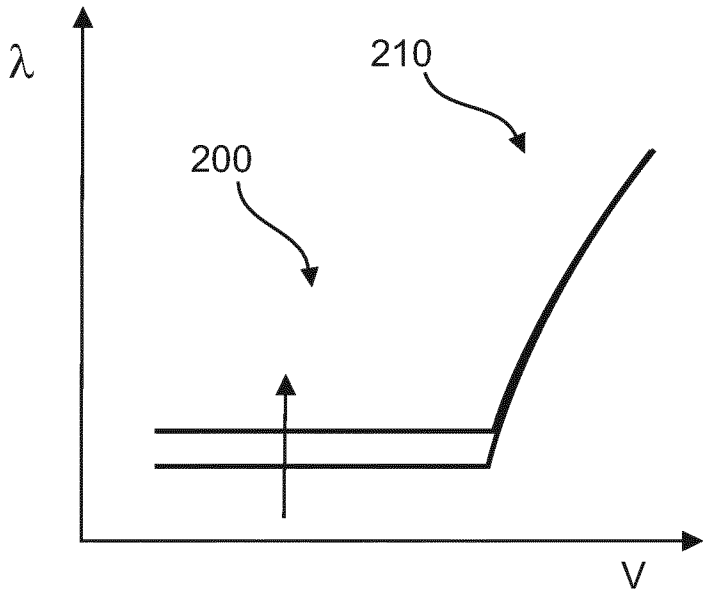


Fig. 5b

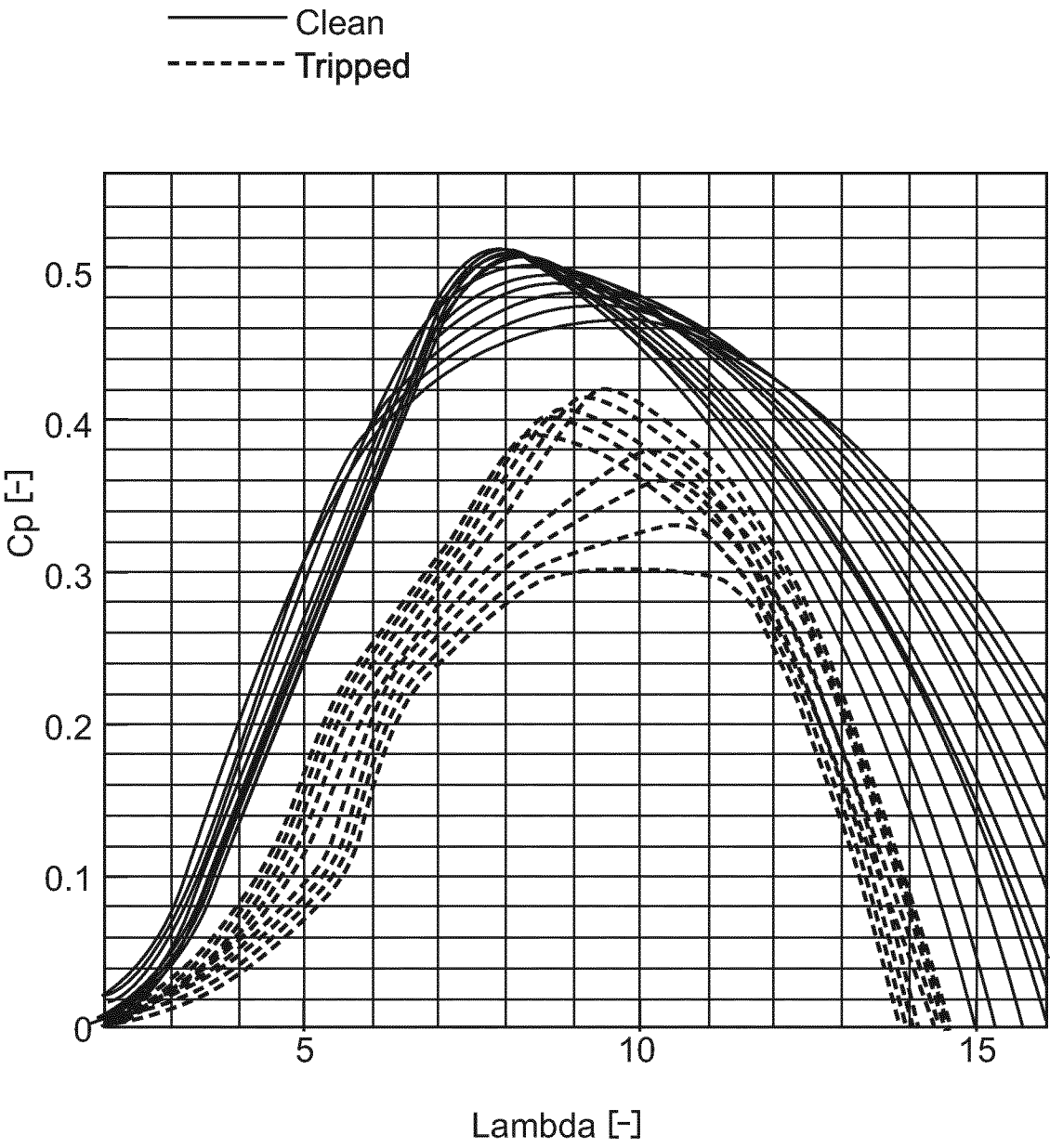


Fig. 6a

6/6

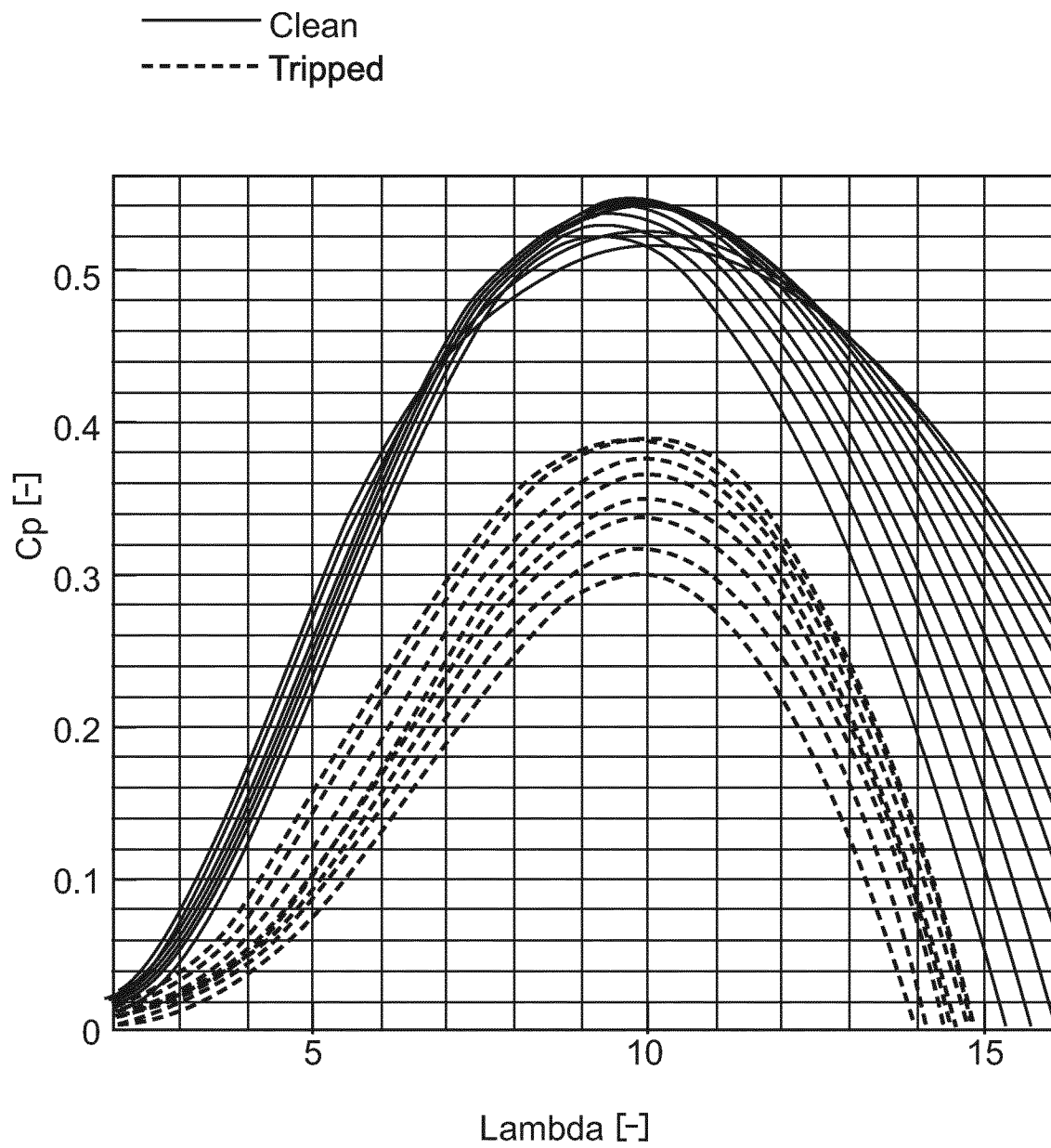


Fig. 6b

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/EP2019/050929

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER		
F03D 7/02 (2006.01)i		
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED		
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) F03D		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used) EPO-Internal, WPI Data		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	WO 2011150931 A2 (VESTAS WIND SYS AS [DK]; ABDALLAH IMAD [DK] ET AL.) 08 December 2011 (2011-12-08) abstract page 1, line 19 - line 28 page 2, line 13 - page 5, line 2 page 5, line 22 - line 30 page 8, line 28 - page 11, line 8; figures 1-5	1-14
X	DE 102013100387 A1 (GE WIND ENERGY GMBH [DE]) 18 July 2013 (2013-07-18) cited in the application abstract paragraph [0009] - paragraph [0010] paragraph [0022] - paragraph [0023] paragraph [0032] - paragraph [0033] paragraph [0037] paragraph [0046] - paragraph [0047] paragraph [0051] figures 1,2,3,4	1-14
☒ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.		
* Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 12 April 2019		Date of mailing of the international search report 25 April 2019
Name and mailing address of the ISA/EP European Patent Office p.b. 5818, Patentlaan 2, 2280 HV Rijswijk Netherlands Telephone No. (+31-70)340-2040 Facsimile No. (+31-70)340-3016		Authorized officer Westermayer, Philipp Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/EP2019/050929**C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT**

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	WO 2011157271 A2 (VESTAS WIND SYS AS [DK]; THOMSEN JESPER SANDBERG [DK] ET AL.) 22 December 2011 (2011-12-22) cited in the application abstract page 2, line 7 - line 32 page 3, line 29 - line 32 page 4, line 32 - page 5, line 14 page 6, line 28 - page 9, line 10; figures 1,2,3,4	1-14
A	US 2014193254 A1 (GOPOLAN SIMI [IN] ET AL) 10 July 2014 (2014-07-10) cited in the application abstract paragraph [0020] - paragraph [0024] paragraph [0041] - paragraph [0042]; figures 1-4	1-14
A	GB 2542343 A (THEODORE COSMO HOLTOM [GB]; WIND FARM ANALYTICS LTD [GB]) 22 March 2017 (2017-03-22) cited in the application abstract page 1, paragraph 2 page 2, paragraph 3 - page 3, paragraph 2 page 4, paragraph 7 - paragraph 8 page 9, paragraph 7 - page 10, paragraph 1; figures 1-4	1-14

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.

PCT/EP2019/050929

Patent document cited in search report			Publication date (day/month/year)	Patent family member(s)		Publication date (day/month/year)	
WO	2011150931	A2	08 December 2011	EP	2577055	A2	10 April 2013
				ES	2589384	T3	14 November 2016
				US	2013140819	A1	06 June 2013
				WO	2011150931	A2	08 December 2011
DE	102013100387	A1	18 July 2013	CN	103206344	A	17 July 2013
				DE	102013100385	A1	18 July 2013
				DE	102013100387	A1	18 July 2013
				DK	178629	B1	26 September 2016
				US	2013181450	A1	18 July 2013
WO	2011157271	A2	22 December 2011	NONE			
US	2014193254	A1	10 July 2014	DK	2762720	T3	28 August 2017
				EP	2762720	A2	06 August 2014
				ES	2636640	T3	06 October 2017
				US	2014193254	A1	10 July 2014
GB	2542343	A	22 March 2017	CN	108027385	A	11 May 2018
				EP	3347723	A1	18 July 2018
				GB	2542343	A	22 March 2017
				GB	2552619	A	31 January 2018
				JP	2018532063	A	01 November 2018
				US	2018246138	A1	30 August 2018
				WO	2017042594	A1	16 March 2017

A. KLASSIFIZIERUNG DES ANMELDUNGSGEGENSTANDES
INV. F03D7/02
ADD.

Nach der Internationalen Patentklassifikation (IPC) oder nach der nationalen Klassifikation und der IPC

B. RECHERCHIERTE GEBIETE

Recherchierter Mindestprüfstoff (Klassifikationssystem und Klassifikationssymbole)
F03D

Recherchierte, aber nicht zum Mindestprüfstoff gehörende Veröffentlichungen, soweit diese unter die recherchierten Gebiete fallen

Während der internationalen Recherche konsultierte elektronische Datenbank (Name der Datenbank und evtl. verwendete Suchbegriffe)

EPO-Internal, WPI Data

C. ALS WESENTLICH ANGESEHENE UNTERLAGEN

Kategorie*	Bezeichnung der Veröffentlichung, soweit erforderlich unter Angabe der in Betracht kommenden Teile	Betr. Anspruch Nr.
X	WO 2011/150931 A2 (VESTAS WIND SYS AS [DK]; ABDALLAH IMAD [DK] ET AL.) 8. Dezember 2011 (2011-12-08) Zusammenfassung Seite 1, Zeile 19 - Zeile 28 Seite 2, Zeile 13 - Seite 5, Zeile 2 Seite 5, Zeile 22 - Zeile 30 Seite 8, Zeile 28 - Seite 11, Zeile 8; Abbildungen 1-5 ----- -/-	1-14



Weitere Veröffentlichungen sind der Fortsetzung von Feld C zu entnehmen



Siehe Anhang Patentfamilie

* Besondere Kategorien von angegebenen Veröffentlichungen :

"A" Veröffentlichung, die den allgemeinen Stand der Technik definiert, aber nicht als besonders bedeutsam anzusehen ist

"E" frühere Anmeldung oder Patent, die bzw. das jedoch erst am oder nach dem internationalen Anmeldedatum veröffentlicht worden ist

"L" Veröffentlichung, die geeignet ist, einen Prioritätsanspruch zweifelhaft erscheinen zu lassen, oder durch die das Veröffentlichungsdatum einer anderen im Recherchenbericht genannten Veröffentlichung belegt werden soll oder die aus einem anderen besonderen Grund angegeben ist (wie ausgeführt)

"O" Veröffentlichung, die sich auf eine mündliche Offenbarung, eine Benutzung, eine Ausstellung oder andere Maßnahmen bezieht

"P" Veröffentlichung, die vor dem internationalen Anmeldedatum, aber nach dem beanspruchten Prioritätsdatum veröffentlicht worden ist

"T" Spätere Veröffentlichung, die nach dem internationalen Anmeldedatum oder dem Prioritätsdatum veröffentlicht worden ist und mit der Anmeldung nicht kollidiert, sondern nur zum Verständnis des der Erfindung zugrundeliegenden Prinzips oder der ihr zugrundeliegenden Theorie angegeben ist

"X" Veröffentlichung von besonderer Bedeutung; die beanspruchte Erfindung kann allein aufgrund dieser Veröffentlichung nicht als neu oder auf erfinderischer Tätigkeit beruhend betrachtet werden

"Y" Veröffentlichung von besonderer Bedeutung; die beanspruchte Erfindung kann nicht als auf erfinderischer Tätigkeit beruhend betrachtet werden, wenn die Veröffentlichung mit einer oder mehreren Veröffentlichungen dieser Kategorie in Verbindung gebracht wird und diese Verbindung für einen Fachmann naheliegend ist

"&" Veröffentlichung, die Mitglied derselben Patentfamilie ist

Datum des Abschlusses der internationalen Recherche

12. April 2019

Absendedatum des internationalen Recherchenberichts

25/04/2019

Name und Postanschrift der Internationalen Recherchenbehörde

Europäisches Patentamt, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040,
Fax: (+31-70) 340-3016

Bevollmächtigter Bediensteter

Westermayer, Philipp

C. (Fortsetzung) ALS WESENTLICH ANGESEHENE UNTERLAGEN		
Kategorie*	Bezeichnung der Veröffentlichung, soweit erforderlich unter Angabe der in Betracht kommenden Teile	Betr. Anspruch Nr.
X	DE 10 2013 100387 A1 (GE WIND ENERGY GMBH [DE]) 18. Juli 2013 (2013-07-18) in der Anmeldung erwähnt Zusammenfassung Absatz [0009] - Absatz [0010] Absatz [0022] - Absatz [0023] Absatz [0032] - Absatz [0033] Absatz [0037] Absatz [0046] - Absatz [0047] Absatz [0051] Abbildungen 1,2,3,4 -----	1-14
X	WO 2011/157271 A2 (VESTAS WIND SYS AS [DK]; THOMSEN JESPER SANDBERG [DK] ET AL.) 22. Dezember 2011 (2011-12-22) in der Anmeldung erwähnt Zusammenfassung Seite 2, Zeile 7 - Zeile 32 Seite 3, Zeile 29 - Zeile 32 Seite 4, Zeile 32 - Seite 5, Zeile 14 Seite 6, Zeile 28 - Seite 9, Zeile 10; Abbildungen 1,2,3,4 -----	1-14
A	US 2014/193254 A1 (GOPOLAN SIMI [IN] ET AL) 10. Juli 2014 (2014-07-10) in der Anmeldung erwähnt Zusammenfassung Absatz [0020] - Absatz [0024] Absatz [0041] - Absatz [0042]; Abbildungen 1-4 -----	1-14
A	GB 2 542 343 A (THEODORE COSMO HOLTOM [GB]; WIND FARM ANALYTICS LTD [GB]) 22. März 2017 (2017-03-22) in der Anmeldung erwähnt Zusammenfassung Seite 1, Absatz 2 Seite 2, Absatz 3 - Seite 3, Absatz 2 Seite 4, Absatz 7 - Absatz 8 Seite 9, Absatz 7 - Seite 10, Absatz 1; Abbildungen 1-4 -----	1-14

INTERNATIONALER RECHERCHENBERICHT

Angaben zu Veröffentlichungen, die zur selben Patentfamilie gehören

Internationales Aktenzeichen

PCT/EP2019/050929

Im Recherchenbericht angeführtes Patentdokument	Datum der Veröffentlichung	Mitglied(er) der Patentfamilie	Datum der Veröffentlichung
WO 2011150931 A2	08-12-2011	EP 2577055 A2	10-04-2013
		ES 2589384 T3	14-11-2016
		US 2013140819 A1	06-06-2013
		WO 2011150931 A2	08-12-2011
DE 102013100387 A1	18-07-2013	CN 103206344 A	17-07-2013
		DE 102013100385 A1	18-07-2013
		DE 102013100387 A1	18-07-2013
		DK 178629 B1	26-09-2016
		US 2013181450 A1	18-07-2013
WO 2011157271 A2	22-12-2011	KEINE	
US 2014193254 A1	10-07-2014	DK 2762720 T3	28-08-2017
		EP 2762720 A2	06-08-2014
		ES 2636640 T3	06-10-2017
		US 2014193254 A1	10-07-2014
GB 2542343 A	22-03-2017	CN 108027385 A	11-05-2018
		EP 3347723 A1	18-07-2018
		GB 2542343 A	22-03-2017
		GB 2552619 A	31-01-2018
		JP 2018532063 A	01-11-2018
		US 2018246138 A1	30-08-2018
		WO 2017042594 A1	16-03-2017