

(12) **Österreichische Patentanmeldung**

(21) Anmeldenummer: A 558/2012
(22) Anmeldetag: 10.05.2012
(43) Veröffentlicht am: 15.11.2013

(51) Int. Cl. : **F03D 7/02** (2006.01)

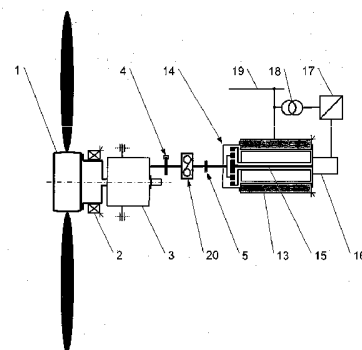
(56) Entgegenhaltungen:
US 7617741 B1
US 2010140952 A1
DE 19634464 A1
DE 202005014265 U1
US 2010230966 A1
AT 508411 A1 DE 10320580 A1

(73) Patentanmelder:
HEHENBERGER GERALD DIPL.ING.
9020 KLAGENFURT (AT)

(54) **Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage**

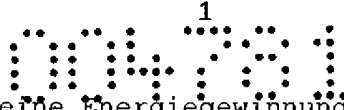
Fig. 3

(57) Eine Energiegewinnungsanlage weist einen Antriebsstrang mit einem Differentialgetriebe (14) mit drei An- und Abtrieben auf, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle, ein Abtrieb mit einem Generator (13) und ein zweiter Antrieb mit einem Differential-Antrieb (16) verbunden ist. Das Differentialgetriebe (14) ist ein Planetengetriebe. Im Antriebsstrang ist sowohl eine Notbremse (4) als auch eine Betriebsbremse (20) angeordnet.



Eine Energiegewinnungsanlage weist einen Antriebsstrang mit einem Differentialgetriebe (14) mit drei An- und Abtrieben auf, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle, ein Abtrieb mit einem Generator (13) und ein zweiter Antrieb mit einem Differential-Antrieb (16) verbunden ist. Das Differentialgetriebe (14) ist ein Planetengetriebe. Im Antriebsstrang ist sowohl eine Notbremse (4) als auch eine Betriebsbremse (20) angeordnet.

(Fig. 3)



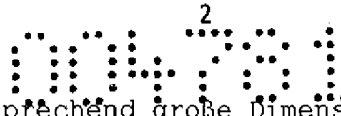
Die Erfindung betrifft eine Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Antriebsstrang mit einem Generator.

Die Erfindung betrifft des Weiteren ein Verfahren zum Regeln des Betriebes einer Energiegewinnungsanlage, insbesondere einer Windkraftanlage, mit einem Antriebsstrang mit einem mit einem Netz verbundenen Generator.

Die technische Entwicklung im Bereich Windkraftanlagen führt u.a. zu immer größeren Rotordurchmessern und Turmhöhen. Damit verursachen große Leistungsschwankungen durch z.B. Netzfehler oder starke Windböen eine entsprechend große Auslenkung am Turm, was wiederum zu hohen Belastungen an der Anlage führt. Aus diesem Grund werden z.B. Windkraftanlagen, welche zur Realisierung einer variablen Rotordrehzahl meist Drehstromgeneratoren in Kombination mit Vollumrichtern einsetzen, mit großen Widerständen über sogenannte Chopper mit dem Gleichstromzwischenkreis des Vollumrichters verbunden, damit bei spontanem Verlust der Last (z.B. bei Netzfehler) die Last am Rotor aufrecht erhalten und damit eine schnelle Verstellung der Rotorblätter vermieden werden kann. Eine schnelle Verstellung der Rotorblätter wäre bei schnellem Lastverlust notwendig, um eine Überdrehzahl des Rotors zu vermeiden, würde jedoch zu einer entsprechend großen Änderung des Rotorschubes führen und damit den Turm stark belasten. Dieses Problem wird umso größer, je höher der Turm ist.

Ähnliche Probleme können auch bei z.B. Wasserkraftanlagen auftreten, indem z.B. bei länger andauernden Netzfehlern die Turbine aufgrund fehlender Last in Überdrehzahl geht, was u.U. eine Beschädigung derselben hervorrufen würde. Ebenso gibt es auch für Antriebe für industrielle Anwendungen Betriebszustände, bei denen bei z.B. Netzausfall für einen kurzen Zeitraum ein an- bzw. abtriebsseitiges Bremsmoment erforderlich ist, um das System in einen sicheren Zustand zu bringen.

Die Zeitdauer zur Erkennung des Fehlers bis zum Stillstand der Anlage oder bis zum Ende des Netzfehlers kann bis zu mehreren Sekunden



dauern, womit eine entsprechend große Dimensionierung der oben erwähnten Widerstände erforderlich ist.

Die für Anlagen mit Vollumrichtern beschriebene Methode kann jedoch nicht mit klassischen Differenzialsystemen (elektromechanisch, hydrostatisch und hydrodynamisch) realisiert werden, da in diesen Fällen der Generator direkt mit dem Netz verbunden ist. Gleiches gilt u.a. auch für sogenannte doppeltgespeiste Drehstrommaschinen.

Aufgabe der Erfindung ist es daher, dieses Problem zu lösen.

Gelöst wird diese Aufgabe mit einem Betriebsbremssystem mit den Merkmalen des Anspruchs 1.

Gelöst wird diese Aufgabe des Weiteren mit einem Verfahren mit den Merkmalen des Anspruchs 16.

Indem zwischen dem Rotor der Energiegewinnungsanlage bzw. der industriellen Arbeitsmaschine und dem Generator eine Betriebsbremse angebracht wird, welche für eine begrenzte Zeit ein bremsendes Drehmoment in den Triebstrang einbringen kann, kann bei z.B. Windkraftanlagen das Pitchsystem verzögert reagieren, was zu einer entsprechend langsamen Änderung im Schub der Anlage führt und somit die Belastung insbesondere des Turmes bzw. der Tragwerkstruktur möglichst klein gehalten wird.

Bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung sind Gegenstand der Unteransprüche.

Nachfolgend wird eine bevorzugte Ausführungsform der Erfindung mit Bezug auf die angeschlossenen Zeichnungen erläutert. Es zeigt:

Fig. 1 den Triebstrang einer Windkraftanlage mit permanentmagneterregtem Synchrongenerator, Vollumrichter und Zwischenkreis-Chopper mit Widerstand gemäß Stand der Technik,

Fig. 2 den Triebstrang einer Windkraftanlage mit Differenzialantrieb gemäß Stand der Technik,

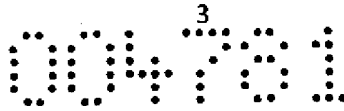


Fig. 3 den Triebstrang einer Windkraftanlage mit Differenzialantrieb gemäß der Erfindung,

Fig. 4 eine realisierbare Kennlinie für ein Betriebsbremssystem gemäß der Erfindung und

Fig. 5 eine erfindungsgemäße Kennlinie für ein Betriebsbremssystem im Vergleich zu einer typischen Drehmomentkennlinie einer Windkraftanlage.

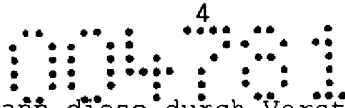
Die Leistung des Rotors einer Windkraftanlage errechnet sich aus der Formel

$$\text{Rotor-Leistung} = \text{Rotorfläche} * \text{Leistungsbeiwert} * \text{Luftdichte}/2 * \text{Windgeschwindigkeit}^3$$

wobei der Leistungsbeiwert abhängig von der Schnelllaufzahl (= Verhältnis Blattspitzen-Geschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit) des Rotors der Windkraftanlage ist. Der Rotor einer Windkraftanlage ist für einen optimalen Leistungsbeiwert basierend auf einer im Zuge der Entwicklung festzulegenden Schnelllaufzahl (meist ein Wert zw. 7 und 9) ausgelegt. Aus diesem Grund ist beim Betrieb der Windkraftanlage im Teillastbereich eine entsprechend kleine Drehzahl einzustellen, um einen optimalen aerodynamischen Wirkungsgrad zu gewährleisten.

Die Leistungsaufnahme der Anlage ist gemäß obiger Formel proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Der auf die Anlage wirkende Schub ist proportional dem Quadrat der Windgeschwindigkeit. Beides hängt jedoch u.a. auch noch vom eingestellten Rotor-Blattwinkel ab. Demzufolge gehen Schub und Leistung gegen Null, sobald die Rotorblätter in Richtung Segelstellung verstellt werden.

Fig. 1 zeigt eine Lösung zur Realisierung der variablen Drehzahl gemäß Stand der Technik. Der Rotor 1 der Windkraftanlage ist im Maschinenrahmen mit einer Rotorlagerung 2 gelagert. Der Rotor 1 ist in den meisten Fällen ein sogenannter Dreiblattrotor mit großteils individuell verstellbaren Rotorblättern. Durch Verstellung der Rotorblätter wird die Leistungsaufnahme des Antriebsstranges der



Anlage geregelt, bzw. kann diese durch Verstellung der Rotorblätter in Richtung Segelstellung möglichst belastungsfrei abgestellt werden. Um die Anlage sicher abstellen zu können, werden die Rotorblätter meist einzeln verstellt, wodurch eine geforderte Redundanz entsteht und dadurch die Rotorblattverstellung als Notbremse dient.

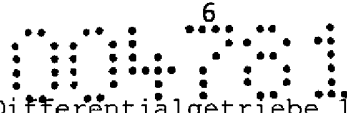
In weiterer Folge treibt der Rotor 1 das Hauptgetriebe 3 an. Dieses Hauptgetriebe 3 besteht meist aus zwei Planeten- und einer Stirnradstufe. Hier gibt es jedoch in Bezug auf Anzahl und Art der Getriebestufen eine Vielzahl von Varianten. Die schnelllaufende Seite des Hauptgetriebes 3 ist meist mittels einer Kupplung 5 mit dem Generator 6, z.B. einer permanentmagneterregten Niederspannungs-Synchronmaschine, verbunden. Aus Sicherheitsgründen gibt es ergänzend bzw. alternativ zur Rotorblattverstellung eine Notbremse 4 zwischen Hauptgetriebe 3 und Generator 6, welche auch nur als Festhaltebremse ausgeführt sein kann. Der Generator 6 ist mittels Gleichrichter 7, Wechselrichter 8 und Transformator 9 an das Mittelspannungsnetz 10 angeschlossen. Mit dem den Gleichrichter 7 und den Wechselrichter 8 verbindenden Gleichstromzwischenkreis ist ein sogenannter Chopper 12 mit einem Widerstand 11 verbunden.

Aufgrund eines Fehlers im Triebstrang oder bei betriebsbedingtem Schnell- oder Not-Stop der Anlage oder bei einem Netzfehler bzw. -ausfall kann der Generator 6 keine Leistung mehr abnehmen und es kommt zu einem Leistungseinbruch. Damit würde das den Rotor 1 antreibende Drehmoment den Triebstrang der Anlage in Überdrehzahl bringen. Um für die Anlage schädigende Drehzahlen zu verhindern, könnte man theoretisch die Notbremse 4, welche in den meisten Fällen als Scheibenbremse ausgeführt ist, aktivieren. Durch das sehr große Massenträgheitsmoment des Rotors müsste diese jedoch entsprechend groß dimensioniert werden, um die Drehzahl des Rotors zu verringern bzw. diesen zum Stillstand zu bringen. Im Falle eines schwachen Netzes 10 fällt dieses jedoch oft aus, was in jedem Fall auch zu einem Leistungseinbruch führt. Aus sicherheitstechnischen Gründen ist daher für diesen wiederkehrenden Betriebszustand der Einsatz der Notbremse 4 nicht zulässig. Daher wird bei Anlagen gemäß Stand der Technik die Überdrehzahl durch schnelles Verstellen der Rotorblätter verhindert, wodurch diese die Notbremse 4 ersetzen können. Ein wesentlicher

Nachteil dieser Methode ist, dass sich dadurch auch der auf die Anlage wirkende Schub entsprechend rasch reduziert, was zu einer hohen Belastung vor allem des Turmes der Anlage führt. Ein weiterer Nachteil ist, dass es bei kurzzeitigem Netzausfall, das ist ein Netzausfall mit kurzfristig wiederkehrender Nennspannung, kurz LVRT genannt, relativ lange dauern kann, bis die Anlage wieder auf das vor Auftreten dieses Netzfehlers produzierte Leistungsniveau kommt, da die Rotorblattverstellung wieder in die ursprüngliche Arbeitsposition zurückkehren muss, was mitunter länger dauert als dies durch die geltenden Netz-Einspeisevorschriften gefordert wird.

Aus diesem Grund werden mittlerweile bei Anlagen gemäß Stand der Technik der Chopper 12 und der Widerstand 11 so dimensioniert, dass diese die Nennleistung der Anlage für mehrere Sekunden aufnehmen und in Wärme umwandeln können. Der sich dadurch ergebende Vorteil ist, dass das Drehmoment am Triebstrang vorerst aufrecht erhalten werden kann und damit keine schnelle Rotorblattverstellung erforderlich ist, wodurch sich auch der auf die Anlage wirkende Schub nicht schlagartig verändert. Darüber hinaus kann bei Netzwiederkehr die ins Netz abgegebene Leistung schnell wieder hochgeregelt werden, da dann augenblicklich der Wechselrichter 8 wieder Leistung ins Netz abgeben kann, während der Chopper gleichzeitig die in die Widerstände abgegebene Energie zurückregelt. Im Idealfall bleibt damit das am Antriebsstrang anstehende Drehmoment während eines kurzzeitigen Netzspannungseinbruches konstant.

Fig. 2 zeigt das Konzept einer Windkraftanlage mit elektromechanischem Differenzial-Antrieb. Der Antriebsstrang der Windkraftanlage beginnt auch hier grundsätzlich beim Rotor 1 mit dessen Rotorblättern und endet mit dem Generator 13. Ebenfalls treibt auch hier der Rotor 1 das Hauptgetriebe 3 und in weiterer Folge das Differentialgetriebe 14 an. Der Generator 13 ist mit dem Hohlrads des Differentialgetriebes 14 verbunden und dessen Ritzel mit dem Differential-Antrieb 16. Das Differentialgetriebe 14 ist in dem gezeigten Beispiel 1-stufig und der Differential-Antrieb 16 ist in koaxialer Anordnung sowohl zur Abtriebswelle des Hauptgetriebes 3, als auch zur Antriebswelle des Generators 13. In der gezeigten Ausführungsform ist beim Generator 13 eine Hohlwelle vorgesehen, welche erlaubt, dass der Differential-



Antrieb 16 an der dem Differentialgetriebe 14 abgewandten Seite des Generators 13 positioniert wird. Dadurch ist die Differentialstufe vorzugsweise eine separate, an den Generator 13 angebundene Baugruppe, welche dann vorzugsweise über eine Notbremse 4 und eine Kupplung 5 mit dem Hauptgetriebe 3 verbunden ist. Für die Notbremse 4 gilt sinngemäß Gleiches wie schon in den Erläuterungen zu Fig. 1 ausgeführt. Die Verbindungswelle 15 zwischen Differentialgetriebe 14 und Differential-Antrieb 16 wird vorzugsweise in einer besonders massenträgheitsmomentarmen Variante als z.B. Faserverbund-Welle mit Glasfaser und/oder Kohlefaser ausgeführt. Der Differenzialantrieb 16 ist mittels Frequenzumrichter 17 und Transformator 18 an das Mittelspannungsnetz 19 angebunden. Wesentlicher Vorteil dieses Konzeptes ist, dass der Generator 13, vorzugsweise ein fremderregter Mittelspannungs-Synchrongenerator, direkt, das heißt ohne aufwändige Leistungselektronik, an das Mittelspannungsnetz 19 angebunden werden kann. Der Ausgleich zwischen variabler Rotordrehzahl und fixer Generatordrehzahl wird durch den drehzahlvariablen Differential-Antrieb 16 realisiert, welcher eine Leistung von vorzugsweise ca. 15% der Anlagen-Gesamtleistung hat.

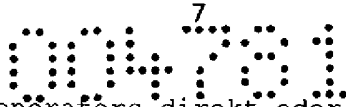
Die Drehmomentgleichung für den Differential-Antrieb lautet:

$$\text{Drehmoment}_{\text{Differential-Antrieb}} = \text{Drehmoment}_{\text{Rotor}} \cdot y/x,$$

wobei der Größenfaktor y/x ein Maß für die Übersetzungsverhältnisse im Hauptgetriebe 3 bzw. im Differentialgetriebe 14 ist. Das Drehmoment im Differenzial-Antrieb 16 ist immer proportional zum Drehmoment im gesamten Antriebsstrang.

Ein Nachteil dieses Konzeptes im Gegensatz zum Anlagenkonzept gemäß Fig. 1 ist jedoch, dass bei z.B. Netzausfall oder LVRT der Generator 13 keine Leistung mehr ins Netz 19 einspeisen kann. Damit würde das anstehende Drehmoment den Rotor 1 bzw. den Antriebsstrang der Anlage in Überdrehzahl bringen, sofern nicht das Rotorblatt-Verstellsystem umgehend und schnell reagiert.

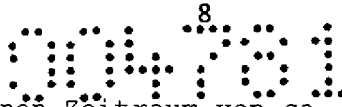
Gleiches gilt auch für sogenannte doppeltgespeiste Drehstrommaschinen, bei denen der Rotor des Generators über einen Frequenzumrichter,



jedoch der Stator des Generators direkt oder mittels Transformator mit dem Netz verbunden ist. Damit kann auch in diesem Fall bei Auftreten eines Fehlers die Leistung nicht aufrecht erhalten werden, womit gemäß Stand der Technik nur die Option mit der sich u.U. ungünstig auswirkenden schnellen Verstellung der Rotorblätter als Mittel zur Vermeidung einer Überdrehzahl übrig bleibt.

Fig. 3 zeigt den Antriebsstrang einer Windkraftanlage mit Differenzial-Antrieb gemäß vorliegender Erfindung. Grundsätzlich ist dieser gleich aufgebaut wie jener gemäß Fig. 2. Wesentlicher Unterschied ist jedoch, dass zwischen Hauptgetriebe 3 und Differenzialgetriebe 14 zusätzlich eine Betriebsbremse 20 eingebaut ist. Im dargestellten Beispiel liegt diese zwischen der Notbremse 4 und der Kupplung 5, sie kann jedoch wahlweise grundsätzlich überall im Antriebsstrang positioniert sein. Der Vorteil bei der Positionierung zwischen Hauptgetriebe 3 und Differenzialgetriebe 14 ist, dass hier das Bremsmoment auf die schnelllaufende Welle des Getriebes wirkt und dadurch ein möglichst geringes Drehmoment ansteht. Darüber hinaus teilen sich die Bremskräfte entsprechend den Massenträgheitsmomenten auf, was bewirkt, dass ein Großteil des Bremsmomentes über das Hauptgetriebe 3 auf den Rotor 1 wirkt. Damit erfahren der Generator 13 und der Differenzial-Antrieb 16 durch den Bremsvorgang eine möglichst kleine Drehmomentbelastung. Dies ist nicht der Fall, wenn die Betriebsbremse z.B. mit der Rotorwelle des Generators 13 verbunden ist und der Differenzial-Antrieb 14 damit gegen das gesamte, durch eine Betriebsbremse 20 eingebrachte Bremsmoment halten muss. Der Zweck der Betriebsbremse ist vergleichbar mit dem des Choppers 12 und des Widerstandes 11 aus Fig. 1, nämlich, dass diese die Nennleistung der Anlage für mehrere Sekunden aufnehmen und in Wärme umwandeln kann. Der sich dadurch ergebende Vorteil ist auch hier, dass das Drehmoment am Triebstrang vorerst aufrecht erhalten werden kann und damit keine schnelle Rotorblattverstellung erforderlich ist, wodurch sich auch der auf die Anlage wirkende Schub nicht schlagartig verändert.

Im Anlassfall detektiert die Anlagensteuerung zuerst, ob es sich um einen Netzausfall oder einen zeitlich kurzen Netzfehler (ein sogenannter LVRT-Fehler) handelt, bei dem die Anlage am Netz bleiben soll oder muss. Dies nimmt abhängig von den technischen Netz-

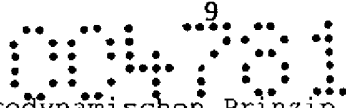


Einspeisebedingungen einen Zeitraum von ca. 0,5 bis 3 Sekunden in Anspruch, währenddessen idealerweise die Rotorblätter nicht wesentlich verstellt werden. Damit kann bei plötzlicher Wiederkehr des Netzes sehr schnell die ins Netz abzugebende Leistung hochgeregelt werden, indem die durch die Betriebsbremse 20 „vernichtete“ Leistung entsprechend rasch reduziert wird. Idealerweise ist die Betriebsbremse (20) so zu regeln, dass das aus dem Antriebsstrang auf den Rotor 1 wirkende Drehmoment über diesen Zeitraum im Wesentlichen konstant bleibt. Dies funktioniert viel schneller, als dies durch Verstellen der Rotorblätter realisierbar wäre. Ist dies nicht der Fall und es liegt ein anderer Fehler vor, so kann die Anlage langsam abschalten. Ein solcher Abschaltvorgang kann beispielsweise bis zu 15 Sekunden dauern, während dessen entsprechend große Energiemengen in Wärme umgewandelt werden müssen. Dabei wird das aus dem Antriebsstrang auf den Rotor 1 wirkende Drehmoment nach vorzugsweise höchstens 7 Sekunden, idealerweise jedoch schon nach ca. 3 bis 5 Sekunden entsprechend gegen Null geregelt.

Das Betriebsbremssystem 20 kann verschiedene Ausführungsformen annehmen. Hier ist zunächst einmal die Gruppe der hydrodynamischen Retarder zu nennen. Hydrodynamische Retarder arbeiten meist mit Öl, das bei Bedarf in ein Wandlergehäuse geleitet wird. Das Wandlergehäuse besteht aus zwei rotationssymmetrischen und sich gegenüberliegenden Schaufelrädern, einem Rotor, der mit dem Antriebsstrang der Anlage verbunden ist, und einem feststehenden Stator. Der Rotor beschleunigt das zugeführte Öl und die Zentrifugalkraft drückt es nach außen. Durch die Form der Rotorschaukeln wird das Öl in den Stator geleitet, der dadurch ein bremsendes Drehmoment in den Rotor und in weiterer Folge dann auch den gesamten Antriebsstrang bremst.

Durch Reibung wird die Bewegungsenergie in Wärme umgewandelt, die durch einen Wärmetauscher wieder abgeführt werden muss, was z.B. mit Hilfe des Kühlwasserkreislaufs der Anlage erfolgen kann. Zum Aktivieren wird der Retarder vorzugsweise mit Öl aus einem Vorratsbehälter geflutet, welches durch die Schaufelräder selbsttätig wieder zurückgepumpt wird.

Eine weitere Ausführungsoption ist ein Wasser-Retarder, welcher



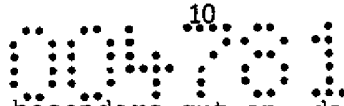
ebenfalls nach dem hydrodynamischen Prinzip arbeitet, jedoch Wasser statt Öl als Bremsflüssigkeit verwendet. Entsprechend dem Füllungsgrad und der Drehzahldifferenz zwischen Rotor und Stator wird das Bremsmoment aufgebaut. Die dabei anfallende Energie wird im hydrodynamischen Arbeitsraum des Retarders ausschließlich in Wärmeenergie umgewandelt und direkt vom Kühlwasser aufgenommen. Das erwärmte Kühlwasser wird in diesem Fall direkt über den Kühlwasserkreislauf der Anlage gekühlt. Dieser Kühlwasserkreislauf ist meist ohnehin vorhanden, um z.B. den Generator 13, den Differenzial-Antrieb 16 und den Frequenzumrichter 17 etc. kühlen zu können.

Bei einem elektrodynamischen Retarder, z.B. einer Wirbelstrombremse, sind z.B. zwei Stahlscheiben (Rotoren), die nicht magnetisiert sind, mit dem Antriebsstrang verbunden. Dazwischen liegt der Stator mit elektrischen Spulen. Wenn durch Aktivierung des Retarders Strom eingesteuert wird, werden Magnetfelder erzeugt, die durch die Rotoren geschlossen werden. Die gegenläufigen Magnetfelder erzeugen dann die Bremswirkung. Die entstandene Wärme wird z.B. durch innenbelüftete Rotorscheiben wieder abgegeben.

Ein wesentlicher Vorteil eines Retarders als Betriebsbremse ist dessen Verschleißfreiheit und gute Regelbarkeit.

Fig. 4 zeigt mögliche Kennlinien für Retarder. Beispielhaft sind hier eine durchgängige Linie als typische Kennlinie für einen hydrodynamischen Retarder und eine strichlierte Linie als typische Kennlinie eines elektrodynamischen Retarders dargestellt. Durch spezifische Auslegung des Retarders kann dessen Auslegungs-Kennlinie den Anforderungen angepasst werden. Im Betrieb sind die Kennlinien für hydrodynamische Retarder durch Variation des Füllungsgrades bzw. für elektrodynamische Retarder durch Variation des Erregerstroms veränderbar.

Beispielsweise wird die Kennlinie für die Betriebsbremse 20 so festgelegt, dass sie der Drehzahl/Drehmoment-Kennlinie der Anlage möglichst nahe kommt, wodurch z.B. bei Netzausfall das Verhalten der Anlage gegenüber Normalbetrieb kaum verändert wird. In diesem Zusammenhang bietet sich ein hydrodynamischer Retarder bei Einsatz an



einer Strömungsmaschine besonders gut an, da ein Retarder grundsätzlich ebenfalls eine kubische Kennlinie hat und damit ein etwa notwendiger Regelungsaufwand gering gehalten werden kann.

Bei einer Drehzahl gleich Null erzeugt der Retarder kein Bremsmoment. Da im Falle von Energiegewinnungsanlagen bei geringer Anlagendrehzahl auch nur ein geringes Drehmoment ansteht, entsteht dadurch jedoch kein anwendungsspezifischer Nachteil.

Dies zeigt Fig. 5. Die durchgängige Linie zeigt dabei eine typische Drehmoment/Drehzahl-Kennlinie für eine Windkraftanlage (WKA). Dabei beschreibt der Punkt mit 100% Drehzahl bzw. 100% Drehmoment den Nennpunkt der Windkraftanlage. Um ca. 105% der Drehzahl pendelt sich die Anlage im Nennbetrieb bei vorzugsweise konstantem Drehmoment ein. Über einer Drehzahl von 110% nimmt das Drehmoment wieder ab, wobei dabei bis zu einer Drehzahl von 115% die Anlage mit konstanter Leistung betrieben wird. Bei Überschreitung von 115% der Drehzahl wird die Anlage meist vom Netz genommen. Im Betriebsbereich unter dem Nennpunkt wird versucht, einer kubischen Kennlinie möglichst nahe zu kommen, wobei hier auslegungsspezifische Drehzahlgrenzen einzuhalten sind.

Die strichlierte Linie ist die Kennlinie des Retarders, welche vorzugsweise eine kubische Linie beschreibt. Im mittleren Betriebspunkt im Nennbetrieb der Anlage, welcher beispielweise bei ca. 105% der Drehzahl liegt, schneidet sich die Drehmomentlinie der Windkraftanlage mit der Kennlinie des Retarders.

In einer besonders einfachen Ausführungsvariante wird auf die Variation des Füllungsgrades verzichtet und die Kennlinie so gelegt, dass im Schnittpunkt der beiden Kennlinien ein Bremsmoment in der Höhe des Nenndrehmomentes der Anlage erreicht wird. Da der Rotor der Windkraftanlage, wenn die Rotorblattverstellung nicht aktiv ist, ebenfalls einer kubischen Kennlinie folgt, wird die Anlage im Falle eines kurzzeitigen Netzausfalles durch die Betriebsbremse 20 ausreichend in Balance gehalten. Damit ist zwar die Wirkung nicht für alle Betriebsbereiche perfekt, da jedoch ein Leistungseinbruch im Betrieb der Anlage mit hoher Leistung eine besonders schädigende

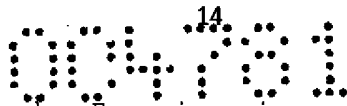
Auswirkung hat, ist diese Vereinfachung ein guter Kompromiss zwischen dem Verhalten der Anlage im Fehlerfall einerseits und der Komplexität einer Betriebsbremse 20 andererseits. Die in Fig. 5 dargestellte Drehmomentkennlinie der Betriebsbremse 20 verläuft über einen Großteil des Betriebsbereiches annähernd im Bereich der Drehmomentkennlinie der Windkraftanlage. Durch exakte Regelung des Füllungsgrades bzw. der Erregerstroms kann eine noch bessere Übereinstimmung der beiden Kennlinien erreicht werden - bis hin zu einer weitgehend exakten Überdeckung beider Kennlinien. Im Betrieb der Anlage wird sich die Drehzahl des Antriebsstranges jedoch ohnehin auf die Kennlinie der Betriebsbremse einpendeln und dadurch eine Überdrehzahl verhindert werden. Die bei Netzwiederkehr abzugebende Leistung kann dann durch die Leistungsregelung der Anlage entsprechend den Anforderungen aus den Netz-Einspeisebedingungen bzw. den vorgegebenen Betriebsbedingungen geregelt werden.

In dem beschriebenen Ausführungsbeispiel ist die Arbeitsmaschine der Rotor einer Windkraftanlage. Anstelle dessen sind jedoch auch Rotoren zur Gewinnung von Energie aus Meeresströmungen, Wasserkraftturbinen, Pumpen einsetzbar. Darüber hinaus ist die erfindungsgemäße Ausführung auch für industrielle Anwendungen anwendbar wie z.B. bei Systemausfall im Betriebsmodus Bremsen, zum Verhindern einer Überdrehzahl im Fehlerfall.

Erfindungsgemäß ist die Betriebsbremse (20) auch für Energiegewinnungsanlagen gemäß Fig. 1 einsetzbar, wobei die Betriebsbremse im Antriebsstrang insbesondere zwischen Hauptgetriebe 3 und Generator 6 angeordnet ist.

1. Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Antriebsstrang mit einem Generator (6, 13), dadurch gekennzeichnet, dass im Antriebsstrang sowohl eine Notbremse (4) als auch eine Betriebsbremse (20) angeordnet ist.
2. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, mit einem Antriebsstrang mit einem Differentialgetriebe (14) mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle, ein Abtrieb mit dem Generator (13) und ein zweiter Antrieb mit einem Differential-Antrieb (16) verbunden ist, und wobei das Differentialgetriebe (14) ein Planetengetriebe ist, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) im Antriebsstrang vor dem Differentialgetriebe (14) angeordnet ist.
3. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1 oder 2, dadurch gekennzeichnet, dass im Antriebsstrang vor dem Differentialgetriebe (14) ein Hauptgetriebe (3) angeordnet ist und dass die Betriebsbremse (20) zwischen dem Hauptgetriebe (3) und dem Differentialgetriebe (14) angeordnet ist.
4. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, mit einem Antriebsstrang mit einem Differentialgetriebe (14) mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle, ein Abtrieb mit dem Generator (13) und ein zweiter Antrieb mit einem Differential-Antrieb (16) verbunden ist, und wobei das Differentialgetriebe (14) ein Planetengetriebe ist, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) im Antriebsstrang hinter dem Differentialgetriebe (14) angeordnet ist.
5. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) im Antriebsstrang zwischen dem Differentialgetriebe (14) und dem Generator (13) angeordnet ist.
6. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 4, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) auf der vom Differentialgetriebe (14) abgewandten Seite des Generators (13) angeordnet ist.

7. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass der Generator eine doppelt gespeiste Drehstrommaschine ist.
8. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass der Generator (6) eine permanentmagneterregte Synchronmaschine ist.
9. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 8, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) eine verschleißfreie hydrodynamische oder elektrodynamische Dauerbremse ist.
10. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 9, dadurch gekennzeichnet, dass die hydrodynamische Betriebsbremse (20) in den Kühlkreislauf der Energiegewinnungsanlage eingebunden ist.
11. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 10, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung einer Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich über der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage größer als die Steigung einer Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage ist.
12. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 11, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung einer Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage kleiner als die Steigung einer Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage ist.
13. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung einer Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich über der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage eine Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage schneidet.
14. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 10, dadurch gekennzeichnet, dass eine Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) bis zum Nennmoment der Energiegewinnungsanlage im Wesentlichen parallel zu einer



Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage verläuft.

15. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 14, dadurch gekennzeichnet, dass eine Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) einen kubischen Verlauf aufweist.
16. Verfahren zum Regeln des Betriebes einer Energiegewinnungsanlage, insbesondere einer Windkraftanlage, mit einem Antriebsstrang mit einem mit einem Netz (10, 19) verbundenen Generator (6, 13), dadurch gekennzeichnet, dass im Fall eines Netzausfalles, Netzfehlers oder einer Notabschaltung eine Betriebsbremse (20) aktiviert wird, sodass das aus dem Antriebsstrang auf den Rotor (1) wirkende Drehmoment über einen Zeitraum von wenigstens 0,5 Sekunden im Wesentlichen konstant bleibt.
17. Verfahren nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, dass das aus dem Antriebsstrang auf den Rotor (1) wirkende Drehmoment über einen Zeitraum von bis zu 7 Sekunden, bevorzugt bis zu 5 Sekunden, im Wesentlichen konstant bleibt.
18. Verfahren nach Anspruch 16, dadurch gekennzeichnet, dass das aus dem Antriebsstrang auf den Rotor (1) wirkende Drehmoment über einen Zeitraum von bis zu 3 Sekunden im Wesentlichen konstant bleibt.
19. Verfahren nach einem der Ansprüche 16 bis 18, dadurch gekennzeichnet, dass das Bremsmoment der Betriebsbremse (20) in einem weiteren Zeitraum von 5 bis 20 Sekunden, vorzugsweise von 10 bis 15 Sekunden, auf etwa Null verringert wird.

Fig. 1

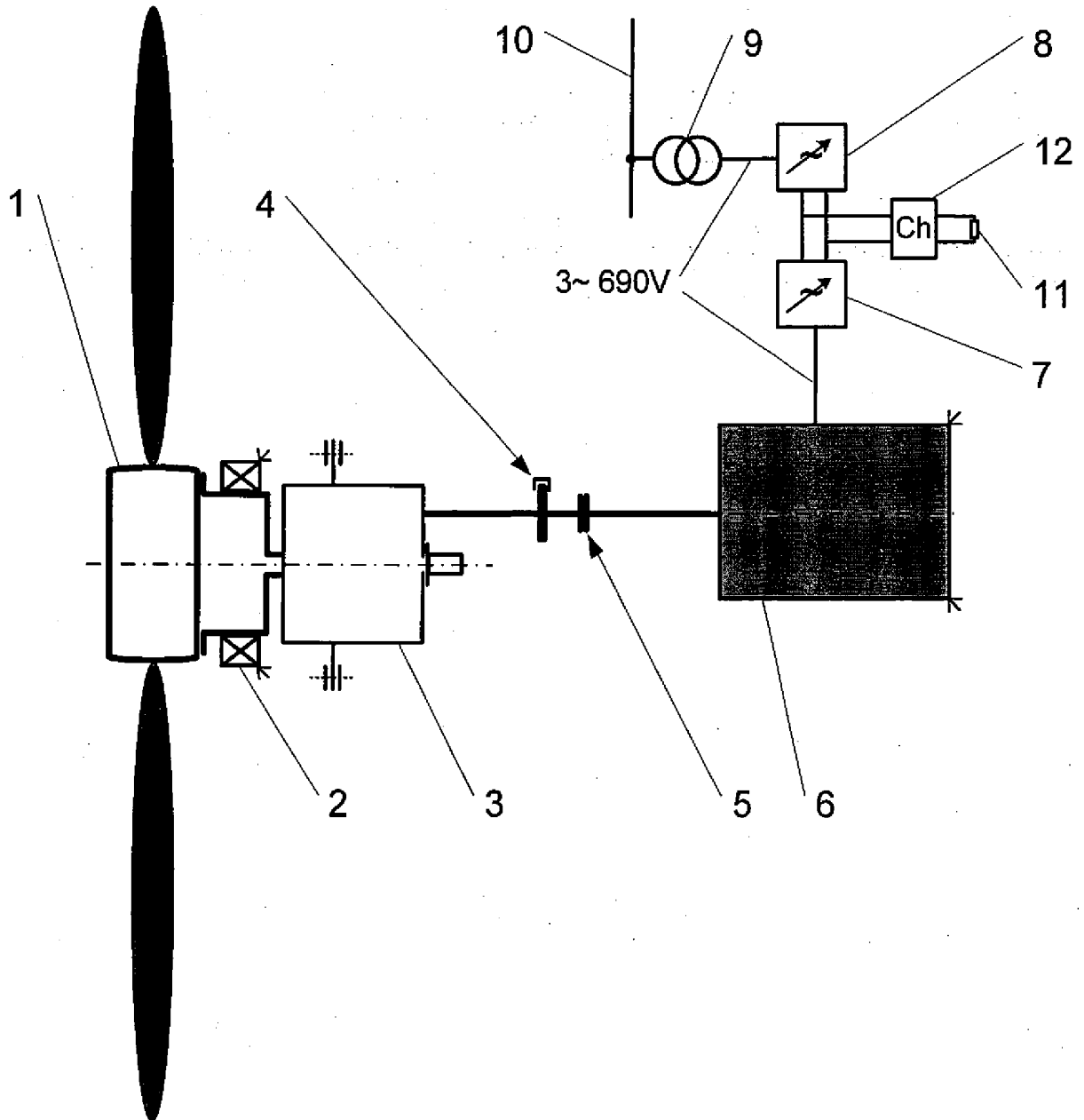


Fig. 2

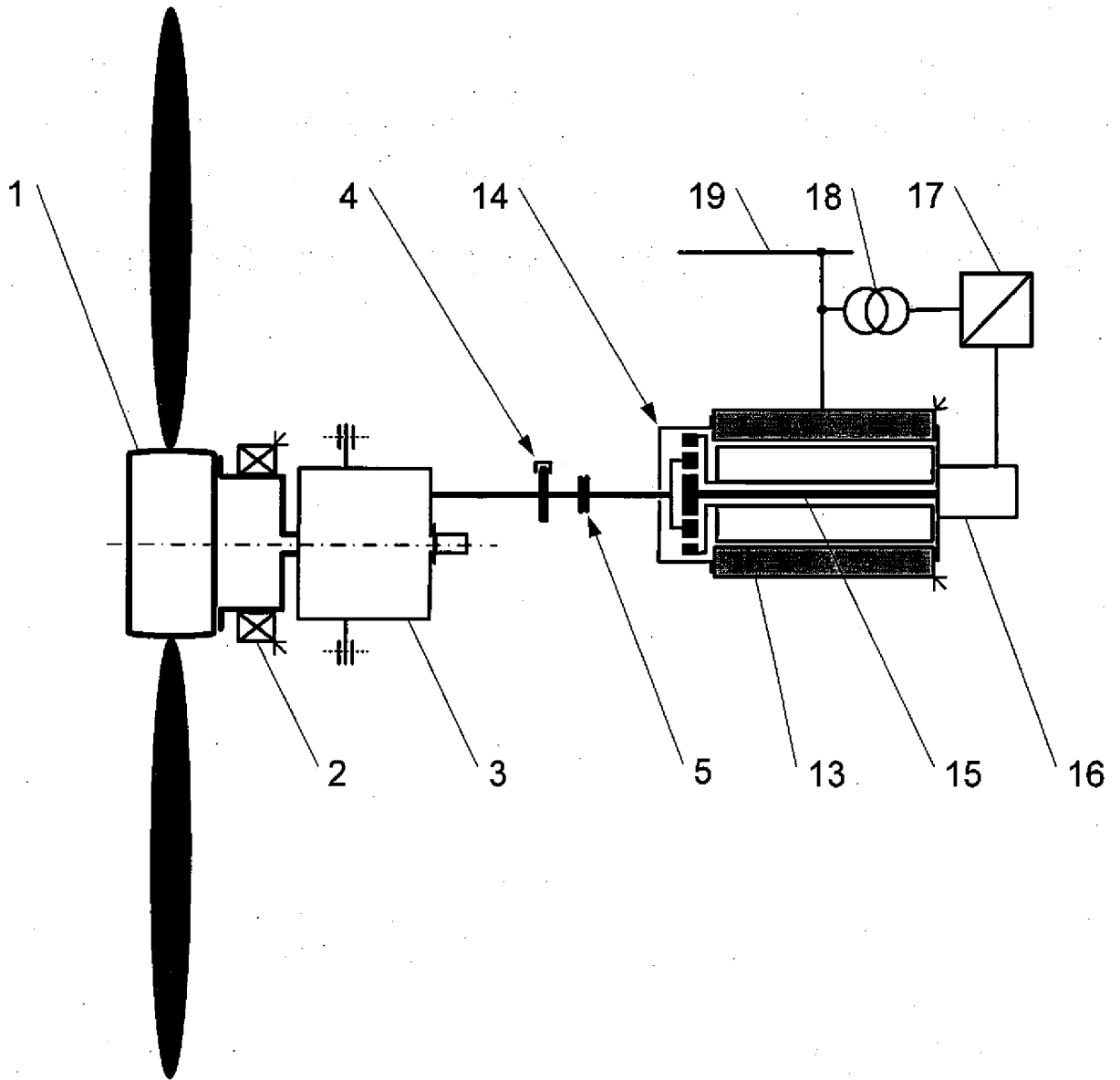


Fig. 3

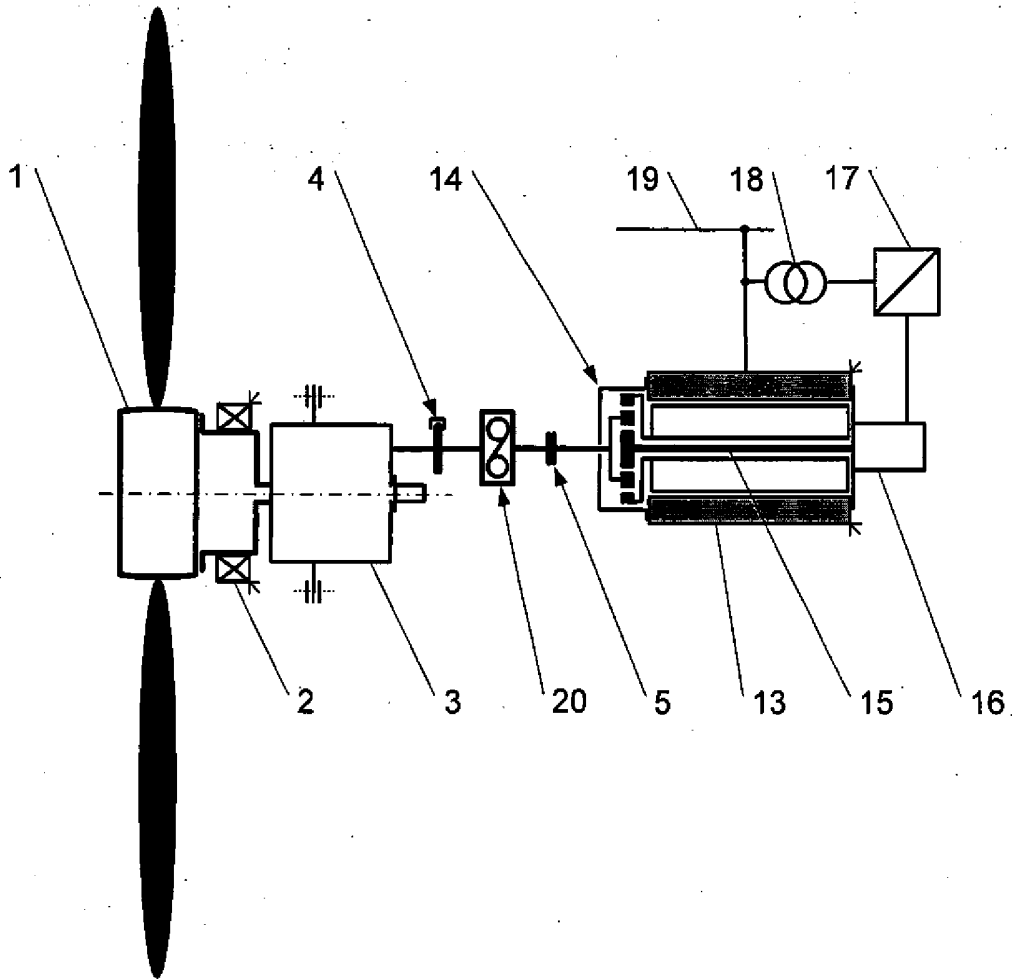


Fig. 4

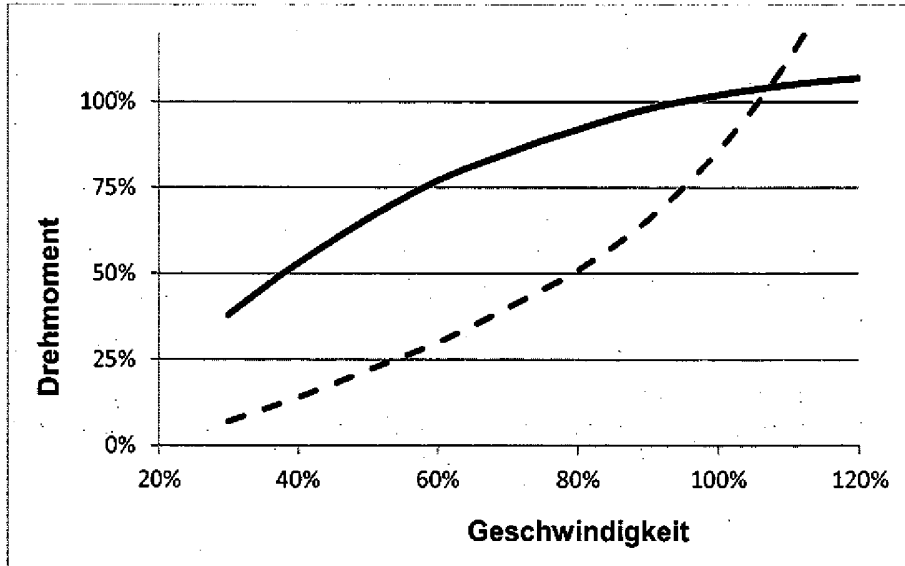
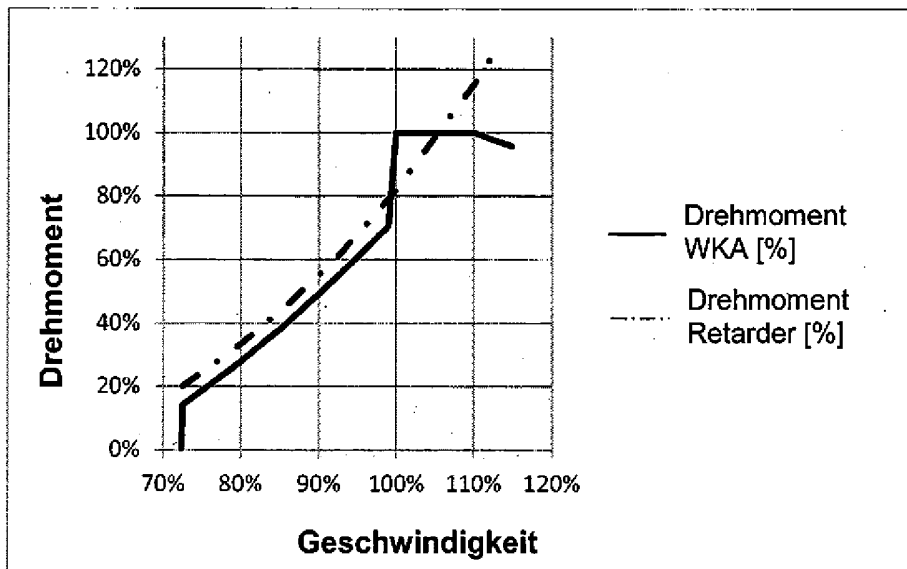
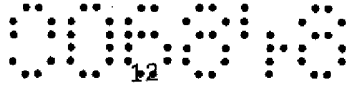


Fig. 5

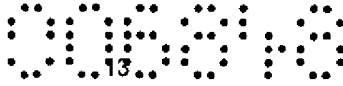




Patentansprüche:

1. Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Antriebsstrang mit einem Generator (6, 13), einem Differentialgetriebe (14) mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle, ein Abtrieb mit dem Generator (13) und ein zweiter Antrieb mit einem Differential-Antrieb (16) verbunden ist, wobei das Differentialgetriebe (14) ein Planetengetriebe ist, und wobei im Antriebsstrang zwei Bremsen (14, 20) vorgesehen sind, dadurch gekennzeichnet, dass eine Bremse eine Notbremse (14) und die andere Bremse ein Retarder als Betriebsbremse (20) ist und dass die Betriebsbremse (20) im Antriebsstrang vor oder hinter dem Differentialgetriebe (14) angeordnet ist.
2. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass im Antriebsstrang vor dem Differentialgetriebe (14) ein Hauptgetriebe (3) angeordnet ist und dass die Betriebsbremse (20) zwischen dem Hauptgetriebe (3) und dem Differentialgetriebe (14) angeordnet ist.
3. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) im Antriebsstrang zwischen dem Differentialgetriebe (14) und dem Generator (13) angeordnet ist.
4. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) auf der vom Differentialgetriebe (14) abgewandten Seite des Generators (13) angeordnet ist.
5. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass der Generator eine doppelt gespeiste Drehstrommaschine ist.
6. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass der Generator (6) eine permanentmagneterregte Synchronmaschine ist.
7. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 6, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (20) eine verschleißfreie

NACHGEREICHT



hydrodynamische oder elektrodynamische Dauerbremse ist.

8. Energiegewinnungsanlage nach Anspruch 7, dadurch gekennzeichnet, dass die hydrodynamische Betriebsbremse (20) in den Kühlkreislauf der Energiegewinnungsanlage eingebunden ist.
9. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 8, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung der Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich über der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage größer als die Steigung der Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage ist.
10. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 9, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung der Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage kleiner als die Steigung der Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage ist.
11. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 10, dadurch gekennzeichnet, dass die Steigung der Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) im Bereich über der Nenndrehzahl der Energiegewinnungsanlage die Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage schneidet.
12. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 8, dadurch gekennzeichnet, dass die Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) bis zum Nennmoment der Energiegewinnungsanlage im Wesentlichen parallel zu der Momenten-Kennlinie der Energiegewinnungsanlage verläuft.
13. Energiegewinnungsanlage nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, dass die Momenten-Kennlinie der Betriebsbremse (20) einen kubischen Verlauf aufweist.

NACHGEREICHT

Klassifikation des Anmeldungsgegenstands gemäß IPC: F03D 7/02 (2006.01)		
Klassifikation des Anmeldungsgegenstands gemäß ECLA: F03D 7/02E		
Recherchierter Prüfstoff (Klassifikation): F03D		
Konsultierte Online-Datenbank: EPODOC, FULLTEXT		
Dieser Recherchenbericht wurde zu den am 10. Mai 2012 eingereichten Ansprüchen 1-19 erstellt.		
Kategorie ¹⁾	Bezeichnung der Veröffentlichung: Ländercode, Veröffentlichungsnummer, Dokumentart (Anmelder), Veröffentlichungsdatum, Textstelle oder Figur soweit erforderlich	Betreffend Anspruch
X	US 7617741 B1 (LOWE-WYLDE) 17. November 2009 (17.11.2009) Fig. 1, 3, 4, Spalte 4 Zeilen 12-27	1, 7-9, 11-15
Y	Spalte 6 Zeilen 11-13	10
Y	US 2010140952 A1 (JANSEN) 10. Juni 2010 (10.06.2010) Fig. 6, Absätze [0028], [0029]	10
A	DE 19634464 A1 (KLOFT) 03. April 1997 (03.04.1997) Fig. 1, Anspruch 1	7, 9
X	DE 202005014265 U1 (CHR. MAYR GMBH & CO. KG) 15. Dezember 2005 (15.12.2005) Fig. 1A, Zusammenfassung, Absatz [0023]	1
A	US 2010230966 A1 (PAVLAK) 16. September 2010 (16.09.2010) Fig. 3, Absätze [0065]-[0068], Anspruch 8	1, 4, 5, 8
A	AT 508411 A1 (HEHENBERGER) 15. Jänner 2011 (15.01.2011) Fig. 3, 7, 9, Bremse 15, Seite 9 Zeilen 1-3	2, 4, 7, 8
Datum der Beendigung der Recherche: 21. November 2012		<input checked="" type="checkbox"/> Fortsetzung siehe Folgeblatt
		Prüfer(in): EHRENDORFER K.
¹⁾ Kategorien der angeführten Dokumente: X Veröffentlichung von besonderer Bedeutung: der Anmeldungsgegenstand kann allein aufgrund dieser Druckschrift nicht als neu bzw. auf erfinderscher Tätigkeit beruhend betrachtet werden. Y Veröffentlichung von Bedeutung: der Anmeldungsgegenstand kann nicht als auf erfinderscher Tätigkeit beruhend betrachtet werden, wenn die Veröffentlichung mit einer oder mehreren weiteren Veröffentlichungen dieser Kategorie in Verbindung gebracht wird und diese Verbindung für einen Fachmann naheliegend ist. A Veröffentlichung, die den allgemeinen Stand der Technik definiert. P Dokument, das von Bedeutung ist (Kategorien X oder Y), jedoch nach dem Prioritätstag der Anmeldung veröffentlicht wurde. E Dokument, das von besonderer Bedeutung ist (Kategorie X), aus dem ein älteres Recht hervorgehen könnte (früheres Anmeldedatum, jedoch nachveröffentlicht, Schutz ist in Österreich möglich, würde Neuheit in Frage stellen). & Veröffentlichung, die Mitglied der selben Patentfamilie ist.		

Fortsetzung des Recherchenberichts - Blatt 2/2

Kategorie ¹	Bezeichnung der Veröffentlichung: Ländercode, Veröffentlichungsnummer, Dokumentart (Anmelder), Veröffentlichungsdatum, Textstelle oder Figur soweit erforderlich	Betreffend Anspruch
X	DE 10320580 A1 (BOSCH REXROTH AG) 25. November 2004 (25.11.2004) Fig. 1, Absätze [0004], [0030]-[0032], Anspruch 16	16-19