

(12) **Österreichische Patentanmeldung**

(21) Anmeldenummer: **A 1578/2008**

(22) Anmeldetag: **09.10.2008**

(43) Veröffentlicht am: **15.04.2010**

(51) Int. Cl.⁸: **F03D 7/04** (2006.01),
F03D 9/00 (2006.01),
F03D 11/02 (2006.01)

(73) Patentinhaber:

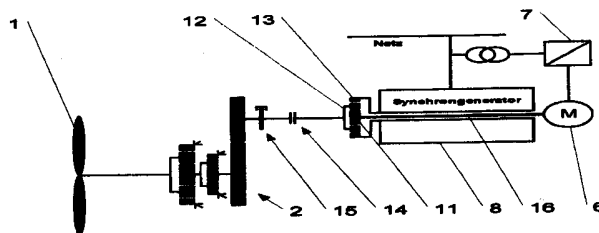
**HEHENBERGER GERALD DIPL.ING.
A-9161 MARIA RAIN (AT)**

(72) Erfinder:

**HEHENBERGER GERALD DIPL.ING.
MARIA RAIN (AT)**

(54) **VERFAHREN ZUM BETREIBEN EINES DIFFERENTIALGETRIEBES FÜR EINE ENERGIE-
GEWINNUNGSANLAGE**

(57) Bei einem Verfahren zum Berteiben eines Differentialgetriebes für eine Energiegewinnungsanlage, insbesondere für eine Windkraftanlage, mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb (12) mit einer Antriebswelle der Energiegewinnungsanlage (1), ein Abtrieb (13) mit einem Generator (8) und ein zweiter Antrieb (11) mit einer elektrischen Maschine (6) als Differential-Antrieb verbunden ist, und wobei die elektrische Maschine (6) im Feldschwächebereich betrieben werden kann, wird die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von wenigstens 50% betrieben.



Zusammenfassung:

Bei einem Verfahren zum Berteiben eines Differentialgetriebes für eine Energiegewinnungsanlage, insbesondere für eine Windkraftanlage, mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle der Energiegewinnungsanlage, ein Abtrieb mit einem Generator (8) und ein zweiter Antrieb mit einer elektrischen Maschine (6) als Differential-Antrieb verbunden ist, und wobei die elektrische Maschine (6) im Feldschwähebereich betrieben werden kann, wird die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwähebereich von wenigstens 50% betrieben.

(Fig. 21)

Die Erfindung betrifft ein Verfahren zum Berteiben eines Differentialgetriebes für eine Energiegewinnungsanlage, insbesondere für eine Windkraftanlage, mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle der Energiegewinnungsanlage, ein Abtrieb mit einem Generator und ein zweiter Antrieb mit einer elektrischen Maschine als Differential-Antrieb verbunden ist, und wobei die elektrische Maschine im Feldschwächebereich betrieben werden kann.

Windkraftwerke gewinnen zunehmend an Bedeutung als Elektrizitätserzeugungsanlagen. Dadurch erhöht sich kontinuierlich der prozentuale Anteil der Stromerzeugung durch Wind. Dies wiederum bedingt einerseits neue Standards bezüglich Stromqualität und andererseits einen Trend zu noch größeren Windkraftanlagen. Gleichzeitig ist ein Trend Richtung Offshore-Windkraftanlagen erkennbar, welcher Anlagengrößen von zumindest 5MW installierter Leistung fordert. Durch die hohen Kosten für Infrastruktur und Wartung bzw. Instandhaltung der Windkraftanlagen im Offshore-Bereich gewinnen hier sowohl Wirkungsgrad als auch Verfügbarkeit der Anlagen eine besondere Bedeutung.

Allen Anlagen gemeinsam ist die Notwendigkeit einer variablen Rotordrehzahl, einerseits zur Erhöhung des aerodynamischen Wirkungsgrades im Teillastbereich und andererseits zur Regelung des Drehmomentes im Antriebsstrang der Windkraftanlage. Letzteres zum Zweck der Drehzahlregelung des Rotors in Kombination mit der Rotorblattverstellung. Derzeit sind großteils Windkraftanlagen im Einsatz, welche diese Forderung durch Einsatz von drehzahlvariablen Generator-Lösungen in der Form von sogenannten doppelt-gespeisten Drehstrommaschinen bzw. Synchrongeneratoren in Kombination mit Frequenzumrichtern erfüllen. Diese Lösungen haben jedoch den Nachteil, dass (a) das elektrische Verhalten der Windkraftanlagen im Fall einer Netzstörung nur bedingt den Anforderungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfüllt, (b) die Windkraftanlagen nur mittels Transformatorstation an das Mittelspannungsnetz anschließbar sind und (c) die für die variable Drehzahl notwendigen Frequenzumrichter sehr leistungsstark und daher eine Quelle für Wirkungsgradverluste sind.

Diese Probleme können durch den Einsatz von fremderregten Mittelspannungs-Synchrongeneratoren gelöst werden. Hierbei bedarf es jedoch alternativer Lösungen um die Forderung nach variabler Rotor-Drehzahl bzw. Drehmomentregelung im Triebstrang der Windkraftanlage zu erfüllen. Eine Möglichkeit ist der Einsatz von Differentialgetrieben welche durch Veränderung des Übersetzungsverhältnisses bei konstanter Generatordrehzahl, eine variable Drehzahl des Rotors der Windkraftanlage erlauben.

Die WO2004/109157 A1 zeigt ein komplexes, hydrostatisches „Mehrwege“-Konzept mit mehreren parallelen Differentialstufen und mehreren schaltbaren Kupplungen, wodurch zwischen den einzelnen Wegen geschaltet werden kann. Mit der gezeigten technischen Lösung können die Leistung und somit die Verluste der Hydrostatik reduziert werden. Ein wesentlicher Nachteil ist jedoch der komplizierte Aufbau der gesamten Einheit. Darüber hinaus stellt die Schaltung zwischen den einzelnen Stufen ein Problem bei der Regelung der Windkraft-

anlage dar. Weiters zeigt diese Veröffentlichung eine mechanische Bremse, welche direkt auf die Generatorwelle wirkt.

WO 2006/010190 A1 zeigt ein einfaches elektrisches Konzept mit mehrstufigem Differentialgetriebe, welches vorzugsweise einen Asynchrongenerator als Differential-Antrieb vorsieht. Die Nenndrehzahl des Differential-Antriebes von 1500rpm wird im motorischen Betrieb um 1/3 auf 2000rpm erweitert, was einen Feldschwähebereich von ca. 33% bedeutet.

EP 1283359 A1 zeigt ein 1-stufiges und ein mehrstufiges Differentialgetriebe mit elektrischem Differential-Antrieb, wobei die 1-stufige Version eine um die Eingangswelle coaxial positionierte Sonder-Drehstrommaschine mit hoher Nenndrehzahl aufweist, welche aufgrund der Bauform ein extrem hohes auf die Rotorwelle bezogenes Massenträgheitsmoment hat. Alternativ wird ein mehrstufiges Differentialgetriebe mit schnelllaufender Standard-Drehstrommaschine vorgeschlagen, welche parallel zur Eingangswelle des Differentialgetriebes ausgerichtet ist.

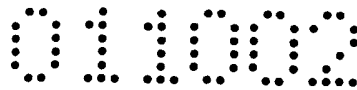
Die Nachteile bekannter Ausführungen sind einerseits hohe Verluste im Differential-Antrieb bzw. andererseits bei Konzepten die dieses Problem lösen, komplexe Mechanik bzw. Sonder-Elektromaschinenbau und damit hohe Kosten. Bei hydrostatischen Lösungen ist darüber hinaus die Lebensdauer der eingesetzten Pumpen ein Problem bzw. ein hoher Aufwand bei Anpassung an extreme Umgebungsbedingungen erforderlich. Generell ist festzustellen, dass die gewählten Nenn-Drehzahlbereiche entweder für die Ausregelung von Extrembelastungen zu klein oder für einen optimalen Energieertrag der Windkraftanlage zu groß sind. Darüber hinaus ist bei bekannten elektrischen Lösungen für den Differential-Antrieb festzustellen, dass diese eine ungünstige Aufteilung zwischen Nenn-Drehzahlbereich und Feldschwähebereich vorsehen und regelungsrelevante Kriterien wie z.B. das auf den Rotor bezogene Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes (J_{red}) nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

Aufgabe der Erfindung ist oben genannte Nachteile weitgehend zu vermeiden und einen Differential-Antrieb zur Verfügung zu stellen, welcher neben geringstmöglichen Kosten sowohl maximalen Energieertrag als auch optimale Regelung der Windkraftanlage gewährleistet.

Gelöste diese Aufgabe bei einem gattungsgemäßen Verfahren dadurch, dass die elektrische Maschine wenigstens zeitweise in einem Feldschwähebereich von wenigstens 50% betrieben wird.

Bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung sind Gegenstand der übrigen Unteransprüche.

Durch die optimale Ausnutzung des Feldschwähebereichs kann der Nenndrehzahlbereich des Differenzial-Antriebs bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung eines aerodynamisch vorteilhaften Drehzahlbereichs der Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, reduziert werden, wodurch ein optimales Gleichgewicht zwischen einem höheren, aerodynamischen Wirkungsgrad und Wirkungsgradverlusten durch den Differenzial-Antrieb erreicht wird,



bei gleichzeitiger Berücksichtigung der regelungsbedingten Rahmenbedingungen bei Energiegewinnungsanlagen, insbesondere Windkraftanlagen.

Nachfolgend werden bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung unter Bezugnahme auf die angeschlossenen Zeichnungen detailliert beschrieben.

Fig. 1 zeigt für eine 5MW Windkraftanlage gemäß Stand der Technik die Leistungskurve, die Rotordrehzahl und die sich dadurch ergebenden Kennwerte wie Schnelllaufzahl und den Leistungsbeiwert,

Fig. 2 zeigt das Prinzip eines Differentialgetriebes mit einem elektrischen Differential-Antrieb gemäß Stand der Technik,

Fig. 3 zeigt das Prinzip eines hydrostatischen Differential-Antriebes mit Pumpen/Motor-Kombination gemäß Stand der Technik,

Fig. 4 zeigt das Prinzip eines coaxial zur Eingangswelle der Differentialstufe ausgerichteten Sonder-Drehstrommaschine gemäß Stand der Technik,

Fig. 5 zeigt die Drehzahlverhältnisse am Rotor der Windkraftanlage und die sich dadurch ergebenden maximalen Eingangs-Drehmomente $M_{\max}$ für den Differential-Antrieb,

Fig. 6 zeigt beispielhaft die Drehzahl- und Leistungsverhältnisse eines elektrischen Differential-Antriebes über der Windgeschwindigkeit,

Fig. 7 zeigt für das 1-stufige Differentialgetriebe die maximalen Drehmomente und den Größenfaktor y/x in Abhängigkeit vom Nenn-Drehzahlbereich,

Fig. 8 zeigt Übersetzungsverhältnisse und Drehmomente für den Differential-Antrieb mit 1-stufigem und alternativ mit 2-stufigem Differentialgetriebe und die Auswirkungen auf J_{red} ,

Fig. 9 zeigt den Multiplikationsfaktor $f(J)$ für 1-stufige bzw. 2-stufige Differentialgetriebe, mit dem der Wert des Massenträgheitsmomentes J des Differential-Antriebes zu multiplizieren ist, um das auf die Rotorwelle bezogene J_{red} bei kleinster Rotordrehzahl ($n_{\min}$) zu errechnen,

Fig. 10 zeigt für 1-stufige bzw. 2-stufige Differentialgetriebe das erforderliche Drehmoment um einen Drehzahlsprung am Rotor mit einem elektrischen Differential-Antrieb drehzahlmäßig ausregeln zu können,

Fig. 11 zeigt die Drehzahl/Drehmoment-Charakteristik eines elektrischen Differential-Antriebes (PM-Synchronmotor) inkl. Feldschwächebereich im Vergleich zum erforderlichen Drehmoment für den Differential-Antrieb,

Fig. 12 zeigt die maximalen Eingangs-Drehmomente für den Differential-Antrieb und den Größenfaktor y/x in Abhängigkeit vom Feldschwächebereich des elektrischen Differential-Antriebes,

Fig. 13 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrages in Abhängigkeit vom Feldschwächebereich,

Fig. 14 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrags für verschiedene Nenn-Drehzahlbereiche bei unterschiedlichen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten für einen elektrischen Differential-Antrieb mit 80% Feldschwächebereich,

Fig. 15 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrags für verschiedene Nenn-Drehzahlbereiche bei unterschiedlichen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten für einen hydraulischen Differential-Antrieb,

Fig. 16 zeigt die Strom-Produktionskosten für einen elektrischen Differential-Antrieb bei verschiedenen Nenn-Drehzahlbereichen für 1-stufige Differentialgetriebe,

Fig. 17 zeigt die Strom-Produktionskosten für einen elektrischen Differential-Antrieb bei verschiedenen Nenn-Drehzahlbereichen für 2-stufige Differentialgetriebe,

Fig. 18 zeigt eine mit dazwischen geschalteten elektrischen Widerständen kurzgeschlossene Drehstrommaschine,

Fig. 19 zeigt eine Lösung mit einem in das Hauptgetriebe integrierten, 1-stufigen Differentialgetriebe,

Fig. 20 zeigt eine Lösung mit einem in den Synchrongenerator integrierten, 1-stufigen Differentialgetriebe,

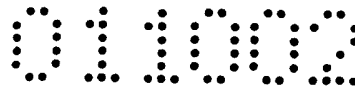
Fig. 21 zeigt eine alternative Lösung für ein 1-stufiges Differentialgetriebe mit einer coaxialen Verbindung zw. Hohlrad und Differential-Antrieb.

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.

Fig. 1 zeigt die Verhältnisse für Rotorleistung, Rotordrehzahl, Schnelllaufzahl und Leistungsbeiwert für einen vorgegebenen maximalen Drehzahlbereich des Rotors bzw. einer optimalen Schnelllaufzahl von 8,0-8,5. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass sobald die Schnelllaufzahl von ihrem optimalen Wert von 8,0-8,5 abweicht, der Leistungsbeiwert sinkt, und sich



damit gemäß oben genannter Formel die Rotorleistung entsprechend der aerodynamischen Charakteristik des Rotors reduziert.

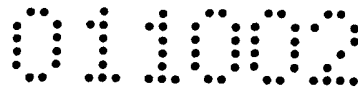
Fig. 2 zeigt ein mögliches Prinzip eines Differentialsystems für eine Windkraftanlage bestehend aus Differentialstufe 3 bzw. 11 bis 13, einer Anpassungs-Getriebestufe 4 und einem Differential-Antrieb 6. Der Rotor 1 der Windkraftanlage, der auf der Antriebswelle für das Hauptgetriebe 2 sitzt, treibt das Hauptgetriebe 2 an. Das Hauptgetriebe 2 ist ein 3-stufiges Getriebe mit zwei Planetenstufen und einer Stirnradstufe. Zwischen Hauptgetriebe 2 und Generator 8 befindet sich die Differentialstufe 3, welches vom Hauptgetriebe 2 über Planetenträger 12 der Differentialstufe 3 angetrieben wird. Der Generator 8 – vorzugsweise ein fremderregter Synchrongenerator, der bei Bedarf auch eine Nennspannung größer 20kV haben kann - ist mit dem Hohlrad 13 der Differentialstufe 3 verbunden und wird von diesem angetrieben. Das Ritzel 11 der Differentialstufe 3 ist mit dem Differential-Antrieb 6 verbunden. Die Drehzahl des Differential-Antriebes 6 wird geregelt, um einerseits bei variabler Drehzahl des Rotors 1 eine konstante Drehzahl des Generators 8 zu gewährleisten und andererseits das Drehmoment im kompletten Triebstrang der Windkraftanlage zu regeln. Um die Eingangsdrehzahl für den Differential-Antrieb 6 zu erhöhen wird im gezeigten Fall ein 2-stufiges Differentialgetriebe gewählt, welches eine Anpassungs-Getriebestufe 4 in Form einer Stirnradstufe zwischen Differentialstufe 3 und Differential-Antrieb 6 vorsieht. Differentialstufe 3 und Anpassungs-Getriebestufe 4 bilden somit das 2-stufige Differentialgetriebe. Der Differential-Antrieb ist eine Drehstrommaschine, welche über Frequenzumrichter 7 und Transformator 5 ans Netz angeschlossen wird. Alternativ kann der Differential-Antrieb, wie in Fig. 3 gezeigt, auch als z.B. hydrostatische Pumpen/Motor-Kombination 9 ausgeführt werden. In diesem Fall ist die zweite Pumpe vorzugsweise über Anpassungs-Getriebestufe 10 mit der Antriebswelle des Generators 8 verbunden.

Fig. 4 zeigt eine weitere mögliche Ausführungsform des Differentialgetriebes gemäß Stand der Technik. Hier wird in bereits gezeigter Weise der Planetenträger 12 vom Hauptgetriebe 2 angetrieben und der Generator 8 ist mit dem Hohlrad 13 verbunden bzw. das Ritzel mit dem elektrischen Differential-Antrieb 6. Diese Ausführungsvariante stellt eine 1-stufige Lösung dar, wobei hier aus konstruktiven Gründen eine Sonder-Drehstrommaschine zum Einsatz gebracht wird, welche im Vergleich zu Standard-Drehstrommaschinen wesentlich teurer ist und darüber hinaus ein sehr hohes Massenträgheitsmoment hat. Dies wirkt sich regelungstechnisch besonders negativ in Bezug auf das auf den Rotor 1 bezogene Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes 6 aus.

Die Drehzahlgleichung für das Differentialgetriebe lautet:

$$\text{Drehzahl}_{\text{Generator}} = x * \text{Drehzahl}_{\text{Rotor}} + y * \text{Drehzahl}_{\text{Differential-Antrieb}},$$

wobei die Generatordrehzahl konstant ist, und sich die Faktoren x und y aus den gewählten Getriebeübersetzungen von Hauptgetriebe und Differentialgetriebe ableiten lassen. Das Drehmoment am Rotor wird durch das anstehende Windangebot und den aerodynamischen Wirkungsgrad des Rotors bestimmt. Das Verhältnis zwischen dem Drehmoment an der Rotorwelle und dem am Differential-Antrieb ist konstant, wodurch sich das Drehmoment



im Triebstrang durch den Differential-Antrieb regeln lässt. 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 das notwendige Auslegungs-Drehmoment des Differential-Antriebes ist.

Die Leistung des Differential-Antriebes ist im Wesentlichen proportional dem Produkt aus prozentueller Abweichung der Rotordrehzahl von dessen Grunddrehzahl mal Rotor-Leistung. Dementsprechend erfordert ein großer Drehzahlbereich grundsätzlich eine entsprechend große Dimensionierung des Differential-Antriebes.

Fig. 5 zeigt dies beispielhaft für verschiedene Drehzahlbereiche. Der $-/+$ Nenn-Drehzahlbereich des Rotors definiert dessen prozentuelle Drehzahlabweichung von der Grunddrehzahl des Rotors, der mit Nenndrehzahl des Differential-Antriebes ($- \dots$ motorisch bzw. $+ \dots$ generatorisch) ohne Feldschwächung realisiert werden kann. Die Nenndrehzahl (n) des Differential-Antriebes definiert im Falle einer elektrischen Drehstrommaschine jene maximale Drehzahl, bei der diese dauerhaft das Nenndrehmoment (M_n) bzw. die Nennleistung (P_n) erbringen kann.

Im Falle eines hydrostatischen Antriebes, wie z.B. einer hydraulischen Axialkolbenpumpe, ist die Nenndrehzahl des Differential-Antriebes jene Drehzahl, bei der dieser mit maximalem Drehmoment ($T_{\max}$) maximale Dauerleistung ($P_{0 \max}$) liefern kann. Dabei bestimmen Nenn-
druck (p_N) und Nenngroße (NG) bzw. Verdrängungsvolumen ($V_{g \max}$) der Pumpe das maximale Drehmoment ($T_{\max}$).

Im Nennleistungsbereich dreht der Rotor der Windkraftanlage mit der mittleren Drehzahl n_{rated} zwischen den Grenzen $n_{\max}$ und $n_{\min-\max P}$, im Teillastbereich zwischen n_{rated} und $n_{\min}$, in diesem Beispiel erzielbar mit einem Feldschwächebereich von 80%. Der Regelungs-Drehzahlbereich zwischen $n_{\max}$ und $n_{\min-\max P}$, welcher ohne Lastreduktion realisierbar ist, wird entsprechen groß gewählt, um Windböen ausregeln zu können. Die Größe dieses Drehzahlbereiches hängt von der Böigkeit des Windes bzw. der Massenträgheit des Rotors der Windkraftanlage und der Dynamik des sog. Pitch-Systems (Rotorblatt-Verstellsystem) ab, und liegt üblicherweise bei etwa $-/+5\%$. Im gezeigten Beispiel wurde ein Regelungs-Drehzahlbereich von $-/+6\%$ gewählt um entsprechende Reserven für die Ausregelung von Extreimböen mit Hilfe von Differential-Antrieben zu haben. Windkraftanlagen mit sehr trägen Pitch-Systemen können aber durchaus auch für Regelungs-Drehzahlbereiche von etwa $-/+7\%$ bis $-/+8\%$ ausgelegt werden. In diesem Regelungs-Drehzahlbereich muss die Windkraftanlage Nennleistung produzieren, was bedeutet, dass der Differential-Antrieb dabei mit maximalem Drehmoment belastet wird. Das heißt, dass der $-/+$ Nenn-Drehzahlbereich des Rotors etwa gleich groß sein muss, da nur in diesem Bereich der Differential-Antrieb sein Nenndrehmoment leisten kann.



Bei elektrischen und hydrostatischen Differential-Antrieben mit einer Differentialstufe wird die Rotor-Drehzahl, bei der der Differential-Antrieb die Drehzahl gleich 0 hat, die Grunddrehzahl genannt. Da nun bei kleinen Rotor-Drehzahlbereichen die Grunddrehzahl über $n_{\min-\max P}$ liegt, muss der Differential-Antrieb das Nenndrehmoment bei Drehzahl gleich 0 erbringen können. Differential-Antriebe, sei es elektrisch oder auch hydraulisch, können jedoch bei Drehzahl gleich 0 nur ein Drehmoment erzeugen, welches deutlich unter dem Nennmoment liegt, was jedoch durch eine entsprechende Überdimensionierung bei der Auslegung kompensiert werden kann. Da jedoch das maximale Auslegungs-Drehmoment der dimensionierende Faktor für einen Differential-Antrieb ist, wirkt sich aus diesem Grund ein kleiner Drehzahlbereich nur beschränkt positiv auf die Größe des Differential-Antriebes aus.

Im Falle eines Antriebskonzeptes mit mehr als einer Differentialstufe, oder mit einem hydrodynamischen Differential-Antrieb kann der $-/+$ Nenn-Drehzahlbereich ersatzweise aus der Formel

$$-/+ \text{Nenn-Drehzahlbereich} = -/+ (n_{\max} - n_{\min}) / (n_{\max} + n_{\min})$$

$$\text{für eine Grunddrehzahl} = (n_{\max} + n_{\min}) \cdot 0,5$$

errechnet werden. Die Nenndrehzahl des Differential-Antriebes wird in diesem Fall ersatzweise mit dessen Drehzahlen bei $n_{\max}$ bzw. $n_{\min}$ festgelegt.

In Fig. 6 sieht man beispielhaft die Drehzahl- bzw. Leistungsverhältnisse für eine Differentialstufe. Die Drehzahl des Generators, vorzugsweise ein fremderregter Mittelspannungs-Synchrongenerator ist durch den Anschluss an das frequenzfeste Stromnetz konstant. Um den Differential-Antrieb entsprechend gut ausnutzen zu können, wird dieser Antrieb im Bereich kleiner der Grunddrehzahl motorisch und im Bereich größer der Grunddrehzahl generatorisch betrieben. Das führt dazu, dass im motorischen Bereich Leistung in die Differentialstufe eingespeist wird und im generatorischen Bereich Leistung der Differentialstufe entnommen wird. Diese Leistung wird im Falle eines elektrischen Differential-Antriebes vorzugsweise dem Netz entnommen bzw. in dieses eingespeist. Im Falle eines hydraulischen Differential-Antriebes wird die Leistung vorzugsweise der Generatorwelle entnommen bzw. dieser zugeführt. Die Summe aus Generatorleistung und Leistung Differential-Antrieb ergibt die für einen elektrischen Differential-Antrieb ins Netz abgegebene Gesamtleistung.

Das Eingangs-Drehmoment für den Differential-Antrieb hängt neben dem Drehmoment am Differential-Eingang auch wesentlich vom Übersetzungsverhältnis des Differentialgetriebes ab. Legt man der Analyse zugrunde, dass das optimale Übersetzungsverhältnis einer Planetenstufe bei einer sogenannten Standübersetzung von etwa 6 liegt, so werden mit einem 1-stufigen Differentialgetriebe die Momente für den Differential-Antrieb nicht proportional dem Drehzahlbereich kleiner. Es sind technisch auch größere Standübersetzungen realisierbar, was dieses Problem bestenfalls reduziert, jedoch nicht beseitigt.

Fig. 7 zeigt für ein 1-stufiges Differentialgetriebe die maximalen Drehmomente und den Größenfaktor y/x (aus Darstellungsgründen mit $\cdot 5.000$ multipliziert) in Abhängigkeit vom Nenn-

Drehzahlbereich des Rotors. Bei einem Nenn-Drehzahlbereich von etwa $\pm 14\%$ bis $\pm 17\%$ ergibt sich für den Differential-Antrieb der kleinste Größtenfaktor und demzufolge auch das kleinste maximale Drehmoment ($M_{\max}$).

Die Grafik zeigt für 1-stufige Differentialgetriebe, dass bei kleiner werdendem Nenn-Drehzahlbereich die Auslegungs-Drehmomente für den Differential-Antrieb anwachsen. Um dieses Problem zu lösen, kann man ein z.B. 2-stufiges Differentialgetriebe verwenden. Dies kann man beispielsweise durch Implementieren einer Anpassungs-Getriebestufe 4 zwischen Differentialstufe 3 und Differential-Antrieb 6 oder 9 erreichen. Das Eingangs-Drehmoment für die Differentialstufe, das im Wesentlichen deren Kosten bestimmt, kann dadurch jedoch nicht reduziert werden.

Fig. 8 zeigt die Gegenüberstellung der Drehmomente des Differential-Antriebes für ein 1-stufiges und ein 2-stufiges Differentialgetriebe und den Faktor J_{red} , der das Verhältnis der auf die Rotorwelle bezogenen Massenträgheitsmomente (J_{red}) beider Varianten ist. Es ist aus Fig. 8 klar ersichtlich, dass bei freier Wahl des Übersetzungsverhältnisses des Differentialgetriebes – in dem gezeigten Fall für eine Nenndrehzahl des Differential-Antriebes von etwa 1500rpm – das erforderliche Drehmoment des Differential-Antriebes mit kleiner werdendem Drehzahlbereich entsprechend kleiner wird. Oberhalb eines Nenn-Drehzahlbereiches von etwa $\pm 16,5\%$ reicht die bei diesem Ausführungsbeispiel angenommene Standübersetzung des 1-stufigen Differentialgetriebes aus, um die Nenndrehzahl des Differential-Antriebes von 1500rpm ohne zusätzliche Anpassungs-Getriebestufe zu erreichen. Die Nachteile eines mehrstufigen Differentialgetriebes sind jedoch die etwas höheren Getriebe-Verluste und höhere Getriebekosten. Darüber hinaus bewirkt die höhere Getriebeübersetzung ein höheres Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes bezogen auf die Rotorwelle der Windkraftanlage (J_{red}), obwohl das Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes mit kleiner werdendem Nenndrehmoment ebenfalls kleiner wird. Da die Regelbarkeit der Windkraftanlage jedoch stark von diesem J_{red} abhängt – je niedriger im Vergleich zum Massenträgheitsmoment des Rotors der Windkraftanlage desto besser die Regelungsdynamik des Differential-Antriebes – ist im gezeigten Fall bei kleinem Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage der ca. 2,6-fache Wert von J_{red} für ein 2-stufiges gegenüber einem 1-stufigen Differential-Getriebe ein Nachteil, der (a) eine entsprechend größere Dimensionierung des Differential-Antriebes erfordert bzw. (b) wenn keine entsprechende Kompensations-Maßnahmen getroffen werden, aufgrund der schlechteren Regelungseigenschaften zu höheren Belastungen der Windkraftanlage und schlechterer Stromqualität führt. Daher und auch aufgrund der höheren Getriebekosten und –Verluste, stellt ein 1-stufiges Differentialgetriebe gegenüber mehrstufigen Lösungen nur bedingt und nur bei kleinen Nenn-Drehzahlbereichen eine technisch mögliche Alternative dar.

Gleiches Argument für J_{red} gilt generell auch bei der Wahl des Drehzahlbereiches. Fig. 9 zeigt bei minimaler Rotor-Drehzahl den Multiplikationsfaktor $f(J)$ mit dem der Wert des Massenträgheitsmomentes des Differential-Antriebes zu multiplizieren ist, um das auf die Rotorwelle bezogene J_{red} des Differential-Antriebes bei kleinster Rotordrehzahl ($n_{\min}$) zu errechnen.

Um Drehzahlsprünge des Rotors der Windkraftanlage ausregeln zu können, muss der Differential-Antrieb entsprechend über-dimensioniert werden, was mit zunehmendem J_{red} , d.h. mit zunehmendem Nenn-Drehzahlbereich bzw. bei mehrstufigem Differential-Antrieb schon bei kleineren Drehzahlbereichen, einen nicht unerheblichen Kostenfaktor darstellt.

Fig. 10 zeigt das erforderliche Drehmoment für den Differential-Antrieb um eine Windböe ausregeln zu können. Geht man von einer Windböe aus, welche innerhalb von 2 Sekunden von 4,5 m/s auf 11,5 m/s beschleunigt, so bedingt dies abhängig vom Nenn-Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage einen Drehzahlsprung von 5,6 bis 10,3rpm auf für alle Nenn-Drehzahlbereiche gleiche Drehzahl von 11,7rpm. Der Differential-Antrieb hat diesem Drehzahlsprung zu folgen wobei das dazu erforderliche Beschleunigungsmoment entsprechend J_{red} und Größe des Drehzahlsprunges ausfällt. Deutlich erkennbar ist, dass hier mehrstufige Differentialgetriebe aufgrund des höheren Getriebe-Übersetzungsverhältnisses höhere Drehmomente erforderlich machen.

Eine Möglichkeit bei gleichbleibender Getriebeübersetzung des Differentialgetriebes den Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage zu erweitern und somit den Energieertrag zu erhöhen, ist die Ausnutzung des sogenannten Feldschwächebereiches von elektrischen Differential-Antrieben wie im Falle einer z.B. permanentmagneterregten Synchron-Drehstrommaschine mit Frequenzumrichter.

Der Feldschwächebereich ist jener Drehzahlbereich der über der Nenndrehzahl der elektrischen Drehstrommaschine liegt. Für diese Nenndrehzahl wird auch das Nenn-Drehmoment bzw. das Nenn-Kippmoment definiert. In den Tabellen und weiteren Beschreibungen wird der Feldschwächebereich als Prozentsatz der Drehzahl über der Nenndrehzahl definiert – d.h. die z.B. 1,5-fache Nenndrehzahl entspricht einem Feldschwächebereich von 50%.

Fig. 11 zeigt beispielhaft die Werte für maximales Drehmoment bzw. Kippmoment eines elektrischen Differential-Antriebes mit einer Nenndrehzahl von 1500rpm. Deutlich erkennbar ist, dass die maximal erreichbaren Momente sowohl bei einer Drehzahl gleich null als auch über der Nenndrehzahl kleiner werden. Eine wesentliche Charakteristik von Windkraftanlagen ist jedoch, dass im Teillastbereich, im gezeigten Beispiel entspricht das in etwa dem motorischen Betrieb, die erforderlichen Drehmomente wesentlich geringer sind als die maximal zugelassenen. Im generatorischen Betrieb ist für Drehzahlen größer etwa 1730rpm Lastreduktion für die Windkraftanlage notwendig, damit die zugelassenen maximalen Drehmomente nicht überschritten werden. Fig. 10 zeigt einen Feldschwächebereich von 80% der bis zur 1,8-fachen Nenndrehzahl reicht, was für den für das Beispiel ausgewählten elektrischen Antrieb eine technisch sinnvolle Obergrenze darstellt.

Erwähnenswert ist hier, dass z.B. permanentmagneterregte Synchron-Drehstrommaschinen im Feldschwächebereich sehr gute Wirkungsgrade haben, was ein wesentlicher Vorteil im Zusammenhang mit dem Wirkungsgrad des Differential-Antriebes ist.

Der Betrieb im Feldschwächebereich ist für Drehstrommaschinen abhängig von deren Auslegung bis zu 50% bis 60%, d.h. einer etwa 1,5-fachen bis 1,6-fachen Nenndrehzahl ohne

Drehzahl-feedback möglich, darüber hinaus wird der Einsatz von z.B. Encodern notwendig. Da der Einsatz eines Encoders eine zusätzliche Fehlerquelle darstellt, und die sogenannte geberlose Moment- bzw. Drehzahlregelung dynamisch besser ist, ist bei der Festlegung des Feldschwächebereiches ein Optimum zwischen Regelungsdynamik und optimalem Jahresenergieertrag zu finden. Das heißt, dass bei hohen mittleren Windgeschwindigkeiten und den damit zusammenhängenden extremen Böen ein Feldschwächebereich zu wählen ist, der die geberlose Regelung erlaubt um diese Böen entsprechend ausregeln zu können. Bei kleinen mittleren Windgeschwindigkeiten mit eher kleineren auszuregelnden Böen wird auf den optimalen Jahresenergieertrag geachtet und daher ein größtmöglicher Feldschwächebereich mit Drehzahl-feedback gewählt. Das passt auch sehr gut zur Drehzahlcharakteristik des Differential-Antriebes einer Windkraftanlage, welcher bei niedrigen Windgeschwindigkeiten motorisch den größtmöglichen Drehzahlbereich ausnutzt.

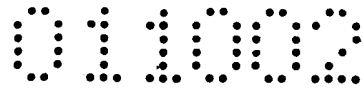
Um die Auswirkung der Größe des Feldschwächebereichs auf die Größe des Differential-Antriebs bzw. den Energieertrag der Windkraftanlage bei verschiedenen durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeiten zu verifizieren, kann man bei fixem Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage den Feldschwächebereich des Differential-Antriebes variieren, bei gleichzeitiger Anpassung der Übersetzung des Differentialgetriebes.

Fig. 12 zeigt die maximalen Eingangs-Drehmomente für den Differential-Antrieb und den Größenfaktor y/x (aus Darstellungszwecken mit -5.000 multipliziert) in Abhängigkeit vom Feldschwächebereich. Ab einem Feldschwächebereich von ca. 70% ergeben sich für den Differential-Antrieb optimale Größenfaktoren und demzufolge auch die kleinsten maximalen Drehmomente ($M_{\max}$), wobei das absolute Minimum bei einem Feldschwächebereich von 100% liegt.

Fig. 13 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrages in Abhängigkeit vom Feldschwächebereich für verschiedene mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten. Das Optimum wird bei einem Feldschwächebereich zwischen 100% bis 120% erreicht. Basierend auf diesen Rahmenbedingungen wird ein Feldschwächebereich abhängig von den Einsatzbedingungen, jedoch in jedem Fall $\geq 50\%$ gewählt.

Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist das jährliche Mittel der in Nabenhöhe (entspricht dem Rotormittelpunkt) gemessenen Windgeschwindigkeit. Die maximalen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten von 10,0m/s, 8,5m/s, 7,5m/s und 6,0m/s entsprechen den sogenannten IEC-Typenklassen 1, 2, 3 und 4. Als statistische Häufigkeitsverteilung wird standardmäßig eine Rayleigh-Verteilung angenommen.

Darüber hinaus ist erwähnenswert, dass permanentmagneterregte Synchron-Drehstrommaschinen als Differential-Antrieb noch den Vorteil haben, im Vergleich zu Drehstrommaschinen anderer Bauart ein kleines Massenträgheitsmoment im Vergleich zum Nenn-Drehmoment zu haben, was sich, wie schon beschrieben, als vorteilhaft bezüglich Regelung der Windkraftanlage erweist, womit sich der Aufwand für eine besonders massenträgheitsmomentarme Auslegung des Differential-Antriebes immer lohnen wird.



Alternativ haben sogenannte Reluktanz-Maschinen ebenfalls ein sehr kleines Massenträgheitsmoment bei jedoch typischerweise höhere Nenndrehzahlen. Es ist bekannt, dass Reluktanz-Maschinen extrem robust sind, was für den Einsatz im Offshore-Bereich besonders positiv ist.

Die Größe des Differential-Antriebes hat natürlich auch einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der Windkraftanlage. Betrachtet man die oben beschriebenen Ausführungen, so ergibt sich die grundlegende Erkenntnis, dass ein großer Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage einen besseren aerodynamischen Wirkungsgrad bewirkt, jedoch andererseits auch eine größere Dimensionierung des Differential-Antriebes erfordert. Dies wiederum führt zu höheren Verlusten, was einem besseren System-Wirkungsgrad (bestimmt durch die Aerodynamik des Rotors und die Verluste des Differential-Antriebes) entgegenwirkt.

Fig. 14 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrages der Windkraftanlage mit elektrischem Differential-Antrieb bei verschiedenen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten abhängig vom Nenn-Drehzahlbereich des Rotors der Windkraftanlage. Dabei basiert der Brutto-Energieertrag auf der Abgabeleistung des Rotors der Windkraftanlage abzüglich der Verluste von Differential-Antrieb (inkl. Frequenzumrichter) und Differentialgetriebe. Ein Nenn-Drehzahlbereich von $\pm 6\%$ ist erfindungsgemäß die Basis, welcher durch den minimal erforderlichen Regelungs-Drehzahlbereich im Nennleistungsbereich von Windkraftanlagen mit Differential-Antrieben erforderlich ist, wobei der Nenn-Drehzahlbereich jenen Rotor-Drehzahlbereich bedeutet, den man mit Nenndrehzahl des Differential-Antriebes realisieren kann. Darüber hinaus wird ein Feldschwächebereich von bis zu 80% über Nenn-Drehzahl des Differential-Antriebes angenommen. Aus der Grafik ist unschwer zu erkennen, dass das Optimum bei einem Nenn-Drehzahlbereich von etwa $\pm 20\%$ erreicht wird, und eine Erweiterung des Nenn-Drehzahlbereiches darüber hinaus keine Vorteile mehr bringt.

Fig. 15 zeigt die Differenz des Brutto-Energieertrages der Windkraftanlage mit hydraulischem Differential-Antrieb bei verschiedenen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten. Hier wirken sich die wesentlich höheren Verluste bei hydraulischen Differential-Antrieben negativ auf den Energieertrag aus, wodurch ein Nenn-Drehzahlbereich zwischen dem für Regelungszwecke minimal erforderlichen $\pm 6\%$ und dem Energieertrags-Optimum von $\pm 10\%$ bei hohen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten (größer 8,5m/s) und $\pm 15\%$ bei niedrigeren mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten sinnvoll erscheint. Der Einbruch der Kurve bei etwa $\pm 12\%$ Nenn-Drehzahlbereich, resultiert aus dem hohen Nenndrehmoment des Differential-Antriebes bei Drehzahl gleich 0 im Nennbetriebsbereich der Windkraftanlage und der niedrigen Übersetzung in der Anpassungs-Getriebestufe 4.

Letztendlich ist es das Ziel, einen Triebstrang zu entwickeln, der die geringsten Strom-Produktionskosten erlaubt. Die dafür relevanten Punkte bei der Optimierung von Differential-Antrieben sind (a) der Brutto-Energieertrag, (b) die Herstellkosten für den Differential-Antrieb und (c) die die Gesamt-Herstellkosten beeinflussende Qualität der Drehmoment- bzw. Drehzahlregelung der Windkraftanlage. Der Brutto-Energieertrag geht proportional in die Strom-



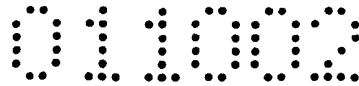
Produktionskosten und damit in die Wirtschaftlichkeit eines Windparks ein. Die Herstellkosten stehen in Relation zu den gesamten Herstellkosten eines sogenannten Windparks, jedoch nur mit dem Prozentsatz der anteiligen Kapitalkosten der Windkraftanlage an den Gesamtkosten des Windparks inkl. Wartungs- und Betriebskosten. Durchschnittlich ist dieser windkraftanlagenspezifische Anteil an den Strom-Produktionskosten bei sogenannten On-shore-Projekten etwa $2/3$ und bei Off-shore-Projekten etwa $1/3$. Durchschnittlich kann man daher einen Prozentsatz von etwa 50% definieren. Das bedeutet, dass eine Differenz im Jahresenergieertrag durchschnittlich doppelt so hoch zu bewerten ist wie die Differenz in den Herstellkosten der Windkraftanlage. Das heißt, wenn sich im gezeigten Beispiel für elektrische Differential-Antriebe ein optimaler Größenfaktor schon bei einem Nenn-Drehzahlbereich von etwa $-/+14\%$ bis $-/+17\%$ einstellt, so wirkt sich dieser kostenbestimmende Faktor prozentmäßig weniger stark auf die Stromproduktionskosten aus als der optimale Energieertrag ab einem Nenn-Drehzahlbereich von etwa $-/+20\%$.

Fig. 16 zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Drehzahlbereiche auf die Strom-Produktionskosten des Windparks mit 1-stufigem Differentialgetriebe und elektrischem Differential-Antrieb. Hier ist für alle Windgeschwindigkeitsbedingungen ein sehr guter Wert bei einem Nenn-Drehzahlbereich zwischen $-/+15,0\%$ und $-/+20,0\%$ und ein Optimum von etwa $-/+17,5\%$ zu erkennen.

Fig. 17 zeigt die Auswirkungen unterschiedlicher Drehzahlbereiche auf die Strom-Produktionskosten des Windparks mit 2-stufigem Differentialgetriebe (unterhalb eines Nenn-Drehzahlbereiches von etwa $-/+16,5\%$) mit elektrischem Differential-Antrieb. Vor allem bei kleineren mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten ist auch hier das Optimum bei einem Drehzahlbereich zwischen $15,0\%$ und $20,0\%$ zu erkennen. Bei mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten größer $8,5 \text{ m/s}$ stellt jedoch auch ein kleiner Drehzahlbereich von aus Regelungsgründen zumindest $\pm 6\%$ bis etwa $-/+10\%$ eine attraktive Variante dar. Das heißt, dass mehrstufige Differentialgetriebe bei sehr hohen mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten konkurrenzfähig mit 1-stufigen Lösungen sind.

Bei der Auslegung von Differential-Antrieben sind jedoch noch weitere wichtige Sonderfälle zu betrachten. So kann zum Beispiel durch das konstante Verhältnis Rotor-Drehzahl zu Drehzahl am Differential-Antrieb, ein Ausfall des Differential-Antriebes schwerwiegende Schäden nach sich ziehen. Ein Beispiel ist der Ausfall des Differential-Antriebes bei Nennbetrieb der Windkraftanlage. Dadurch geht gleichzeitig das übertragbare Drehmoment am Triebstrang gegen null. Die Drehzahl des Rotors der Windkraftanlage wird in diesem Fall vorzugsweise durch ein schnelles Verstellen der Rotorblattverstellung schlagartig reduziert und der Generator vom Netz getrennt. Aufgrund der relativ hohen Massenträgheit des Generators, wird dieser nur langsam seine Drehzahl ändern. Dadurch ist, sofern der Differential-Antrieb nicht ohne Verzögerung sein Drehmoment zumindest teilweise aufrecht erhalten kann, eine Überdrehzahl des Differential-Antriebes unvermeidbar.

Aus diesem Grund ist z.B. beim Einsatz von hydrostatischen Differential-Antrieben eine mechanische Bremse vorgesehen, welche bei Ausfall des Differential-Antriebes für den Trieb-



strang schädigende Überdrehzahlen verhindert. Die WO2004/109157 A1 zeigt zu diesem Zweck eine mechanische Bremse, welche direkt auf die Generatorwelle wirkt und damit den Generator entsprechend abbremsen kann.

Die oben bereits mehrfach genannten permanentmagneterregten Synchron-Drehstrommaschinen, welche in Kombination mit einem Frequenzumrichter als Differential-Antrieb eingesetzt werden können, haben den Vorteil, dass sie sehr ausfallsicher sind, und einfach durch Kurzschließen der Primärwicklung, mit oder ohne dazwischen geschalteten elektrischen Widerständen, ein Drehmoment bis etwa zur Höhe des Nennmomentes aufrecht erhalten werden kann. Das heißt, dass sich - z.B. im Falle eines Umrichterausfalles - die Synchron-Drehstrommaschine durch eine einfache elektrische Schaltung automatisch (fail-safe) kurzschließen lässt, und damit ein Drehmoment aufrecht erhalten wird, welches bei Nenndrehzahl bis etwa Nenngroße haben kann, und mit kleiner werdender Drehzahl entsprechend abnimmt, um bei sehr kleinen Drehzahlen gegen 0 zu gehen. Dadurch wird auf einfache Weise eine Überdrehzahl des Differential-Antriebes verhindert.

Fig. 18 zeigt eine Möglichkeit eine Drehstrommaschine mit dazwischen geschalteten elektrischen Widerständen kurzzuschließen.

Im Falle des Ausfalls der permanentmagneterregten Synchron-Drehstrommaschine ist die Drehzahl des Rotors so zu regeln, dass die Drehzahl des Differential-Antriebes eine den Antrieb schädigende kritische Drehzahl nicht überschreitet. Basierend auf den gemessenen Drehzahlen von Generator und Rotor der Windkraftanlage wird entsprechend der Drehzahlgleichung für das Differentialgetriebe

$$\text{Drehzahl}_{\text{Generator}} = x * \text{Drehzahl}_{\text{Rotor}} + y * \text{Drehzahl}_{\text{Differential-Antrieb}},$$

mittels Rotorblattverstellung die Drehzahl des Rotors so geregelt, dass die Drehzahl des Differential-Antriebes einen vorgegebenen kritischen Grenzwert nicht überschreitet.

Bei Ausfall der Regelung der Windkraftanlage, welcher unter Umständen auch den gleichzeitigen Ausfall von Rotorblattregelung und Regelung des Differential-Antriebes zur Folge haben kann, bewirkt das Kurzschließen der Primärwicklung der permanentmagneterregten Synchron-Drehstrommaschine, dass ein Drehmoment aufrecht erhalten wird, welches deren Überdrehzahl verhindert. Von einem gleichzeitigen Ausfall von Regelung der Windkraftanlage und permanentmagneterregter Synchron-Drehstrommaschine ist nicht auszugehen.

Wenn die Windkraftanlage z.B. außer Betrieb ist, kann durch Kurzschließen der permanentmagneterregten Synchron-Drehstrommaschine ebenfalls ein unerwünschtes Beschleunigen des Differential-Antriebes verhindert werden.

Aus oben beschriebenen Gründen der optimalen Windkraftanlagen-Regelung, der Gesamtwirkungsgrade und des einfachen bzw. kostenoptimalen mechanischen Aufbaus der Differentialgetriebe stellt ein 1-stufiges Differentialgetriebe die ideale technische Lösung dar.



Hierbei gibt es verschiedene Ansätze für die konstruktive Einbindung des Differential-Antriebes.

Fig. 19 zeigt eine mögliche Ausführungsvariante gemäß vorliegender Erfindung. Der Rotor 1 treibt das Hauptgetriebe 2 an und dieses über Planetenträger 12 die Differentialstufe 11 bis 13. Der Generator 8 ist mit dem Hohlrad 13 verbunden, bzw. das Ritzel 11 mit dem Differential-Antrieb 6. Das Differentialgetriebe ist 1-stufig, und der Differential-Antrieb 6 ist in koaxialer Anordnung sowohl zur Abtriebswelle des Hauptgetriebes 2, als auch zur Antriebswelle des Generators 8. Da die Verbindung zw. Ritzel 11 und Differential-Antrieb 6 durch die Stirnradstufe und die Abtriebswelle des Hauptgetriebes 2 geht, ist die Differentialstufe vorzugsweise ein integraler Teil des Hauptgetriebes 2 und dieses ist dann vorzugsweise über eine Bremse 15, die auf den Rotor 1 wirkt, und eine Kupplung 14 mit dem Generator 8 verbunden.

Fig. 20 zeigt eine weitere mögliche Ausführungsvariante gemäß vorliegender Erfindung. Auch hier treibt der Rotor 1 das Hauptgetriebe 2 an und dieses über Planetenträger 12 die Differentialstufe 11 bis 13. Der Generator 8 ist mit dem Hohlrad 13 verbunden und das Ritzel 11 mit dem Differential-Antrieb 6. Das Differentialgetriebe ist 1-stufig, und der Differential-Antrieb 6 ist in koaxialer Anordnung sowohl zur Abtriebswelle des Hauptgetriebes 2, als auch zur Antriebswelle des Generators 8. Hier ist jedoch beim Generator 8 eine Hohlwelle vorgesehen, welche erlaubt, dass der Differential-Antrieb an der dem Differentialgetriebe abgewandten Seite des Generators 8 positioniert wird. Dadurch ist die Differentialstufe vorzugsweise eine separate, an den Generator 8 angebundene Baugruppe, welche dann vorzugsweise über eine Kupplung 14 und eine Bremse 15 mit dem Hauptgetriebe 2 verbunden ist. Die Verbindungswelle 16 zwischen Ritzel 11 und Differential-Antrieb 6 kann vorzugsweise in einer besonders massenträgheitsmomentarmen Variante als z.B. Faserverbund-Welle mit Glasfaser oder Kohlefaser ausgeführt sein.

Wesentlicher Vorteil der gezeigten koaxialen, 1-stufigen Ausführungsform beider Varianten sind (a) die konstruktive Einfachheit des Differentialgetriebes, (b) der dadurch hohe Wirkungsgrad des Differential-Getriebes und (c) das verhältnismäßig geringe auf den Rotor 1 bezogene Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes 6. Darüber hinaus kann bei der Ausführungsvariante gemäß Fig. 19 das Differentialgetriebe als separate Baugruppe gefertigt und unabhängig vom Hauptgetriebe implementiert und gewartet werden. Der Differential-Antrieb 6 kann natürlich auch durch einen hydrostatischen Antrieb ersetzt werden, wozu jedoch ein zweites, mit dem hydrostatischen Differential-Antrieb in Wechselwirkung stehendes Pumpenelement durch vorzugsweise den Generator 8 angetrieben werden muss.

Für hohe mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten kann für die Ausführungen gem. Fig. 19 und 20 eine Anpassungs-Getriebestufe 4 (wie grundsätzlich in Fig. 2 oder 3 gezeigt) zwischen Differentialstufe 11 bis 13 und Differential-Antrieb 6 implementiert werden.

Die Ausführungsvarianten gemäß Fig. 19 und Fig. 20 unterscheiden sich gegenüber dem Stand der Technik gemäß Fig. 4 im wesentlichen durch die Einsetzbarkeit einer Standard-

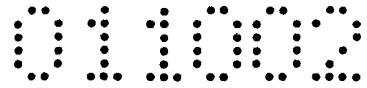
Drehstrommaschine und dem einfachen und kostengünstigen Aufbau der Differentialstufe welche keine Hohlwellen-Lösung für Drehstrommaschine und Ritzel notwendig macht, und bezüglich Massenträgheitsmoment bezogen auf die Rotorwelle (J_{red}) entscheidende Vorteile im Bezug auf Regelung der Windkraftanlage haben.

Die Ausführungsvarianten gemäß Fig. 19 und Fig. 20 unterscheiden sich jedoch wesentlich bezüglich den Auswirkungen einer sogenannten Notbremsung der Windkraftanlage mittels Bremse 15. Geht man davon aus, dass bei Aktivierung der Bremse 15 üblicherweise ein Bremsmoment von bis zu 2,5-fachem Nennmoment wirkt, so wirkt dieses aufgeteilt auf Rotor, Generator und Differential-Antrieb entsprechend deren reduzierter Massenträgheitsmomente. Diese sind natürlich abhängig von den Massenverhältnissen der ausgeführten Windkraftanlage. Als realistisches Beispiel kann man bei Nennbetrieb einer 5MW-Windkraftanlage bezogen auf die Bremse 15 etwa 1.900 kgm² für den Rotor 1, etwa 200 kgm² für den Synchrongenerator 8 und etwa 10 kgm² für den Differential-Antrieb 6 annehmen. Das heißt ein Großteil (etwa 90% bzw. 2,2-faches Rotor-Nennmoment) des Bremsmomentes wirkt auf die Rotorwelle der Windkraftanlage. Da nun bei der Ausführungsvariante gemäß Fig. 19 der Differential-Antrieb im Drehmomenten-Fluss zwischen Bremse 15 und Rotor 1 liegt, muss er entsprechend den konstanten Drehmomentverhältnissen zwischen Rotor und Differential-Antrieb ebenfalls das etwa 2,2-fache Nennmoment halten.

Ein wesentlicher Vorteil der Ausführungsvariante gemäß Fig. 20 ist, dass bei Einfall der Bremse 15 deren Bremsmoment nicht über Differentialgetriebe auf den Massenträgheitsmoment bestimmenden Rotor wirkt. In diesem Fall wirken nur etwa 9,5% des Bremsmomentes auf den Generator 8 bzw. etwa 0,5% auf den Differential-Antrieb 6. Durch die gemäß Fig. 19 gezeigte Anordnung von Bremse 15 und Differentialgetriebe 11 bis 13, macht das Kurzschließen der permanenterregten Synchron-Drehstrommaschine zur Aufrechterhaltung des Drehmomentes im Differential-Antrieb erst Sinn, da ansonsten im Notfall ein dessen Nenn-drehmoment wesentlich überschreitendes Drehmoment anstehen würde.

Figur 21 zeigt eine weitere mögliche Ausführungsform des Differentialgetriebes. Hier wird in bereits gezeigter Weise der Planetenträger 12 vom Hauptgetriebe 2 angetrieben, jedoch ist der Generator 8 mit dem Ritzel 11 verbunden bzw. das Hohlrad mit dem elektrischen Differential-Antrieb bestehend aus Rotor 17 und Stator 18. Auch diese Ausführungsvariante stellt eine koaxiale, 1-stufige Lösung dar, wobei getriebetechnische Rahmenbedingungen zu einer relativ niedrigen Drehzahl des Rotors 15 führen. Dies wirkt sich regelungstechnisch besonders positiv in Bezug auf das auf den Rotor 1 bezogene Massenträgheitsmoment des Differential-Antriebes 17 bis 18 aus.

Die oben beschriebenen Ausführungen sind bei technisch ähnlichen Anwendungen ebenfalls umsetzbar. Dies betrifft v.a. Wasserkraftwerke zur Ausnutzung von Fluss- und Meeresströmungen. Für diese Anwendung gelten die gleichen Grundvoraussetzungen wie für Windkraftanlagen, nämlich variable Strömungsgeschwindigkeit. Die Antriebswelle wird in diesen Fällen von den vom Strömungsmedium, beispielsweise Wasser, angetriebenen Einrichtun-



gen direkt oder indirekt angetrieben. In weiterer Folge treibt die Antriebswelle direkt oder indirekt das Differenzialgetriebe an.



Patentansprüche:

1. Verfahren zum Berteiben eines Differentialgetriebes für eine Energiegewinnungsanlage, insbesondere für eine Windkraftanlage, mit drei An- bzw. Abtrieben, wobei ein erster Antrieb mit einer Antriebswelle der Energiegewinnungsanlage, ein Abtrieb mit einem Generator (8) und ein zweiter Antrieb mit einer elektrischen Maschine (6) als Differential-Antrieb verbunden ist, und wobei die elektrische Maschine (6) im Feldschwächebereich betrieben werden kann, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von wenigstens 50% betrieben wird.
2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von wenigstens 60% betrieben wird.
3. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von wenigstens 70% betrieben wird.
4. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von wenigstens 80% betrieben wird.
5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von bis zu 100% betrieben wird.
6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) wenigstens zeitweise in einem Feldschwächebereich von bis zu 120% betrieben wird.
7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, dadurch gekennzeichnet, dass als elektrische Maschine (6) eine permanentmagneterregte Synchron-Drehstrommaschine verwendet wird.
8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) geberlos betrieben wird.
9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) mit einem Geber betrieben wird.
10. Verfahren nach Anspruch 8 und 9, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (6) teilweise mit und teilweise ohne Geber betrieben wird.
11. Verfahren nach einem der Ansprüche 8 bis 10, dass die elektrische Maschine (6) über einem Feldschwächebereich von 50% mit Geber betrieben wird.
12. Verfahren nach einem der Ansprüche 8 bis 10, dass die elektrische Maschine (6) unter einem Feldschwächebereich von 60% ohne Geber betrieben wird.

13. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, dass der mit der Antriebswelle verbundene erste Antrieb mit einer Grunddrehzahl dreht, bei welcher der zweite Antrieb die Drehzahl Null hat, und dass der erste Antrieb in einem Drehzahlbereich von mindestens $\pm 6,0\%$ und höchstens $\pm 20,0\%$ der Grunddrehzahl angetrieben wird, während die elektrische Maschine (6) mit Nenndrehzahl betrieben wird.

14. Verfahren nach Anspruch 13, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich mindestens $\pm 7,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

15. Verfahren nach Anspruch 13, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich mindestens $\pm 8,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

16. Verfahren nach Anspruch 13, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich mindestens $\pm 10,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

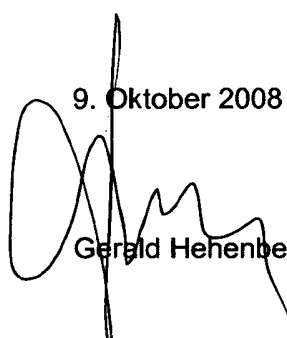
17. Verfahren nach einem der Ansprüche 13 bis 16, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich höchstens $\pm 17,5\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

18. Verfahren nach einem der Ansprüche 13 bis 16, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich höchstens $\pm 15,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

19. Verfahren nach einem der Ansprüche 13 bis 16, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich höchstens $\pm 14,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

20. Verfahren nach einem der Ansprüche 13 bis 15, dadurch gekennzeichnet, dass der Drehzahlbereich höchstens $\pm 10,0\%$ der Grunddrehzahl beträgt.

9. Oktober 2008



Gerald Hehenberger

Fig.1

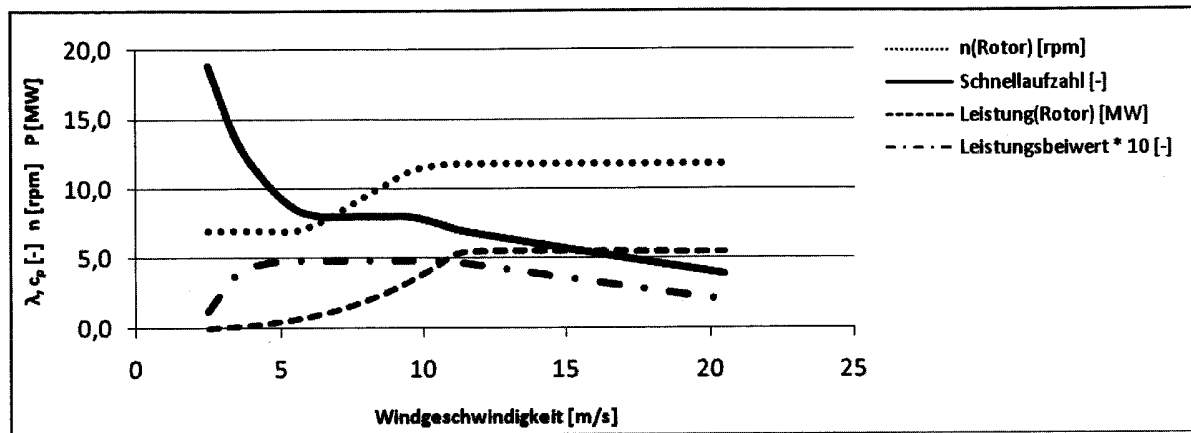


Fig. 2

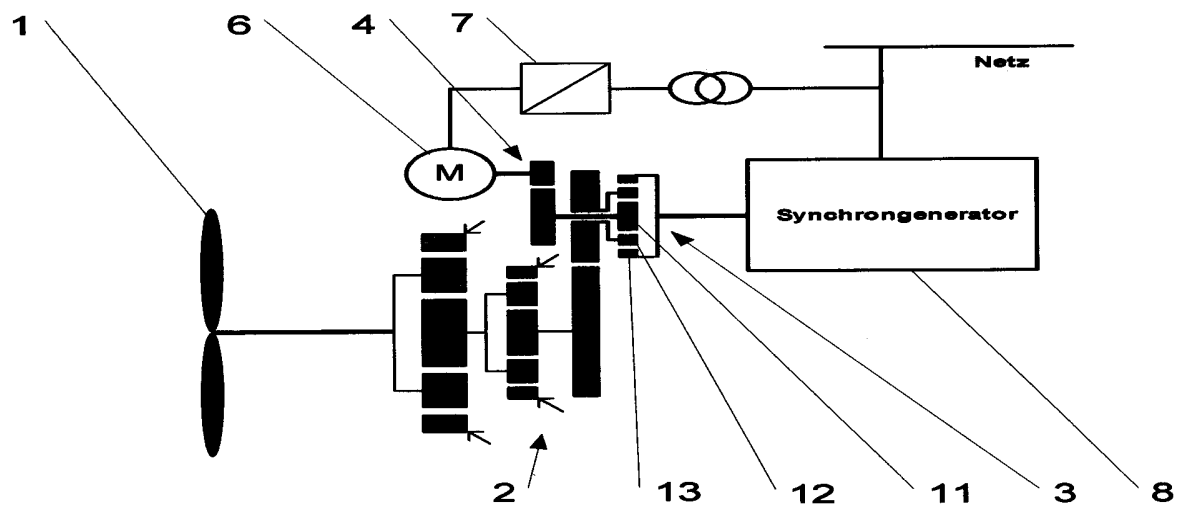


Fig. 3

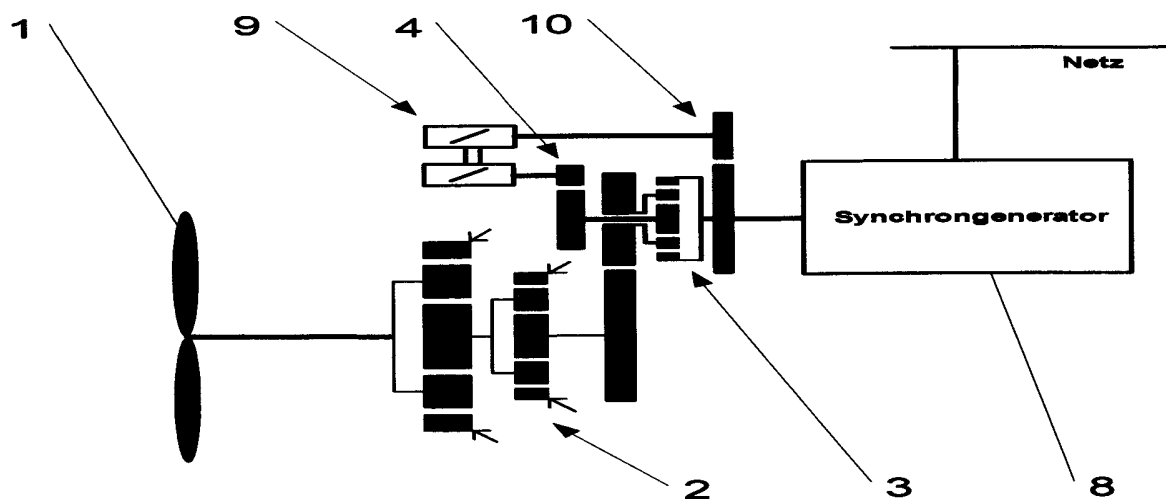


Fig. 4

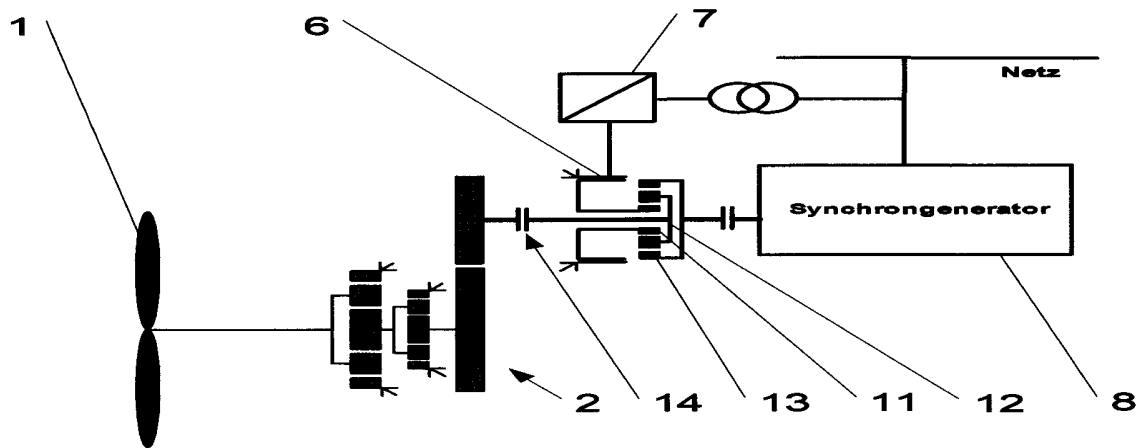


Fig. 5

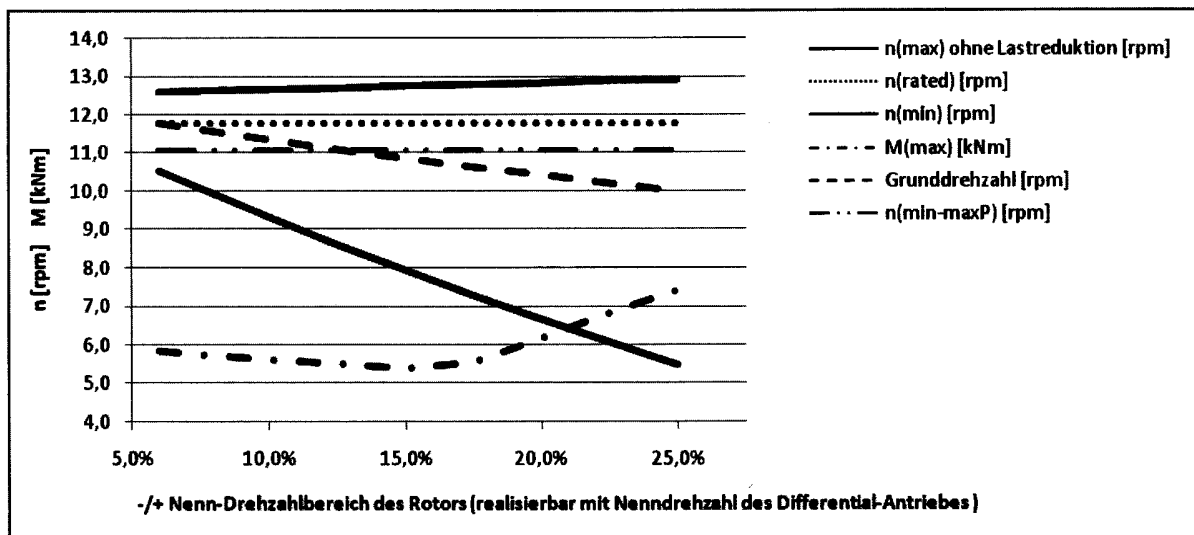


Fig. 6

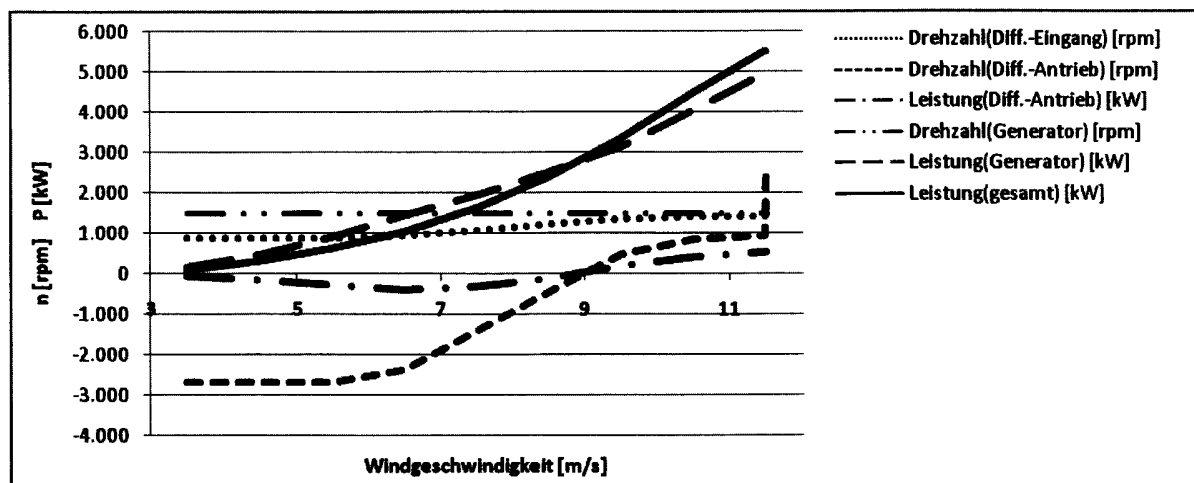


Fig. 7

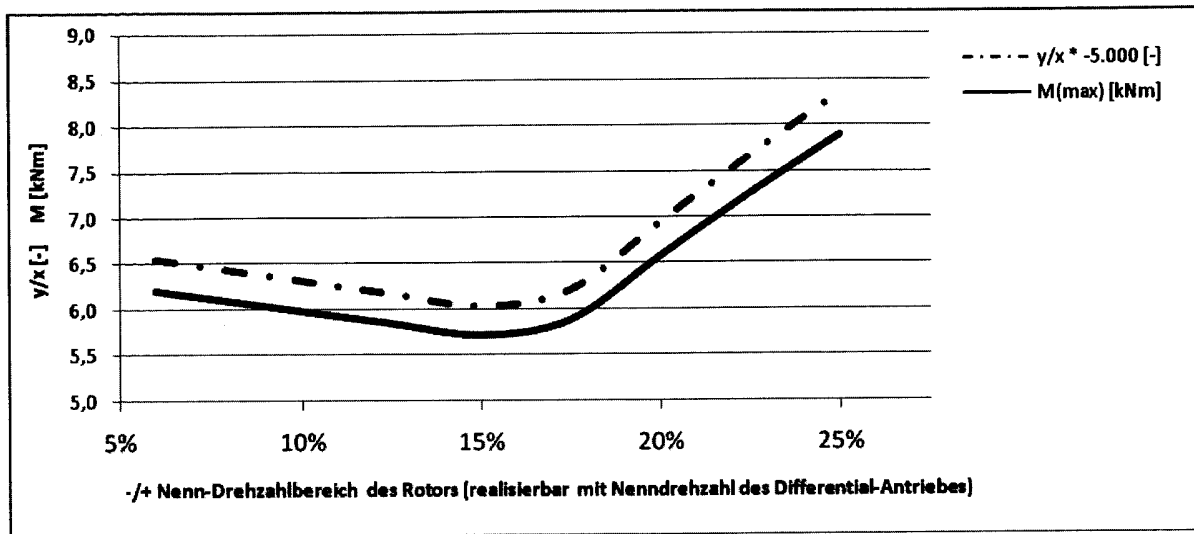


Fig. 8

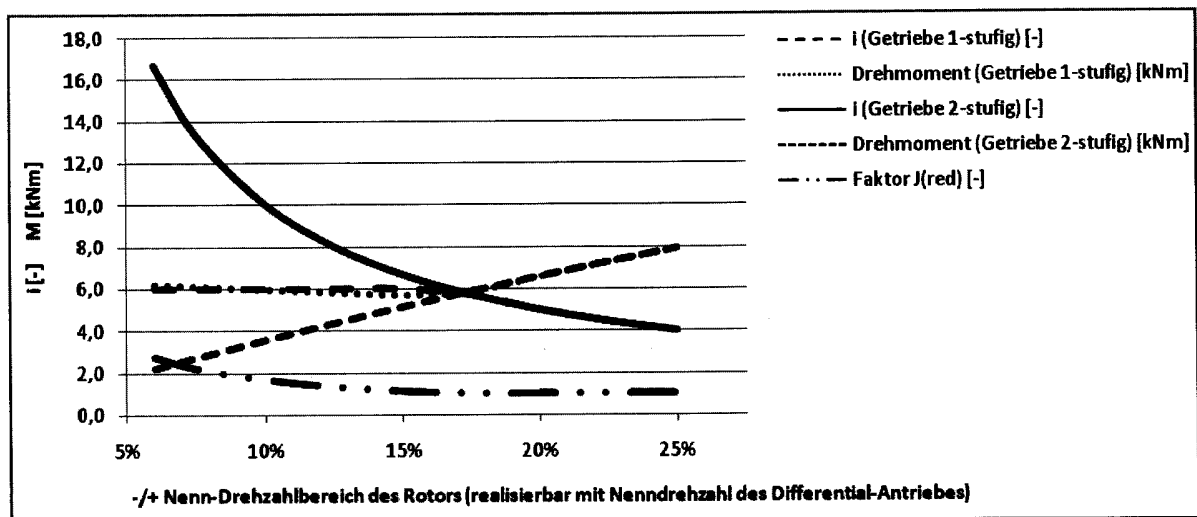


Fig. 9

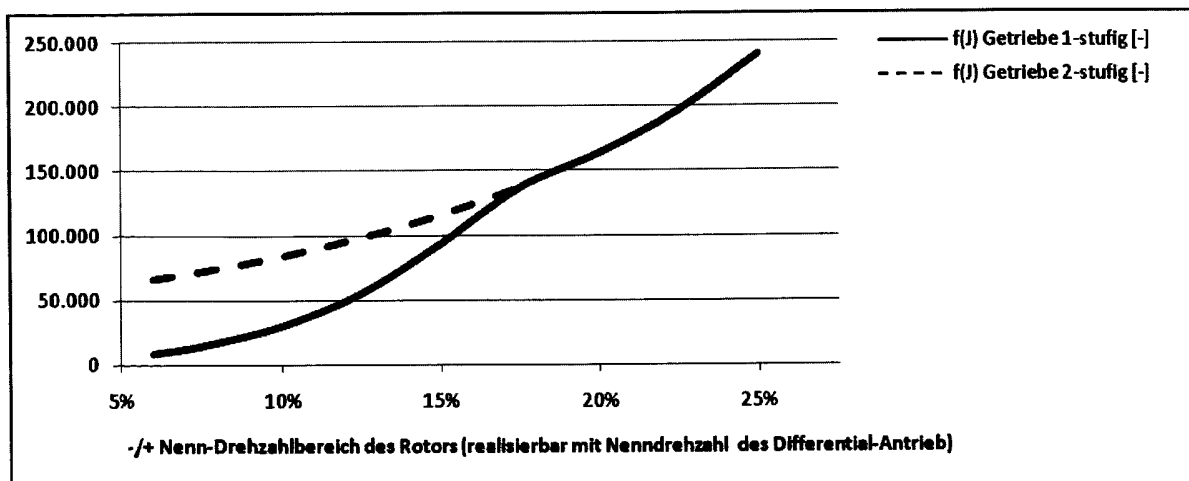


Fig. 10

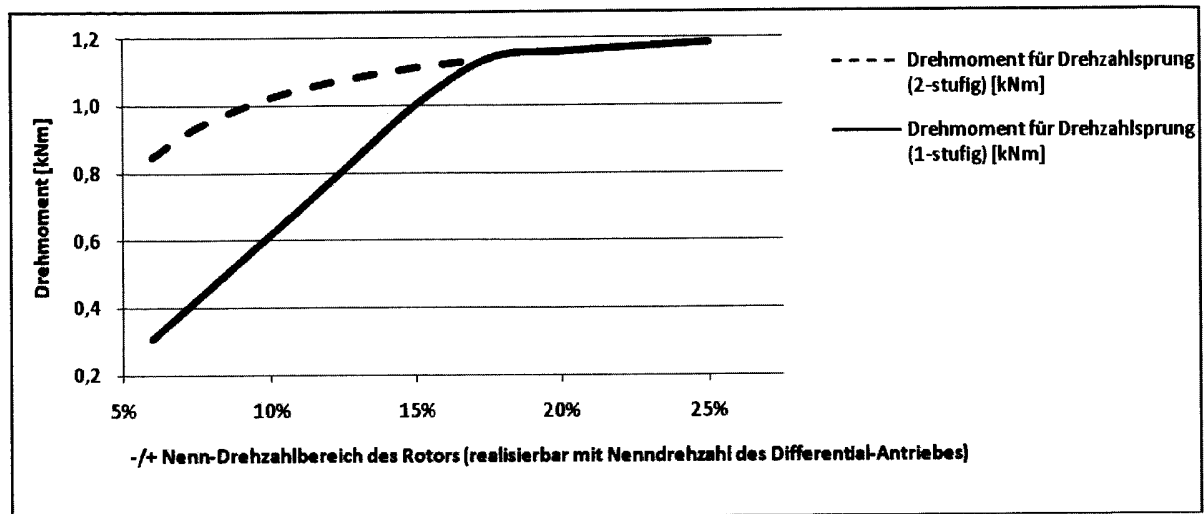


Fig. 11

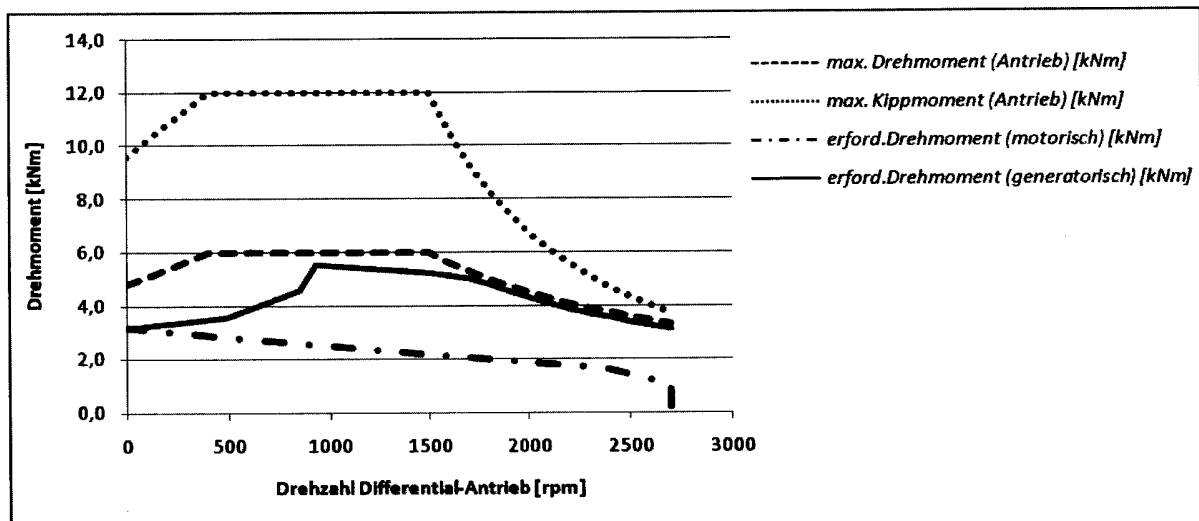


Fig. 12

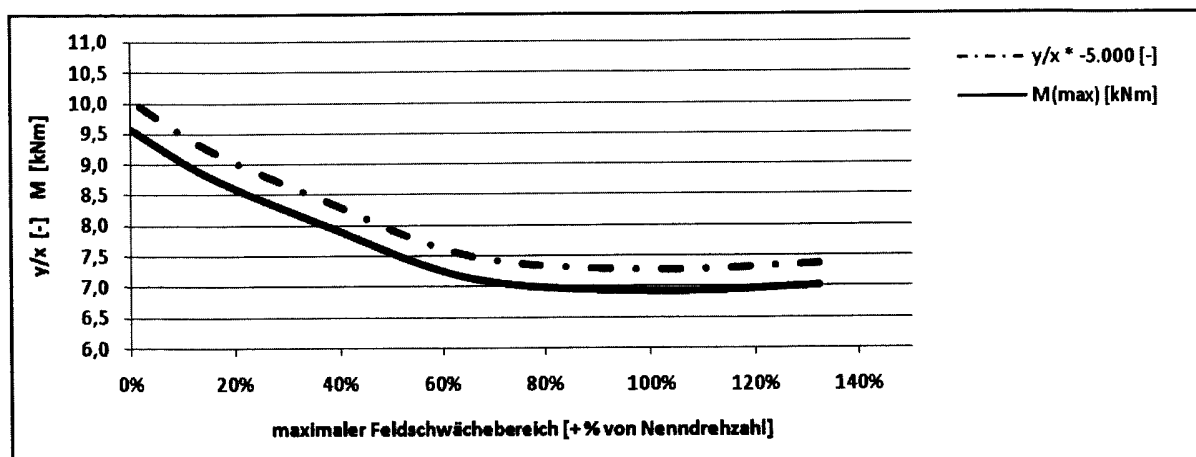


Fig. 13

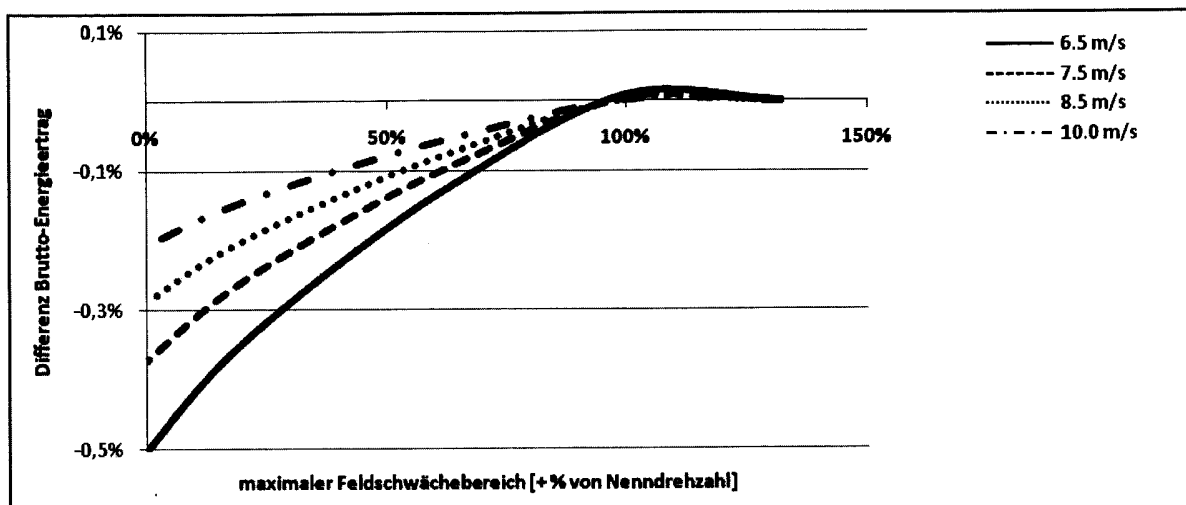


Fig. 14

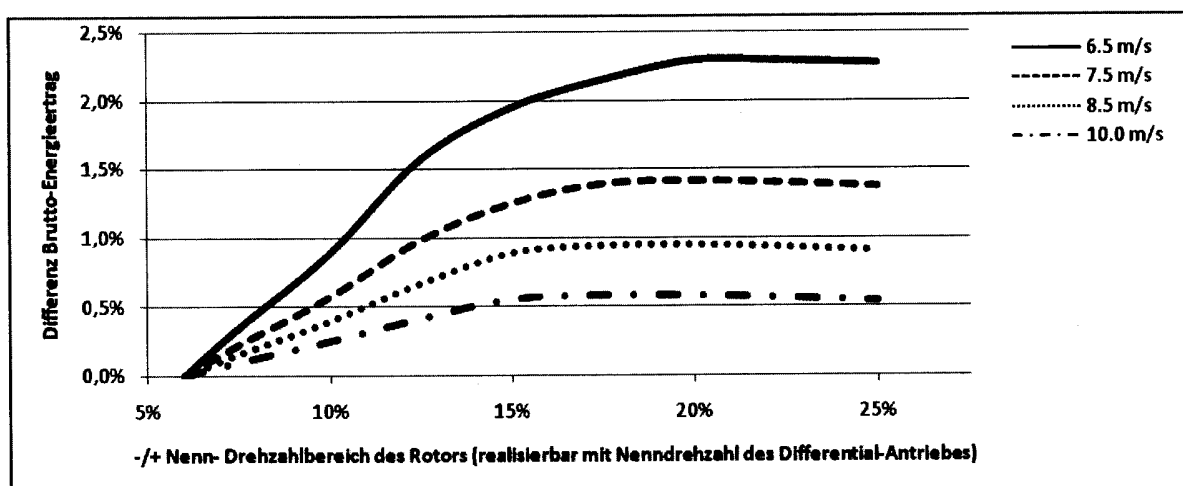


Fig. 15

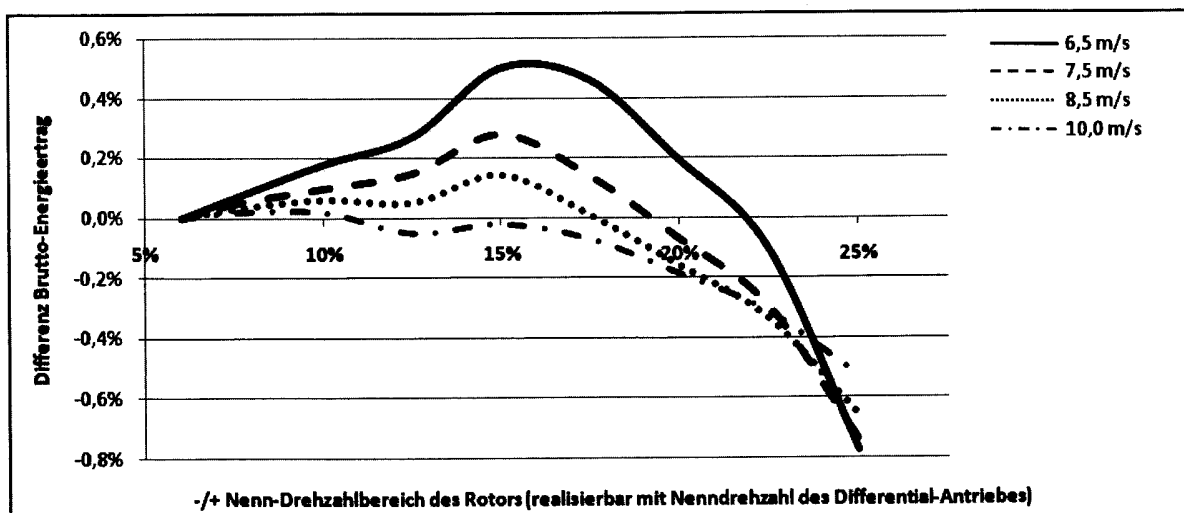


Fig. 16

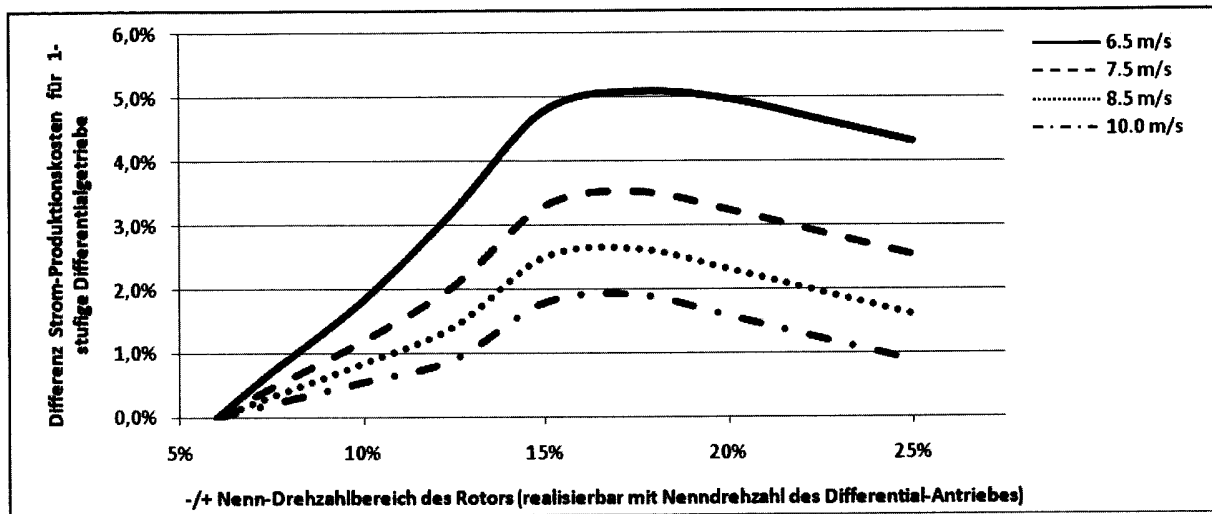


Fig. 17

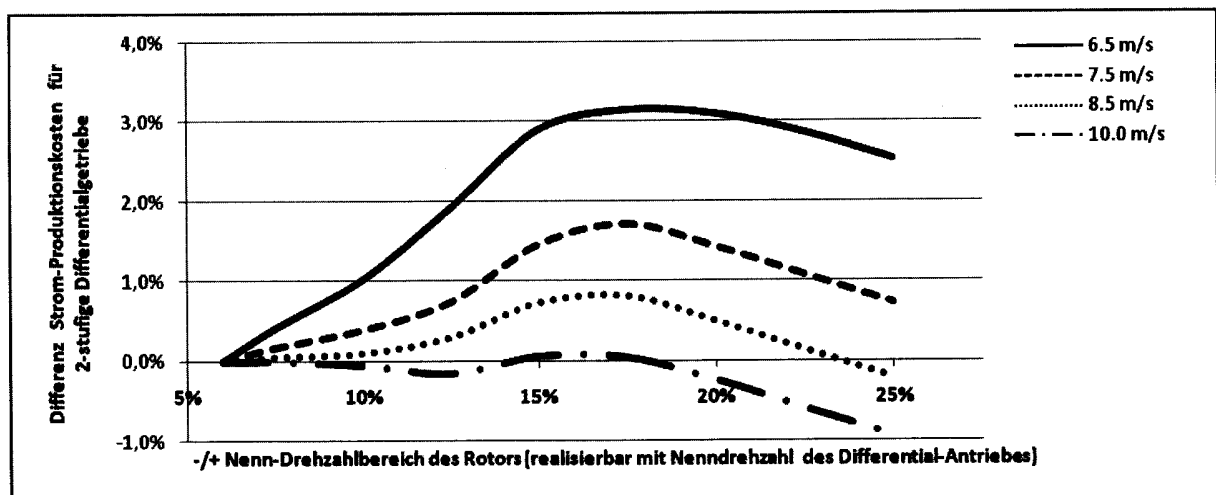


Fig. 18

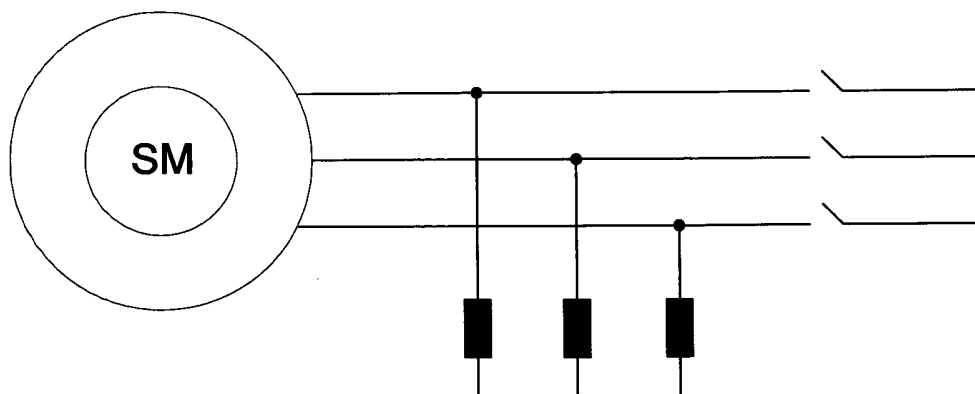


Fig. 19

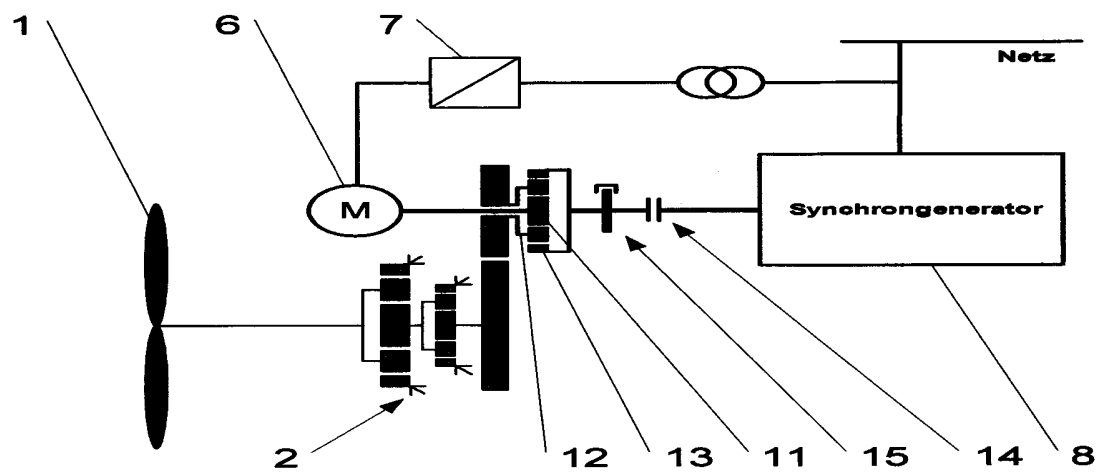


Fig. 20

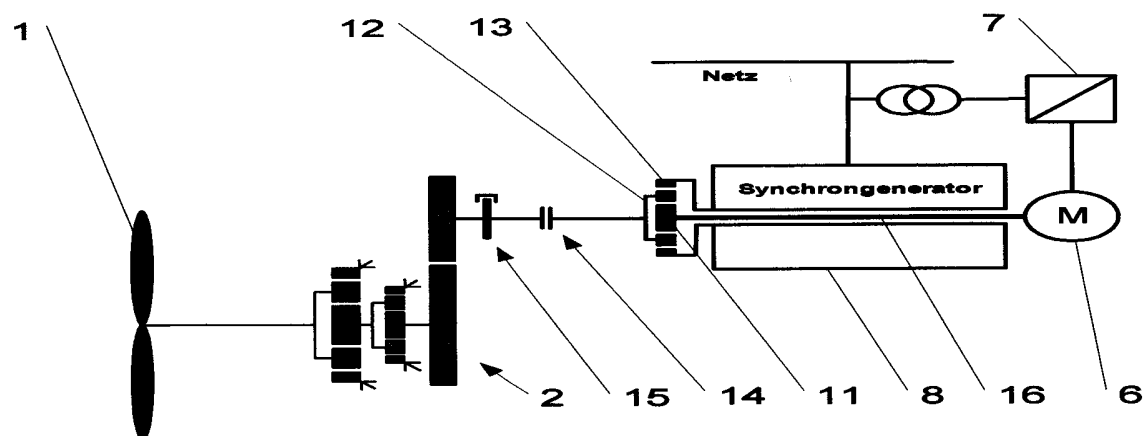


Fig. 21

