

(12)

Patentschrift

(21) Anmeldenummer: A 604/2009
(22) Anmeldetag: 20.04.2009
(45) Veröffentlicht am: 15.06.2011

(51) Int. Cl. : *F03D 9/02* (2006.01)
F03D 7/02 (2006.01)
H02M 5/40 (2006.01)

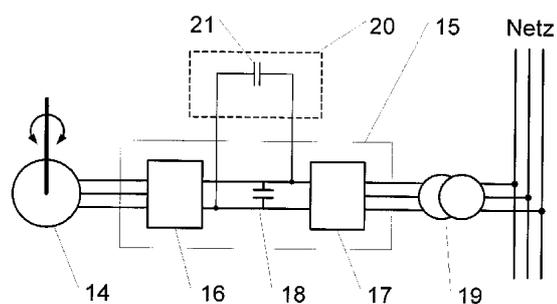
(56) Entgegenhaltungen:
DE 102005050486A1
DE 10335575A1 DE 10344392A1
US 2007/097565A1
WO 2006/010190A1

(73) Patentinhaber:
HEHENBERGER GERALD DIPL.ING.
A-9161 MARIA RAIN (AT)

(54) VERFAHREN ZUM BETREIBEN EINER WINDKRAFTANLAGE

(57) Bei einem Verfahren zum Betreiben einer Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Differentialgetriebe (11 bis 13) mit einem elektrischen Differential-Antrieb (6, 14), wobei der Differential-Antrieb (6, 14) über einen Frequenzumrichter (7, 15) mit einem Gleichstromzwischenkreis (18) mit einem Netz (10) verbunden ist, speist der Differential-Antrieb (6, 14) im generatorischen Betrieb im Falle eines Spannungseinbruches oder Spannungsausfalles oder einer Überspannung des Netzes (10) elektrische Energie in einen elektrischen Energiespeicher (20) im Gleichstromzwischenkreis (18) des Frequenzumrichters (7, 15) ein.

Fig. 11



Beschreibung

[0001] Die Erfindung betrifft ein Verfahren zum Betreiben einer Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Differenzialgetriebe mit einem elektrischen Differenzial-Antrieb, wobei der Differenzial-Antrieb über einen Frequenzumrichter mit einem Gleichstromzwischenkreis mit einem Netz verbunden ist.

[0002] 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 (insbesondere im Hinblick auf Blindstromregelung und Verhalten der Windkraftwerke bei Spannungseinbrüchen im Netz) und andererseits einen Trend zu noch größeren Windkraftanlagen. Gleichzeitig ist ein Trend Richtung Off-shore-Windkraftanlagen erkennbar, welcher Anlagengrößen von zumindest 5MW installierter Leistung fordert. Durch die hohen Kosten für Infrastruktur und Instandhaltung der Windkraftanlagen im Offshore-Bereich, gewinnen hier sowohl Wirkungsgrad als auch Herstellkosten der Anlagen, mit dem damit zusammenhängenden Einsatz von Mittelspannungs-Synchrongeneratoren, eine besondere Bedeutung.

[0003] Die WO 2004/109157 A1 zeigt ein komplexes, hydrostatisches „Mehrwege“-Konzept mit mehreren parallelen Differenzialstufen 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. Die ins Netz gespeiste elektrische Energie kommt dabei ausschließlich von dem vom Differenzialsystem angetriebenen Synchrongenerator.

[0004] Die EP 1283359 A1 zeigt ein 1-stufiges und ein mehrstufiges Differenzialgetriebe mit elektrischem Differenzial-Antrieb, welcher via Frequenzumrichter eine mit dem netzgekoppelten Synchrongenerator mechanisch verbundene, elektrische Maschine antreibt. Die ins Netz gespeiste elektrische Energie kommt auch in diesem Beispiel ausschließlich von dem vom Differenzialsystem angetriebenen Synchrongenerator.

[0005] Die WO 2006/010190 A1 zeigt den Triebstrang einer Windkraftanlage mit elektrischem Differenzial-Antrieb mit Frequenzumrichter, welcher parallel zum Synchrongenerator an das Netz angeschlossen wird.

[0006] Aus der WO 2006/010190 A ist ein Verfahren zum Betreiben einer Energiegewinnungsanlage der eingangs genannten Art bekannt.

[0007] Aus der DE 103 35 575 A ist es bekannt, in dem Zwischenstromkreis eines Frequenzumrichters einer Windkraftanlage einen elektrischen Energiespeicher vorzusehen, der im Notfall die Flügelverstellung mit Energie versorgt.

[0008] Diese technischen Lösungen erlauben zwar den direkten Anschluss von Mittelspannungs-Synchrongeneratoren ans Netz, die Nachteile bekannter Ausführungen sind jedoch, dass Differenzialsysteme mit elektrischem Differenzial-Antrieb gemäß Stand der Technik nicht in der Lage sind Netzspannungseinbrüche zuverlässig auszuregeln.

[0009] Aufgabe der Erfindung ist oben genannte Nachteile so weit wie möglich zu vermeiden.

[0010] Gelöst wird diese Aufgabe bei einem Verfahren der eingangs genannten Art erfindungsgemäß dadurch, dass der Differenzial-Antrieb im generatorischen Betrieb im Falle eines Spannungseinbruches oder Spannungsausfalles oder einer Überspannung des Netzes elektrische Energie in einen elektrischen Energiespeicher im Gleichstromzwischenkreis des Frequenzumrichters einspeist.

[0011] Durch den Energiespeicher ist auf einfache Weise gewährleistet, dass der Differenzial-Antrieb die Drehzahl des Generators für die Dauer eines Netzspannungsfehlers synchron zur Netzspannung halten kann.

[0012] Bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung sind Gegenstand der übrigen Unteransprüche.

[0013] Nachfolgend werden bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung unter Bezugnahme auf die angeschlossenen Zeichnungen detailliert beschrieben.

[0014] 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,

[0015] Fig. 2 zeigt das Prinzip eines Differenzialgetriebes mit einem elektrischen Differenzial-Antrieb gemäß Stand der Technik,

[0016] Fig. 3 zeigt beispielhaft gemäß Stand der Technik die Drehzahl- und Leistungsverhältnisse eines elektrischen Differenzial-Antriebes über der Windgeschwindigkeit,

[0017] Fig. 4 zeigt den Netzverbund eines konventionellen Windparks,

[0018] Fig. 5 zeigt den Netzverbund eines Windparks mit Windkraftanlagen mit einem Differenzialsystem gemäß Fig. 2,

[0019] Fig. 6 zeigt den zeitlichen Verlauf des sich einstellenden Blindstromes bei einem Blindstrom-Sollwertsprung,

[0020] Fig. 7 zeigt den sich einstellenden Blindstrom bei einem Leistungssprung der Windkraftanlage,

[0021] Fig. 8 zeigt ein mögliches Regelungsschema für eine kombinierte Blindstromregelung,

[0022] Fig. 9 zeigt den sich einstellenden Blindstrom bei einem Leistungssprung der Windkraftanlage mit Blindstromkompensation durch einen Frequenzumrichter,

[0023] Fig. 10 zeigt ein Beispiel für den Leistungsbedarf des Differenzial-Antriebes bei LVRT,

[0024] Fig. 11 zeigt einen elektrischen Differenzial-Antrieb mit Zwischenkreisspeicher gemäß vorliegender Erfindung,

[0025] Fig. 12 zeigt die typischen elektrischen Oberwellen eines Mittelspannungs-Synchrongenerators,

[0026] Fig. 13 zeigt ein mögliches Prinzip der aktiven Oberwellenfilterung mit Frequenzumrichter,

[0027] Fig. 14 zeigt die elektrischen Oberwellen eines Mittelspannungs-Synchrongenerators mit aktiver Oberwellenfilterung mit einem Frequenzumrichter.

[0028] Die Leistung des Rotors einer Windkraftanlage errechnet sich aus der Formel

[0029] Rotor-Leistung = Rotorfläche * Leistungsbeiwert * Windgeschwindigkeit³ * Luftdichte / 2

[0030] 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.

[0031] Fig. 1 zeigt die Verhältnisse für Rotorleistung, Rotordrehzahl, Schnelllaufzahl und Leistungsbeiwert für einen vorgegebenen 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.

[0032] Fig. 2 zeigt ein mögliches Prinzip eines Differenzialsystems für eine Windkraftanlage

bestehend aus einer Differenzialstufe 3 bzw. 11 bis 13, einer Anpassungs-Getriebestufe 4 und einem elektrischen Differenzial-Antrieb 6. Der Rotor 1 der Windkraftanlage, der auf der Antriebswelle 9 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 Differenzialstufe 3, welche vom Hauptgetriebe 2 über Planetenträger 12 der Differenzialstufe 3 angetrieben wird. Der Generator 8 - vorzugsweise ein fremderregter Mittelspannungs-Synchrongenerator - ist mit dem Hohlrad 13 der Differenzialstufe 3 verbunden und wird von diesem angetrieben. Das Ritzel 11 der Differenzialstufe 3 ist mit dem Differenzial-Antrieb 6 verbunden. Die Drehzahl des Differenzial-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 Differenzial-Antrieb 6 zu erhöhen wird im gezeigten Fall ein 2-stufiges Differenzialgetriebe gewählt, welches eine Anpassungs-Getriebestufe 4 in Form einer Stirnradstufe zwischen Differenzialstufe 3 und Differenzial-Antrieb 6 vorsieht. Differenzialstufe 3 und Anpassungs-Getriebestufe 4 bilden somit das 2-stufige Differenzialgetriebe. Der Differenzial-Antrieb ist eine Drehstrommaschine, welche über Frequenzumrichter 7 und Transformator 5 parallel zum Generator 8 ans Netz 10 angeschlossen wird.

[0033] Die Drehzahlgleichung für das Differenzialgetriebe lautet:

$$\text{[0034] } \text{Drehzahl}_{\text{Generator}} = x \cdot \text{Drehzahl}_{\text{Rotor}} + y \cdot \text{Drehzahl}_{\text{Differenzial-Antrieb}},$$

[0035] wobei die Generatordrehzahl konstant ist, und sich die Faktoren x und y aus den gewählten Getriebeübersetzungen von Hauptgetriebe und Differenzialgetriebe 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 Differenzial-Antrieb ist konstant, wodurch sich das Drehmoment im Triebstrang durch den Differenzial-Antrieb regeln lässt. Die Drehmomentgleichung für den Differenzial-Antrieb lautet:

$$\text{[0036] } \text{Drehmoment}_{\text{Differenzial-Antrieb}} = \text{Drehmoment}_{\text{Rotor}} \cdot y / x,$$

[0037] wobei der Größenfaktor y/x ein Maß für das notwendige Auslegungs-Drehmoment des Differenzial-Antriebes ist.

[0038] Die Leistung des Differenzial-Antriebes ist im Wesentlichen proportional dem Produkt aus prozentueller Abweichung der Rotordrehzahl von dessen Grunddrehzahl mal Rotorleistung, wobei die Grunddrehzahl jene Drehzahl des Rotors der Windkraftanlage ist, bei der der Differenzial-Antrieb still steht, d.h. die Drehzahl gleich Null hat. Dementsprechend erfordert ein großer Drehzahlbereich grundsätzlich eine entsprechend große Dimensionierung des Differenzial-Antriebes.

[0039] In Fig. 3 sieht man beispielhaft die Drehzahl- bzw. Leistungsverhältnisse für eine Differenzialstufe gemäß Stand der Technik. Die Drehzahl des Generators ist durch den Anschluss an das frequenzfeste Stromnetz konstant. Um den Differenzial-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 Differenzialstufe eingespeist wird und im generatorischen Bereich Leistung der Differenzialstufe entnommen wird. Diese Leistung wird im Falle eines elektrischen Differenzial-Antriebes vorzugsweise dem Netz entnommen bzw. in dieses eingespeist. Die Summe aus Generatorleistung und Leistung des Differenzial-Antriebes ergibt die für eine Windkraftanlage mit elektrischem Differenzial-Antrieb ins Netz abgegebene Gesamtleistung.

[0040] Fig. 4 zeigt wie Windparknetze, welche eine große Zahl von Windkraftanlagen verbinden, üblicherweise aufgebaut sind. Der Einfachheit halber werden hier nur drei Windkraftanlagen dargestellt, wobei abhängig von der Größe des Windparks auch z.B. bis zu 100 oder auch mehr Windkraftanlagen in einem Windparknetz verbunden sein können. Mehrere Windkraftanlagen in Niederspannungsausführung mit einer Nennspannung von z.B. 690VAC (meist ausgestattet mit sogenannten doppeltgespeisten Drehstrommaschinen oder Drehstrommaschinen

mit Vollumrichter), speisen via Anlagentrafo in eine Sammelschiene mit einem Spannungsniveau von z.B. 20kV ein. Vor dem Netz-Einspeisepunkt, welcher üblicherweise die Übergabestelle ins Netz des Stromversorgungsunternehmens ist, ist ein Windparktrafo geschaltet, welcher die Windpark-Mittelspannung auf eine Netzspannung von z.B. 110kV erhöht. Für diesen Netz-Einspeisepunkt gibt es im Bezug auf Blindstromfaktor und Spannungskonstanz zu erfüllende Richtlinien, welche meist von den Stromversorgungsunternehmen definiert werden. Um die kontinuierlich strenger werdenden Standards bezüglich Stromqualität erfüllen zu können, werden auf der Mittelspannungsseite in zunehmendem Maße dynamische Blindstrom-Kompensationsanlagen implementiert, welche durch Einspeisung von Blindstrom ins Netz bzw. Entnahme von Blindstrom aus dem Netz die Spannung im Netz-Einspeisepunkt innerhalb vorgeschriebener Grenzen halten.

[0041] Fig. 5 zeigt ein alternatives Windparknetz, welches eine große Zahl von Windkraftanlagen mit Differenzialsystemen verbindet. Der Einfachheit halber werden auch hier nur drei Windkraftanlagen pro Gruppe dargestellt. Mehrere Windkraftanlagen in Mittelspannungsausführung mit einer Nennspannung von z.B. 10kV (ausgestattet mit sogenannten fremderregten Synchrongeneratoren und parallel geschalteten elektrischen Differenzial-Antrieben - wie z.B. in Fig. 2), speisen in eine Sammelschiene, und (im Falle sehr großer Windparks) von dieser via Gruppentrafo in eine weitere Sammelschiene mit einem Spannungsniveau von z.B. 30kV ein. Vor dem Netz-Einspeisepunkt, ist auch hier ein Windparktrafo geschaltet, welcher die Windpark-Mittelspannung auf eine Netzspannung von z.B. 110kV erhöht. Auch in diesem Beispiel wird eine dynamische Blindstrom-Kompensationsanlage implementiert, welche die Aufgabe hat, die ins Netz abgegebene Spannung innerhalb vorgegebener Grenzwerte zu halten.

[0042] Vor allem bei Leistungssprüngen der Windkraftanlagen aufgrund von Windböen oder bei Netzfehlern ist dies ein hochdynamischer Vorgang, welcher von den Windkraftanlagen gemäß Stand der Technik nicht selbständig kompensiert werden kann. Dabei geht es nicht nur um eine konstante Spannungsregelung jeder einzelnen Windkraftanlage. Das nachgeschaltete Windpark-Netz, bestehend aus Leitungen und Trafos, benötigt darüber hinaus einen von den Windkraftanlagen zu liefernden Blindstromanteil, um die durch Leistungsschwankungen der Windkraftanlagen entstehenden Spannungsschwankungen im Einspeisepunkt kompensieren zu können, sofern dieser nicht von einer bereits erwähnten dynamischen Blindstrom-Kompensationsanlage geliefert wird. Dieser, von den Windkraftanlagen zu liefernde Blindstromanteil, ist weitgehend abhängig von der Impedanz des Windparknetzes und von der ins Netz zu übertragenden elektrischen Leistung, und lässt sich aus diesen Parametern mathematisch errechnen. Das bedeutet, dass in einer bevorzugten Ausführungsform die Regelung jeder einzelnen Windkraftanlage den durch z.B. deren Leistungsschwankung erforderlichen Blindstromanteil für die leistungsschwankungsbedingte Kompensation des Windpark-Netzes errechnet, und als zusätzlichen Blindstrombedarf an die Blindstromregelung der Windkraftanlage weitergeben kann. Alternativ kann eine zentrale Regelungseinheit diesen für das Windpark-Netz erforderlichen Blindstrombedarf errechnen, und entsprechend einem definierten Verteilungsschlüssel an die einzelnen Windkraftanlagen als Bedarf (Blindstrom-Sollwert) weitergeben. Diese zentrale Regelungseinheit sitzt dann vorzugsweise nahe dem Netz-Einspeisepunkt, und errechnet aus gemessener Windpark-Leistung und/oder gemessener Netzspannung den für eine konstante Spannung erforderlichen Blindstrombedarf.

[0043] Es ist hinzuzufügen, dass ein Großteil der regenerativen Energieerzeugungsanlagen wie z.B. Windkraftanlagen im Vergleich zu z.B. kalorischen Kraftwerken den Nachteil haben, dass, aufgrund der stochastisch anfallenden Antriebsenergie (böiger Wind), große Leistungssprünge innerhalb kurzer Zeitkonstanten auftreten. Dadurch ist das Thema der dynamischen Blindstromkompensation für regenerative Energieerzeugungsanlagen von besonders großer Bedeutung.

[0044] Eine weitere Möglichkeit die Dynamik einer Windpark-Netzspannungsregelung zu verbessern, ist die Messung der Windgeschwindigkeit an einem vorzugsweise separat aufgestellten Windmessmast, wobei hierfür alternativ auch die Windmessung an einer oder mehreren Windkraftanlagen herangezogen werden kann. Da sich die abgegebene Leistung einer Windkraftanlage mit mehr oder weniger großer Verzögerung entsprechend der sich stochastisch

einstellenden Windgeschwindigkeit ändert, kann aus der gemessenen Veränderung der Windgeschwindigkeit, auf die zu erwartende Leistungsabgabe der Windkraftanlagen geschlossen werden. Damit kann in weiterer Folge der Blindstrombedarf für eine konstante Spannung am Netz-Einspeisepunkt vorab errechnet, und somit Verzögerungen durch die gegebenen Mess- und Regelungs-Zeitkonstanten bestmöglich kompensiert werden.

[0045] Fig. 6 zeigt das typische Verhalten eines fremderregten Synchrongenerators bei einem Sollwertsprung für den zu liefernden Blindstrom. Zum Zeitpunkt 1,0 wird der Blindstrombedarf von 0A auf 40A geändert, was zu einer sofortigen Erhöhung der Erregerspannung im Synchrongenerator führt. Es dauert ca. 6 Sekunden bis sich der Blindstrom auf das geforderte Maß von 40A eingependelt hat. Die Generatorspannung verändert sich entsprechend dem sich einstellenden Blindstrom.

[0046] Fig. 7 zeigt ein ähnliches Bild für einen Leistungssprung der Windkraftanlage von 60% auf 100% der Nennleistung zum Zeitpunkt 1,0. Die Erregermaschine benötigt ca. 5 Sekunden bis sich der Blindstrom wieder annähernd auf den ursprünglichen Sollwert von 0A einpendelt. Die Generatorspannung pendelt auch hier entsprechend dem sich einstellenden Blindstrom.

[0047] Hierbei sind mit einer optimal abgestimmten Regelung der Erregerspannung unter Umständen noch Verbesserungen zu erzielen, jedoch reicht das in Fig. 6 und Fig. 7 gezeigte Verhalten nicht aus, die ständig steigenden Anforderungen an die Stromqualität zu erfüllen. Aus diesem Grund ist es erforderlich, Verbesserungen bezüglich dynamischer Blindstromkompensation zu erzielen.

[0048] Eine wesentliche Eigenschaft elektrischer Differenzial-Antriebe gemäß Fig. 2 im Vergleich zu hydrostatischen oder hydrodynamischen Differenzial-Antrieben ist der direkte Leistungsfluss vom Differenzial-Antrieb 6 via Frequenzumrichter 7 ins Netz. Diese Frequenzumrichter sind vorzugsweise sogenannte IGBT-Umrichter, bei denen die ins Netz abgegebene, bzw. die vom Netz bezogene Blindleistung frei einstellbar ist. Hierzu kann man z.B. mittels freiprogrammierbarer Steuerung verschiedene Regelungsmethoden implementieren, bzw. diese gegebenenfalls auch während des Betriebes an wechselnde Umgebungs- und/oder Betriebsbedingungen der Windkraftanlage anpassen. Vorzugsweise werden hochdynamische Frequenzumrichter eingesetzt, welche innerhalb extrem kurzer Zeiten große Mengen Blindstrom (bis z.B. Nennstrom des Frequenzumrichters, bzw. bei reduzierter Taktfrequenz des Frequenzumrichters auch darüber hinaus) ins Netz einspeisen bzw. dem Netz entnehmen können. Dadurch kann ein wesentlicher Nachteil fremderregter Synchrongeneratoren kompensiert werden.

[0049] Fig. 8 zeigt ein Regelungsverfahren, welches diesem Anspruch gerecht wird. Grundsätzlich wird für den Windpark ein Blindstrom-Sollwert vorgegeben, welcher als Konstante, oder als Variable z.B. von einer externen Steuerung vorgegeben wird. Dieser Blindstrom-Sollwert kann z.B. von einer übergeordneten Windpark-Regelungseinheit entsprechend einem fixen oder variablen Verteilerschlüssel den einzelnen Windkraftanlagen als sogenannter „Blindstrom-WKA“ als fixer Parameter oder als Variable vorgegeben werden. Hierbei wird ein vorzugsweise jedoch nicht notwendigerweise für alle Windkraftanlagen gleicher Wert definiert. Diesem „Blindstrom-WKA“ kann der für die notwendige Kompensation des nachfolgenden Windpark-Netzes erforderlichen Blindstromanteil „Blindstrom für Kompensation Windpark-Netz“ hinzugefügt werden. Aus der Summe beider Werte ergibt sich der „Blindstrom-Sollwert“. Dieser „Blindstrom-Sollwert“ wird an den „PI-Regler Blindstrom-Sollwert Generator“ weitergegeben. Fig. 8 zeigt einen PI-Regler, wobei hier auch andere Regler-Typen einsetzbar sind. Der „PI-Regler Blindstrom-Sollwert Generator“ arbeitet typischerweise mit vergleichsweise langen Zeitkonstanten, d.h. die Zykluszeit, innerhalb der eine Änderung des in diesem Fall Blindstromwertes möglich ist, kann jedoch aufgrund der großen Leistungskapazität des Generators dauerhaft große Mengen Blindstrom liefern. Ein Komparator vergleicht den „Blindstrom real“ mit dem „Blindstrom-Sollwert“. Ergänzend liefert der vergleichsweise leistungsschwache Frequenzumrichter 7 (Fig. 2) innerhalb kurzer Zeit die gemäß „Blindstrom-Sollwert“ fehlende Blindleistung, bzw. bezieht diese bei Blindstrom-Überschuss vom Netz. Den vom Frequenzumrichter 7 zu liefernden Blindstrom errechnet der „PI-Regler Blindstrom-Sollwert Umrichter“. Beide Regelkreise haben vorzugswei-

se einen sogenannten „Begrenzer“, welcher den möglichen Blindstrom für Generator und Frequenzumrichter begrenzt.

[0050] Fig. 9 zeigt den Effekt dieser Regelungsmethode. Dem aus Fig. 7 bekannten Zeitverlauf von „Blindstrom-Generator“, wird der „Blindstrom-Umrichter“ überlagert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Frequenzumrichter innerhalb von 50ms den Strom von 0 auf Nennstrom hochregeln kann. Durch diese kurze Zeitkonstante, d.h. die Zykluszeit, innerhalb der eine Änderung des in diesem Fall Blindstromwertes möglich ist, kann der Frequenzumrichter relativ zeitnah die ungewollte Abweichung des „Blindstroms-Generator“ ausgleichen, wodurch die maximale Abweichung vom „Blindstrom-Sollwert“ anstatt vorher 17A nur mehr 3 A beträgt. Dementsprechend ist hier nur mehr eine unwesentliche Schwankung der „WKA-Spannung“ erkennbar.

[0051] Eine genauere bzw. zumindest noch schnellere Kompensation vom „Blindstrom-Generator“ durch den Frequenzumrichter kann man dadurch erreichen, dass man die Zeit für die Blindstromkompensation durch den Frequenzumrichter insofern verkürzt, dass man aufgrund eines Leistungs-/Drehmoment-Sprungbefehles der Windkraftanlagen-Regelung auf den veränderten Blindstrombedarf schließt, und diesen bei der Blindstrom-Regelung unter Zuhilfenahme eines mathematischen Modells, basierend auf einer Netzimpedanz und der zu übertragenden Leistung, entsprechend vorgibt.

[0052] Neben den oben beschriebenen Maßnahmen bezüglich Blindstromregelung mit Hilfe eines elektrischen Differenzial-Antriebes, gibt es jedoch noch einen weiteren wesentlichen Punkt, welcher im Sinne einer allgemein geforderten, hohen Stromqualität zu berücksichtigen ist. Dieser ist, dass Windkraftanlagen auch bei Netzspannungsfehlern am Netz bleiben sollen. Diese Eigenschaft wird allgemein als Low-Voltage-Ride-Through (LVRT) bzw. High-Voltage-Ride-Through (HVRT) bezeichnet, welche in diversen Richtlinien (z.B. von E.ON Netz) genau definiert wird. Auch während eines LVRT-Ereignisses mit einem Spannungseinbruch auf im ungünstigsten Fall 0V im Netz-Einspeisepunkt bzw. HVRT-Ereignisses mit Überspannung, soll wie schon erwähnt die Windkraftanlage am Netz bleiben, was bedeutet, dass die Drehzahl des Generators 8 (Fig. 2) soweit konstant gehalten werden muss, dass der Generator 8 bei Spannungswiederkehr (d.h. Rückkehr der Spannung auf Nennwert) mit dem Netz synchron ist. Darüber hinaus ist der Frequenzumrichter während eines HVRT-Ereignisses unter Umständen vom Netz zu nehmen, um ihn vor unzulässiger Überspannung zu schützen, sofern z.B. sogenannte Überspannungsabweiter keinen ausreichenden Schutz bieten.

[0053] Fig. 10 zeigt für eine 5MW-Windkraftanlage den Leistungsverlauf des Differenzial-Antriebes während eines möglichen LVRT-Ereignisses bei dem die Netzspannung zum Zeitpunkt 0 für 500ms auf Null fällt. Nachdem mit Bezug auf das Ausführungsbeispiel Fig. 2 der Differenzial-Antrieb 6 zu Beginn des LVRT-Ereignisses eine Leistung von rd. 300kW liefert, fällt diese innerhalb kürzester Zeit auf 0kW. Anschließend bezieht der Differenzial-Antrieb 6 eine Leistung von bis zu rd. 300kW. Da zu diesem Zeitpunkt überhaupt keine oder zumindest keine ausreichende Netzversorgung gegeben ist, kann der Differenzial-Antrieb 6 die notwendige Drehzahl-/Momentregelung nicht aufrecht erhalten, und der Rotor 1 der Windkraftanlage würde den Generator 8 zum Kippen bringen, wodurch der Generator 8 die geforderte Drehzahl nicht mehr halten kann, um bei Spannungswiederkehr mit dem Netz synchron zu sein. Das dargestellte Beispiel stellt nur eine Möglichkeit des zeitlichen Verlaufes der Leistung des Differenzial-Antriebes 6 dar. Entsprechend den stochastischen Windverhältnissen und der zum Startzeitpunkt des LVRT-Ereignisses anstehenden Drehzahl/Leistung für den Rotor 1 der Windkraftanlage bzw. den Differenzial-Antrieb 6, kann es natürlich gleichermaßen vorkommen, dass der Differenzial-Antrieb 6 im ersten Moment Leistung beziehen muss.

[0054] Um ein Kippen des Generators 8 zu verhindern, zeigt Fig. 11 erfindungsgemäß einen elektrischen Differenzial-Antrieb mit folgender Konfiguration. Der Differenzial-Antrieb 14 ist an einen Frequenzumrichter 15, bestehend aus motorseitiger IGBT-Brücke 16 und netzseitiger IGBT-Brücke 17 und kondensatorgestütztem Gleichstromzwischenkreis 18, angeschlossen. Die Spannung des Frequenzumrichters 15 wird mittels Trafo 19 an die Generatorspannung ange-

passt. An den Gleichstromzwischenkreis 18 ist ein Zwischenkreisspeicher 20 angeschlossen, der unter anderem aus vorzugsweise Kondensatoren 21 aufweist. Alternativ können z.B. auch Akkumulatoren eingesetzt werden. Die Kondensatoren 21 sind vorzugsweise sogenannte Supercaps, welche schon verbreitet bei Windkraftanlagen als Energiespeicher für Rotorblattverstellungssysteme eingesetzt werden. Die notwendige Kapazität der einzusetzenden Kondensatoren 21 errechnet sich aus der Summe der während einer Netzstörung für den Antrieb des Differenzial-Antriebes notwendigen Energie. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Zwischenkreisspeicher 20 sowohl Energie liefern als auch Energie speichern muss, wobei nicht bekannt ist, welche Anforderung zuerst eintrifft. D.h. vorzugsweise ist der Zwischenkreisspeicher 20 teilweise geladen, wobei dann in diesem Zustand genügend Kapazität bezügl. maximal notwendigem Liefervolumen und maximal notwendigem Speichervolumen vorhanden sein muss.

[0055] Aus dem Beispiel gemäß Fig. 10 kann man eine Energieproduktion des Differenzial-Antriebes von zunächst ca. 10kJ, gefolgt von einem Energiebedarf von ca. 50kJ ableiten. In weiterer Folge flacht der Produktions-/Bedarfspegel ab, bzw. endet das LVRT-Ereignis ohnehin nach insgesamt 500ms. D.h. ein auf 100kJ ausgelegte Zwischenkreisspeicher 20 wird sollte mit ca. 50kJ vorgeladen sein.

[0056] Aus Optimierungsgründen kann die Vorladung des Zwischenkreisspeichers 20 vom Betriebszustand der Windkraftanlage abhängig gemacht werden. Da der Differenzial-Antrieb bei Windkraftanlagen-Drehzahlen unterhalb der Grunddrehzahl motorisch betrieben wird, wird in diesem Betriebsbereich zuerst Energie vom Zwischenkreisspeicher 20 bezogen. Das heißt, dass der Zwischenkreisspeicher 20 entsprechend dem maximal zu liefernden Energiebedarf geladen sein muss. Dagegen wird der Differenzial-Antrieb bei Windkraftanlage-Drehzahlen oberhalb der Grunddrehzahl generatorisch betrieben, was bedeutet, dass zuerst der Differenzial-Antrieb den Zwischenkreis lädt, um dann gem. Fig. 10 auf Bezug zu wechseln. In diesem Fall kann daher die Vorladung geringer sein, womit das maximal notwendige Speichervolumen des Zwischenkreisspeichers 20 reduziert wird. D.h. um im Beispiel gem. Fig. 10 aus dem Zwischenkreisspeicher ausreichend Energie zur Verfügung stellen zu können, muss dieser mit ca. 40kJ vorgeladen sein. Die für den Gesamtbedarf noch fehlenden 10kJ werden zu Beginn des LVRT-Ereignisses vom Differenzial-Antrieb geladen.

[0057] Da die minimale notwendige Speicherenergie grundsätzlich mit der Nennleistung der Windkraftanlage zusammenhängt, kann somit für die optimierte Variante, die für den Zwischenkreisspeicher 20 minimal erforderliche Speicherenergie mit ca. $8\text{kJ}/\text{MW}_{(\text{Windkraftanlage-Nennleistung})}$, bzw. inkl. ausreichender Reserve mit ca. $12\text{kJ} / \text{MW}_{(\text{Windkraftanlage-Nennleistung})}$ definiert werden. Dagegen sind bei zuerst beschriebener Auslegungsvariante zumindest $20\text{kJ} / \text{MW}_{(\text{Windkraftanlage-Nennleistung})}$ erforderlich.

[0058] Berücksichtigt man darüber hinaus, dass in vielen Fällen das LVRT- Ereignis maximal 150ms dauert, so reduziert sich die erforderliche Speicherenergie auf ca. 1/3 der oben genannten minimal erforderlichen Speicherenergie von ca. $8\text{kJ} / \text{MW}_{(\text{Windkraftanlage-Nennleistung})}$, das heißt auf ca. $2,5\text{kJ} / \text{MW}_{(\text{Windkraftanlage-Nennleistung})}$.

[0059] Ist der Zwischenkreisspeicher mit Kondensatoren ausgestattet, so kann dieser gemäß folgender Formel ausgelegt werden:

[0060] $\text{Energie}[\text{J}] = \text{Kapazität}[\text{F}] * \text{Spannung}[\text{V}]^2/2$

[0061] Dabei kann die Spannung im Gleichstromzwischenkreis des Frequenzumrichters typischerweise zwischen einer Spannungsobergrenze $\text{SpO} = 1150\text{V}$ und einer Spannungsuntergrenze $\text{SpU} = 900\text{V}$ pendeln. D.h. die max. nutzbare Speicherenergie errechnet sich in diesem Fall aus

[0062] $\text{nutzbare Speicherenergie} = \text{Kapazität} * (\text{SpO}^2 - \text{SpU}^2) / 2.$

[0063] Im Normalbetrieb der Anlage, das heißt wenn weder LVRT-Ereignisse noch HVRT-Ereignisse stattfinden, wird der Zwischenkreisspeicher 20 je nach Betriebszustand der Anlage zwischen 20% und 80% seiner nutzbaren Speicherenergie geladen sein, dabei einem derartigen Ladezustand eine ausreichende Kapazität für alle denkbaren Betriebszustände vorhanden

ist.

[0064] Ergänzend ist hier festzuhalten, dass man, bei fachgerechter Auslegung, das insgesamt wesentlich kleinere Kondensatorpaket des kondensatorgestützten Gleichstromzwischenkreises 18 durch den Zwischenkreisspeicher 20 ersetzen kann.

[0065] Es könnte auch ein Energiespeicher als Zwischenkreisspeicher 20 verwendet werden, der so groß ausgelegt ist, dass er nicht nur die vorstehend erwähnte Funktion des Zwischenkreisspeichers 20 übernehmen kann sondern gleichzeitig auch noch die Funktion eines Energiespeichers für die Versorgung anderer technischer Einrichtungen der Windkraftanlage, wie beispielsweise das Rotorblattverstellsystem.

[0066] Der Frequenzumrichter 15 verfügt über die für die geeignete Ladung des Zwischenkreisspeichers 20 notwendige Regelung. Zu diesem Zweck wird vorzugsweise die Spannung des Zwischenkreisspeichers 20 gemessen. Alternativ kann der Zwischenkreisspeicher 20 auch mittels separater Ladeeinrichtung geladen werden.

[0067] Im Sinne einer optimalen Stromqualität ist auch das Thema der harmonischen Oberwellen (Harmonischen) von fremderregten Synchrongeneratoren zu behandeln. Fig. 12 zeigt ein typisches Oberwellenspektrum einer fremderregten Synchronmaschine. Hier fallen insbesondere die Harmonischen der 3., 5., 7. und 13. Ordnung (Order) auf. Im Vergleich zu Windkraftanlagen mit z.B. Vollumrichtern sind diese vergleichsweise hoch und durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren. Eine Möglichkeit den Betrag dieser Harmonischen zu reduzieren ist die entsprechende mechanische Auslegung des Synchrongenerators mittels sogenannter Schrägung des Rotors und/oder Sehnung von Rotor und Stator. Derartige Maßnahmen sind jedoch mit erhöhten Fertigungskosten verbunden, bzw. schränken diese die Verfügbarkeit möglicher Lieferanten aufgrund fehlender technischer Voraussetzungen ein.

[0068] Im Sinne einer optimalen Stromqualität kann zusätzlich auch noch das Thema der harmonischen Oberwellen (Harmonischen) von fremderregten Synchrongeneratoren behandelt werden. Fig. 12 zeigt ein typisches Oberwellenspektrum einer fremderregten Synchronmaschine. Hier fallen insbesondere die Harmonischen der 3., 5., 7. und 13. Ordnung (Order) auf. Im Vergleich zu Windkraftanlagen mit z.B. Vollumrichtern sind diese vergleichsweise hoch und durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren. Eine Möglichkeit den Betrag dieser Harmonischen zu reduzieren ist die entsprechende mechanische Auslegung des Synchrongenerators mittels sogenannter Schrägung des Rotors und/oder Sehnung von Rotor und Stator. Derartige Maßnahmen sind jedoch mit erhöhten Fertigungskosten verbunden, bzw. schränken diese die Verfügbarkeit möglicher Lieferanten aufgrund fehlender technischer Voraussetzungen ein.

[0069] Daher wird der vorhandene Frequenzumrichter 7 zur aktiven Filterung der Harmonischen des Synchrongenerators herangezogen. Fig. 13 zeigt ein bekanntes Verfahren, das sogenannte Frequenzbereichsverfahren, mit den Stufen Transformation des Koordinatensystems, Filter, Regler, Begrenzer, Entkopplung/Vordrehung und Rücktransformation des Koordinatensystems. Damit ist es möglich durch den Frequenzumrichter Oberschwingungsströme zu erzeugen, welche zu den gemessenen Strömen gegenphasig sind, und somit selektiv Harmonische im Netzstrom zu kompensieren.

[0070] Neben den Harmonischen des Generators können im Netz auch weitere Harmonische vorhanden sein, welche z.B. vom Frequenzumrichter selbst stammen oder auf andere Weise entstehen und welche die Stromqualität ebenfalls verringern. Durch die Messung der Netzspannung werden sämtliche harmonische Oberwellen erfasst und können bei der aktiven Filterung berücksichtigt werden.

[0071] Fig. 14 zeigt die substantielle Verbesserung des Oberwellenspektrums mit den aktiv gefilterten Harmonischen der 3., 5., 7. und 13. Ordnung. Die Qualität der Verbesserung ist abhängig von der sogenannten Taktfrequenz des Frequenzumrichters, wobei mit höheren Taktfrequenzen bessere Ergebnisse erzielt werden.

[0072] Die oben beschriebenen Ausführungen sind bei technisch ähnlichen Anwendungen ebenfalls umsetzbar. Dies betrifft v.a. Wasserkraftwerke zur Ausnutzung von Fluss- und Mee-

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

Patentansprüche

1. Verfahren zum Betreiben einer Energiegewinnungsanlage, insbesondere Windkraftanlage, mit einem Differenzialgetriebe (11 bis 13) mit einem elektrischen Differenzial-Antrieb (6, 14), wobei der Differenzial-Antrieb (6, 14) über einen Frequenzumrichter (7, 15) mit einem Gleichstromzwischenkreis (18) mit einem Netz (10) verbunden ist, **dadurch gekennzeichnet**, dass der Differenzial-Antrieb (6, 14) im generatorischen Betrieb im Falle eines Spannungseinbruches oder Spannungsausfalles oder einer Überspannung des Netzes (10) elektrische Energie in einen elektrischen Energiespeicher (20) im Gleichstromzwischenkreis (18) des Frequenzumrichters (7, 15) einspeist.
2. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet**, dass der Differenzial-Antrieb (6, 14) im motorischen Betrieb mit Hilfe des elektrischen Energiespeichers (20) im Gleichstromzwischenkreis (18) des Frequenzumrichters (7, 15) im Falle eines Spannungseinbruches oder Spannungsausfalles oder einer Überspannung des Netzes (10) mit elektrischer Energie versorgt wird.
3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, **dadurch gekennzeichnet**, dass der Zwischenkreisspeicher (20) eine Vorladung aufweist, welche, wenn der Differenzial-Antrieb (6, 14) generatorisch betrieben wird, größer ist, als wenn der Differenzial-Antrieb (6, 14) motorisch betrieben wird.
4. Verfahren nach Anspruch 3, **dadurch gekennzeichnet**, dass der Zwischenkreisspeicher (20) auf eine Vorladung zwischen 20% und 80% seiner nutzbaren Speicherenergie geladen wird.

Hierzu 5 Blatt Zeichnungen

Fig. 1

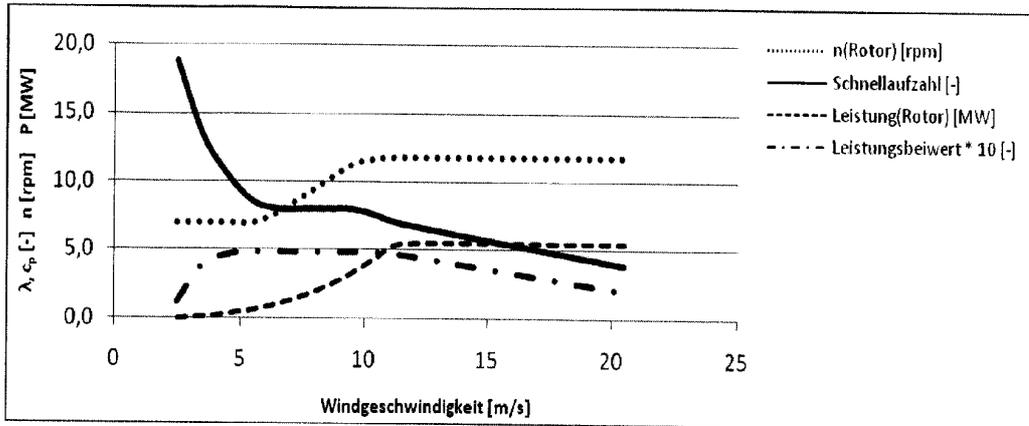


Fig. 2

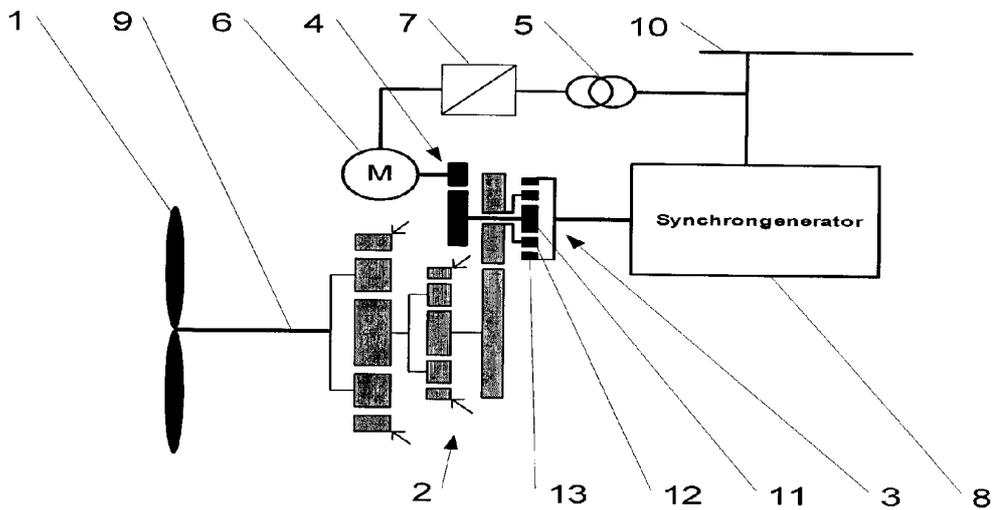


Fig. 3

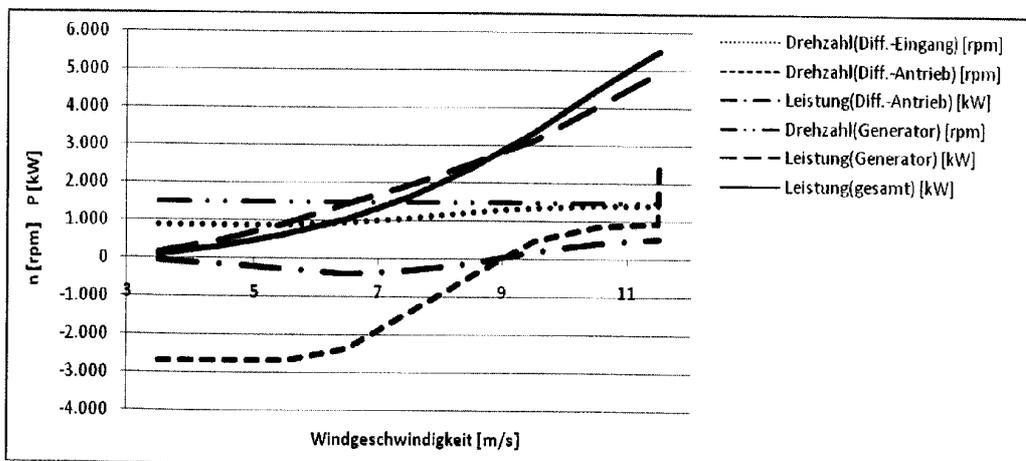


Fig. 4

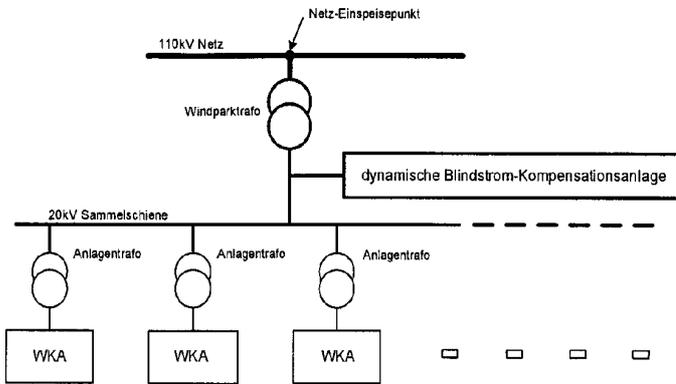


Fig. 5

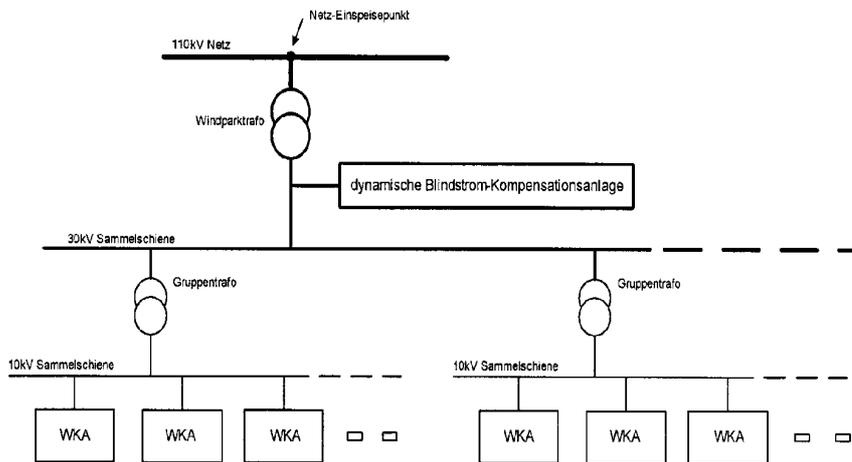


Fig. 6

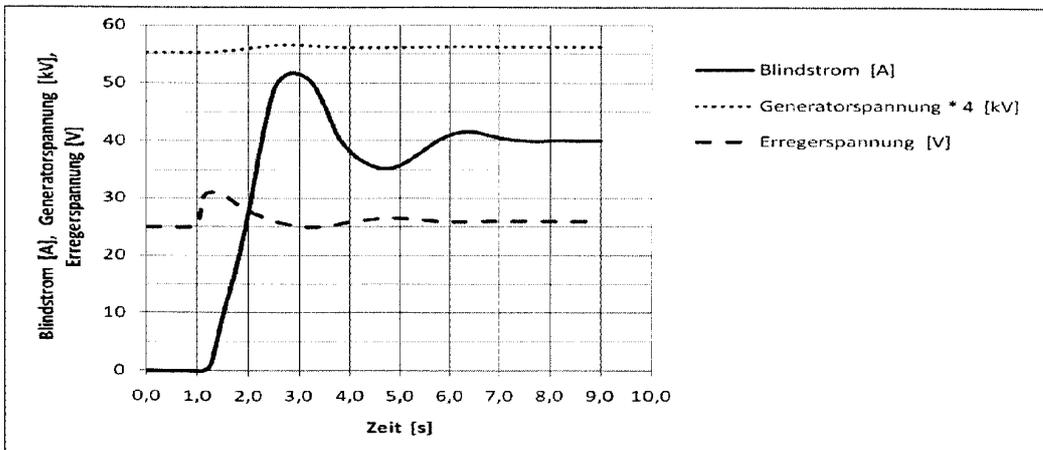


Fig. 7

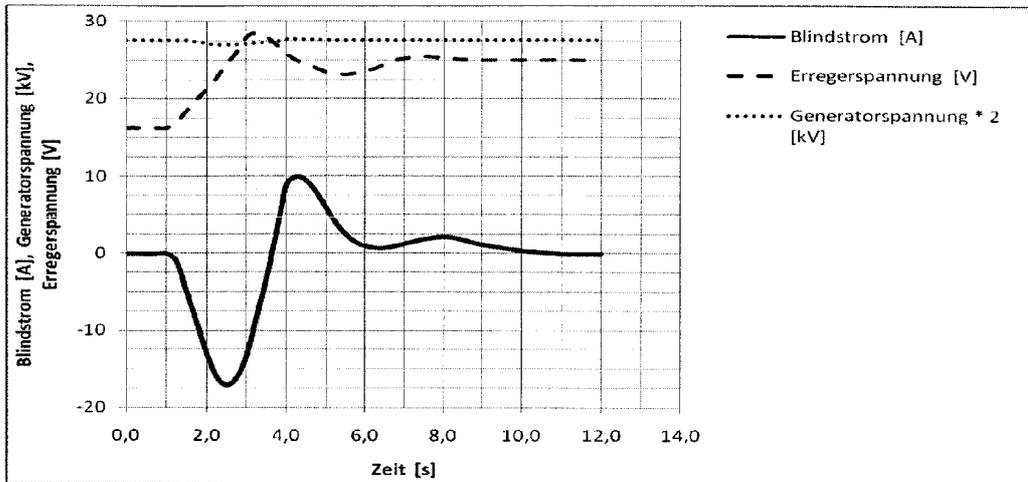


Fig. 8

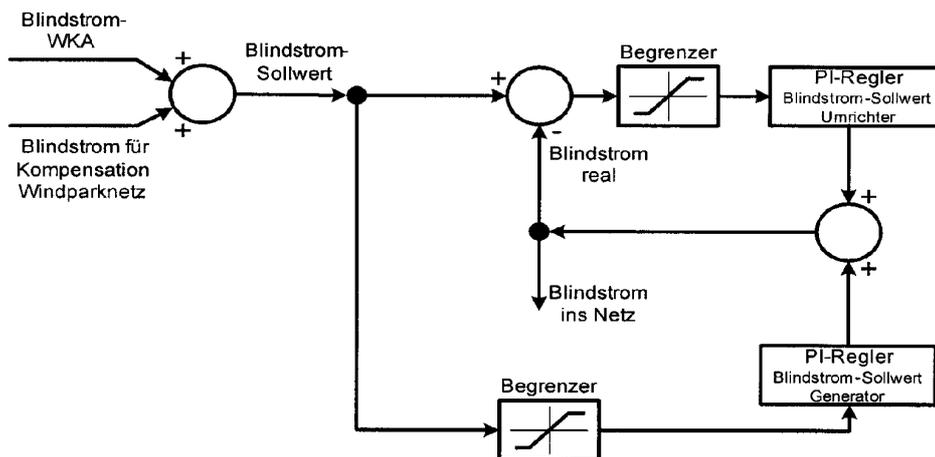


Fig. 9

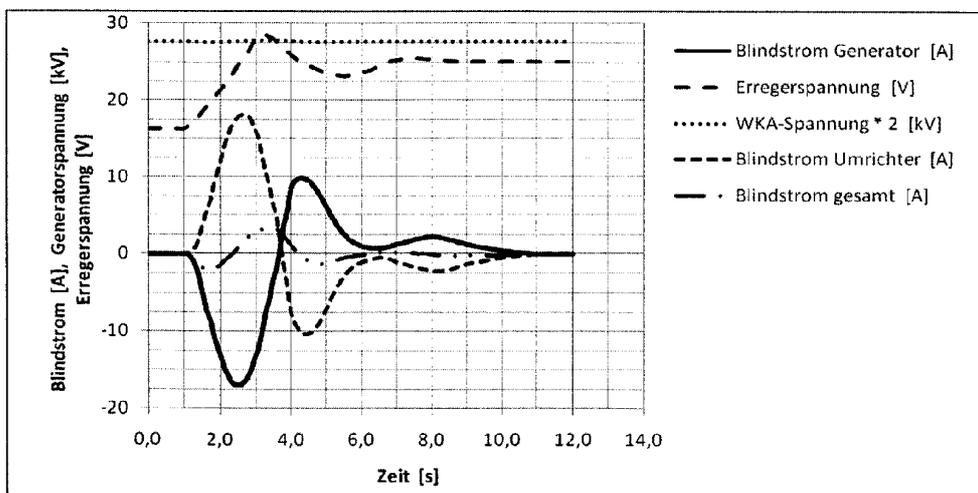


Fig. 10

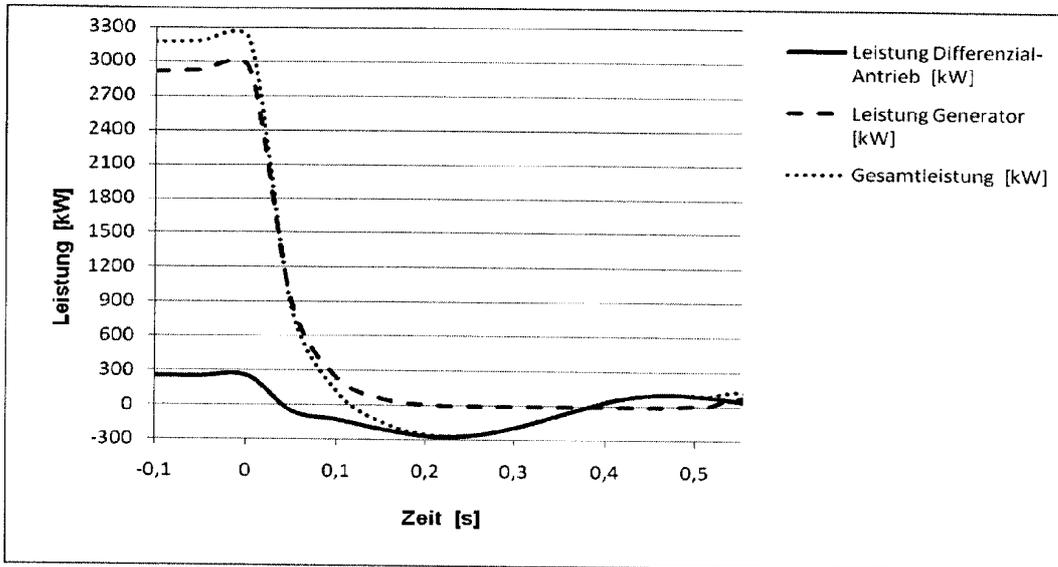


Fig. 11

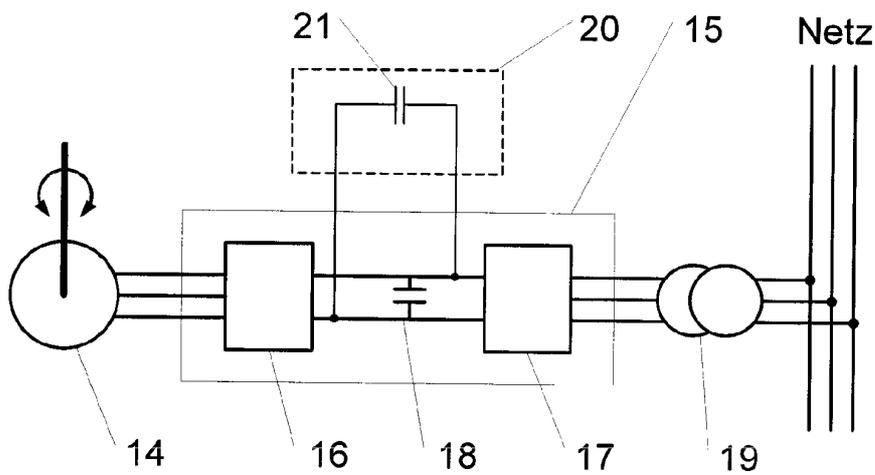


Fig. 12

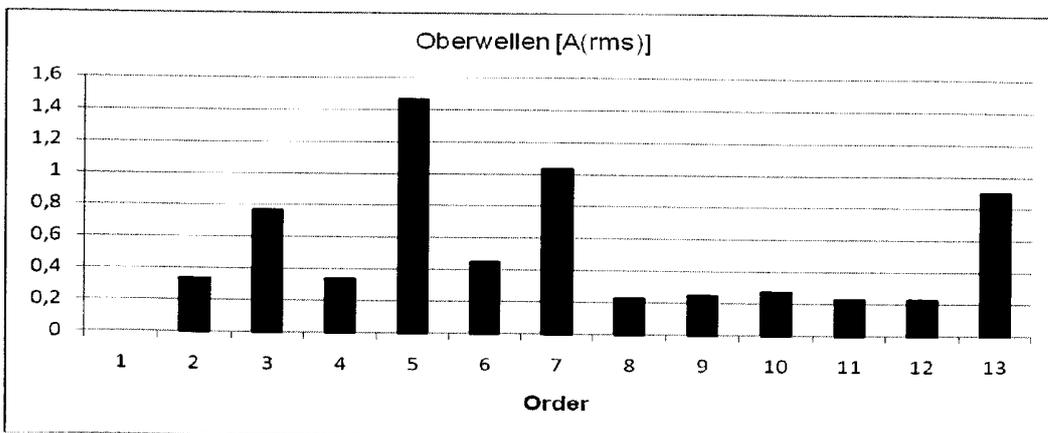


Fig. 13

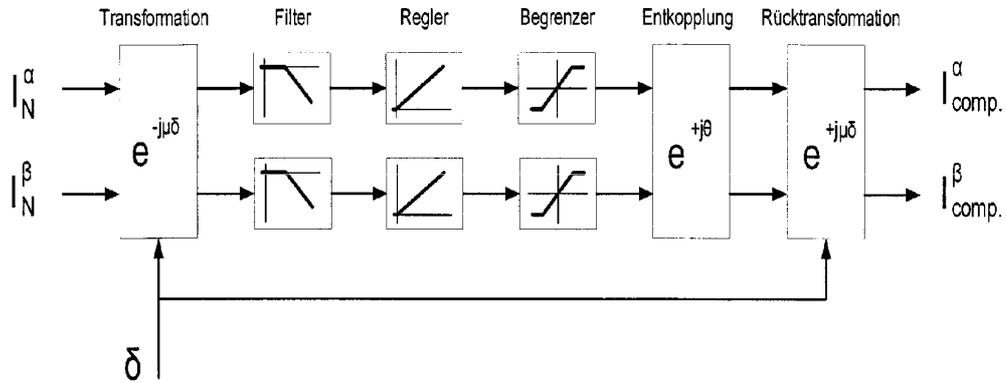


Fig. 14

