

Beschreibung zu: **Nutzungsgradoptimierte Windkraftanlagen**

Der Nutzungsgrad einer Windkraftanlage ist die im Mittel von ihr abgegebene Leistung in Bezug auf ihre Nennleistung.

Die Erfindung beschreibt ein Verfahren zur Auslegung von Windkraftanlagen auf einen angestrebten Nutzungsgrad. Dadurch wird es einem volkswirtschaftlichen Gebilde (z.B. einem Land) ermöglicht, beim Aufbau von Windkraftanlagen Maßstäbe bei der Genehmigung und an die Förder- und Vergütungspraxis anzulegen, die zum Aufbau eines volkswirtschaftlich vorteilhaften Windkraftanlagenpark führen. Windkraftwerke mit hohem Nutzungsgrad lassen sich viel besser in Stromversorgungsnetze integrieren und führen insbesondere beim Erreichen eines hohen Anteils von Stromerzeugung aus Windkraft dazu, dass nicht unnötige Leistungen aufgebaut und gefördert werden, die zukünftig nicht mehr zum Einsatz gebracht werden können oder erhebliche Zusatzaufwände auslösen würden, um auftretende Leistungsspitzen einer Nutzung zuführen zu können.

Das zum Patent angemeldete Verfahren beschreibt die Vorgehensweise, wie aus Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und zusätzlich wie in vereinfachter Form, aus der mittleren Windgeschwindigkeit, die an einem Standort angetroffen wird, die Auslegungsparameter für Windkraftanlagen abgeleitet werden, die zu einem angestrebten Nutzungsgrad führen.

Grundlagen und Stand der Technik

In elektrische Versorgungsnetze eingespeister Windstrom ist umso besser zu integrieren, je gleichmäßiger die Einspeisung erfolgt. Insbesondere das Auftreten hoher Leistungsspitzen von Windkraftwerken führt dazu, dass im aufnehmenden Stromnetz erhebliche Regeleingriffe notwendig werden, um Spannung und Frequenz des Elektrizitätsnetzes im zulässigen Toleranzband zu halten.

Der Nutzungsgrad einer Windkraftanlage beschreibt, wie hoch die von ihr im Langzeitdurchschnitt abgreifbare Leistung im Vergleich zu ihrer installierten Leistung ist. Ein Nutzungsgrad von 20% bei einer Windkraftanlage mit 5 MW Nennleistung würde zum Beispiel ausdrücken, dass die Anlage im Langzeitdurchschnitt 1 MW Leistung in das Stromnetz einspeist. Dabei treten sowohl Flauten-Zeitabschnitte auf, in denen überhaupt keine Stromlieferung erfolgt als auch Starkwindsituationen, in denen die Anlage mit der vollen Leistung einspeisen kann. Eine vergleichbare branchenübliche Angabe ist die Vollaststundenzahl. Damit wird ausgedrückt, wie viele Stunden eines Jahres eine Windkraftanlage bei Nennleistung laufen müsste, um die gleiche elektrische Energie zu liefern, die sie unter den konkreten Windbedingungen mit stets wechselnder Leistungsabgabe über ein Jahr in das Stromnetz einspeisen kann. Der Nutzungsgrad einer Windkraftanlage ist gleich der Vollaststundenzahl durch die Jahresstundenzahl.

Ist die installierte Leistung der an ein Stromversorgungsnetz angeschlossenen Windkraftanlagen klein in Bezug auf die insgesamt im Stromversorgungsnetz umgesetzte Leistung, dann gehen die Schwankungen der Einspeiseleistung einschließlich der

auftretenden Leistungsspitzen in Starkwindsituationen in den ebenfalls vorhandenen Schwankungen des Verbrauchs unter. Sie können von den Regelungsmechanismen, die zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität vorgehalten werden aufgefangen werden. Die Situation ändert sich, je größer die Anteile, des Windstroms am Energieumsatz eines Versorgungsnetzes werden. Der Windkraftwerkspark Deutschlands weist im Zeitraum 2005 bis 2010 einen Nutzungsgrad von etwa 20% auf. Die installierte Leistung ist damit fünf Mal höher, als die im Durchschnitt von den Windkraftanlagen ins Stromnetz eingespeiste Leistung. Aus diesem Umstand lässt sich leicht schlussfolgern, dass bei einem Windkraftanteil von ca. 20% an der Stromversorgung, bei Starkwind, Situationen auftreten werden, bei denen kein Strom aus anderen Kraftwerken mehr erforderlich ist. Die Regelungsmechanismen, die dafür bereitgehalten werden, Stromerzeugung und Verbrauch in Übereinstimmung zu bringen, müssten dann in der Lage sein, das volle Band der umgesetzten Leistung abzudecken.

Auch die Nachfrage nach Strom ist nicht konstant, sondern weist einen Lastgang auf, mit erheblichen Schwankungen zwischen Tag und Nacht, Wochenend- und Arbeitstagen, Sommer und Winter und Ferien- und Beschäftigungszeiten. Im deutschen Stromnetz schwankt dieser Verbrauch zwischen ca. 60% und 140% um die Durchschnittsleistung. Treffen Zeiten geringen Verbrauchs und starken Windes mit hoher Einspeisung aus Windkraftanlagen zusammen, dann kann es schon ab einem Windkraftanteil von beispielsweise $(60\% * 20\% =) 12\%$ zu Situationen kommen, in denen die verfügbare Leistung aus Windkraftanlagen, die Stromnachfrage übersteigen würde.

Ziel der deutschen Energiepolitik ist es, einen sehr hohen Anteil des Strombedarfs regenerativ zu erzeugen, mit einem Windkraftanteil von weit über 20%. Die obigen Betrachtungen zeigen andererseits, dass es mit Windkraftanlagen, die sich im Jahr 2010 im Einsatz befinden, schon ab einem Versorgungsanteil deutlich unter 20% zunehmend zu Situationen kommen wird, in denen ein Überangebot von Strom nicht mehr dem direkten eigenen Verbrauch zugeführt werden kann. Die Anlagen müssten dann in ihrer Leistung herunter geregelt oder aus dem Wind gedreht werden, um Überlastungen des Stromnetzes zu verhindern. Dem könnte in beschränktem Umfang durch Export der Überschüsse oder mit entsprechend dimensionierten Speichern entgegengewirkt werden. Beides wären Maßnahmen, die erhebliche Anstrengungen und Investitionen erfordern würden um Leistungen, die in Starkwindphasen bei Windkraftanlagen bereitstehen, einer Verwendung zuführen zu können.

Diese Betrachtung zeigt, dass Windkraftanlagen mit niedrigem Nutzungsgrad nur eingeschränkt geeignet sind, in einem Umfeld mit einem hohen Anteil der Stromversorgung aus Windkraft eingesetzt zu werden.

Mit dem erfundenen Verfahren wird eine andere Strategie verfolgt. Durch Anhebung des Nutzungsgrads von Windkraftanlagen auf beispielsweise 50% wird die erhebliche Überproduktion von Windkraftanlagen niedrigen Nutzungsgrads in Starkwindsituationen vermieden. Gleichzeitig führt das zu einer besseren Energieausbeute bei schwachem Wind.

Windkraftanlagen hohen Nutzungsgrads ermöglichen es, einen deutlich höheren Anteil der Stromversorgung in einem Versorgungsnetz zu übernehmen, ohne dass der Eigenbedarf überschritten wird und ohne dass aufwändige Maßnahmen, wie die Errichtung besonders leistungsstarker Speicher oder Fernübertragungsverbindungen, ergriffen werden müssen um Überschüsse trotzdem nutzbar machen zu können. Die Schwelle, ab der mit nicht nutzbarer Überproduktion zu rechnen ist, ließe sich damit deutlich anheben.

Bei Windkraftanlagen mit höherem Nutzungsgrad von beispielsweise 50% würde eine durchschnittliche Leistung von 1 MW mit einer Nennleistung von 2 MW abgegeben werden können. Diese deutliche Reduzierung der installierten Nennleistung würde mit einer Kappung von Leistungsspitzen einher gehen, deren Ausnutzung andernfalls einen erheblichen Zusatzaufwand erfordern würde. Sie würde weiterhin zu einer gleichmäßigeren Einspeisung von Windstrom führen.

Beschreibung zu Abbildung 1:

Abbildung 1 zeigt die modellierte Kennlinie einer Windkraftanlage. Aufgetragen ist in Y-Richtung der Leistungsbeiwert c_p und in X-Richtung die Windgeschwindigkeit in Bezug auf die Auslegungs-Windgeschwindigkeit v_{NL} , bei der die Windkraftanlage ihre Nennleistung erreicht. Diese ist mit 100% am Auslegungspunkt **D** erreicht. Oberhalb dieser Windgeschwindigkeit wird durch Verstellung der Anstellwinkel der Rotoren der Windkraftanlage dafür gesorgt, dass keine höhere Leistung aus dem Windenergieangebot abgegriffen wird, um eine Überbelastung der Komponenten der Windkraftanlage zu vermeiden. Entsprechend geht der Leistungsbeiwert, der angibt welcher Anteil der verfügbaren totalen Windleistung in nutzbare elektrische Leistung umgewandelt wird, zurück. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten unterhalb des Kennlinienpunktes **A** reicht die Windleistung nicht aus, die Anlage in Betrieb zu nehmen. Mit steigender Windgeschwindigkeit zwischen den Punkten **A** und **B** wird es möglich, einen zunehmend höheren Anteil der totalen Windleistung, aus den Luftmassen, die den Rotorquerschnitt durchströmen, abzugreifen. Zwischen den Kennlinienpunkten **B** und **C** gelingt es, einen hohen Anteil dieser totalen Windleistung in elektrische Energie umzuwandeln. Zwischen dem Kennlinienpunkt **C** und **D** fällt das Verhältnis zwischen der gewonnenen elektrischen Leistung zur totalen Windleistung wieder ab. Da die totale Windleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit zunimmt, steigt die von der Windkraftanlage abgegebene Leistung trotz Absinken des Leistungsbeiwerts bis zum Auslegungspunkt **D** an. Reale Kennlinien weichen von dieser idealisierten Kennlinie ab. Insbesondere der durch Drehzahlregelung optimierte Betriebsbereich zwischen den Punkten **B** und **C** verläuft in der Regel nicht bei so konstantem c_p -Wert wie in der Modellkennlinie von Abbildung 1 dargestellt. Häufig werden im besten Leistungsbereich auch höhere c_p -Werte bis über 0,5 erreicht. Reale Kennlinien verfügen zusätzlich über einen, in Abbildung 1 nicht eingezeichneten, Kennlinienpunkt **E** bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten, bei denen die Anlage aus Sicherheitsgründen abgeschaltet wird und um Überlastungsschäden und

Zerstörungen zu vermeiden. Ab dieser Windgeschwindigkeit gingen der Leistungsbeiwert c_p und die abgegebene Leistung auf den Wert null zurück.

Beschreibung zu Abbildung 2:

Abbildung 2 zeigt, wie sich eine Variation der Nennleistungswindgeschwindigkeit V_{NL} , die am Punkt **D** (siehe Abb. 1) erreicht wird, auf das Erntevermögen einer Windkraftanlage im Leistungsdiagramm auswirken würde. Aufgetragen ist in Y-Richtung die Leistung, die pro Quadratmeter Rotorquerschnittsfläche in den durchströmenden Luftmassen steckt bzw. daraus geerntet werden kann und in X-Richtung die Windgeschwindigkeit. Eingezeichnet sind Leistungskurven **Pcp01** bis **Pcp05** die sich mit einem Leistungsbeiwert von $c_p=0,1$ bis $c_p=0,5$ aus der totalen Windleistung **Ptot** abgreifen lassen würden und Kennlinien **PzuVnl06** bis **PzuVnl14** welche die elektrische Leistung von Windkraftanlagen angeben, die eine Leistungscharakteristik nach Abbildung 1 aufweisen würden und auf die Nennleistungswindgeschwindigkeit 6 Meter pro Sekunde bis 14 Meter pro Sekunde ausgelegt wären. Gut erkennbar ist im Diagramm der Abbildung 2, wie ab der Nennleistungswindgeschwindigkeit dafür gesorgt wird, dass keine weitere Leistungssteigerung erfolgt, um die Überlastung der verwendeten Komponenten wie Getriebe und Generator zu vermeiden.

Beschreibung zu Abbildung 3:

Abbildung 3 zeigt die totale Windleistung, die einen Quadratmeter Rotorquerschnittsfläche in 100 Metern über Grund durchströmte, beispielhaft für den Zeitraum Januar bis März 2008 für das nördliche Schleswig-Holstein. Dieses volatile Dargebot von totaler Windleistung gilt es mit den technischen Möglichkeiten von Windkraftanlagen so abzugreifen, dass sich für eine Stromversorgung mit einem hohen Anteil von Windkraftanlagen ein möglichst hoher Gesamtnutzen ergibt.

Beschreibung zu Abbildung 4:

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Stromnachfrage in Deutschland, bezogen auf die im Jahresdurchschnitt nachgefragte Leistung, beispielhaft für den Januar 2008. Man erkennt die typischen Nachfrageschwankungen zwischen Tag und Nacht und den Rückgang der Stromnachfrage an den Wochenenden. Dieser zeitliche Verlauf der nachgefragten elektrischen Leistung wird auch als Lastgang bezeichnet.

Eine Stromversorgung mit einem hohen, von den Launen des Wetters abhängigen (volatilen) Anteil Erneuerbarer Energie aus Windkraft hat nun die Aufgabe aus einer totalen Windleistung, wie sie sich beispielhaft in Abbildung 3 darstellt, eine Versorgungsleistung mit einem zeitlichen Verlauf wie in Abbildung 4 gezeigt, bereitzustellen. Dieser Ausgleich kann beispielweise durch den Einsatz von Speicherkraftwerken erfolgen. Bei näherer Untersuchung der dabei vorliegenden Verhältnisse zeigt sich, dass ein Abgreifen der hohen, immer wieder vorkommenden Leistungsspitzen (siehe Abb. 3) durch den Einsatz von

Windkraftanlagen mit niedrigem Nutzungsgrad kostenträchtige Maßnahmen erfordert, die durch Windkraftanlagen mit hohem Nutzungsgrad vermieden werden können.

Beschreibung der Erfindung

Mit dem nachfolgend beschriebenen Verfahren lässt sich die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage bestimmen bzw. auslegen, mit der ein vorgegebener Nutzungsgrad erzielt wird. Grundlage dafür sind Zeitreihen der Windgeschwindigkeit für das Gebiet, in dem sich der Standort der Anlage befindet.

Mit Hilfe langjähriger Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten, die beispielsweise aus digitalen Windatlanten oder entsprechenden Aufzeichnungen gewonnen werden und bei Bedarf durch entsprechende Korrekturen auf einen konkreten Standort umgerechnet werden, wird eine Zeitreihe der totalen Windleistung gebildet. Mit einer nach dem Prinzip von Abbildung 1 und der zugehörigen Beschreibung, parametrisierten Modellkennlinie, die der Charakteristik der konkret in Frage kommenden Anlagen entspricht, wird sodann über die auftretenden Windgeschwindigkeiten hinweg der Nutzungsgrad bestimmt, der sich zu den unterschiedlichen Nennleistungs-Auslegungs-Windgeschwindigkeiten ergibt. Die Berechnung erfolgt, indem für jeden Zeitschritt der Zeitreihe die abgreifbare Windleistung mit Hilfe des Leistungsbeiwerts aus der verwendeten Kennlinie festgestellt und der Mittelwert über alle Zeitschritte gebildet wird. Dieser Mittelwert wird sodann in Bezug gesetzt zu der Leistung, die sich am Auslegungspunkt D ergibt, an dem die Windkraftanlage ihre Nennleistung abgibt.

Durch Anwendung entsprechender Vorgehensweisen, beispielsweise Klassierung der auftretenden Windgeschwindigkeiten, kann die konkrete Auswertung variiert, beschleunigt, vereinfacht und mit Zusatzinformationen angereichert werden. An Stelle der Leistung kann die Berechnung beispielsweise auch mit den umgesetzten Energien oder Ladungsmengen erfolgen.

Es sei explizit angemerkt, dass die Windgeschwindigkeiten der verwendeten Zeitreihen immer auf den Standort, an dem eine konkrete Anlage errichtet werden soll und auf die Höhe über Grund, in der die Windernte erfolgt, umgerechnet werden müssen.

Tabelle 1 zeigt eine Art der Anwendung dieses Verfahrens beispielhaft für das nördliche Schleswig-Holstein auf der Basis von Windgeschwindigkeiten in 100 Metern über Grund und Zeitreihen im Drei-Stunden-Takt über 39 Jahre vom Jahr 1970 bis 2008.

In Windgeschwindigkeitsklassen von jeweils 1 m/s. sind angegeben:

- E-tot: totale Windenergie pro m² Winderntefläche und Jahr,
- Anzahl: Häufigkeit des Auftretens von Windgeschwindigkeiten in dieser Klasse zwischen 1970 und 2008,
- E-tot sum: aufsummierte totale Energie bis zur Windgeschwindigkeit der Klasse,
- Anzahl sum: aufsummierte Anzahl der Vorkommisse von Windgeschwindigkeiten bis zu dieser Klasse von 1970 bis 2008,
- P-nenn: bei VW-mittel als Nennleistungsauslegungsgeschwindigkeit zu installierende Leistung,
- E-nenn: Energie, die von einem Windkonverter pro m² und Jahr bei stets voller Leistung erzeugt werden könnte, der eine Nennleistungs-Auslegungs-Windgeschwindigkeit von VW-mittel aufweisen würde,
- EAzuVnl: erreichbare Energieausbeute eines Windkonverters, dessen Kennlinie die Nennleistungs-Auslegungs-Windgeschwindigkeit VW-mittel aufweisen würde,
- Nutzung = EAzuVnl / E-nenn: erreichbare Energieausbeute bezogen auf das installierte Energiegewinnungspotential oder erreichbare Durchschnittsleistung bezogen auf die Nennleistung (= Nutzungsgrad).

Tabelle 1. Bestimmung des Nutzungsgrades von Windkraftanlagen als Funktion der Nennleistungsauslegungswindgeschwindigkeit am Beispiel einer 39-jährigen Zeitreihe im Drei-Stunden-Takt (Quelle: eigene Berechnung, Datenquelle: Anemos Windatlas für Europa).

VW mittel	E-tot	An- zahl	E-tot sum	Anzahl sum	Etot sum	Anzahl sum	P- nenn	E-nenn	EAzuVnl	Nut- zung
m/s	kWh/ (m ² ·a)		kWh/ (m ² ·a)		%	%	W/m ²	kWh/ (m ² ·a)	kWh/ (m ² ·a)	%
0,5	0,02	1125	0,02	1125	0,0%	1,0%	0,0	0,2		
1,5	0,73	3788	0,75	4913	0,0%	4,3%	0,6	5,7		
2,5	5,35	6699	6,10	11612	0,2%	10,2%	3,0	26,2		
3,5	19,12	9092	25,23	20704	0,7%	18,2%	8,2	71,9		
4,5	49,68	11275	74,91	31979	2,0%	28,1%	17,4	152,8	132,9	87,0%
5,5	99,65	12492	174,56	44471	4,6%	39,0%	31,8	278,9	227,4	81,5%
6,5	166,50	12699	341,06	57170	9,0%	50,2%	52,5	460,4	347,1	75,4%
7,5	249,49	12395	590,55	69565	15,5%	61,0%	80,7	707,3	486,3	68,8%
8,5	325,20	11119	915,75	80684	24,1%	70,8%	117,5	1029,6	637,2	61,9%
9,5	374,21	9156	1289,95	89840	33,9%	78,8%	164,0	1437,4	791,2	55,0%
10,5	397,54	7200	1687,50	97040	44,3%	85,2%	221,4	1940,8	939,5	48,4%
11,5	396,85	5464	2084,34	102504	54,8%	89,9%	290,9	2549,8	1076,5	42,2%
12,5	365,82	3918	2450,17	106422	64,4%	93,4%	373,5	3274,4	1197,5	36,6%
13,5	308,94	2625	2759,11	109047	72,5%	95,7%	470,5	4124,9	1300,7	31,5%
14,5	261,92	1789	3021,02	110836	79,4%	97,3%	583,0	5111,1	1385,5	27,1%
15,5	199,74	1120	3220,76	111956	84,6%	98,2%	712,2	6243,1	1452,5	23,3%
16,5	160,00	743	3380,77	112699	88,8%	98,9%	859,1	7531,1	1504,0	20,0%
17,5	115,64	450	3496,41	113149	91,9%	99,3%	1025,0	8985,1	1541,4	17,2%
18,5	96,48	319	3592,89	113468	94,4%	99,6%	1210,9	10615,1	1568,0	14,8%
19,5	72,95	206	3665,85	113674	96,3%	99,7%	1418,1	12431,1	1584,6	12,7%
20,5	51,78	126	3717,62	113800	97,7%	99,9%	1647,6	14443,4	1592,1	11,0%
21,5	35,32	74	3752,94	113874	98,6%	99,9%	1900,7	16661,8	1592,6	9,6%
22,5	24,40	45	3777,34	113919	99,2%	100,0%	2178,4	19096,5	1586,2	8,3%
23,5	8,05	13	3785,40	113932	99,4%	100,0%	2482,0	21757,6	1576,0	7,2%
24,5	9,90	14	3795,30	113946	99,7%	100,0%	2812,5	24655,0	1561,1	6,3%
25,5	6,36	8	3801,66	113954	99,9%	100,0%	3171,2	27798,9	1541,2	5,5%
26,5	1,73	2	3803,40	113956	99,9%	100,0%	3559,1	31199,3	1517,7	4,9%
27,5	3,02	3	3806,42	113959	100,0%	100,0%	3977,4	34866,2	1490,2	4,3%

Tabelle 1 zeigt, dass je nach Wahl der Kennlinie von der insgesamt vorhandenen totalen Windenergie (unterster Wert in Spalte E-tot sum) ein unterschiedlich hoher Betrag geerntet werden kann (Spalte EAzuVnl). Das Maximum der Windernte würde sich im gezeigten Beispiel mit 1593 kWh/(m²·a) bei einer Kennlinienauslegung auf ca. 21,5 m/s Nennleistungswindgeschwindigkeit ergeben. Pro Quadratmeter Rotorfläche müsste dazu eine Generatorleistung von ca. 1900 Watt installiert werden. Eine Anlage mit 113 Metern Rotordurchmesser (entspricht ≈ 10.000 m² Winderntefläche) müsste dabei über eine installierte Leistung von ca. 19 Megawatt verfügen. Die erreichte Durchschnittsleistung würde dabei ca. 9,6% der installierten Leistung betragen. Der Spalte EAzuVnl lässt sich entnehmen, dass bei der Wahl einer etwas niedrigeren Nennleistungswindgeschwindigkeit

die Energieausbeute nicht wesentlich geringer wird. Bei 16,5 m/s Nennleistungswindgeschwindigkeit läge die Energieausbeute mit ca. 1504 Kilowattstunden pro m² Rotorfläche und Jahr bei ca. 94% der maximalen erreichbaren Ausbeute, die zu installierende Nennleistung betrüge mit 859 W/m² etwa 45% davon, also ca. 8,6 Megawatt. Die abgegebene Durchschnittsleistung würde dabei auf ca. 20% der installierten Leistung ansteigen. In der branchenüblichen Volllaststundenbetrachtung hieße das, die jährliche Volllaststundenzahl stiege von ca. 840 auf 1.750. Die Tabelle zeigt anschaulich, was zu tun ist, um die Volllaststundenzahl einer Windkraftanlage weiter zu erhöhen. Man legt diese einfach auf einen niedrigeren Windgeschwindigkeitsbereich aus. Möchte man z.B. einen Nutzungsgrad von 50% in Bezug auf die installierte Leistung erreichen, dann ist bei den zugrundeliegenden Windverhältnissen die Nennleistungs-Auslegungswindgeschwindigkeit auf etwas unter 10,5 m/s zu setzen. Dabei könnten mit ca. 940 kWh/m²·a noch etwa 58% des mit dieser Kennlinie maximal möglichen Ertrags geerntet werden. Die zu installierende Leistung ginge mit ca. 220 W/m² Rotorfläche auf 11,6% zurück. Die Windkraftanlage mit 113 Metern Rotordurchmesser bräuchte dazu nur noch mit einer Generatorleistung von 2,2 MW ausgerüstet zu werden.

Dieses Verfahren ermöglicht es, für alle Standorte nutzungsgradoptimierte Windkraftanlagen zu ermitteln, die nicht auf Leistungen hochgerüstet sind, die in einem Umfeld mit einem hohen Anteil von Stromerzeugung aus Windkraft nicht mehr gebraucht werden. Es vermeidet damit den Aufbau unnötiger und zukünftig nicht mehr nutzbarer Leistungen. Es versetzt Anlagenhersteller in die Lage durch eine geeignete Abstimmung zwischen Rotordurchmessern und installierter Generatorleistung, maßgeschneiderte Nutzungsgrade für einen Standort anzubieten. Es ermöglicht staatlichen Stellen die Definition von Einspeisevergütungs-, Förder- und Genehmigungspraktiken, die zu einem Anlagenbestand führen werden, der auch beim angestrebten hohen Anteil Erneuerbarer Energien bei der Stromversorgung zu volkswirtschaftlich vorteilhaften Verhältnissen führen wird.

Der Zusammenhang zwischen Nennleistungsauslegungswindgeschwindigkeit und Nutzungsgrad lässt sich empirisch für die Windverhältnisse in Europa auch auf vereinfachte Weise aus der mittleren Windgeschwindigkeit ableiten, die an einem Standort angetroffen wird.

Beschreibung zu Abbildung 5:

Abbildung 5 zeigt dies beispielhaft auf der Basis der zur Erklärung des Verfahrens verwendeten Modellkennlinie aus Abbildung 1.

In Abbildung 5 wurde dazu der Zusammenhang zwischen der mittleren Windgeschwindigkeit (X-Achse) und der damit gewinnbaren mittleren Leistung (Y-Achse) von Windkraftanlagen beispielhaft für 145 Gebiete Europas über einen 39-jährigen Zeitraum in 100 Metern über Grund ermittelt. Ausgehend von der physikalisch maximal aus der Luftströmung

abgreifbaren Leistung mit einem Leistungsbeiwert von $c_p = 16/27 \approx 0,59$ (nach dem deutschen Physiker Betz) sind in dem Diagramm aufgezeigt:

- $mPnBetz$: die mittlere Leistung, die bei einem Leistungsbeiwert nach Betz erzielt würde,
- $mPn20$: mittlere Leistung bei einem Nutzungsgrad der Windkraftanlagen von 20%,
- $mPn50$: mittlere Leistung bei einem Nutzungsgrad der Windkraftanlagen mit 50%,
- $PrhoVm$: Leistung P die sich mit der Luftdichte ρ und der mittleren Windgeschwindigkeit v_m aus der Gleichung $P = \rho/2 \cdot v_m^3$ ergibt,
- $PrVm*0,7$: Leistung, die sich bei Multiplikation dieser Kurvenwerte mit 0,7 ergibt,
- $PrVm*0,4$: Leistung, die sich bei einer Multiplikation mit 0,4 ergibt.

Die theoretische Obergrenze der gewinnbaren Leistung auf Basis der Zeitreihen des digitalen Windatlasses¹ ist in Abbildung 5 durch die oberste Kurve ($mPnBetz$) abgesteckt. Es fällt auf, dass der Verlauf dieser Kurve, bei der die theoretisch maximal erreichbare Leistungsausbeute für einen Leistungsbeiwert nach Betz ($c_p = 16/27$) ermittelt wurde, relativ nahe am Verlauf der Kurve ($PrhoVm$) liegt, bei der zu jeder festgestellten mittleren Windgeschwindigkeit v_m mit der in diesem Gebiet bestimmten mittleren Luftdichte ρ die totale Windleistung P nach der Gleichung

$$P = \rho/2 \cdot v_m^3 \quad (1)$$

ermittelt wurde.

Die Kurve welche die mittlere Windleistung bei Windkraftanlagen mit 20% Nutzungsgrad ($mPn20$) über der mittleren Windgeschwindigkeit zeigt, deckt sich recht gut, mit der Kurve ($PrVm*0,7$), die sich durch Multiplikation der Leistung nach Gleichung (1) mit dem Faktor 0,7 ergibt.

Die mittlere Leistung von Windkraftanlagen mit 50% Nutzungsgrad ($mPn50$) deckt sich wiederum gut mit der Kurve ($PrVm*0,4$), die sich durch Multiplikation der Leistung nach Gleichung (1) mit dem Faktor 0,4 ergibt.

Mit diesen Erkenntnissen verfügt man über einen einfachen empirischen Zusammenhang, der es ermöglicht, ausgehend von der mittleren Windgeschwindigkeit an einem Standort auf die mittlere zu erwartende Leistung einer Windenergieanlage zu schließen, die auf einen bestimmten Nutzungsgrad ausgelegt wird.

Derartige Diagramme ermöglichen es auf einfache Weise aus der Kenntnis der mittleren Windgeschwindigkeit eines Anlagenstandortes, abzuschätzen, auf welche Leistung eine konkrete Anlage auszulegen ist, um damit einen angestrebten Nutzungsgrad erreichen zu können.

¹ Anemos Windatlas für Europa (siehe z.B. www.anemos.de)

Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit zwischen 1970 und 2008 für das in Tabelle 1 gezeigte Gebiet (nördliches Schleswig-Holstein) beträgt beispielsweise 7,31 Meter pro Sekunde. Aus dem Diagramm der Abbildung 5 kann dazu für eine Windkraftanlage mit 50% Nutzungsgrad eine mittlere Abgabeleistung von ca. 110 Watt pro Quadratmeter Rotorfläche abgelesen werden. Die Nennleistung dieser Anlage läge folglich bei ca. $(110 \text{ Watt} / 50\% =) 220 \text{ Watt}$ pro Quadratmeter Rotorfläche. Bei einer Winderntefläche von beispielsweise 10.000 Quadratmetern (Rotordurchmesser ca. 113 Meter) müsste die Anlage über eine installierte Leistung von ca. 2,2 MW verfügen.

Da zur Aufstellung einer Windkraftanlage davon auszugehen ist, dass die mittlere Windgeschwindigkeit des Standorts ermittelt wurde, erlaubt es diese Verfahrensweise auf einfache Art, den zu erwartenden Nutzungsgrad einer Anlage zu bestimmen.

Schlussfolgerung

Die Anwendung des zum Patent angemeldeten Verfahrens, insbesondere bei der Genehmigungs-, Förder- und Vergütungspraxis von dazu staatlicherseits autorisierten Stellen führt zur Entstehung eines volkswirtschaftlich vorteilhaft ausgelegten Windkraftwerks-Anlagenpark, der in der Gesamtsicht im Vergleich zum Anlagenpark, der im Jahre 2010 in Deutschland besteht, erhebliche Vorteile aufweisen und der Volkswirtschaft entstehende Kosten einsparen wird.

Sie würde unter Bedingungen eines freien Marktes (ohne Einspeisevergütung, die von der Stromnachfrage abgekoppelt ist), auch für die Betreiber von Windkraftanlagen zu einem besseren Kosten / Nutzen Verhältnis führen. Investitionen in später nicht nutzbare Leistung, die bei Starkwindsituationen ansteht, würden unterblieben. Die Anlagen würden zudem bei schwachem Wind und knappem Stromangebot und damit einhergehenden hohen Marktpreisen von Strom, über eine etwas höhere Leistungsabgabe verfügen, als das mit Windkraftanlagen mit niedrigem Nutzungsgrad der Fall wäre.

Zeichnungen zu: **Nutzungsgradoptimierte Windkraftanlagen**

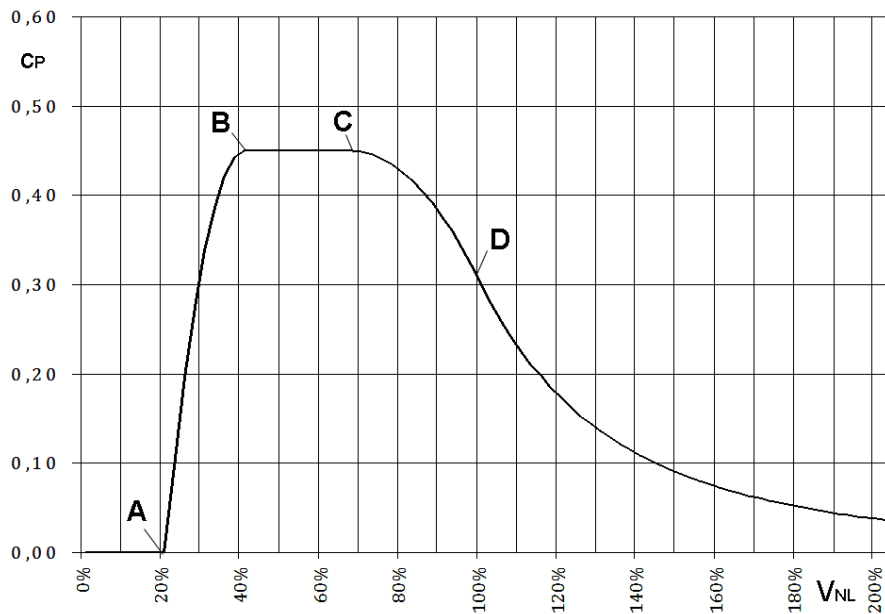


Abbildung 1: Leistungsbeiwerts-Kennlinie einer Windkraftanlage als Funktion der Nennleistungs-Auslegungswindgeschwindigkeit V_{NL} .

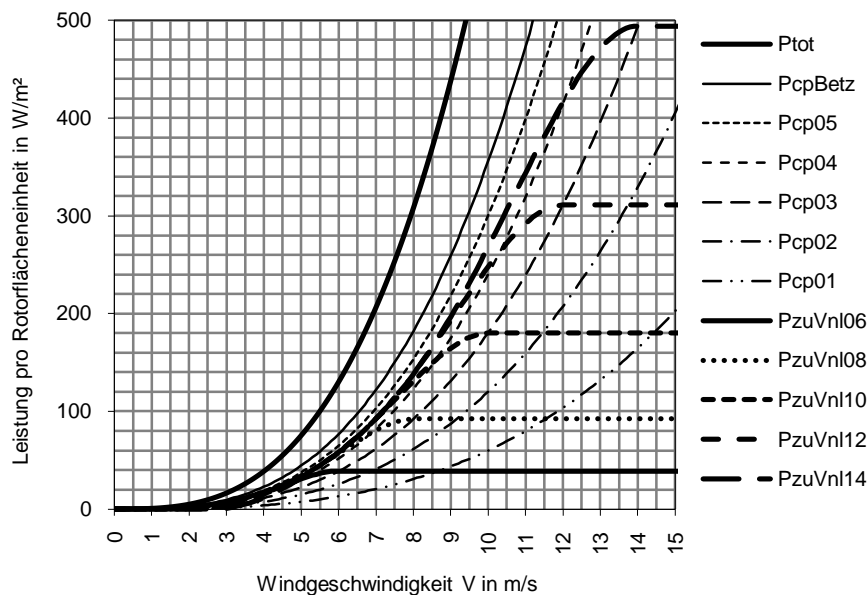


Abbildung 2: Auf den Rotorquerschnitt bezogene Leistungen zu Windkraftanlagen in W/m^2 als Funktion der Windgeschwindigkeit. Die Kennlinien beziehen sich auf eine mittlere Luftdichte von $1,2 \text{ kg/m}^3$. Dargestellt sind die totale Windleistung P_{tot} , die maximal physikalisch gewinnbare Leistung P_{cpBetz} , die zu den Leistungsbeiwerten $c_p = 0,5$ bis $0,1$ gewinnbare Leistung P_{cp05} bis P_{cp01} und die unter Anwendung der Modellkennlinie aus Abbildung 1 abrufbaren Leistungen $P_{zuVnI06}$ bis $P_{zuVnI14}$, bei einer Auslegung auf eine Nennleistungswindgeschwindigkeit von 6 bis 14 m/s.

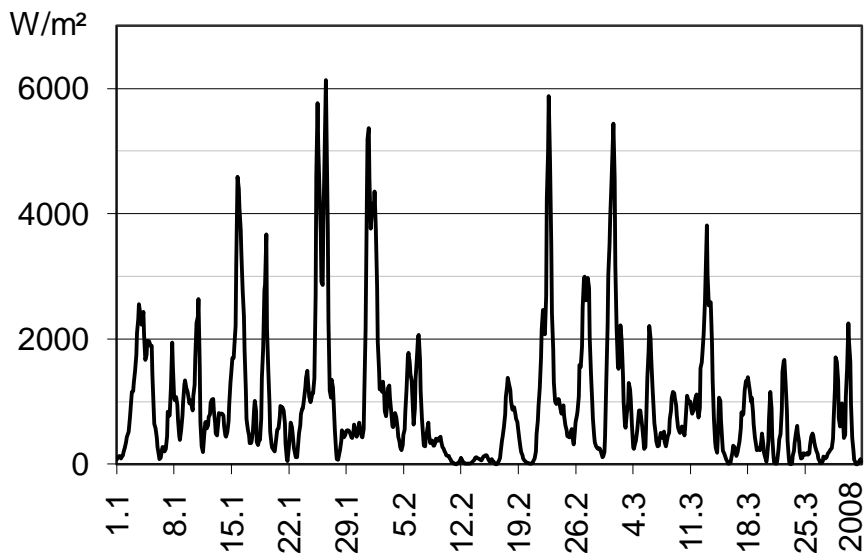


Abbildung 3: Totale Windleistung, die einen Quadratmeter Rotorquerschnittsfläche in 100 Metern über Grund beim durchströmen innewohnt, beispielhaft für den Zeitraum Januar bis März 2008 für das nördliche Schleswig-Holstein. (Quelle: eigene Berechnung aus Windgeschwindigkeitszeitreihe, Datengrundlage: Anemos Windatlas für Europa)

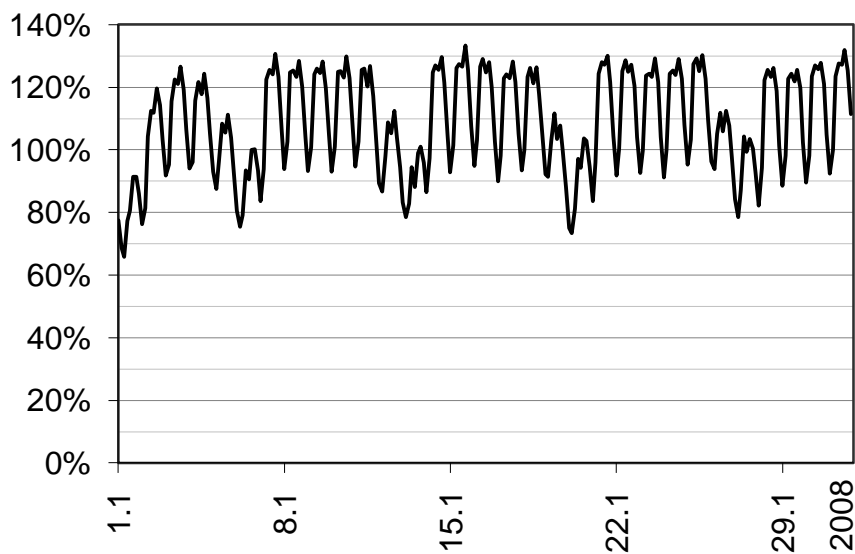


Abbildung 4: Verlauf der Stromnachfrage in Deutschland, bezogen auf die im Jahresdurchschnitt nachgefragte Leistung, beispielhaft für den Januar 2008 (Diagrammaufbereitung: durch den Antragsteller, Datenquelle: entsoe.net – the transparency platform of ENTSO-E, Zugriff am 28.12.2009).

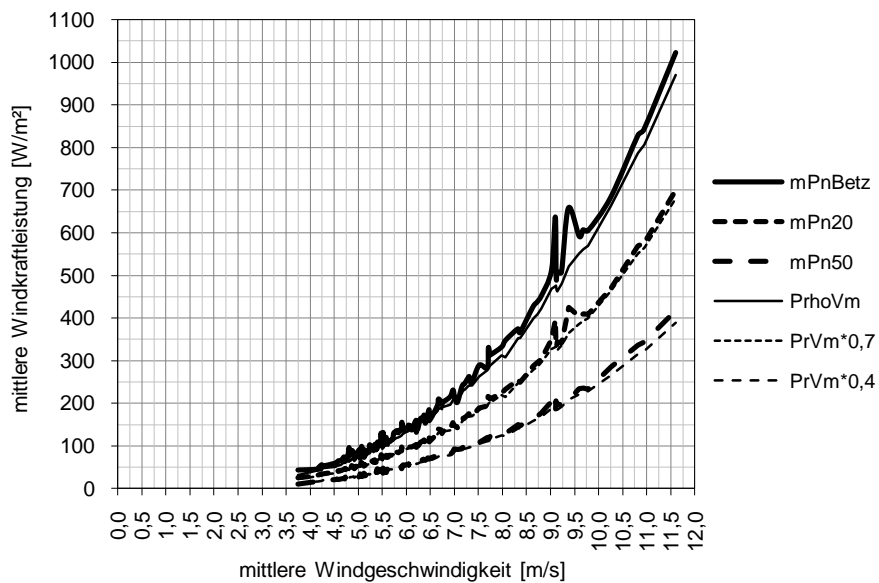


Abbildung 5. Zusammenhang zwischen der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen 1970 und 2008, die für 145 ausgewählte Rastergebiete Europas ermittelt wurden und der damit gewinnbaren mittleren Leistung von Windkraftanlagen. Bedeutung der dargestellten Kurven: mPnBetz: mittlere Leistung, die bei einem Leistungsbeiwert nach Betz erzielt würde, mPn20: mittlere Leistung bei einem Nutzungsgrad der Windkraftanlagen von 20%, mPn50: mittlere Leistung bei einem Nutzungsgrad der Windkraftanlagen mit 50%, PrhoVm: Leistung P die sich mit der Luftdichte ρ und der mittleren Windgeschwindigkeit v aus der Gleichung $P = \rho/2 \cdot v^3$ ergibt, PrVm*0,7: Leistung, die sich bei Multiplikation dieser Kurvenwerte mit 0,7 ergibt, PrVm*0,4: Leistung, die sich bei einer Multiplikation mit 0,4 ergibt. (Quelle: eigene Berechnung, Datenquelle: Anemos Windatlas für Europa)

Patentansprüche zu: **Nutzungsgradoptimierte Windkraftanlagen**

Ansprüche werden angemeldet auf:

1. Ein Verfahren, das es ermöglicht, aus Zeitreihen der Windgeschwindigkeiten an einem Standort die Auslegungsparameter von Windkraftanlagen so zu bestimmen, dass diese auf der Basis dieser Windverhältnisse einen angestrebten Nutzungsgrad erreichen können. Es zeichnet sich dadurch aus dass:
 - a. Auf der Grundlage von Kennlinien der Windkraftanlage, bei denen der Leistungsbeiwert c_p über der Windgeschwindigkeit in Bezug auf die Windgeschwindigkeit, bei der die Nennleistung erreicht wird, aufgetragen ist.
 - b. Die Auslegungswindgeschwindigkeit variiert wird, bei der die Nennleistung erreicht wird.
 - c. Mit jeder auf diese Art definierten Variante des Leistungsbeiwert – Windgeschwindigkeit - Diagramms, die von der Windkraftanlage abgegebene Leistung für jeden Zeitschritt aufgrund der Windgeschwindigkeit und der sich daraus ergebenden totalen Windleistung bestimmt wird.
 - d. Der Mittelwert über alle Zeitschritte der so berechneten Leistungen gebildet wird.
 - e. Dieser Mittelwert in Bezug gesetzt wird zur Nennleistung der Anlage, die sich bei der zugrunde liegenden Auslegungswindgeschwindigkeit ergibt.
 - f. Der auf diese Weise gefundene Quotient ist der Nutzungsgrad der Windkraftanlage.
2. Anspruch wird auch auf Verfahren erhoben, die auf der Grundlage des Prinzips dieser Erfindung durch Wahl einer anderen Vorgehensweise die gleichen Ergebnisse ermitteln.
3. Anspruch wird auch auf den Erlass von Regelwerken dazu autorisierter Stellen erhoben, die in Abhängigkeit eines mit diesem Verfahren bestimmten Nutzungsgrads festlegen:
 - a. ob eine Anlage genehmigt bzw.,
 - b. ob oder in welcher Höhe sie gefördert, bzw.
 - c. wie der damit eingespeiste Strom vergütet wird.
4. Anspruch wird ebenfalls auf den Erlass von Regelwerken dazu autorisierter Stellen erhoben, die nicht Explizit auf den Nutzungsgrad Bezug nehmen, jedoch durch Vorgabe standortspezifischer Verhältnisse von Winderntefläche zu installierter Leistung, ggf. auch in Abhängigkeit von der Leistungsbeiwerts-Kennlinie der Anlage festlegen:
 - a. ob eine Anlage genehmigt bzw.,
 - b. ob oder in welcher Höhe sie gefördert, bzw.
 - c. wie der damit eingespeiste Strom vergütet wird.
5. Anspruch wird ebenfalls auf den Erlass von Regelwerken dazu autorisierter Stellen erhoben, die aufgrund der anzutreffenden mittleren Windgeschwindigkeiten an einem Standort Vorgaben im Sinne der Ansprüche 3 und/oder 4 stellen.