

Technische Entwicklungstrends der Windturbinen

Technical Trends in Wind Turbine Development

J. P. Molly, DEWI

1. Einleitung

Nach mehr als einem Jahrzehnt erfolgreicher, technischer Windturbinenentwicklung macht es Sinn, einige Parameter des heute erreichten Stands der Technik etwas genauer zu durchleuchten, mit entsprechenden Untersuchungen früherer Jahre zu vergleichen und Trends aufzuzeigen, wohin die künftige Entwicklung wohl gehen wird. Mit den Anlagen der MW-Klasse bis 2,5 MW sind in der Entwicklung Rotorgrößen erreicht worden, die einige Jahre zurück nicht unbedingt als kommerzielle Produkte erwartet werden durften. Dennoch scheint diese Größe heute nur ein Zwischenschritt zu noch größeren, zur Zeit vornehmlich für den Offshore-Einsatz geplanter Windturbinen zu sein, die mit 5 MW und deutlich über 100 m Rotordurchmesser neue Dimensionen erreichen. Bei der hier vorgestellten Untersuchung möchte ich mich an die Randbedingungen gleichartiger von mir durchgeführten Untersuchung aus den Jahren 1990 [1] und 1996 [2] halten, wodurch interessante Vergleiche zu dem in jenen Zeiten erreichten Stand der technischen Entwicklung möglich werden. Gegenüber früheren Jahren sind heute statistische Betrachtungsweisen bestimmter Auslegungsgrößen wegen der hohen Anzahl verschiedener Windturbinen wesentlich besser abgesichert, auch gibt es weniger "exotische" Ausreißer, da sich die Variation der Auslegungsparameter auf relativ enge Grenzen beschränkt, die sich in der Konkurrenz zum Mitbewerber als ökonomisch herausgebildet haben. Im Folgenden werden bestimmte Auslegungsgrößen analysiert und kommentiert, auch im Hinblick auf eine weitere Größenentwicklung. Basis aller Untersuchungen ist die Beschränkung auf die Masse des Turmkopfs (Maschine plus Rotor), da mit den Materialien Beton und Stahl für den Turm selbst erhebliche Massenunterschiede eingebracht würden, die aber letztlich nicht relevant sind, unter der Annahme, dass die Kosten beider Varianten keinen großen Einfluss auf die Gesamtkosten einer Anlage haben. Der sich ergebende Preis für das Kilogramm Masse des Turmkopfs enthält somit die Kosten für den Turm, aber nicht dessen Masse.

2. Entwicklung der Turmkopfmasse

Anfang der neunziger Jahre war die Turmkopfmasse bezogen auf die Rotorfläche der Windenergieanlagen mit mehr als 500 kW in zwei Klas-

1. Introduction

After more than a decade of successful technical wind turbine development it makes sense to investigate certain parameters of today's state of technology in order to compare them with previous studies and to show the trends of future development. With the new wind turbines of the Megawatt class up to 2.5 MW, rotor sizes have been reached which a few years ago did not seem feasible as commercial products. Today, however, this is apparently only an intermediate step towards even larger wind turbines at present mainly planned for offshore use. With a capacity of 5 MW and rotor diameters clearly exceeding 100 m, they open up new dimensions. For the present investigation I would like to use the same general conditions that were the basis for similar studies carried out by myself in the years 1990 [1] and 1996 [2], which allows interesting comparisons with the state of the technical development achieved then. Today, statistical evaluations of certain design parameters are much more reliable than in previous years due to the large number of different types of wind turbines available now, and there are fewer erratic or "wild" values because the variation of design parameters is restricted to comparatively narrow limits which have proved to be economic in competition with other companies. In the following, certain design parameters will be analysed and commented, also with a view to a further up-scaling. The basis of all investigations is a limitation to the mass of the tower head (nacelle plus rotor), since the materials used for the tower itself, i.e. concrete or steel, would make a considerable difference to the mass of the wind turbine, which, however, is not really relevant since the material costs of both variations do not influence the total cost of a turbine significantly. The resulting price for one kilogram of tower head mass therefore includes the costs for the tower, but not its mass.

2. Development Tower Head Masses

At the beginning of the nineties the tower head mass referred to the area swept by the rotor of wind turbines with more than 500 kW could be divided into two classes (Fig. 1) [1]. "Heavy" wind turbines had a weight of over 40 kg/m², "light-weight" turbines were between just under 20 kg/m² and 40 kg/m², with the weight increasing in proportion with the rotor diameter. At that time, a

sen einteilbar (Abb. 1) [1]. "Schwere" Windturbinen lagen über 40 kg/m^2 , "leichte" zwischen knapp 20 kg/m^2 und 40 kg/m^2 , jeweils zunehmend mit wachsendem Rotordurchmesser. Zu jener Zeit konnte eine solche Auswertung im wesentlichen nur auf Prototypen abgestützt werden. Wird davon ausgegangen, dass das kg bearbeitetes Material im Maschinenbau unabhängig von der Größe der Anlage in erster Näherung immer gleichviel kostet, dann musste der Trend für die Serienmaschinen eindeutig zu den leichteren Anlagen gehen. Wie Abb. 1 zeigt, ergeben sich als Durchschnitt aller Turbinen zwischen 20 und 80 m Rotordurchmesser für die betrachteten Windturbinen des Jahres 2001 konstante flächenspezifische Massen von etwa 22 kg/m^2 , also ein Wert, der an der untersten Grenze des 1990 ermittelten Bereichs der "leichten" Windturbinen liegt. Die Streuung selbst liegt über die ganze Durchmesserspanne bei 15 bis 30 kg/m^2 , d.h., es gibt Hersteller die durchgängig eher leichter bauen und solche die eher schwerere Maschinen in den Markt bringen. Weiteren Aufschluss über die Ursachen der Streuung würde sicher eine Klassifizierung nach wesentlichen Merkmalen wie beispielsweise mit und ohne Blattverstellung oder mit und ohne Getriebe erbringen.

statistical evaluation had to be based mainly on prototypes. Assuming that a kilogram of machined material in the mechanical engineering industry always costs roughly the same, irrespective of the size of the turbine, the trend in the serial production of wind turbines obviously had to go towards lighter turbines. As shown in Fig. 1, all turbines evaluated in 2001 with rotor diameters between 20 and 80 m have an average constant mass-area ratio of approximately 22 kg/m^2 . This value is at the lower limit of the range of "light-weight" wind turbines determined in 1990. The dispersion of values over the whole range of diameters is between 15 and 30 kg/m^2 , which shows that there are manufacturers who seem to prefer more light-weight turbines throughout, and others who tend to put heavier machines on the market. Further information on the reason of this dispersion could be obtained by a classification according to important characteristics such as with or without pitch control or with or without gearbox.

3. Rotor Speed and Blade Tip Velocity

What are the possibilities of saving weight in mechanical engineering? The easiest way would be to increase the rotor speed while keeping the output at the same level, because the rotor torque

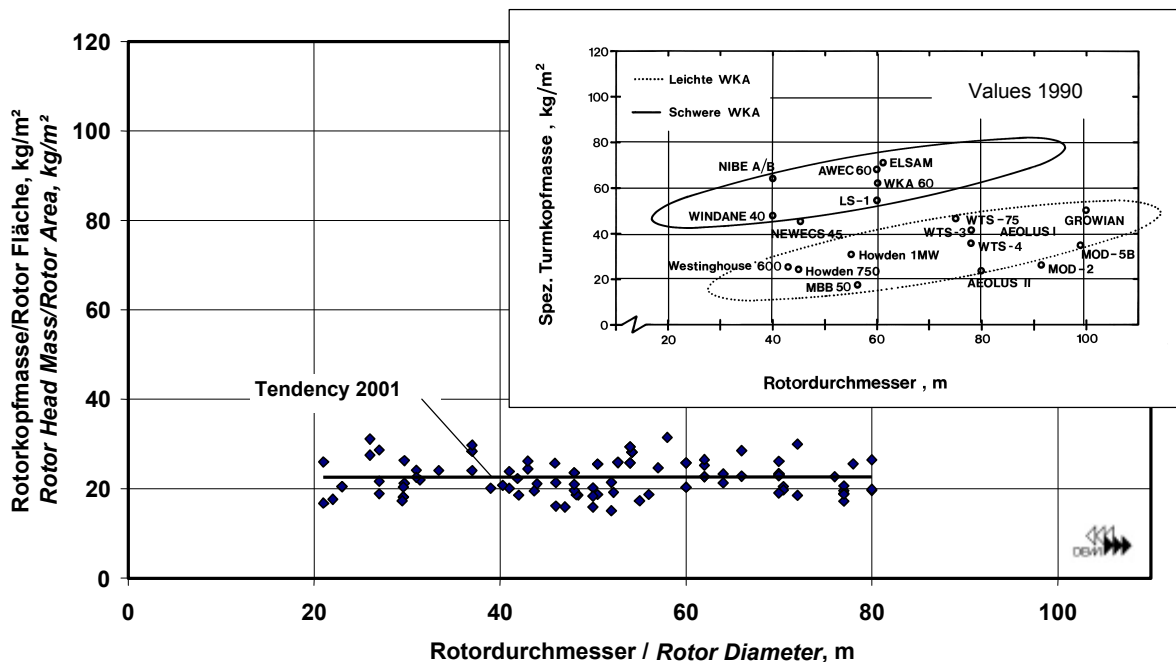


Abb 1: Statistik für die Rotorkopfmass in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser im Jahr 1990 und 2001

Fig. 1: Statistics for the rotor head mass via rotor diameter in the year 1990 and 2001

3. Rotordrehzahl und Blattspitzengeschwindigkeit

Wie kann Gewicht im Maschinenbau eingespart werden? Zunächst einmal am Einfachsten, in dem die Rotordrehzahl bei gleicher Leistung erhöht wird, denn das zu übertragende Rotordreh-

to be transmitted is inversely proportional to the number of revolutions. Here, however, the design engineer is faced with the problem that with increasing blade tip velocity the aerodynamic noise of the rotor rises approximately to the power of six of the velocity. Since an increase in noise would never be accepted by the market in the

moment verhält sich umgekehrt proportional zur Drehzahl. Hier steht dem Konstrukteur aber die Tatsache entgegen, dass mit steigender Blattspitzengeschwindigkeit das aerodynamische Geräusch des Rotors etwa mit der sechsten Potenz dieser Geschwindigkeit zunimmt. Genau dies wird aber vom Markt im dichtbesiedelten Deutschland nicht akzeptiert, weshalb über lange Jahre die Blattspitzengeschwindigkeit kaum über 65 m/s anstieg, was den in 1996 und in Abb. 2 gezeigten Punkten und Mittelwertkurven zu entnehmen ist. Mit der gezielten Entwicklungen geeigneter Blattkonturen, besonders im Bereich der Blattspitze, konnte die Geräuschentwicklung reduziert werden, weshalb die Blattspitzengeschwindigkeiten nach und nach auf den beachtlichen Wert von 80 bis 90 m/s angehoben werden konnte (Abb. 2). Gespannt darf man darauf sein, welche Geschwindigkeiten bei den über 100 m Rotordurchmesser liegenden Windturbinen für den Offshore-Einsatz realisiert werden.

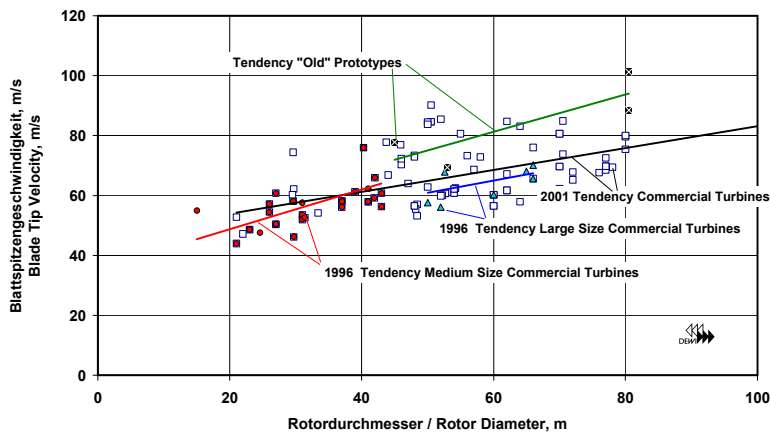


Abb. 2: Trend der Rotorblattspitzengeschwindigkeit im Vergleich mit im Jahr 1996 [2] ermittelten Werten

Fig. 2: Tendency of rotor blade tip velocity compared to values evaluated 1996 [2]

4. Massenspezifisches Rotordrehmoment

Eine wesentliche Größe zur Beurteilung des effektiven Materialeinsatzes ist das pro kg Turmkopfmasse übertragene Drehmoment des Rotors. Die 1990 vorgelegte Untersuchung führte damals scheinbar zu einem oberen Grenzwert, der bei knapp über 5 Nm/kg lag (Abb. 3) [1], dem sich, bis auf wenige Ausnahmen, alle Prototypen der damaligen Zeit unterordneten. Der Wert von Aeolus II (80 m Durchmesser, 3 MW) mit fast 15 Nm/kg war ein Entwurfswert, der dann in der verwirklichten Anlage auf etwa 8 Nm/kg zurückging. Aber schon die Auswertung 1996 (Abb. 4) [2] zeigt die mit dem Rotordurchmesser entlang einer Geraden auf knapp unter 6 Nm/kg angestiegenen Dreh-

densely-populated Germany, the blade tip velocity for many years hardly ever exceeded 65 m/s, as can be seen from the values established in 1996 and shown in Fig. 2. By specifically designing suitable rotor blade shapes, especially in the blade tip area, it was possible to reduce the aerodynamic noise, and the blade tip velocity could gradually be increased to the remarkable value of 80 to 90 m/s (Fig. 2). It will be interesting to see which speeds will be realised on the planned offshore wind turbines with rotor diameters exceeding 100 m.

4. Mass-specific Rotor Torque

An important value for assessing an effective use of material is the rotor torque transmitted per kg of tower head mass. The investigation presented in 1990 seemed to indicate that there was an upper limit of just above 5 Nm/kg (Fig. 3) [1], to which, with a few exceptions, all prototypes of that time subordinated themselves. For Aeolus II (80 m diameter, 3 MW) a design value of almost 15 Nm/kg had been established, which was reduced to approximately 8 Nm/kg when the turbine was actually built. Already the evaluation of 1996 (Fig. 4) [2] showed that the torques had risen to just under 6 Nm/kg along a straight line together with rotor diameter. With the wind turbines of 2001 a further increase to 11 Nm/kg has been achieved. Compared to the old prototype turbines of the megawatt class also shown in Fig. 4, today's wind turbines transmit much higher torques per mass unit than could be expected in 1996.

The question is, where are the stress limits of the material used, in other words, which values can be achieved on the wind turbines that are being designed for offshore use right now? The wind

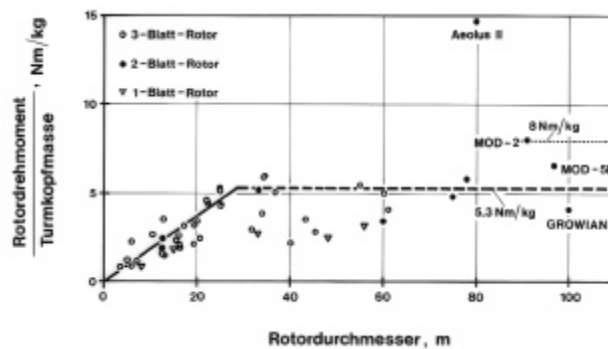


Abb. 3: Massenspezifisches Rotordrehmoment ermittelt 1990 [1]

Fig. 3: Mass specific rotor torque evaluated 1990 [1]

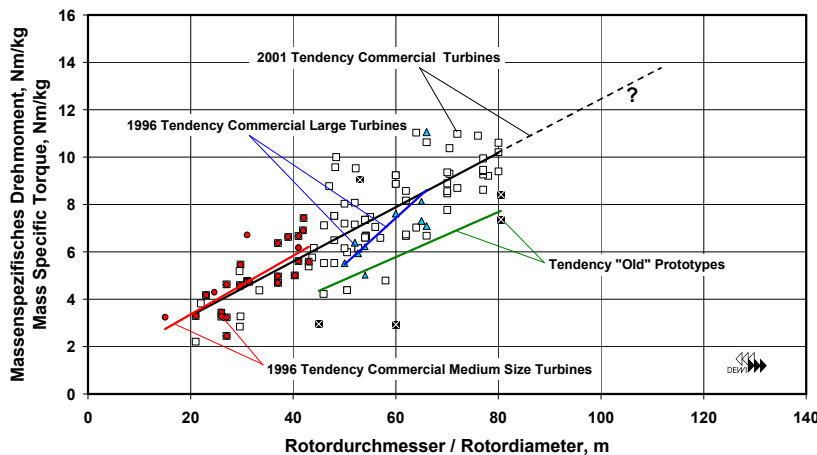


Abb. 4: Massenspezifisches Rotordrehmoment ermittelt im Jahr 2001 im Vergleich mit den Werten von 1996 [2]

Fig. 4: Mass specific rotor torque evaluated in the year 2001 compared to the values of 1996 [2]

momente. Mit den Windturbinen aus dem Jahr 2001 wird ein weiterer Anstieg auf 11 Nm/kg erreicht. Verglichen mit den auch in Abb. 4 gezeigten alten Prototyp-Windturbinen der MW-Klasse werden mit den heutigen Windturbinen deutlich höhere Drehmomente pro Masseneinheit übertragen, als dies 1996 zu erwarten gewesen wäre. Die Frage stellt sich, wo die Grenzen der Belastbarkeit der verwendeten Materialien liegen, mit anderen Worten, was werden die derzeit für Offshore entwickelten Windturbinen für Werte aufweisen? Der schon angesprochene Aeolus II wies ein massenspezifisches Drehmoment von 15 Nm/kg auf, zwar nur als Entwurfswert, aber dies lässt vermuten, dass solch hohe Werte nicht auszuschließen sind. Zumindest macht die Extrapolation der Regressionsgeraden für Anlagen über 100 m Rotordurchmesser massenspezifische Drehmomente von 14 Nm/kg erforderlich, soll die Wirtschaftlichkeit erreicht werden, wie in Kapitel 7 dargelegt wird.

5. Energieertrag pro Turmkopfmasse

Der Energieertrag wird in erster Linie durch die Rotorfläche bestimmt, beeinflusst durch installierte Leistung und Nabenhöhe über Grund. Die erzeugte Jahresenergiemenge der Windturbinen steigt somit mindestens mit dem Durchmesser im Quadrat. Wie aber steigt die Masse, d.h., wie schnell steigt der erforderliche Materialaufwand, um einer Windturbinen das Überleben für 20 Jahre zu sichern? Reicht der Anstieg des in Kapitel 4 vorgestellten Trends des massenspezifischen Drehmoments aus oder müsste er noch stärker sein?

In [1] wurde mit einfachen Beziehungen abgeleitet, dass bei unveränderter Blattspitzengeschwindigkeit und unverändert angesetzten Belastungsgrenzen für das Material sich die pro Jahr

turbine already mentioned, Aeolus II, had a mass-specific torque of 15 Nm/kg. This was only a design value, but it is to be expected that such high values cannot be ruled out. At least the extrapolation of the linear regression for turbines with rotor diameters exceeding 100 m indicates that mass-specific torques of 14 Nm/kg are necessary for economic reasons, as explained in Chapter 7.

5. Energy Yield per Tower Head Mass

The energy yield is mainly determined by the swept area and influenced by the installed capacity and the hub height above ground. The energy produced by a wind turbine per year therefore rises at least with the rotor diameter raising with the power of two. What we do not know, however, is the rate of increase of the mass, i.e. by which factor will the amount of material required have to rise in order to ensure a lifetime of 20 years for a wind turbine? Will the tendency of the rate of increase of the mass-specific torque presented in Chapter 4 be sufficient or should it rise even more?

In [1] simple relations were used to show that with constant blade tip speed and unchanged material stress limits the annual energy yield per kilogram is inversely proportional to the increase of the rotor diameter. This means, an increase in size by simple up-scaling, without technical innovations in order to save mass, inevitably leads to uneconomical wind turbines. Since it is to be expected that due to the conventional production methods used for wind turbines, the price per kilogram mass will not change significantly as the turbine size rises (Fig. 6), it will be necessary to keep the energy yield per kilogram and year on at least the same level for each rotor diameter in order to ensure economic efficiency. An evaluation of the wind turbines on the market shows that this value even goes up as the size increases and takes a completely different course than could have been expected in 1996 (Fig. 5). The energy yield achieved per kilogram tower head mass of 50 kWh/kg at a rotor diameter of 30 m increases to 70 kWh/kg with 80 m turbines. This shows that the industry has succeeded in getting more out of the material used than could be expected. On the

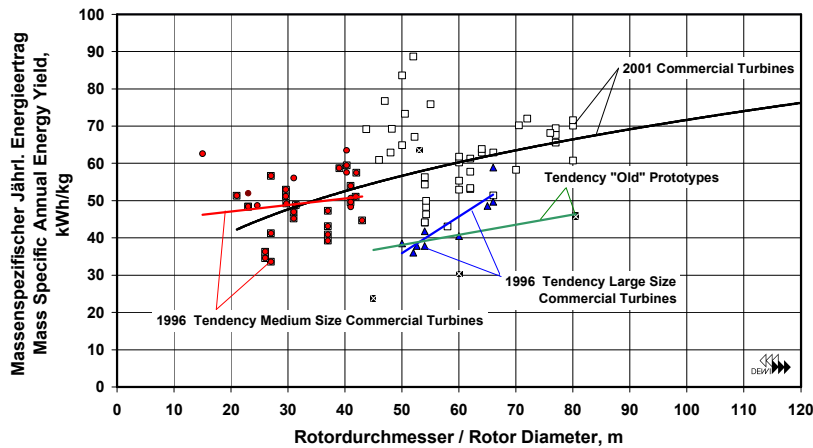


Abb. 5: Massenspezifischer, jährlicher Energieertrag
 Fig. 5: Mass specific annual energy yield

erzeugte Energiemenge pro Kilogramm umgekehrt proportional zum Anwachsen des Rotordurchmessers verhält. Dies bedeutet, ein Vergrößern durch einfaches Upscaling, ohne gleichzeitige technische Innovationen zur Masseneinsparung, führt zwangsläufig zu unwirtschaftlicheren Windturbinen. Da zu erwarten ist, dass sich der Preis für das bearbeitete Kilogramm Masse in der bei Windturbinen vorliegenden traditionellen Weise der Fertigung nicht wesentlich mit der Größe der Turbine ändern wird (Abb. 6), muss zur Beibehaltung der Wirtschaftlichkeit bei jedem Rotordurchmesser mindestens die gleiche Energiemenge pro Kilogramm und Jahr erzeugt werden. Wie die Auswertung der auf dem Markt befindlichen Windturbinen zeigt, steigt dieser Wert sogar mit der Größe an und läuft völlig anders, als dies 1996 zu erwarten gewesen wäre (Abb. 5). Immerhin nimmt der pro Kilogramm Turmkopfmasse erreichte Ertrag von 50 kWh/kg bei 30 m Rotordurchmesser auf rund 70 kWh/kg bei 80 m Anlagen zu. Der Industrie ist es somit gelungen, mehr aus dem eingesetzten Material herauszuholen als 1996 erwartet. Vielleicht zeigt sich aber

6. Price per Kilogram of Tower Head Mass

To be able to assess the development of energy production costs of future, even larger wind turbines, it is necessary to investigate the costs for one kilogram of processed tower head mass. Within the range of conventional machine production, i.e. trying to achieve the necessary mass reduction not by expensive aircraft construction and manufacturing methods but by other measures, the price for one kilogram of tower head should remain at least constant. As shown in Fig. 6, this is the case for the tendency investigated, even though the value seems to increase slightly with the rotor diameter. This tendency could change however, because wind turbines with rotor diameters of over 70 m are comparatively new on the market and could still "level off" at the expected level, when the competition within this class has started off properly. When taking a close look at Fig. 6, there are areas with different degrees of dispersion, particularly in those diameter ranges in which the most common commercial wind turbines are found, i.e. where the competition presumably is strong. These are between 40 and 50 m and between 60 and 70 m. The market statistics published in this DEWI Magazin [3] shows that rotor sizes of 20-30 m and 50-60 m did not sell very well, which means that due to less competition major price differences between the products of individual manufacturers were possible.

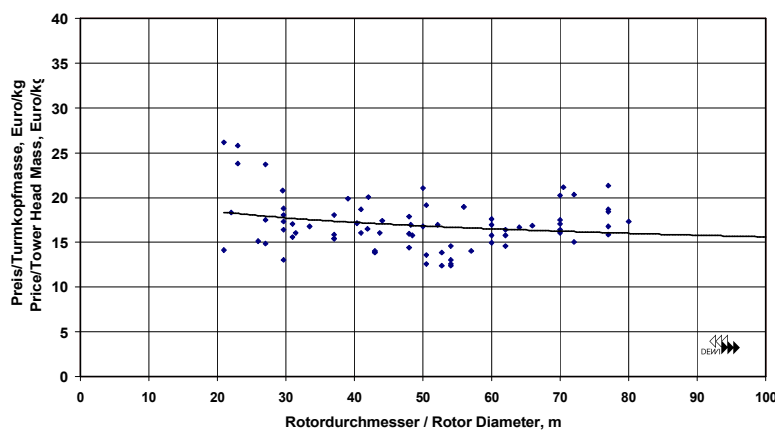


Abb. 6: Kilogrammpreis der Turmkopfmasse
 Fig. 6: Price per Kilogramme tower head mass

Following this tendency, the average price for one kilogram of tower head mass for smaller turbines is approximately 18 Euro according to the compen-

auch in diesem Ergebnis der Grund, weshalb einige Windturbinen Lebensdauerprobleme haben, denn wer an die Grenzen der Belastbarkeit der Materialien geht, muss auch die Betriebsbelastungen und Materialgrenzwerte genügend genau kennen. Dies wird um so dringender, je größer und damit elastischer die Strukturen einer Windturbine werden.

6. Preis pro Kilogramm der Turmkopfmasse

Um besser abschätzen zu können, wie sich die Energieerzeugungskosten künftiger, noch größerer Windturbinen gestalten werden, muss untersucht werden, wie viel das bearbeitete Kilogramm Turmkopfmasse kostet. Bewegt man sich im Bereich der normalen Maschinenbaufertigung, d.h., man erreicht die erforderliche Massenreduzierung nicht durch teure Flugzeugbaufertigung sondern durch andere Maßnahmen, dann müsste der Preis für das Kilogramm Turmkopf in erster Näherung mindestens konstant bleiben. Wie Abb. 6 belegt, ist dies für den ermittelten Trend der Fall, auch wenn sich ein leichter Anstieg mit dem Rotordurchmesser bei den einzelnen Datenpunkten abzuzeichnen scheint. Dies muss aber nicht nachhaltig sein, da diese sich relativ neu auf dem Markt befindliche Größenklasse von über 70 m Rotordurchmesser noch auf das erwartete Maß "einschwingen" könnte, wenn erst einmal der Konkurrenzkampf in dieser Klasse voll eingesetzt hat. Bei genauerer Betrachtung der Abb. 6 erkennt man Bereich verschieden starker Streuung der Punkt, nämlich immer in den Durchmesserbereichen, wo die gängigsten Windturbinen vermarktet wurden, also der stärkste Konkurrenzkampf angenommen werden kann. Diese liegen zwischen 40 und 50 m und 60 und 70 m Rotordurchmesser. Wie die Marktstatistik in diesem DEWI Magazin [3] zeigt, haben sich die Rotorgrößen 20 - 30 m und 50 - 60 m nicht richtig durchsetzen können, wodurch wegen der geringeren Konkurrenz eventuell größere Preisdifferenzen zwischen den Produkten der einzelnen Hersteller möglich waren.

Dem Trend folgend liegt demnach der Durchschnittspreis für das Kilogramm Turmkopfmasse bei kleinen Anlagen entsprechend der Ausgleichskurve bei etwa 18 Euro und bei Windturbinen mit 60 bis 70 m Rotordurchmesser bei etwa 16,2 Euro. Wenn es "erlaubt" ist, die gezeigte Trendkurve auf größer Turbinen zu extrapolieren, dann ergibt sich die Möglichkeit, die Stromerzeugungskosten künftiger Großturbinen, näherungsweise und ohne Nebenkosten, im Vergleich zu den kleineren Windturbinen aus den gezeigten Diagrammen zu prognostizieren. Angemerkt sei noch, dass die Preise inflationsbereinigt auf das Jahr 2001 bezogen sind.

7. Kosten für die erzeugte Kilowattstunde

Durch zusammenführen der Informationen aus den Abb. 5 und 6 und unter Zuhilfenahme der ermittelten Trendlinien lassen sich die Referenzkosten für die erzeugte Kilowattstunde errechnen. Referenzkosten heißt, der Preis für die Windturbine wird bezogen auf den Energieertrag eines Jahres, der aus der entsprechenden Leistungskurve ermittelt wird. Damit kann die irreführende Bewertungsgröße Euro/kW vermieden werden, die in der Energieversorgung sehr gebräuchlich ist, aber in der Windenergie keine vernünftige Aussage erlaubt, da der Energieertrag stärker von der Schwankung des Windangebots beeinflusst wird als von der installierten Leistung. Es sei ausdrücklich daraufhingewiesen, dass die hier durchgeführte Berechnung der erzeugten Kilowattstunden pro Jahr der einzelnen Windturbinen zwar auf der Basis deren jeweiligen Leistungskurven geschieht, aber nicht auf die Windbedingungen des Referenzstandorts aus dem EEG bezogen wird. Aus Vergleichsgründen mit früheren Ermittlungen [1, 2] wurden als Standort-Windbedingungen 6 m/s in 10 m Höhe, das 1/7-Potenzgesetz zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und eine Rayleigh-Verteilung angenommen. Aus diesem Grund sind unmittelbare Vergleiche mit den Kosten unter den Bedingungen des EEG nicht zulässig. Auch wird in dieser Betrachtung ausschließlich die Windturbine als Kostenfaktor betrachtet. Es fehlen jegliche Betriebs- und Nebenkosten. Um die Kosten zur Erzeugung einer Kilowattstunde zu erhalten, kann der sich ergebende Wert unter Einbeziehung von Wartungs- und Betriebskosten und mit dem entsprechenden Annuitätenfaktor auf die gewünschte Refinanzierungszeit oder auch auf die Betriebsdauer der Anlage umgerechnet werden.

sating curve, and 16.2 Euro for wind turbines with 60 to 70 m rotor diameter. If it is allowed to extrapolate this tendency to larger turbines, we have a possibility here to predict the energy production costs of future large wind turbines, as approximate values and without taking into account any extra costs, compared with the smaller wind turbines from the diagrams presented. The prices refer to the year 2001 and are adjusted for inflation.

7. Costs per Kilowatt Hour Produced

By bringing together the information contained in figures 5 and 6, and with the aid of the tendencies established, it is possible to calculate the reference costs for one kilowatt hour. The term reference costs means that the price for a wind turbine is referred to the energy yield of one year determined on the basis of the respective power curve. By using this method, we can avoid the misleading term "Euro/kW", which is common in the power supply industry, but not very useful in wind energy, since the energy yield depends much more on the fluctuation of the wind resource than on the power installed. It should be noted that the calculation of the kilowatt hours per year of the individual wind turbines is based on their respective power curves, but is not related to the wind conditions of the reference site according to the EEG (renewable energy source act of Germany). To be able to compare these values to previous investigations [1, 2], the site conditions were assumed to be 6 m/s at 10 m height, the 1/7 exponential law was used to determine the wind speed at hub height, and a Rayleigh distribution for the scattering of wind speeds. Therefore, direct comparisons with costs established under EEG conditions are not possible. Furthermore, only the wind turbine itself is taken into account as

a cost factor in this calculation; other factors, such as operating and extra costs, are not included. In order to obtain the costs for the production of one kilowatt hour, the resulting value plus maintenance and operating costs can be projected to the refinancing period desired or to the service life of the turbine, using the corresponding annuity factor.

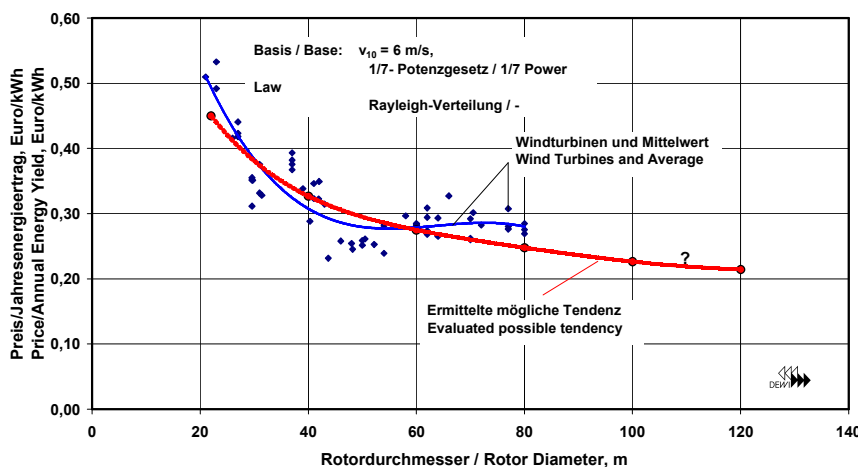


Abb. 7: Verkaufspreis der Windturbinen bezogen auf den Jahresenergieertrag und daraus ermittelte Trendlinie

Fig. 7: Selling price of wind turbines related to the annual energy yield and the evaluated tendency line from that

In Abb. 7 sind die Ergebnisse dargestellt, jede Windturbine mit ihrem individuellen Punkt und die dazugehörige Trendkurve, die sich aus den beiden Trendanalysen der Abb. 5 und 6 ergibt. Werte lassen sich nun innerhalb des Diagramms untereinander vergleichen. Wäre die Trendkurve maßgebend, dann könnten Anlagen mit 70 bis 80 m Rotordurchmesser rund 8 - 10% billiger sein als sie laut Preisliste angeboten werden. Andererseits scheint gerade diese Größe noch nicht wirklich im harten Wettbewerb zu sein, da in diesem Bereich die Preisschwankungen noch relativ groß sind (Abb. 6). Wird die Trendkurve extrapoliert auf noch größere Durchmesser, dann könnten künftige Windturbinen über 100 m Rotordurchmesser eventuell weitere 12 - 15 % Preisreduktion gegenüber der 80 m Anlage erfahren, wenn sie erst einmal in Serie gebaut werden. Diese Entwicklung ist ausschließlich durch Innovationen zu erwarten, nicht etwa durch Serienbaueffekte, da diese in allen Anlagen dieser Auswertung bereits vorausgesetzt sind, denn die Trendkurven ergaben sich aus realen Preisen, die in der Regel die Fertigungskostenreduktionen enthalten sollten, da es sich um aktuelle Listenpreise handelt. Dies lässt hoffen, dass die kommenden Großanlagen nicht nur mit den zu erwartenden höheren Vergütungen im Offshore-Bereich zu recht kommen, sondern auch auf Land in Konkurrenz zu den kleineren Windturbinen treten können.

8. Literatur

- [1] Molly, J. P., Windenergie, Theorie, Anwendung, Messung. Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1990
- [2] Molly, J. P., Status und Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Tagungsband DEWEK '96, Seiten 25-28, DEWI, Wilhelmshaven, 1996
- [3] Ender, C., Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland Stand 31.12.2001, DEWI Magazin Nr. 20, Februar 2002

Fig. 7 shows the results, each point representing a wind turbine. The tendency established the results from the two trend analyses of figures 5 and 6. It is now possible to compare the values within the same diagram. According to the tendency, turbines with rotor diameters between 70 to 80 m could be about 8 - 10% cheaper than they are offered on the manufacturers price list. On the other hand, this turbine size in particular does not seem to have entered into competition properly, since price differences are still comparatively large (Fig. 6). If the tendency is extrapolated to even larger diameters, future wind turbines with rotor diameters of over 100 m could perhaps be reduced in price by another 12 - 15% compared with the 80 m turbine, once they are built in series. Such a development could only come from innovations, not from the effects of series production. These have already been taken into account in the evaluation, because the tendencies are based on real prices which normally should already include a production cost reduction, since they are current list prices. This prospect lets us hope that the future large-size wind turbines will not only be able to survive economically in the offshore area where higher feed-in tariffs are expected, but can also enter into competition with smaller wind turbines onshore.