

Wo bleibt die Kostenreduktion durch die Megawattklasse?

Where is the Cost Reduction of the Megawatt-Class?

Rehfeldt, Knud; Schwenk, Bärbel; DEWI

Summary

The steady extension of wind energy use within the past years was accompanied by new turbine generations. New generations with more installed power and improved economy. The following article investigates whether the new windturbines of the megawatt-class can be operated economically. Therefore, it shows a cost comparison between the megawatt-turbines and turbines which are already introduced at the market. The results express that the energy generating costs rise with increasing size of the turbines. While turbines of 600 kW-size can be operated economically at about 6.3 m/s medium windspeed at 30 m height, the 1500-kW-turbine already needs 6.7 m/s medium windspeed to reach the break even point..

In addition, the article deals with calculations of energy generating costs of 600-kW-turbines under the assumption of a damage case. A damage limit of 200.000 DM is considered, which approximately corresponds to a set of new rotorblades. Depending on location of the turbine this damage influences the economy quite differently, e.g. a location with medium wind speed of 6.3 m/s in 30 m height (typical coastal site) the amortisation period needs additional 4 years and rises to 14 years. At sites with medium wind speed of only 5.7 m/s the amortisation period increases by 8.5 years to 25.5 years.

1. Einleitung

Der stetige Ausbau der Windenergienutzung der vergangenen Jahre hat zu immer neuen Windenergieanlagengenerationen geführt, die sich durch zunehmende Baugrößen und eine verbesserte Wirtschaftlichkeit von der jeweils vorhergehenden Anlagengeneration unterscheiden [1]. Somit stellt sich heute die Frage, ob durch die neue Anlagengeneration der Megawattklasse diese Entwicklung fortgeschrieben werden kann, die in der Vergangenheit bereits zu einer erheblichen Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergie führte.

Der folgende Beitrag zeigt einen Vergleich der Kostensituation aus heutiger Sicht zwischen WEA der Megawattklasse und bereits am Markt eingeführten Anlagengenerationen. Neben der Berücksichtigung von möglichen Schadensfällen auf die Kostensituation von Windenergieanlagen-Projekten werden Aussichten für weitere Kostensenkungen vor dem Hintergrund der Diskussion um das Stromeinspeisungsgesetz diskutiert.

2. Entwicklung der Kostensituation der Windenergienutzung

Um einen Vergleich der spezifischen Kosten für WEA unterschiedlicher Anlagengrößen durchzuführen und die Entwicklung der Kosten über eine Zeitperiode darzustellen, ist in Abb. 1 das Verhältnis der Investitionskosten der Anlagen bezogen auf den Jahresenergieertrag bei einer festgelegten mittleren Jahreswindgeschwindigkeit dargestellt. Die Werte der spezifischen Investitionskosten in DM/kWh/a sind hierbei über mehrere Jahre von 1990 bis 1996 für unterschiedliche Anlagengrößen aufgetragen. Hierbei wurde der Energieertrag der unterschiedlichen Anlagengrößen bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6 m/s in 10 m Höhe berechnet und inflationsbereinigt in DM-Werten von 1990 angegeben.

Unterschieden werden Anlagenklassen nach der Größe des Rotordurchmessers. Deutlich zu erkennen ist das Absinken der spezifischen Anlagenkosten der drei Größenklassen mit einem Rotordurchmesser von weniger als 45 m. Beispielsweise weist die Anlagenklasse mit einem Rotordurchmesser von 16,1-22 m ein Absinken der spezifischen Kosten von 1,16 DM/kWh/a im Jahr 1990 auf 0,79 DM/kWh/a im Jahr 1996 auf.

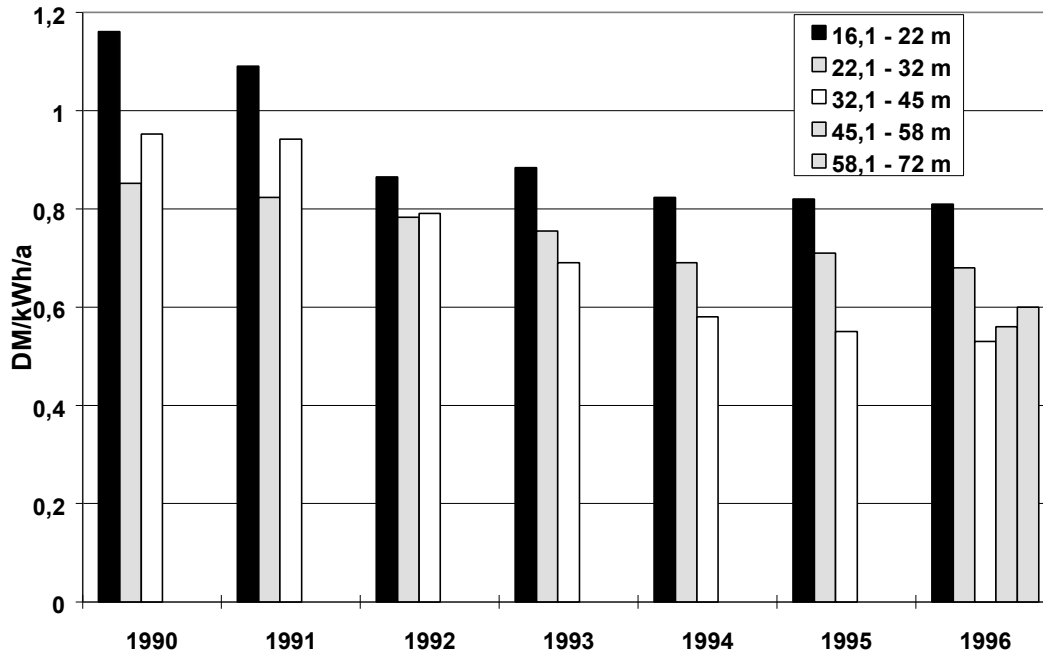


Abb. 1: Entwicklung der auf den Jahresenergieertrag bezogenen Preise für WEA in DM-Werten von 1990 (inflationsbereinigt) [2]

Fig. 1: Development of the WEC prices in 1990 DM (inflation included) with respect to the annual energy yield [2]

Auffallend an dem Verlauf der spezifischen Anlagenkosten ist auch, daß zu Beginn der Einführung großer Anlagen die Kosten der WEA mit einem Rotordurchmesser von 32,1-45 m über den Werten der mittleren Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 22,1-32 m lagen. Allerdings weisen gerade die großen Anlagen in den letzten Jahren die stärkste Reduzierung der spezifischen Kosten auf. Lagen die Werte dieser Anlagenklasse 1990 noch bei 0,95 DM/kWh/a so sind die Werte im Jahr 1996 auf 0,53 DM/kWh/a gesunken. An obigem Diagramm ist deutlich ein Kostenanstieg der größeren Anlagenklassen mit Rotordurchmessern zwischen 45,1 und 58 m sowie zwischen 58,1 und 72 m zu erkennen. Diese Anlagengröße, zu der die 1 MW- und die 1,5 MW-Anlagen zählen, weisen also bisher noch höhere spezifische Kosten auf als Anlagen der 600 kW-Klasse. Deutlich wird diese Tatsache ebenfalls bei der Betrachtung der Energieerzeugungskosten unterschiedlicher Leistungsklassen von WEA. Zur Berechnung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen sind neben den reinen Anlagenkosten die Kapitalkosten, die Projektnebenkosten und die Betriebskosten zu berücksichtigen, so daß nachstehende Kostenarten bei der folgenden Betrachtung zum Ansatz kommen:

- **Investitionskosten:** WEA-Kosten, Nebenkosten für Grundstück, Fundament, Netzanbindung, Planung, Genehmigung, usw.
- **Betriebskosten:** Wartung, Instandsetzung, Versicherungen, Überwachung, Leitung, usw.
- **Kapitalkosten:** Zins und Tilgung der Kreditaufnahme

Durchgeführte Betreiberumfragen ergeben für die unterschiedlichen Kostenarten folgende prozentuale Anteile an den Anlagenkosten. Die durchschnittlichen Investitionsnebenkosten, die Kosten für das Fundament, die Netzanbindung, die Planung und Genehmigung berücksichtigen, liegen bei ca. 30 % der Anlagenkosten. Die durchschnittlichen Betriebskosten betragen 3 % der Anlagenkosten. Zur Bestimmung der Energieerzeugungskosten für aktuelle Windenergieanlagen-Projekte werden neben den genannten Kostenarten die Kapitalkosten unter Berücksichtigung des derzeit günstigen Zinsniveaus mit einem Zinssatz von 6,5 % auf das gesamte eingesetzte Kapital angesetzt. Die Kreditlaufzeit entspricht der steuerlichen Abschreibungszeit von 10 Jahren.

Um die Sensitivität der Kosten für aus Windenergie erzeugten Strom näher zu betrachten, wird im folgenden die Anlagengröße in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit variiert. Hierbei wird neben den bisher getroffenen Annahmen hinsichtlich des kalkulatorischen Zinssatzes und der Nutzungsdauer zusätzlich von einer Substanzerhaltung des eingesetzten Kapitals von 130 % bei einer

Nutzungsdauer von 10 Jahren ausgegangen. Das Prinzip der Substanzerhaltung bzw. nominellen Kapitalerhaltung ist ein betriebswirtschaftliches Werkzeug, durch das die erhöhten Wiederbeschaffungskosten nach Ablauf der Nutzungsdauer berücksichtigt werden [3].

Bei der Variation der Anlagengröße wird entsprechend der oben betrachteten unterschiedlichen Rotordurchmesser mit Kosten von WEA unterschiedlicher Leistungsklassen gerechnet. Hierbei werden Anlagen der 150 kW-Klasse, der 300 kW-Klasse, der 600 kW-Klasse sowie der 1 MW- und 1,5 MW-Klasse unterschieden. Die für die Berechnung zugrunde gelegten Anlagenkosten entsprechen Mittelwerten einer repräsentativen Auswahl von Anlagentypen der jeweiligen Anlagenklasse [4].

Das Diagramm in Abb. 2 zeigt die Energieerzeugungskosten für WEA der 150 kW-, der 300 kW- und 600 kW-Klassen. Eine zusätzliche Förderung, z.B. eine Investitionsförderung, wurde bei den folgenden Berechnungen nicht berücksichtigt. In Abb. 2 wird die Abnahme der Energieerzeugungskosten mit zunehmender Anlagengröße deutlich. Während die Anlagenklasse mit 600 kW eine Kostendeckung unter den oben genannten Rahmenbedingungen durch die derzeitige Einspeisevergütung bei ca. 6,3 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe erreicht, wird eine Kostendeckung der 300 kW-Klasse erst bei 6,8 m/s erzielt. Die 150 kW-Klasse erreicht unter den getroffenen Annahmen eine Kostendeckung erst bei ca. 7,7 m/s.

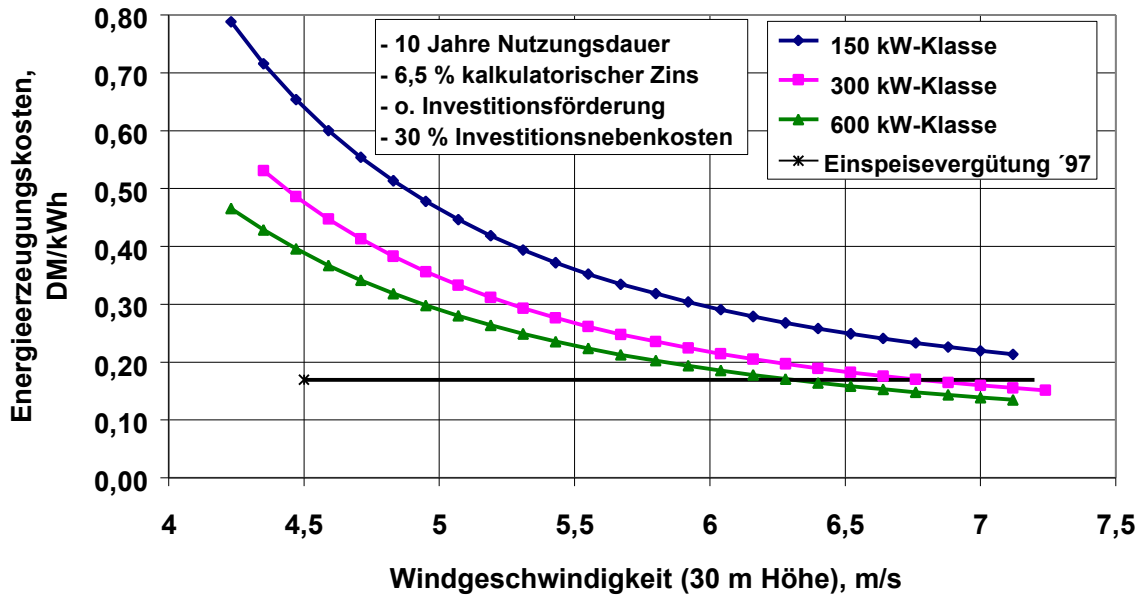


Abb. 2: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Anlagengrößen (150 kW-, 300 kW- und 600 kW-Klasse)

Fig. 2: Energy generating costs with respect to the unit size (150 kW, 300 kW and 600 kW size)

Die Tendenz sinkender Energieerzeugungskosten mit zunehmender Anlagengröße läßt sich derzeit jedoch für größere Anlagenklassen nicht weiter fortschreiben. In Abb. 3 sind die Energieerzeugungskosten für WEA der 600 kW-, der 1 MW- und der 1,5 MW-Klasse dargestellt. Deutlich zu erkennen ist ein leichter Anstieg bei Berücksichtigung der heutigen Anlagenkosten. Während die 1 MW-Klasse noch dicht an die Energieerzeugungskosten der 600 kW-Klasse herankommt, weisen die WEA der 1,5 MW-Klasse deutlich höhere Kosten auf.

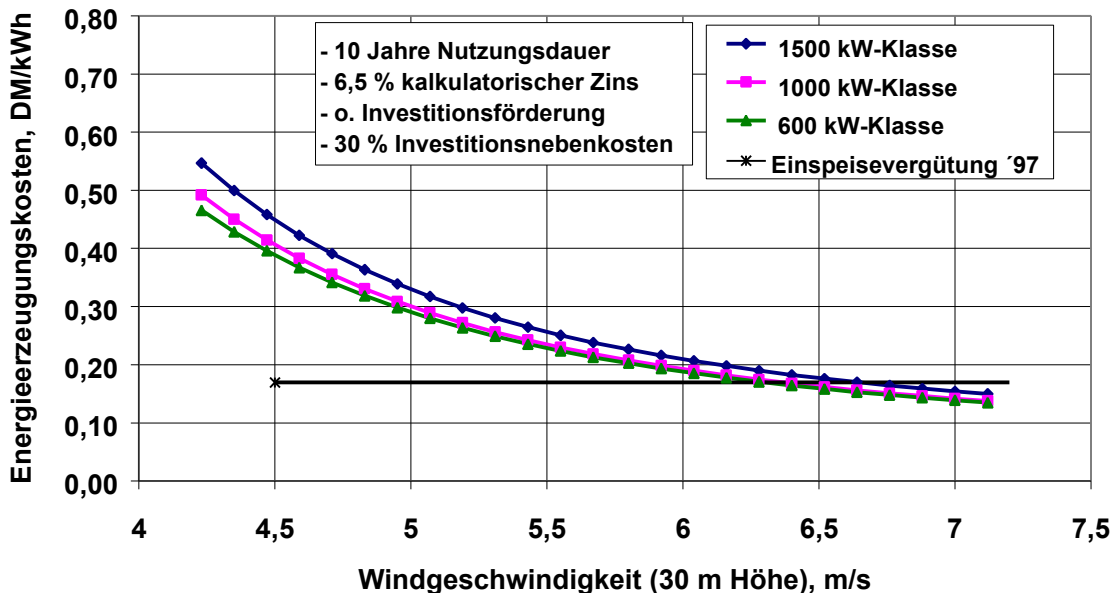


Abb. 3: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Anlagengrößen (600 kW-, 1000 kW- und 1500 kW-Klasse)

Fig. 3: Energy generating costs with respect to the unit size (600 kW, 1000 kW and 1500 kW-size)

Betrachtet man die Einführung der 500-600 kW-Klasse mit Rotordurchmessern bis 45 m in den Jahren 1990 und 1991 (siehe Abb. 1) so wird deutlich, daß auch diese Anlagengeneration zum Zeitpunkt der Einführung deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufwies als die damals bereits eingeführte Anlagenklasse mit 22,1-32 m Rotordurchmesser. Die Betrachtung dieser Entwicklung läßt also auf eine weitere Reduzierung der Anlagenkosten der Megawattklasse hoffen. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein genügend großer Absatz, so daß durch Serienfertigung eine Kostenreduktion erreicht

werden kann. Eine wesentliche Grundlage hierfür bildet der Ausgang der derzeitigen Diskussion um das Stromeinspeisungsgesetz. Durch eine Verringerung der Einspeisevergütung wird dieser Anlagentechnik die Chance zur Serienreife genommen, da der Markt für Großanlagen zur Zeit nur in Deutschland gegeben ist. Die Statistik bezüglich des deutschen Exportes zeigt sehr deutlich, daß im Ausland wesentlich kleinere Anlagen nachgefragt werden (die durchschnittliche Anlagengröße im Export 1996 liegt bei 317,4 kW), so daß ein Export der Megawattklasse erst nach einer längeren Erprobungsphase im Inland zu erwarten ist.

Eine Verringerung der Einspeisevergütung würde allerdings nicht nur die Einführung der Megawattklasse beenden, auch die serienreife 600 kW-Klasse wird deutlich Markteinbruchszahlen erleiden. Aufgrund noch fehlender Erfahrungen hinsichtlich Schadensverläufen dieser ebenfalls noch sehr jungen Anlagengeneration, sind gesicherte Berechnungen der Energieerzeugungskosten über die steuerliche Abschreibungszeit noch gar nicht zu erstellen.

3. Einfluß von Schadensfällen auf die Wirtschaftlichkeit

Da WEA eine recht neue Technologie darstellen und viele Windenergieanlagen-Projekte den steuerlichen Abschreibungszeitraum noch lange nicht erreicht haben, sind die Erfahrungen hinsichtlich der Schadensfälle über der Nutzungsdauer bisher nur unzureichend bekannt. In Abb. 4 sind die Restnutzungsdauern für die jeweils hundertste in Deutschland errichtete WEA je Leistungsklasse aufgetragen. Hinsichtlich einer Auswertung der Schadensfälle wird bei dieser Betrachtung eine Stichprobe von 100 Anlagen je Leistungsklasse vorausgesetzt. Deutlich wird, daß noch nicht einmal die ersten 100 Anlagen der kleinen Anlagenklassen die Hälfte ihrer steuerlichen Abschreibungszeit (10 Jahre) erreicht haben. Bei der 600 kW-Klasse beträgt die Restnutzungsdauer der hundertsten Anlage noch ganze 8 Jahre.

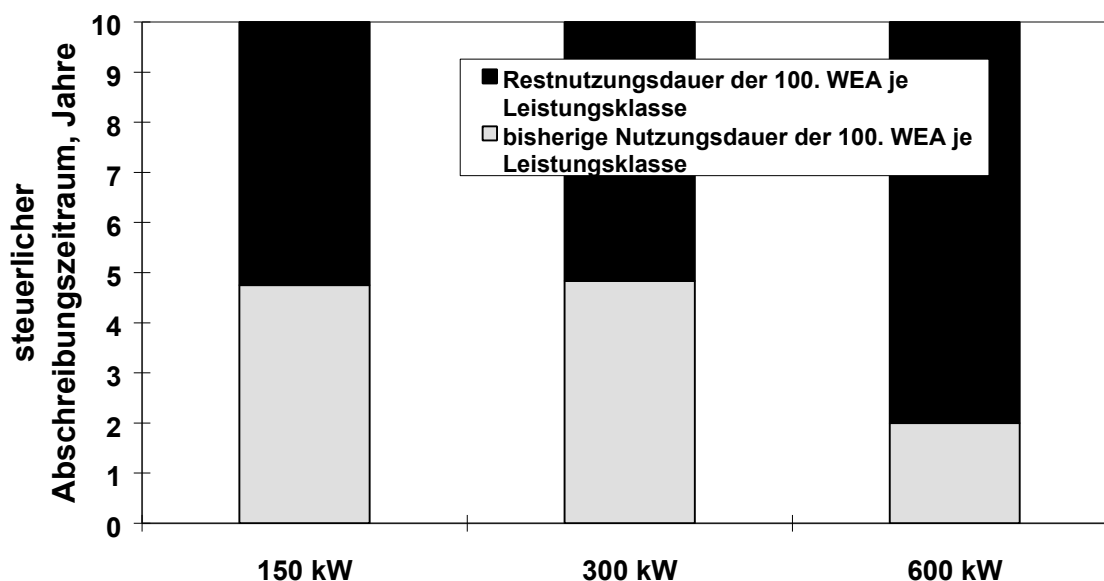


Abb. 4: Restnutzungsdauer der jeweils 100. in Deutschland errichteten WEA je Leistungsklasse
 Fig. 4: Remaining life of each 100th in Germany erected WEC with respect to the size

Da in der Vergangenheit vermehrt Schäden an den Rotorblättern von Windenergieanlagen aufgetreten sind, wird in Abb. 5 der Einfluß eines Schadensfalles auf die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes betrachtet. Hierbei wird eine Schadenshöhe bei einer Anlage der 600 kW-Klasse von DM 200.000,- angenommen, womit ungefähr die Kosten eines neuen Rotorsatzes berücksichtigt werden.

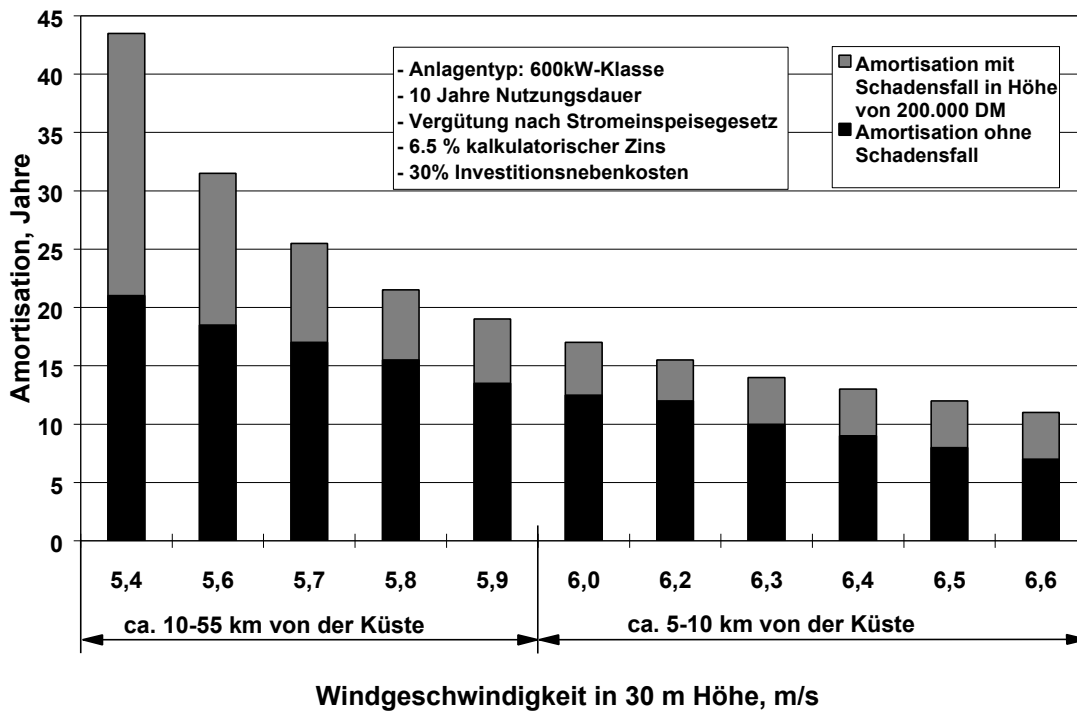


Abb. 5: Einfluß eines Schadensfall auf die Amortisationszeit in Abhängigkeit vom Standort der WEA
 Fig. 5: Influence of loss on redemption period with respect to the site of the WEC

In der folgenden Amortisationsrechnung wird die genannte Schadenshöhe als Rücklage berücksichtigt. Je nach Standort der Anlage beeinflusst die angenommene Schadenshöhe ganz unterschiedlich die Wirtschaftlichkeit des Projektes. An einem Standort, der eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6,3 m/s in 30 m Höhe aufweist (es handelt sich hier um einen typischen Küstenstandort) würde die Amortisationszeit durch diesen Schaden um 4 Jahre auf 14 Jahre ansteigen. An Standorten in weiterer Entfernung zur Küste mit beispielsweise 5,7 m/s mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit erhöht sich die Amortisationszeit sogar um 8,5 auf 25,5 Jahre.

4. Auswirkungen der Kostenreduktion der vergangenen Jahre auf die bisherige Vergütung von Strom aus Windenergie

Die bisher erreichte Kostenreduktion von WEA, die der Abb. 1 zu entnehmen ist, wurde begleitet von einem deutlichen Rückgang der Vergütung von Strom aus Windenergie. In Abb. 6 ist die Entwicklung der Vergütung bei einer Errichtung der Anlagen in den Jahren 1988 bis 1997 aufgetragen. Deutlich zu erkennen ist der Anstieg der Stromeinspeisevergütung durch das am 1.1.1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz von vormals 9 Pf/kWh auf 16,61 Pf/kWh im Jahr 1991. Neben der Vergütung für Strom aus Windenergie aufgrund der Einspeisung in das Verbundnetz gab es unterschiedliche Förderungen seitens des Bundes und der Länder. Für die in Abb. 2 dargestellten Länderförderungen wurden als Grundlage die Länder Schleswig-Holstein und Niedersachsen berücksichtigt, da es sich hier um Regionen handelt, die in den betrachteten Jahren aufgrund des guten Windangebots vornehmlich für die Windenergienutzung zur Verfügung standen. Diese Förderungen sind teilweise als Investitionskosten- oder als Betriebskostenzuschüsse ausgezahlt worden. In Abb. 6 sind die Förderungsarten auf Betriebskostenzuschüsse umgerechnet worden, um Aussagen über die Einspeisevergütung für elektrische Energie aus Windkraft zu erhalten. Deutlich zu erkennen ist ein Maximum der Vergütung für Anlagen, die in den Jahren 1991 und 1992 errichtet wurden. Bei später errichteten WEA nimmt die Vergütung deutlich ab (von 1992 bis 1996 um ca. 11 Pf/kWh), so daß in den Jahren 1996 und auch 1997 nur noch mit der Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz zu rechnen ist.

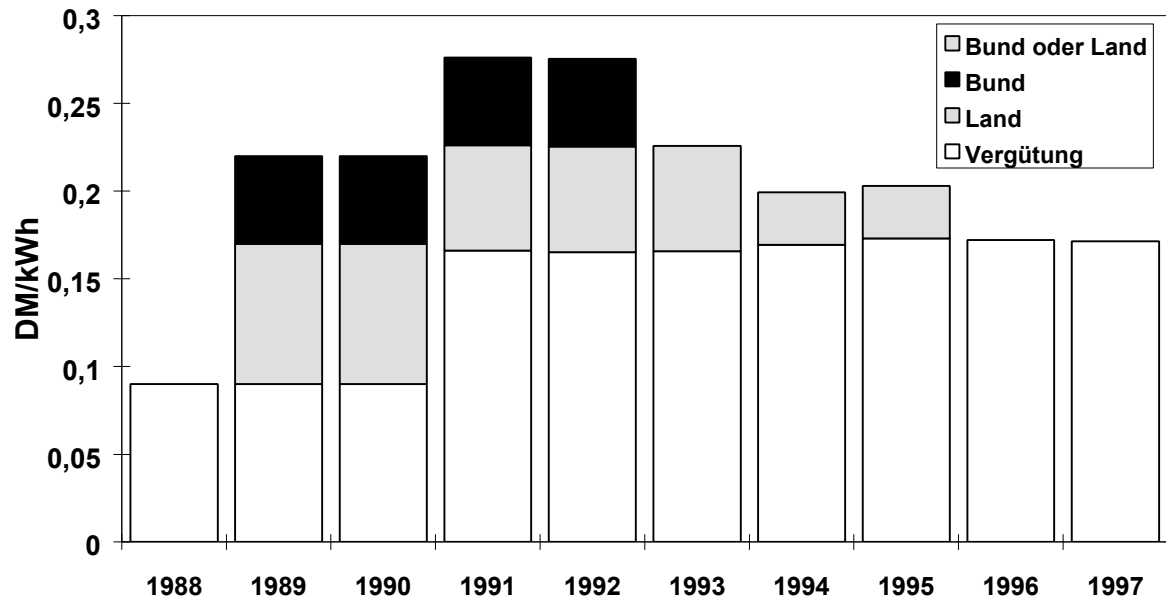


Abb. 6: Entwicklung der Vergütung elektrischer Energie aus Windkraft in Deutschland
 Fig. 6: Development of the reimbursement in Germany for electrical energy from wind

5. Fazit

Der Boom der Windenergienutzung in Deutschland hat erst ein bis zwei Jahre nach den hohen Förderungen von Bund und Ländern der Jahre 1991/92 eingesetzt. Die Technologie-Entwicklung und die positive Marktentwicklung sowie der Konkurrenzdruck unter den Herstellern haben anschließend zu einer Preisreduktion für Strom aus Windenergieanlagen geführt, die durch eine stetige Absenkung der Förderung begleitet wurde. Heute steht in den Küstenländern daher nur noch die Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz zur Verfügung.

Ein kostendeckender Betrieb von WEA der 600 kW-Klasse bei einer Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz ist ohne Berücksichtigung steuerlicher Aspekte bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von ca. 6,3 m/s in 30 m Höhe möglich. Diese mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist an einem typischen Standort im norddeutschen Küstenbereich anzutreffen. Die Megawattklasse weist zur Zeit noch höhere Energieerzeugungskosten auf als die Anlagenklasse mit 600 kW.

Schadensverläufe während der steuerlichen Abschreibungsdauer (10 Jahre) der Anlagen sind bisher nur unzureichend bekannt, da ein Großteil der relevanten WEA nicht mehr als 2 Jahre Betriebszeit durchlaufen haben. Durch einen angenommenen Schadensfall, z. B. Rotor austausch, bei einer WEA der 600 kW-Klasse erhöht sich die Amortisationszeit im Küstenbereich um ca. 4 Jahre. Mit größerer Entfernung zur Küste steigt die Amortisationszeit im Schadensfall exponentiell an.

Eine Absenkung der Einspeisevergütung würde im Windenergieanlagenmarkt zweierlei bewirken. Zum einen wird die Einführung der Megawattklasse nicht stattfinden, da diesem Markt die Grundlagen für eine Kostenreduktion genommen werden. Des Weiteren werden bestehende Risiken durch unvorhergesehene Schadensverläufe auch an windgünstigen Standorten nicht mehr gedeckt werden können, so daß mit einem deutlich verminderten Engagement von Investoren zu rechnen ist.

Da deutsche Hersteller sich in den vergangenen Jahren auf den Inlandmarkt konzentriert haben, wird ein Markteinbruch in Deutschland besonders deutsche Hersteller von WEA treffen (der Absatzrückgang 1996 liegt bereits bei 14,8 %). Dies würde den Verlust einer Vielzahl von direkten Arbeitsplätzen in der Windenergie-Industrie (Umsatz in Deutschland 1995: ca 1 Mrd. DM) bewirken, gefolgt vom Verlust der technologischen Führungsposition der deutschen Windenergie-Industrie.

6. Literatur

- [1] Rehfeldt, K.; Schwenk, B.: Entwicklung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen. DEWI-Magazin (1996) Nr. 8, S. 36-44.
- [2] Molly, Jens Peter: Windenergienutzung in Deutschland. DEWI-Magazin (1994) Nr. 5, S.5-14.
- [3] Heno, R.: Jahresabschluß nach Handels- und Steuerrecht. Physica Verlag 1994.
- [4] Rehfeldt, K.; Schwenk, B.: Entwicklung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen. DEWI-Magazin Nr. 8 (1996).