

# Entwicklung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen

## Development of the Energy Generating Costs of Wind Turbines

Rehfeldt, Knud; Schwenk, Bärbel; DEWI

### Summary

*The development of the energy generating costs of wind turbines directly depends on the wind turbine prices, which are continuously decreasing since the beginning of the serial production. But also variables like capital costs and constructive parameters of wind turbines influence the energy generating costs. By using a sensitivity study the influence of different parameters on the energy generating costs can be shown.*

*Decreasing costs for wind generated electrical energy result in the decrease or end of subsidies given by the federal and state governments. The cost covering of an investment in wind turbines has to be reached now mainly by the reimbursement of the utilities. The following article describes the dependence of the wind speed on the energy generating costs by varying different parameters and the influence on the cost covering of the investment.*

## 1. Einleitung

Durch den stetigen Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland ist in den letzten Jahren ein Markt in dieser Branche entstanden, der ein Umsatzvolumen von über 1000 Mio. DM im Jahr 1995 aufgewiesen hat und durch den ca. 4500 direkte Arbeitsplätze innerhalb Deutschlands geschaffen wurden [1] ebenso wie eine Vielzahl von Arbeitsplätzen in der Zulieferindustrie. Die Entwicklung der Herstellerfirmen innerhalb dieser Branche ist durch ein starkes Wachstum einzelner gekennzeichnet [2]. Dies ergibt sich aufgrund der Konzentration eines Großteils der installierten Leistung auf nur wenige Herstellerbetriebe. Die sich hieraus ableitende große Konkurrenz unter den Anbietern von Windenergieanlagen führt für die Betreiber zu deutlich reduzierten Preisen (Abb. 1), so daß Strom aus Windenergie heute zu wesentlich geringeren Kosten erzeugt werden kann als noch vor einigen Jahren. Vor diesem Hintergrund haben sich Förderinstitutionen entschlossen, die Förderung für Windenergieanlagen in Regionen mit ausreichendem Windenergieangebot einzustellen, so daß der kostendeckende Betrieb von Windenergieanlagen allein durch den Verkaufserlös aus dem Stromeinspeisungsgesetz erzielt werden muß.

In dem vorliegenden Beitrag wird die aktuelle Kostensituation für aus Windenergie erzeugtem Strom untersucht und die dazu gehörenden mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten ermittelt, bei denen eine Kostendeckung durch die Einspeisevergütung erreicht wird. Mittels Variation einiger, die Kosten der Energieerzeugung bestimmender Faktoren, wie z. B. die Nutzungsdauer, die Nabenhöhe und die Nebenkosten, wird die Sensitivität auf die Stromerzeugungskosten näher betrachtet.

## 2. Anlagenkosten

Die Kosten der Windenergieanlagen sind in den letzten Jahren deutlich gesunken. Gründe hierfür liegen u. a. in der starken Konkurrenz innerhalb des Marktes der Anbieter. Unternehmen, die die letzten Jahre genutzt haben, um eine Serienfertigung aufzubauen, können heute die gesunkenen Produktionskosten an die Betreiber weitergeben und somit innerhalb des Wettbewerbs ihre Position ausbauen. Auch die Entwicklung immer größerer Anlagen hat zur Reduzierung der spezifischen Anlagenkosten geführt, so daß die am Markt angebotenen großen Windenergieanlagen deutlich niedrigere spezifische Anlagenkosten aufweisen als Anlagen mit geringerer installierter Leistung.

Eine sehr einfache Berechnung der spezifischen Kosten für Windenergieanlagen ergibt sich aus dem Verhältnis der Anlagenkosten bezogen auf den Jahresenergieertrag bei einer festgelegten mittleren Jahreswindgeschwindigkeit. In Abb. 1 sind die Werte der spezifischen Anlagenkosten in DM/kWh/a über mehrere Jahre für unterschiedliche Anlagengrößen aufgetragen. Hierbei wurde der Energieertrag der unterschiedlichen Anlagen bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6 m/s berechnet. Die Kosten der Windenergieanlagen sind inflationsbereinigt in DM-Werten von 1990 angegeben.

Unterschieden wurden die Anlagenklassen nach der Größe des Rotordurchmessers. Deutlich zu erkennen ist das Absinken der spezifischen Anlagenkosten aller drei Größenklassen. 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 0,82 DM/kWh/a im Jahr 1994 auf. Auffallend an dem Verlauf der spezifischen Anlagenkosten ist auch, daß zu Beginn der Einführung großer Windenergieanlagen die Kosten der Windenergieanlagen 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 1995 auf 0,51 DM/kWh/a gesunken. Dies macht eine Preisreduktion innerhalb dieser Zeitspanne von ca. 46 % aus. Die in Abb. 1 betrachteten spezifischen Kosten beziehen sich jedoch nur auf die Anlagenkosten und nicht auf die gesamten Projektkosten für die Erstellung einer Windenergieanlage. Deshalb sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, daß die Nebenkosten und hier insbesondere die Netzanschlußkosten für Windenergieanlagen in dem betrachteten Zeitraum stark angestiegen sind [3] und mittlerweile einen bedeutenden Anteil an den gesamten Projektkosten ausmachen.

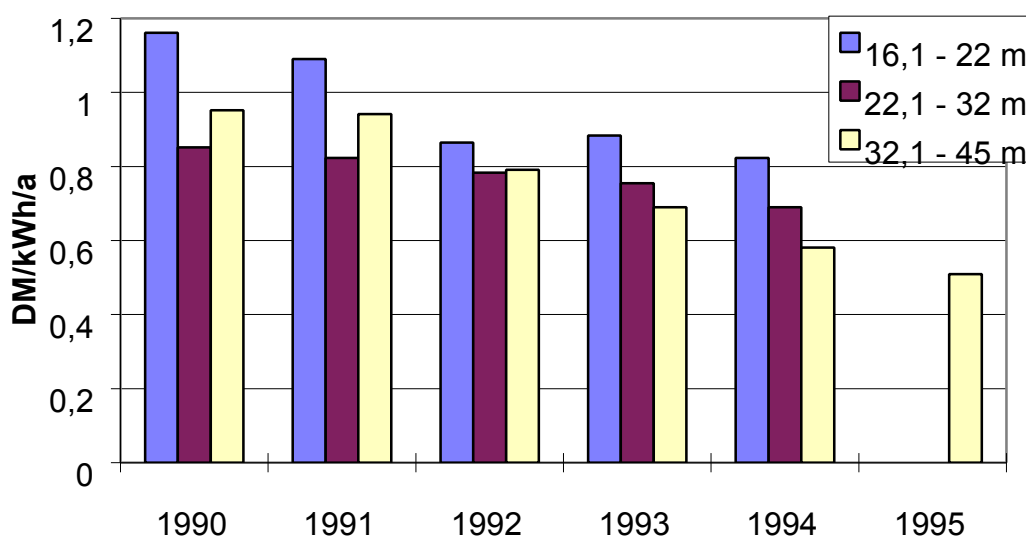


Abb. 1: Entwicklung der auf den Jahresenergieertrag bezogenen Preise für WEA in DM von 1990 (inflationsbereinigt) [3].

Fig. 1: Development of the WEC prices in 1990 DM (inflation included) with respect to the annual energy yield [3].

### 3. Energieerzeugungskosten

Eine wesentliche Größe für die Entscheidung eines Betreibers, ob er in die Nutzung der Windenergie investiert, sind die Energieerzeugungskosten in DM/kWh. Bei der Kalkulation der Energieerzeugungskosten werden die Investitionskosten einschließlich aller Nebenkosten berücksichtigt. Zu den Nebenkosten gehören sowohl die Investitionsnebenkosten als auch die Kapital- und Betriebskosten.

Das Deutsche Windenergie-Institut hat Ende des Jahres 1995 eine Betreiberumfrage durchgeführt, mittels der die anteiligen Nebenkosten ermittelt wurden. Als Anlagenpreis wurde der Nettolistenpreis ohne Trafostation einschließlich Lieferung und Montage festgelegt. Zu den Investitionsnebenkosten gehören Kosten für Fundamente, Netzanbindung, Geländeschließung sowie sonstige Kosten, bei denen Planungskosten (z.B. Kosten für Bodengutachten, Standortanalysen, Baugenehmigungen, Steuerberaterkosten, Notarkosten, usw.) und Kosten für Ausgleichsmaßnahmen erfaßt wurden. Die Investitionsnebenkosten gestalten sich hierbei wie folgt:

- **Fundamente:** Die Kosten für Fundamente können durchschnittlich mit 7 % des Anlagenpreises angenommen werden, wobei bei der Ermittlung dieses Wertes sowohl Tief- als auch Flachgründungen berücksichtigt wurden.
- **Netzanbindung:** Die Netzanbindungskosten enthalten die direkten Kosten für die Anbindung, Kosten für Trafo, 20-kV-Kabel, Schaltfelder, Übergabestationen sowie Kosten für eventuelle Netzverstärkung. Es kann hierbei mit einem durchschnittlichen Wert von 16 % des Anlagenpreises gerechnet werden.
- **Geländeerschließung:** Unter diesem Punkt ist die Zuwegung erfaßt, die durchschnittlich 2 % des Anlagenpreises beträgt.
- **Sonstige Kosten:** Die sonstigen Kosten betragen ebenfalls durchschnittlich 2 % des Anlagenpreises.

Entsprechend der DEWI-Umfrage ergeben sich hieraus durchschnittliche Investitionsnebenkosten von 27 % des WEA-Preises. Die Schwankungsbreite zwischen niedrigen und hohen Investitionsnebenkosten ist hierbei beträchtlich, was insbesondere auf die sehr unterschiedlichen Netzanbindungskosten zurückzuführen ist. So treten Schwankungen der Investitionsnebenkosten von 16 % bis 37 % des Anlagenpreises auf. In einigen Fällen wurde der hier verwendete Maximalwert sogar noch überschritten.

Als **Betriebskosten** werden Kosten für Wartung, Versicherung, Pacht, Verbrauchs- und Ersatzteile berücksichtigt, die einen durchschnittlichen Wert von 2 % des Anlagenpreises ausmachen.

Als **Kapitalkosten** werden in diesem Fall kalkulatorische Zinskosten angenommen, die auf die Nutzungsdauer verteilt wurden. Der Kalkulationszinssatz wird aufgrund des gegenwärtig niedrigen Zinsniveaus mit 6,5 % angesetzt. Als Nutzungsdauer wird entsprechend der steuerlichen Abschreibung ein Zeitraum von 10 Jahren angenommen.

### 3.1 Anlagengröße

Bei der Berechnung der Energieerzeugungskosten wird als erstes die Anlagengröße variiert. Hierbei wird unterschieden zwischen Anlagen der 150 kW-Klasse, der 300 kW-Klasse sowie der 500 kW-Klasse. Die für die Berechnung zugrunde gelegten Anlagenkosten entsprechen Mittel-

werten einer repräsentativen Auswahl von Anlagentypen der jeweiligen Anlagenklasse.

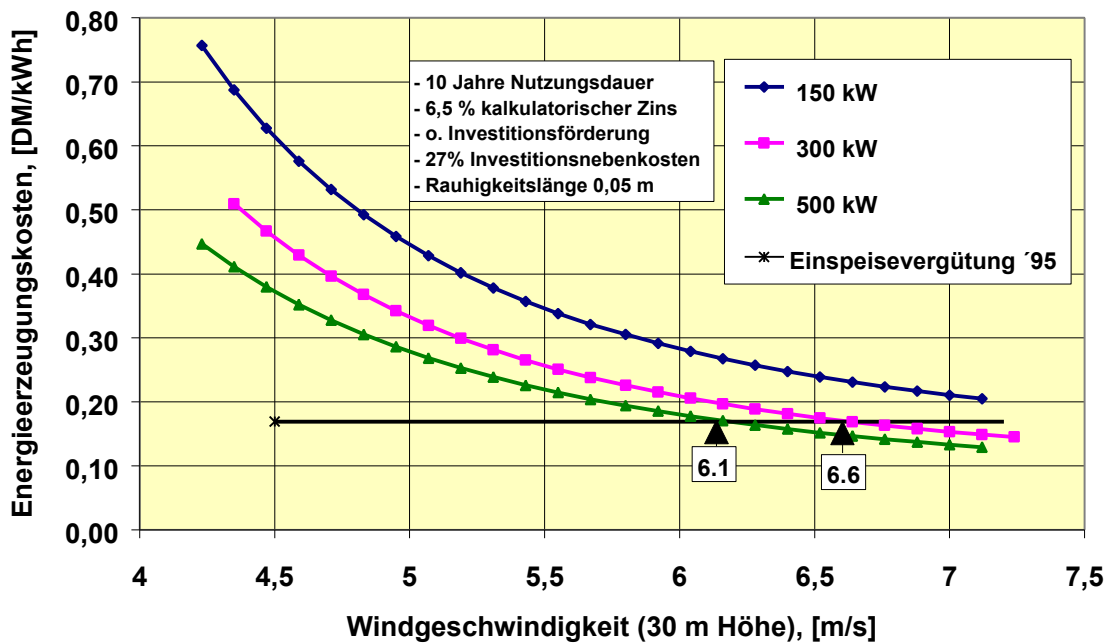


Abb. 2: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung von WEA.

Fig. 2: Energy generating costs with respect to the installed power of WEC.

Das Diagramm in Abb. 2 zeigt die Energieerzeugungskosten der unterschiedlichen Anlagenklassen. Auf eine Investitionsförderung wurde bei dieser Berechnung verzichtet. Während die große Anlagenklasse mit 500 kW eine Kostendeckung durch die Einspeisevergütung bei 6,1 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe erreicht, wird eine Kostendeckung der 300 kW-Klasse erst bei 6,6 m/s erzielt. Die 150 kW-Klasse erreicht unter den getroffenen Annahmen eine Kostendeckung erst bei ca. 7,5 m/s.

### 3.2 Investitionsnebenkosten

Durch die Variation der Investitionsnebenkosten wird deutlich, welchen bedeutenden Einfluß diese Kostenart mittlerweile einnimmt. Während eine Kostendeckung durch die Einspeisevergütung bei niedrigen Investitionsnebenkosten von 16 % der Anlagenkosten bei 5,95 m/s erreicht wird, ist eine Kostendeckung bei hohen Investitionsnebenkosten von 37 % erst bei 6,45 m/s durchschnittlicher Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe möglich (Abb.3).

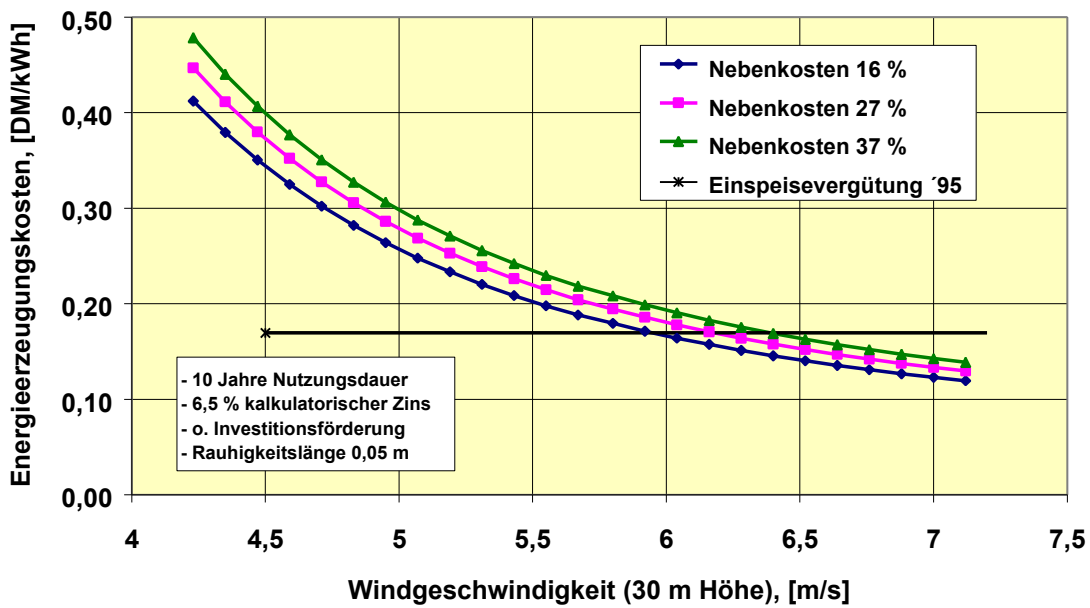


Abb. 3: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit der Nebenkosten.  
 Fig. 3: Energy generating costs with respect to different additional costs.

### 3.4 Nabenhöhe

Eine Beeinflussung der Energieerzeugungskosten ist auch durch Änderung anlagenspezifischer Kennwerte möglich, wie zum Beispiel durch die Nabenhöhe der betrachteten Anlage.

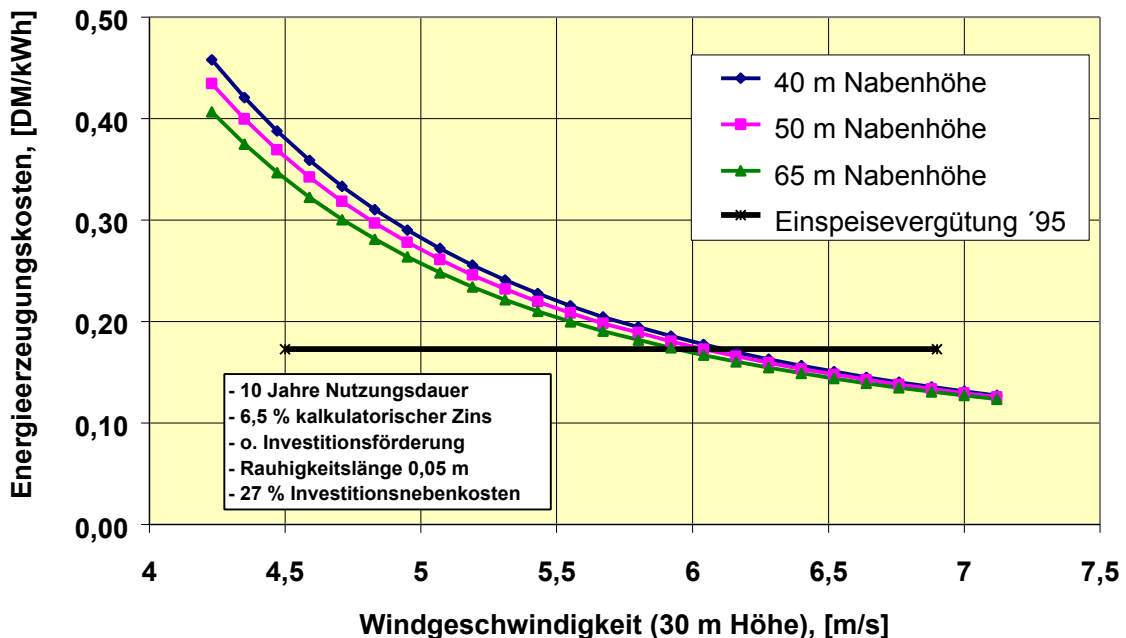


Abb. 4: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit der Nabenhöhe einer 500 kW Anlage an einem Standort mit einer Rauigkeitslänge von 0,05 m (eher Küstennähe)

Fig. 4: Energy generating costs of a 500 kW WEC with respect to the hub height for a roughness length of 0.05 m (more coast)

Bei der Variation der Nabenhöhe müssen zusätzlich einige Kriterien des Standorts berücksichtigt werden, an dem die Anlage errichtet wird. Hier wird im folgenden die Rauigkeitslänge als beschreibender Parameter für die Oberflächenstruktur der Umgebung des Standortes berücksichtigt.

Weist die Rauigkeitslänge hohe Werte auf, so steigt die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit über der Höhe stärker an als an Standorten mit niedrigen Werten für die Rauigkeitslänge. Allgemein kann man davon ausgehen, daß die Rauigkeitslänge an einem Standort im Binnenland höher ist als die in Küstennähe. Allerdings gibt es auch Gebiete im Binnenland, die relativ niedrige Rauigkeitswerte aufweisen.

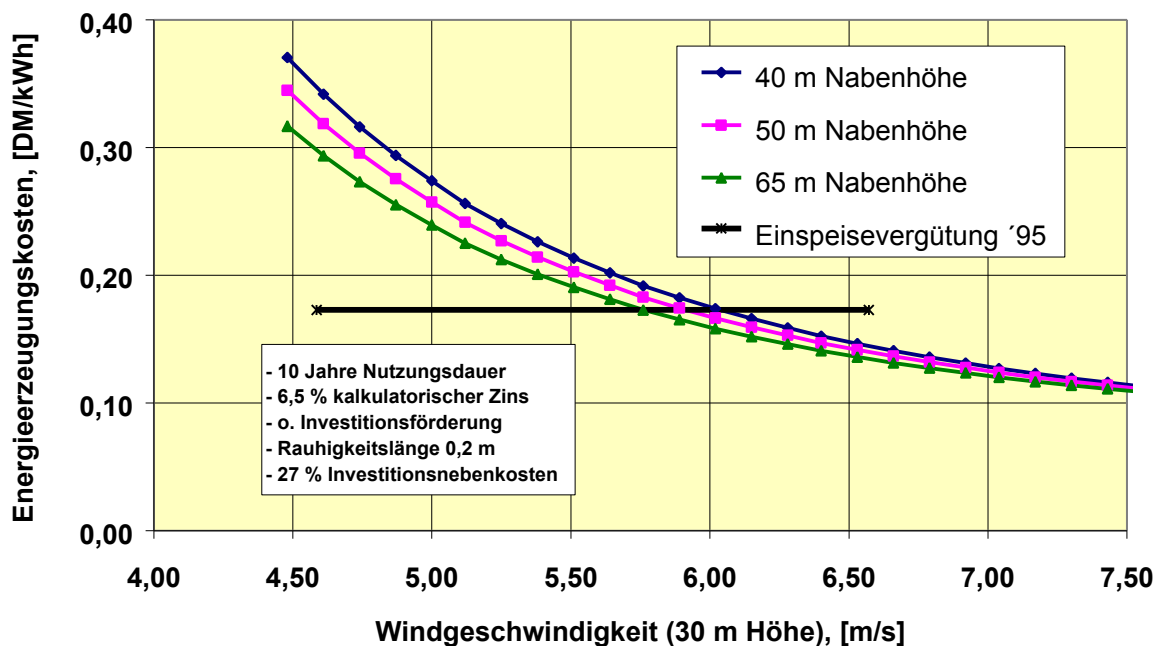


Abb. 5: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit der Nabhöhe an einem Standort mit einer Rauigkeitslänge von 0,2 m (eher Binnenland)

Fig. 5: Energy generating costs with respect to the hub height for a roughness length of 0.2 m (more inland))

In Abb. 4 sind die Energieerzeugungskosten einer 500 kW Windenergieanlage über der Windgeschwindigkeit für unterschiedliche Nabhöhen bei einer Rauigkeitslänge von 0,05 m aufgetragen. Man erkennt, daß trotz der höheren Anlagenkosten Anlagen mit hohem Turm eine Kostendeckung bei niedrigeren mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten erreichen als Anlagen mit niedrigeren Türmen. Ein Vergleich mit Abb. 5, in der eine Rauigkeitslänge von 0,2 m verwendet wurde, zeigt eine größere Differenz der Windgeschwindigkeitswerte bei Kostendeckung zwischen Anlagen mit hohen und niedrigen Türmen als dies für kleine Rauigkeitslängen der Fall ist. Somit erfolgt die Amortisation der zusätzlichen Investition für einen hohen Turm an Standorten mit hohen Werten der Rauigkeitslänge (Binnenland) früher, als an Standorten mit niedrigeren Werten der Rauigkeitslänge (Küste).

### 3.5 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer, die als Grundlage für die Berechnung der Energieerzeugungskosten herangezogen wird, hat ebenfalls starken Einfluß auf die Berechnung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen. Anlagenhersteller geben Lebensdauern für ihre Produkte von 20 Jahren an, so daß in Abb. 6 die Energieerzeugungskosten einer Windenergieanlage mit 500 kW installierter Leistung und 65 m Nabhöhe für 10, 15 und 20 Jahre Nutzungsdauer berechnet wurden. Um einen optimistischen Fall darzustellen, wurde mit niedrigen Investitionsnebenkosten von 16 % der Anlagenkosten und mit einer Rauigkeitslänge von 0,2 m gerechnet. Wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen, tritt eine Kostendeckung durch die Einspeisevergütung schon bei 5,0 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe ein, während bei einer Nutzungsdauer von 10 Jahren die Kostendeckung unter den genannten Rahmenbedingungen erst bei 5,6 m/s erreicht wird.

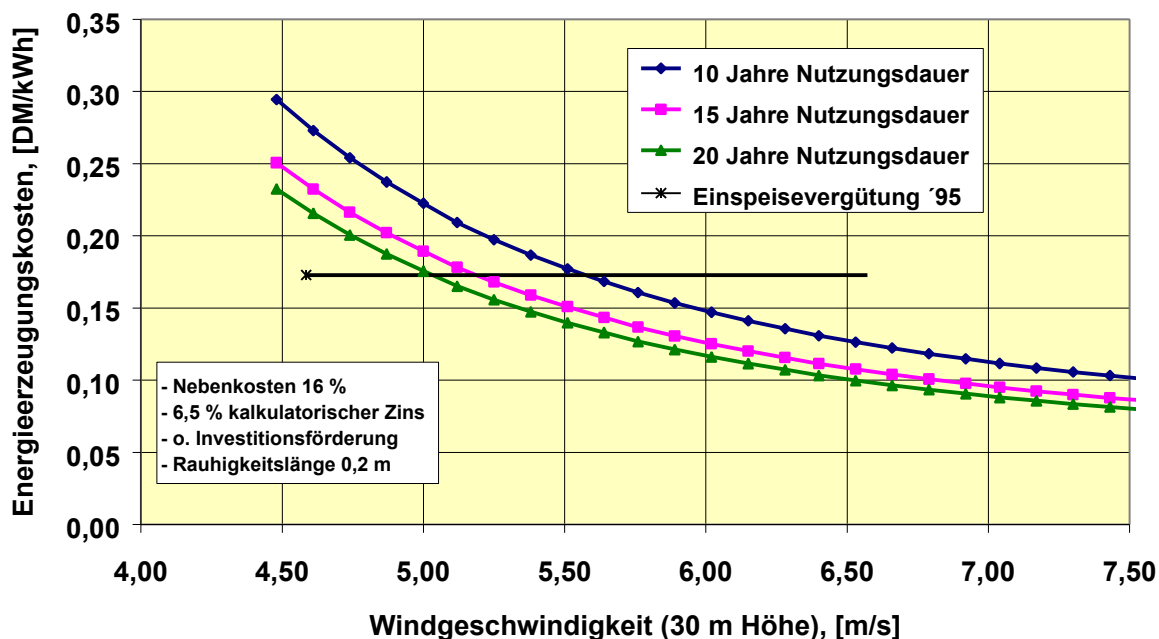


Abb. 6: Energieerzeugungskosten in Abhängigkeit von 10, 15 und 20 Jahren Nutzungsdauer

Fig. 6: Energy generating costs for 10, 15 and 20 years of use

#### 4. Einfluß der Energieerzeugungskosten auf die Aufstellung von Windenergieanlagen

Die obigen Berechnungen der Energieerzeugungskosten bei unterschiedlichen Annahmen für die Anlagengröße und die Nabenhöhe haben gezeigt, daß mit großen Windenergieanlagen, die über hohe Türme verfügen, der kostendeckende Betrieb durch die Einspeisevergütung am ehesten erreicht wird. Am Beispiel der Isoventenkarte des nördlichen Niedersachsens (Abb. 7) können über die eingezeichneten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in 30 m Höhe die Gebiete ermittelt werden, in denen ein kostendeckender Betrieb allein durch die Einspeisevergütung erreicht wird. Dargestellt ist in der Karte eine Region Niedersachsens von Hannover bis zur Nordseeküste. Die unterschiedliche Färbung innerhalb der Karte weist auf verschiedene mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten hin.

#### 5. Zusammenfassung

Der Markt für Windenergieanlagen der letzten Jahre ist durch eine starke Reduktion der Anlagenpreise gekennzeichnet, so daß elektrische Energie aus Wind heute wesentlich günstiger zu erzeugen ist als noch vor einigen Jahren. Berechnungen der Energieerzeugungskosten machen deutlich, daß mit der wachsenden Größe der Windenergieanlagen und mit den höheren Türmen, elektrische Energie aus Wind immer kostengünstiger erzeugt werden kann. Konsequenterweise werden mit den immer größeren Windenergieanlagen zunehmend Standorte im Binnenland erschlossen, wobei insbesondere leistungsstarke Windenergieanlagen mit hohen Türmen, die speziell für das Binnenland konzipiert wurden, diese Gebiete als erste erobern.

Betrachtet man die Aufstellungszahlen für das Jahr 1995 [4], so wird diese Entwicklung schon ersichtlich. 1995 wurden bereits 35,8 % der installierten Leistung und 39,8 % der errichteten Anlagen im Binnenland aufgestellt.

Abb. 7: Isoventenkarte des nördlichen Niedersachsens für 30 m Höhe.

Fig. 7: Calculated wind speeds for a height of 30 m for the northern part of Lower Saxony.

## 6. Literatur

- [1] Keuper, Armin: Umsatz und Beschäftigung durch den deutschen Windenergiemarkt. DEWI-Magazin (1995) Nr. 6, S. 28-30.
- [2] Rehfeldt, Knud: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland -Stand 30.06.1995. DEWI-Magazin (1995) Nr. 7, S. 17-27.
- [3] Molly, Jens Peter; Windenergie in Deutschland. DEWI-Magazin (1994) Nr.5, S. 5-14.
- [4] Rehfeldt, Knud: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland -Stand 31.12.1995. DEWI-Magazin (1995) Nr. 8.

---

## Adressbuch der Windenergie 1996

Endlich ist es soweit: im April 1996, rechtzeitig zur Hannover-Messe, erscheint die stark erweiterte und vollkommen neu überarbeitete Ausgabe des **Adressbuchs der Windenergie**. Mit über 700 Einträgen gibt es Auskunft über die in der Windenergiebranche tätigen deutschen Stellen: von Herstellern bis zu Sachverständigen, von Ingenieurbüros bis zu staatlichen Organen.

Zahlreiche Register ermöglichen ein schnelles Auffinden der gesuchten Adresse. Jeder Eintrag enthält ein kurzes Porträt der jeweiligen Firma oder Institution.

Das **Adressbuch der Windenergie 1996** erscheint in einer Erstauflage von 1000 Stück.

Eine scharfe Kalkulation hat es möglich gemacht, den Preis von 1993 zu halten, so daß Sie es nach wie vor zum Preis von **DM 49,-** beim Deutschen Windenergie-Institut bestellen können.

An dieser Stelle möchten wir uns bei allen bedanken, die das Buch durch ihre Mitarbeit erst möglich gemacht haben. Die eingetragenen Firmen erhalten das Adressbuch deshalb zum Vorzugspreis von **DM 35,-**.

Bitte richten Sie Ihre Bestellungen an:

**Deutsches Windenergie-Institut**  
**- Adressbuch -**  
**Ebertstr. 96**  
**26382 Wilhelmshaven**

