

Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002

Study on the Current Cost Situation of Wind Energy Use in Germany 2002

T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly; DEWI

Summary

Between 1998 and 2001, the total cost of wind energy projects dropped by 7 % and wind turbine prices were reduced by 9 %. This is the most important result of a survey carried out to determine the current cost situation of wind turbines. In this survey, the investment costs of approximately 400 wind energy projects were evaluated. The cost situation of wind turbines had last been assessed in a study carried out by DEWI in 1999 [2]. The current investigation focuses on projects realised between 1998 and 2001 and includes a sufficient number of the new large-size wind turbines of 1.5 MW and more. The study largely confirms the values for total investment, additional expenses and turbine prices established in 1999. In contrast to [2], the specific cost factors in the present study are no longer referred to the generator performance of a wind turbine, but to the energy produced during one year at the reference site in MWh_a, since only by this method the technical improvements of the turbine made during the past years can be made clear. The results mentioned here refer to a relatively short operating period, especially as far as the new generation of wind turbines is concerned, so that in particular for the large-size turbines there are hardly any values for maintenance and operation beyond the warranty period.

Die Gesamtkosten für Windenergieprojekte sind zwischen 1998 und 2001 um 7 % und die WEA-Preise im gleichen Zeitraum um 9 % gefallen. Dies ist das wesentliche Ergebnis einer Umfrage zur aktuellen Kostensituation von Windenergieanlagen, in der die Ergebnisse einer Investitionskostenermittlung von etwa 400 Windenergieprojekten ausgewertet wurden. Zuletzt 1999 hatte das DEWI die Kostensituation von Windenergieanlagen in einer Studie ermittelt [2]. Der Schwerpunkt der aktuellen Untersuchung lag bei Projekten, die in den Jahren 1998-2001 realisiert wurden und die aktuellen Großanlagen von über 1,5 MW in genügender Anzahl enthalten. Die Studie bestätigt die von 1999 ermittelten Werte für Gesamtinvestition, Nebenkosten und Anlagenpreisen weitgehend. Im Unterschied zu [2] werden die spezifischen Kostenfaktoren in der vorliegenden Untersuchung nicht mehr auf die Generatorleistung einer Windenergieanlage (WEA), sondern auf den Energieertrag während eines Jahres am Referenzstandort in MWh_a bezogen, da nur damit die im Laufe der Jahre erfolgten technischen Verbesserungen der WEA verdeutlicht werden können. Die hier genannten Ergebnisse beziehen sich insgesamt auf eine relativ kurze Betriebsphase insbesondere bei der neuesten Anlagengeneration, so dass insbesondere bei den Großanlagen noch kaum Werte für Wartung und Betrieb außerhalb der Garantiezeit vorliegen.

1. Investitionen

Um eine genauere Analyse der Entwicklung der Kostenarten vornehmen zu können, wurden diese inflationsbereinigt und auf den spezifischen Energieertrag der gemeldeten WEA am Referenzstandort bezogen. Wie Abbildung 1 verdeutlicht, weisen die spezifischen Energiekosten (€/MWh_a) eine fallende Tendenz über die Jahre auf und zeigen somit die Innovationskraft der WEA-Industrie. Durch die fallenden spezifischen Energiekosten ist es ferner möglich gewesen, die Erschließung von wind-schwächeren Standorten im Binnenland voranzutreiben, unterstützt durch die von den Herstellern speziell auf die Windverhältnisse im Binnenland angepasste Windenergieanlagen.

Definitionen	
MWh _a =	Energieertrag während eines Jahres in MWh <i>energy production during one year in MWh</i>
€/MWh _a =	Spezifische Energiekosten: Windenergieanlagen-Preis in € bezogen auf den Energieertrag eines Jahres in MWh _a , erzeugt am Referenzstandort nach EEG [1] <i>specific energy cost: wind turbine price in €, referred to the energy production of one year in MWh_a, produced at the reference site according to EEG [1]</i>

In der auf den Referenzertrag bezogenen und inflationsbereinigten Darstellung ist eine abnehmende Tendenz aller Kostensätze zu beobachten. Die Projektgesamtkosten fallen von 1998 auf 2001 um 7 % von 520 auf 480 €/MWh_a, die WEA-Preise fallen im gleichen Zeitraum um 9 % von 412 auf 375 €/MWh_a. Als Mittelwert über die Jahre 1997-2001

ergibt sich für den WEA-Preis inflationsbereinigt 390 €/MWh_a und für die Nebenkosten 116 €/MWh_a.

Das Verhältnis von Investitionsnebenkosten zu WEA-Kosten ist ebenfalls leicht fallend. Betragen die Nebenkosten 1997 etwa 31 % des WEA-Preises so sind es 2001 im Mittel nur noch knapp 28 %. Insgesamt ergibt sich ein etwas geringerer Nebenkostenanteil als in der 1999-Studie wo ein Wert von 33 % der WEA-Investition ermittelt wurde. [2]

1.1. Aufteilung der Investitionsnebenkosten

Zu den Investitionsnebenkosten gehören Kosten für Fundamente, Netzanbindung, Geländeerschließung, sowie die Kosten für die Planung. Unter "Sonstige Kosten" wurden im wesentlichen Aufwendungen für Prospekterstellung, Ausgleichsmaßnahmen und Rücklagenbildung zusammengefasst. In Abbildung 2 sind die relativen Anteile der einzelnen Kostenarten dargestellt.

Abgesehen von den "Sonstigen Kosten" verursacht der Netzanschluss mit 36 % die größten Aufwendungen bis zur Inbetriebnahme des Windparks. Ebenfalls stark ins Gewicht fällt die Fundamenterstellung, die fast ein Viertel (22 %) der Kosten ausmacht. Jeweils unter 10 % liegen der Planungskostenanteil (9 %) sowie der Erschließungskostenanteil (7 %).

Eine wichtige Frage ist die Entwicklung der Nebenkosten bezogen auf den spezifischen WEA-Preis (€/kW) in den letzten 3 Jahren. Abbildung 3 zeigt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der aktuellen Studie - Mittelwert der Jahre 1999-2001 - mit der 1999-Studie. Auffällig ist der Rückgang bei den Geländeerschließungskos-

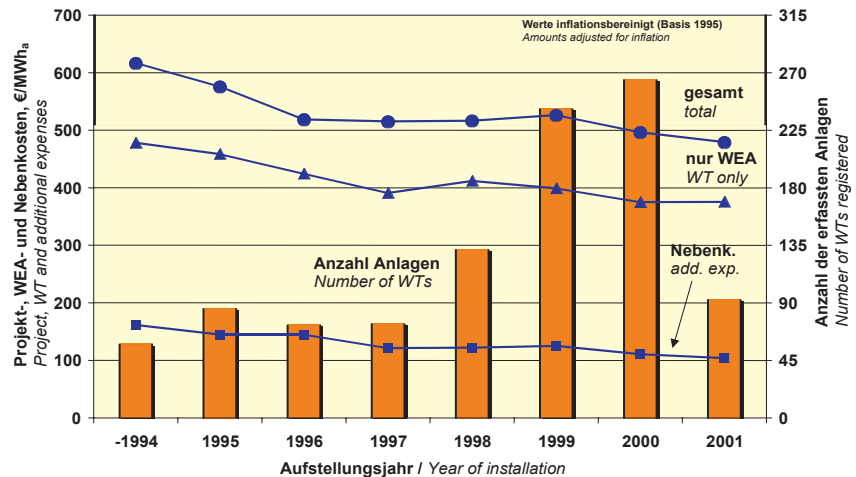


Abb. 1: Die Entwicklung der durchschnittlichen inflationsbereinigten spezifischen Energiekosten (€/MWh_a) für Windparks, getrennt nach Gesamtinvestitionen, WEA- und Nebenkosten in Abhängigkeit des Aufstellungsjahres.

Fig. 1: Development of the average specific energy cost (€/MWh_a) for wind farms, adjusted for inflation, split up into total investment, wind turbine cost and additional expenses, in relation to the year of installation

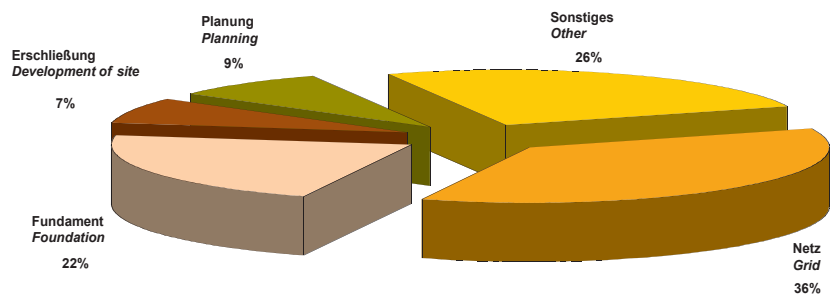


Abb. 2: Zusammensetzung der Investitionsnebenkosten im Mittel über die Jahre 1997-2001

Fig. 2: Breakdown of additional investment expenses on average over the years 1997-2001

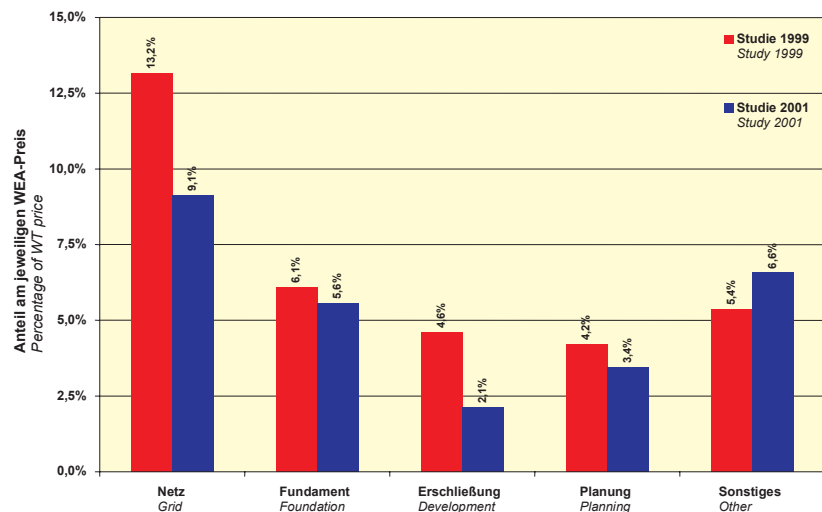


Abb. 3: Vergleich der Investitionsnebenkosten in Einheiten des spezifischen WEA-Preises: Kostenstudien von 1999 und 2001

Fig. 3: Comparison of additional investment expenses as a percentage of the specific WT price: cost studies of 1999 and 2001

ten (von 4,6 % auf 2,1 %) und den Planungskosten (von 4,2 % auf 3,4 %). Hier zeigt sich möglicherweise der Kostenvorteil heutiger Windpark-Großprojekte bei diesen Kostensparten. Die Netzanschlusskosten sind anteilig ebenfalls gefallen (von 13,2 % auf 9,1 %), neben der Projektgröße dürfte hier vor allem die im EEG gegenüber dem StrEG eingeführte Änderung der Kostenübernahme für die Netzverstärkung eine Rolle spielen. Bei den Fundamentkosten haben die gestiegenen WEA-Größen zu keinem signifikanten Kosteneffekt geführt. Der leichte Anstieg von 6,1 % auf 6,4 % lässt sich möglicherweise auch mit den gestiegenen Naben- bzw. Turmhöhen erklären. Eine ansteigende Tendenz (von 5,4 % auf 6,6 %) weisen dagegen die "Sonstigen Kosten" auf. Verantwortlich sind hier zu einem Teil die gestiegenen Prospekt-Erstellungskosten und zu einem geringen Teil auch ein Anstieg bei den Ausgleichsmaßnahmen. Die Rückstellungen für den Anlagenrückbau verursachen etwa die Hälfte der "Sonstigen Kosten", sind in den letzten Jahren jedoch leicht rückläufig.

1.2. Betriebskosten

Zu den Betriebskosten bei Windparks zählen Kosten für Wartung und Instandhaltung der WEA, Grundstückskosten bzw. Flächenpacht, Versicherungskosten, Geschäftsführungs- (GF) und Steuerberatungskosten, Strombezugskosten sowie "Sonstige Kosten" unter denen Personalkosten, Beiträge zu Verbänden und Kammern, Rechtsberatung, Bürokosten, usw. zusammengefasst wurden. Eine mittlere Kostenaufteilung über die Jahre 1997-2001 ist in Abbildung 4 dargestellt.

Die Aufwendungen für Reparatur und Instandhaltung verursachen über ein Viertel der Gesamtkosten, mit etwa einem Fünftel der Betriebskosten fallen Grundstücks- bzw. Pacht-, sowie Geschäftsführungs- und Steuerberatungskosten ins Gewicht. Die Versicherungskosten liegen bei einem Anteil von 13 %.

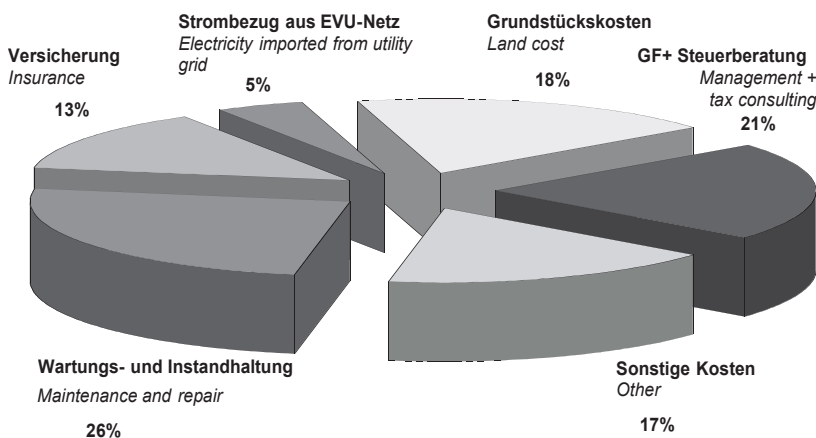


Abb. 4: Aufteilung der Betriebskosten im Mittel der Jahre 1997-2001.

Fig. 4: Breakdown of operating costs on average over the years 1997-2001

Der Strombezug aus dem Netz ist mit 5 % eher von untergeordneter Bedeutung.

Die Entwicklung der Betriebskosten in den Jahren 1997-2001, bezogen auf die spezifischen Energiekosten, ist in Abbildung 5 dargestellt. Die Werte für die einzelnen Kalenderjahre variieren leicht und bewegen sich zwischen 3,5 und 4,0 % der spezifischen Energiekosten von 390 €/MWh_a. Ein leichtes Maximum ist im Jahr 2000 zu verzeichnen, im Jahr 2001 fallen die Betriebskosten dagegen wieder.

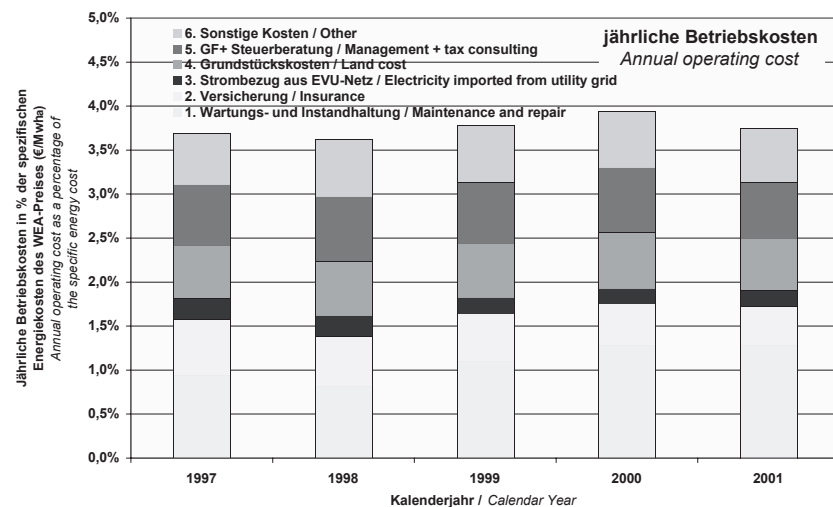


Abb. 5: Die mittleren Betriebskosten in den Jahren 1997-2001

Fig. 5: Average operating cost in the years 1997-2001

Die Analyse der einzelnen Kostenanteile zeigt, dass die Variation der Betriebskosten im Wesentlichen mit einer Veränderung bzw. einem Ansteigen der Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammenhängen, während die anderen Kostenanteile im Rahmen der Genauigkeit der Untersuchung unverändert bleiben.

Zu beachten ist jedoch, dass die auf das Kalenderjahr bezogene Darstellung insbesondere bei den Kosten für

Instandhaltung der Anlagen ein etwas verzerrtes Bild ergibt. Die Reparaturkosten werden in den ersten Betriebsjahren - innerhalb der Garantiezeit und in Fällen von Kulanzleistungen auch darüber hinaus - üblicherweise vom Hersteller der WEA übernommen werden. Eine realistische Betrachtung der Betriebskosten kann daher erst nach Ablauf der Garantiezeit erfolgen.

Um den Effekt des zeitlichen Kostenverlaufs für ein WEA-Projekt darzustellen, wurden in Abbildung 6 die Betriebskosten über die Betriebsjahre aufgetragen.

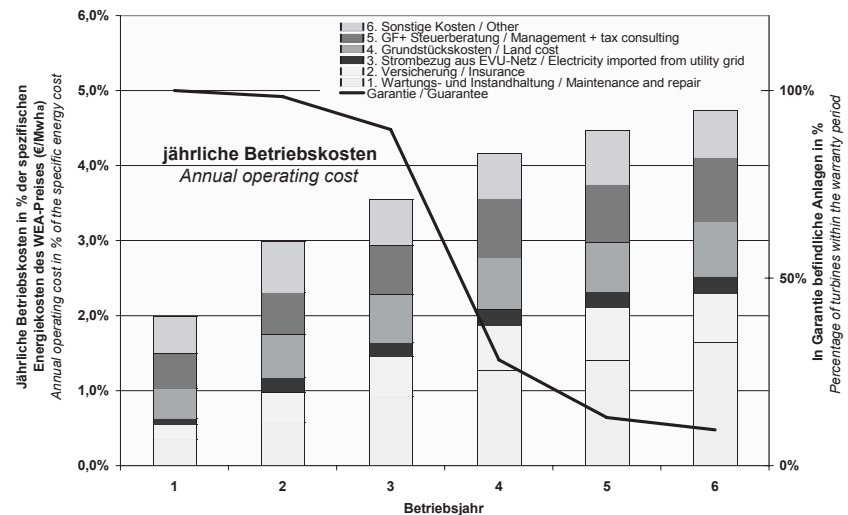


Abb. 6: Jährliche Betriebskosten in den Jahren 1997-2001, aufgeteilt nach dem Betriebsjahr der Windenergieanlage

Fig. 6: Annual operating cost in the years 1997-2001, split up into operating years of the wind turbine

Deutlich ist die Zunahme der Betriebskosten über die Betriebsjahre zu sehen, die ihre Ursachen in einem Anstieg, vor allem der Wartungs- und Instandhaltungskosten, sowie der Versicherungskosten findet. Liegen die Aufwendungen für den Betrieb im ersten Jahr bei 2 % der WEA-Anschaffungskosten, so liegen sie im 6. Betriebsjahr schon bei 4,8 %. Die besonders geringen Kosten im ersten Jahr haben allerdings ihre Ursache auch darin, dass die im Verlauf des betrachteten Kalenderjahres aufgestellten Anlagen nur einen Teil der jährlichen Gesamtkosten verursachen.

Aber auch im 2.-4. Betriebsjahr sind signifikante Anstiege von je etwa 20 % zu beobachten, im 5. und 6. Betriebsjahr ist bereits eine Konvergenz der Kostenverläufe zu beobachten, da die Kostenzunahmen auf deutlich unter 10 % zurückgehen. Die Zahl der noch in Garantie befindlichen Anlagen, die am stärksten vom 3. auf das 4. Betriebsjahr zurückgeht, bestätigt die Vermutung, dass Garantieleistungen für die geringeren Betriebskosten in den ersten Betriebsjahren verantwortlich sind.

2. Literatur

- [1] EEG-Rechner, BWE, www.wind-energie.de
- [2] Schwenk, B.; Rehfeldt, K.: Studie zur Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. Herausg. Bundesverband Windenergie e.V., Osnabrück 1999.