

Deutsches Windenergie - Institut GmbH

Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland

Endfassung

Nr.: SO-199

15.10.02

Deutsches Windenergie-Institut GmbH
Ebertstr. 96
26382 Wilhelmshaven

Bearbeiter: Dipl.-Phys. Dr. Thomas Neumann
Dipl. Wirt.-Ing. Carsten Ender
Dipl.-Ing. Jens-Peter Molly

Auftraggeber:

Bundesverband WindEnergie e.V.
Herrenteichsstraße 1
49074 Osnabrück

VDMA
Lyoner Straße 18
60528 Frankfurt am Main

Inhalt

DEFINITIONEN	3
1. ZUSAMMENFASSUNG	4
2. UMFRAGE ZUR AKTUELLEN KOSTENSITUATION BEI BETREIBERN VON WINDENERGIEANLAGEN	5
2.1. Statistik der Umfrage	5
2.2. Ergebnisse der Betreiberumfrage	8
2.2.1. Entwicklung der Investition	8
2.2.2. Aufteilung der Investitionsnebenkosten	11
2.2.3. Betriebskosten	12
2.3. Umfrage unter Sachverständigen, Versicherern und Herstellern	15
2.3.1. Erläuterungen zur Umfrage	15
2.3.2. Ergebnisse der Umfrage	16
2.3.3. Aus der Umfrage ermittelte Instandhaltungskosten	19
3. ENERGIEERZEUGUNGSKOSTEN DER WINDENERGIENUTZUNG	22
3.1. Leistungs- und ertragsspezifische Investitionskosten	22
3.2. Ertragsspezifische Energieerzeugungskosten	24
3.2.1. Definition der Randbedingungen zur Kostenrechnung	24
3.3. Sensitivitätsanalyse bezüglich der Energieerzeugungskosten von WEA in Windparks	27
3.3.1. Variation der Investitionsnebenkosten	28
3.3.2. Variation der Betriebskosten	29
3.3.3. Variation der Eigenkapitalverzinsung	30
ANHANG	31
A1. Erwartete Kostenentwicklung von Windenergieanlagen	31
LITERATURVERZEICHNIS	37

Definitionen

MWh_a = Energieertrag während eines Jahres in MWh

€/MWh_a = **Ertragsspezifische WEA-Investition:** Windenergieanlagen-Preis in € bezogen auf den Energieertrag der Anlage während eines Jahres in **MWh_a**, erzeugt am Referenzstandort nach EEG [1]

1. Zusammenfassung

In der vorliegenden der Studie zur aktuellen Kostensituation von Windenergieanlagen werden die Ergebnisse einer Investitionskostenermittlung von mehr als 400 Windenergieprojekten vorgestellt. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt bei Projekten, die in den Jahren 1998-2001 realisiert wurden.

Die Studie bestätigt die in der Vorläuferstudie von 1999 [2] 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 können¹.

Die Projektgesamtkosten in $€/MWh_a$ fallen zwischen 1998 und 2001 um 7 % von 520 auf 480 $€/MWh_a$ und 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 $€/MWh_a$. Im Mittel betragen die Nebenkosten damit etwa 30 % der WEA-Kosten. Der Anteil ist gegenüber der Studie von 1999 (33 %) um 9 % gesunken.

Bei der Aufteilung der Nebenkosten konnte gegenüber der Kostenstudie von 1999 [2] eine rückläufige Tendenz in Bezug auf die Netzanschlusskosten und Erschließungskosten (in % des spezifischen WEA-Preises) beobachtet werden. Angestiegen ist dagegen der Bereich der „Sonstigen Kosten“, zu dem beispielsweise Rückstellungen für Anlagenrückbau, Prospekterstellung und Ausgleichsmaßnahmen gezählt werden.

Die Betriebskosten steigen in den ersten vier Betriebsjahren stark an und betragen ab dem fünften Jahr knapp 5 % der WEA-Investition. Der Anstieg der Betriebskosten geht im Wesentlichen auf den steigenden Reparatur- und Wartungsanteil zurück, der in den ersten Jahren offenbar durch Garantieleistungen der Hersteller abgemindert wird. Allerdings nehmen auch die Versicherungskosten mit der Zahl der Betriebsjahre signifikant zu. Der Betriebskostenanteil liegt insgesamt etwas unterhalb des Wertes von 1999 (= 5,2 %).

Die hier genannten Ergebnisse beziehen sich insgesamt auf eine relativ kurze Betriebsphase insbesondere bei der neuesten Anlagengeneration.

Im Anhang ist eine Analyse dargestellt, in welcher Weise sich die ertragsspezifische WEA-Investition mit weiter wachsendem Rotordurchmesser der Windenergieanlagen entwickeln könnten. Dabei werden auf statistischem Wege technische Parameter ausgewertet und so miteinander verknüpft, dass eine von aktuellen Preiseinflüssen freie Trendaussage entsteht.

¹ Es sei darauf hingewiesen, dass diese spezifischen Kostenfaktoren in der Einheit $€/MWh_a$ der besseren Vergleichbarkeit dienen, aber keine direkte Aussage bzgl. tatsächlicher Energieerzeugungskosten zulassen.

2. Umfrage zur aktuellen Kostensituation bei Betreibern von Windenergieanlagen

2.1. Statistik der Umfrage

Im Rahmen der Betreiberumfrage wurden an ca. 1.600 Betreiber von Windenergieanlagen Fragebögen bezüglich der Kostensituation ihrer Windenergieprojekte versandt. Der Rücklauf der Fragebögen wurde nach Aufstellungsjahr und Aufstellungsregion in Abbildung 1 und Abbildung 2 ausgewertet. Insgesamt wurden 406 Fragebögen zurückgesandt, was einer Rücklaufquote von ca. 25 % entspricht.

Insgesamt sind Fragebögen zur Kostensituation von 1.083 WEA eingegangen, davon wurden 1.023 (399 Fragebögen) in der Auswertung berücksichtigt, wobei keine Unterscheidung nach Einzelanlage und Windpark vorgenommen wurde.

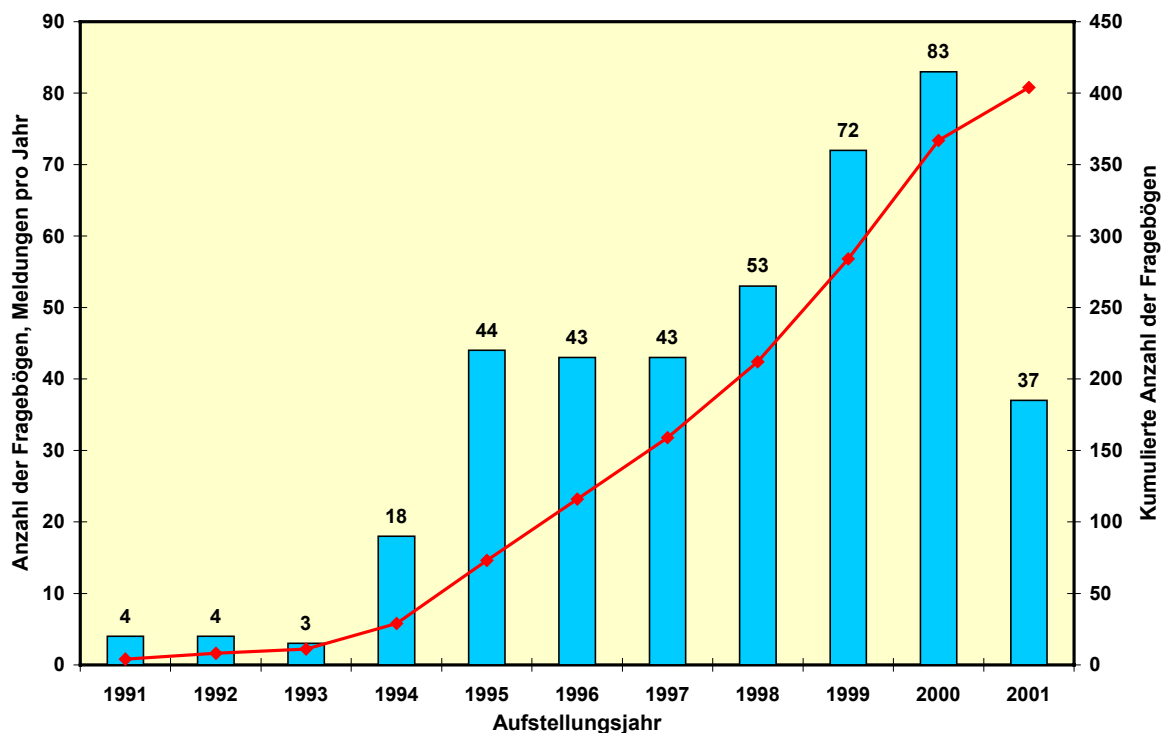


Abbildung 1: Rücklauf bezogen auf die Anzahl der Fragebögen bzw. Meldungen nach Aufstellungsjahr geordnet

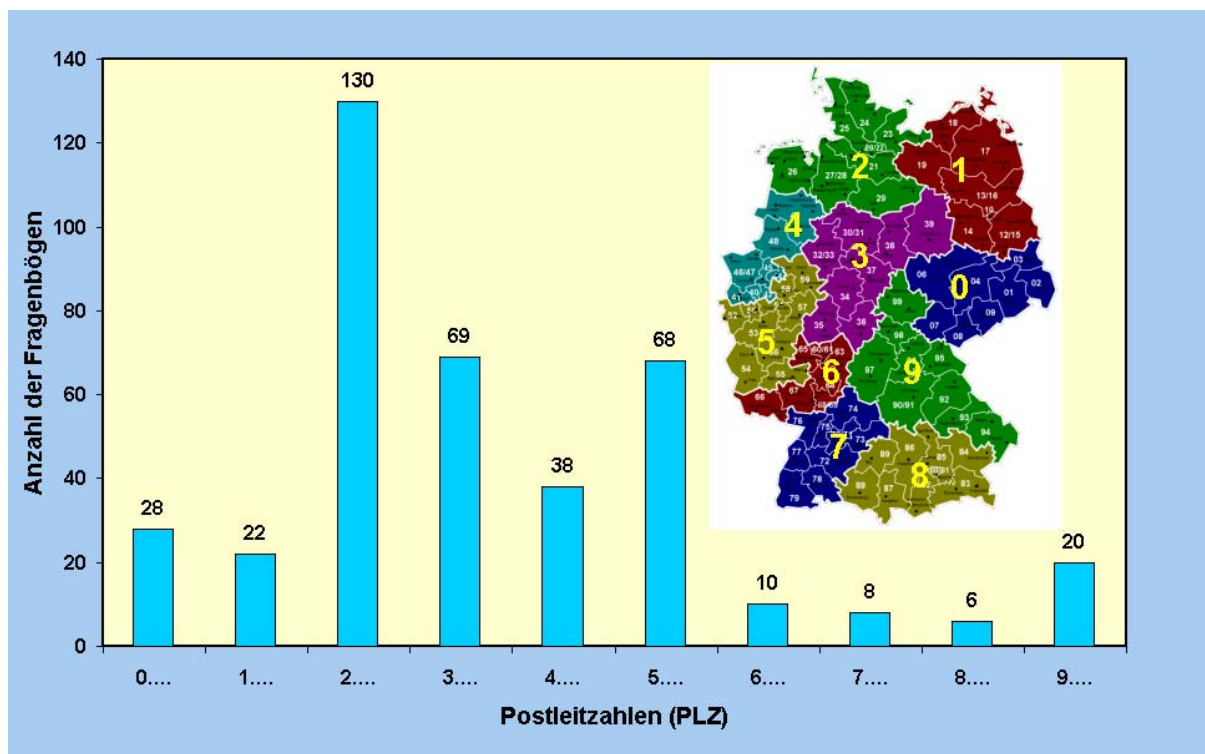


Abbildung 2: Rücklauf der Fragebögen bezogen auf die Postleitzahlenbereiche der Standorte

In der Befragung wurde Wert darauf gelegt, vor allem Kostendaten von WEA zu erhalten, die in den letzten 3 Jahren aufgestellt worden sind. In der Tat entfällt das Maximum der Rückläufe, wie Abbildung 1 und Abbildung 3 zu entnehmen ist, auf die Jahre 1999 (72 Fragebögen bzw. 242 Anlagen) und 2000 (83 Fragebögen bzw. 265 Anlagen).

Bei der Aufgliederung nach der regionalen Verteilung der Rückläufe ragt deutlich der Postleitzahlenbereich 2 hervor. Von insgesamt 399 Fragebögen mit 1.023 WEA, entfallen 130 Bögen mit 382 Anlagen auf diesen Postleitzahlenbereich, der die windreichen Gebiete der schleswig-holsteinischen und der niedersächsischen Küste umfasst (Abbildung 2 und Abbildung 4).

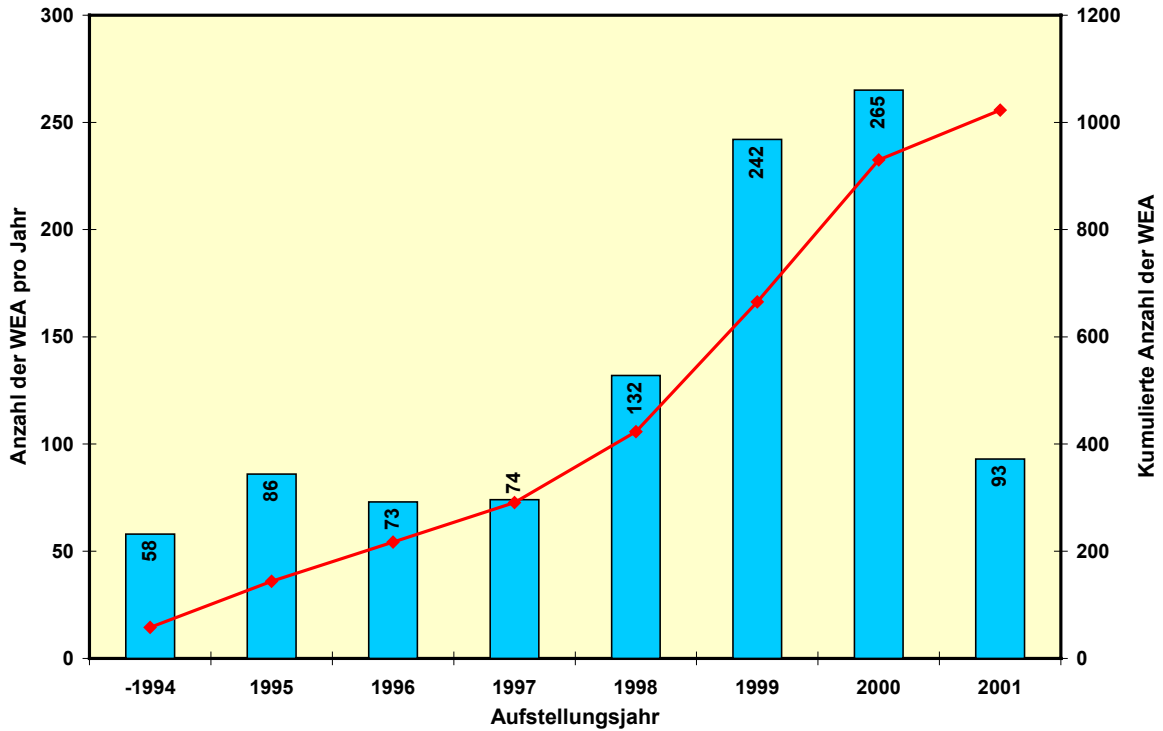


Abbildung 3: Fragebogenrücklauf bezogen auf die Anzahl der WEA nach Aufstellungsjahr geordnet

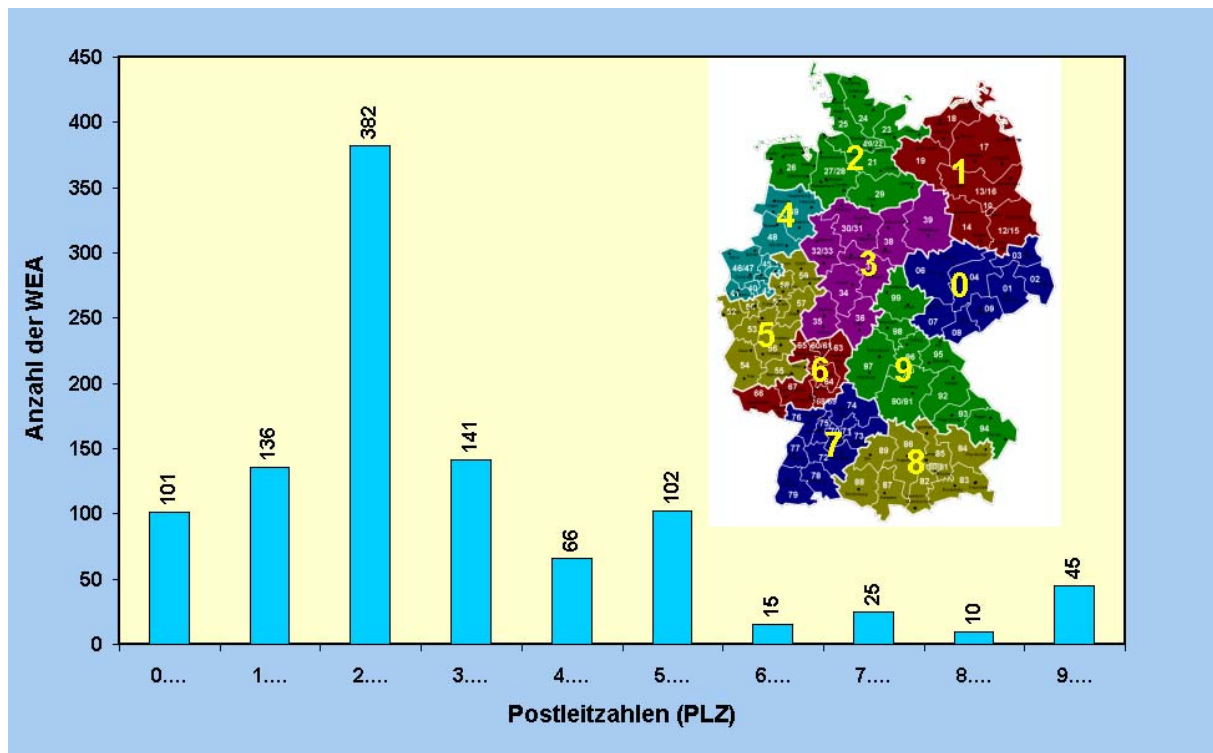


Abbildung 4: Fragebogenrücklauf bezogen auf die Anzahl der WEA nach Postleitzahlenbereichen der Standorte

2.2. Ergebnisse der Betreiberumfrage

In diesem Kapitel werden - basierend auf der Betreiberumfrage - durchschnittliche Werte der untersuchten Kostenkategorien aufgeführt. Die Preisangaben erfolgen jeweils als spezifische Größen, d.h. sämtliche Werte werden auf bestimmte WEA-Spezifika (Generatorleistung bzw. Energieertrag am Referenzstandard) bezogen.

Als spezifische WEA-Bewertungsgröße ist bisher in Anlehnung an die klassische Energieanlagentechnik die Angabe der Kosten in €/kW üblich. Dieser Bezug auf die Nennleistung des Generators ist in der WEA-Technik jedoch irreführend, da der Energieertrag einer WEA weniger von der Generatorgröße als von der Rotorfläche, der Nabenhöhe aber auch von aerodynamischen Faktoren und der Steuerungstechnik der WEA abhängt. **Die Generatorgröße erweist sich daher eher als ungeeignetes Kriterium, die technologische Innovation einer WEA zu beschreiben.** Aus diesem Grunde werden sämtliche Kostenfaktoren, wenn nicht anders angegeben, in der vorliegenden Studie nicht auf die Nennleistung des Generators sondern auf den jährlichen Referenzertrag der WEA nach EEG [1] bezogen, eine Größe, die die Ertragsfähigkeit einer WEA wesentlich besser beschreibt. Damit erhält man einen spezifischen Wert in €/MWh_a².

Die Angabe der spezifischen Kosten erfolgt darüber hinaus, wenn nicht ausdrücklich anders beschrieben, inflationsbereinigt bezogen auf das Jahr 1995.

2.2.1. Entwicklung der Investition

Die Gesamtinvestition eines Windenergieprojektes ergibt sich aus dem Preis der WEA zuzüglich der Investitionsnebenkosten. Zur Überprüfung der angewandten Methodik wird zunächst ein Vergleich mit den Umfrageergebnissen von 1999 vorgenommen.

Vergleich mit der Kostenstudie 1999

In Abbildung 5 sind die Ergebnisse der aktuellen Umfrage 2002 im Vergleich zu der Umfrage von 1999 dargestellt.

Insgesamt zeigt sich eine sehr gute Übereinstimmung der neuen Kostenwerte mit den Ergebnissen der alten Studie. Insbesondere in den Jahren 1995 bis 1997 sind die ermittelten Werte für den Anlagenpreis fast deckungsgleich, obwohl die statistische Aussagekraft in diesen Jahren mit weniger als 90 gemeldeten WEA pro Jahr deutlich schlechter ist, als in den Zieljahren der vorliegenden Studie (1999 und 2000), wo etwa 250 Anlagen pro Jahr gemeldet wurden.

Investitionsnebenkosten und Projektgesamtkosten stimmen ebenfalls gut mit der alten Studie überein, die Abweichung beträgt nur wenige Prozentpunkte und liegt im

² Es sei darauf hingewiesen, dass diese spezifischen Kostenfaktoren in der Einheit Euro/MWh_a der besseren Vergleichbarkeit dienen, aber keine direkte Aussage bzgl. tatsächlicher Energieerzeugungskosten zulassen.

Bereich der zu erwartenden Streuung. Die in beiden Studien gewählte Methodik führt folglich zu vergleichbaren Ergebnissen.

Zu beachten ist, dass sich die Projektgesamtkosten hier und auch in weiteren Betrachtungen der Studie nicht als einfache Summe der Nebenkosten und des WEA-Preises ergeben. Der Grund liegt darin, dass einige Betreiber auf eine Angabe der Einzelkosten verzichtet haben und nur einen Gesamtpreis übermittelt haben. Die Gesamtkosten beziehen sich damit auf einen größeren Datensatz als die Einzelkosten.

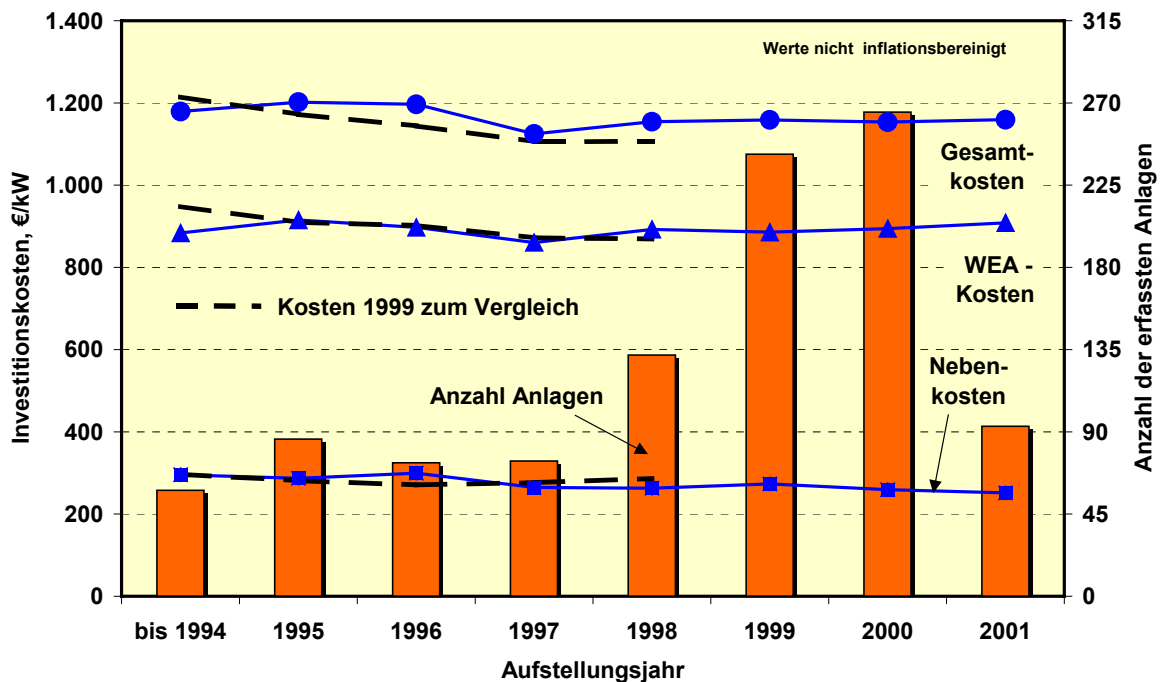


Abbildung 5: Nicht inflationsbereinigte Entwicklung der durchschnittlichen Investition für Windparks, getrennt nach Projektgesamtkosten, WEA-Kosten und Nebenkosten in Abhängigkeit des Aufstellungsjahres per kW. Wie im Text erläutert, ergeben sich die Projektgesamtkosten aufgrund einer unterschiedlichen Datenbasis nicht als einfache Summe der Anlagen- und Nebenkosten.

In der nicht inflationsbereinigten und leistungsbezogenen Darstellung ergeben sich relativ konstante spezifische Kostensätze für die Jahre 1998-2001. Die wahrnehmbaren Tendenzen - eine leichte Reduktion bei den Nebenkosten und ein geringfügiger Anstieg bei den WEA-Preisen - liegen im Rahmen der statistischen Streuung und können daher nur bedingt interpretiert werden.

Insgesamt lässt sich jedoch beobachten, dass die jährliche Preissteigerung durch Preisreduktionen im Wesentlichen kompensiert wurde.

Investitionen in Abhängigkeit des Referenzertrages

Um eine genauere Analyse der Entwicklung der Kostenarten vornehmen zu können, wurden diese inflationsbereinigt und auf den spezifischen Energieertrag der gemeldeten WEA am Referenzstandort des EEG [1] bezogen.

Wie Abbildung 6 verdeutlicht, weisen die Ertragspezifische WEA-Investition ($\text{€}/\text{MWh}_a$) eine fallende Tendenz über die Jahre auf. Dies bedeutet, dass die produzierte elektrische Energie bezogen auf die Nennleistung der WEA durch Veränderungen in der Anlagenkonstruktion, etwa der Vergrößerung der Nabenhöhe, der Rotorfläche und der Optimierung weiterer Anlagenspezifika, erhöht werden konnte. Durch die fallenden spezifischen Energiekosten ist es ferner möglich gewesen, die Erschließung von windschwächeren Standorten im Binnenland voranzutreiben. Diesbezüglich wurden von den Herstellern speziell für das Binnenland angepasste Windenergieanlagen entwickelt.

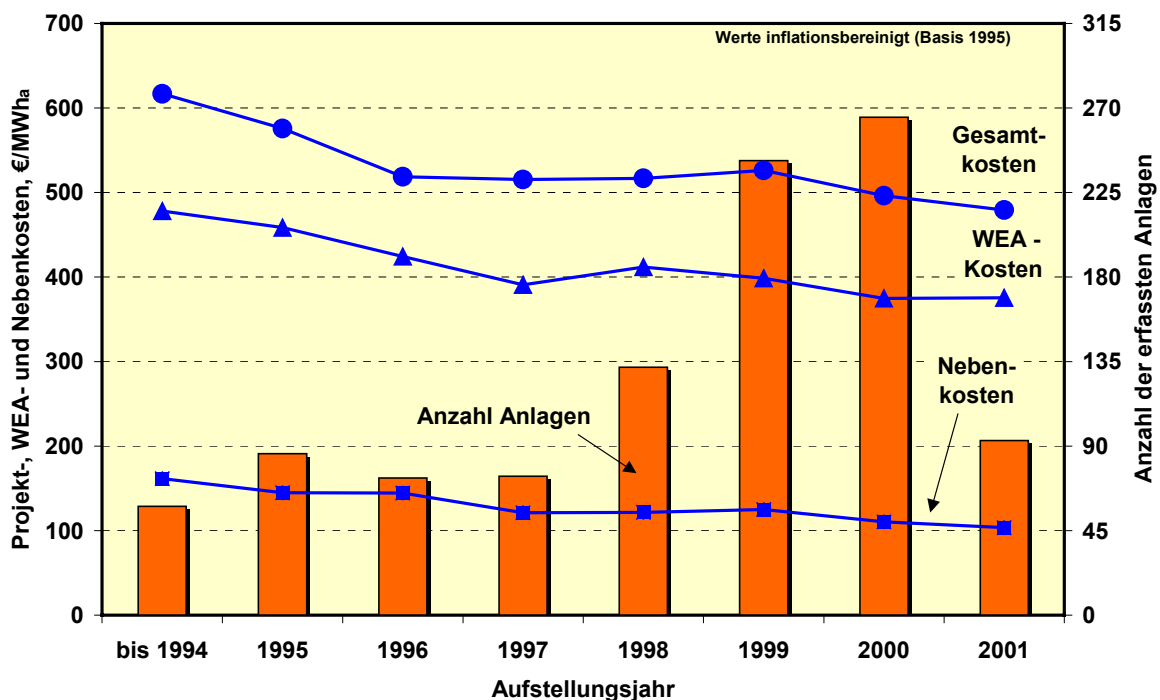


Abbildung 6: Die Entwicklung der durchschnittlichen inflationsbereinigten Ertrags-spezifische WEA-Investition ($\text{€}/\text{MWh}_a$) für Windparks, getrennt nach Gesamtinvestitionen, WEA- und Nebenkosten in Abhängigkeit des Aufstellungsjahres.

In der auf den Referenzertrag bezogenen und inflationsbereinigten Darstellung ist darüber hinaus eine abnehmende Tendenz der Projektgesamtkosten zu beobachten. Von 1998 bis 2001 fallen diese um 7 % von 520 auf 480 $\text{€}/\text{MWh}_a$, die WEA-Preise fallen im gleichen Zeitraum um 9 % von 412 auf 375 $\text{€}/\text{MWh}_a$. Als Mittelwert über die Jahre 1997-2001 ergeben sich für den WEA-Preis inflationsbereinigt 390 $\text{€}/\text{MWh}_a$ und für die Nebenkosten 116 $\text{€}/\text{MWh}_a$.

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 30 %. Insgesamt ergibt sich ein etwas geringerer Nebenkostenanteil als in der Studie von 1999 wo ein Wert von 33 % der WEA-Investition ermittelt wurde.

2.2.2. 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 für den Anlagenrückbau zusammengefasst. In Abbildung 7 sind die relativen Anteile der einzelnen Kostenarten dargestellt.

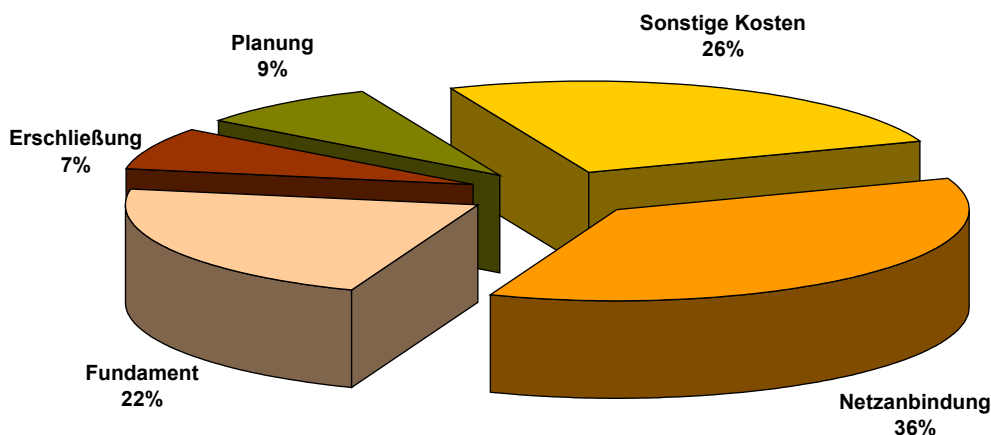


Abbildung 7: Zusammensetzung der Investitionsnebenkosten im Mittel über die Jahre 1994-2001

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 8 zeigt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der aktuellen Studie - Mittelwert der Jahre 1999-2001 - mit der Studie von 1999.

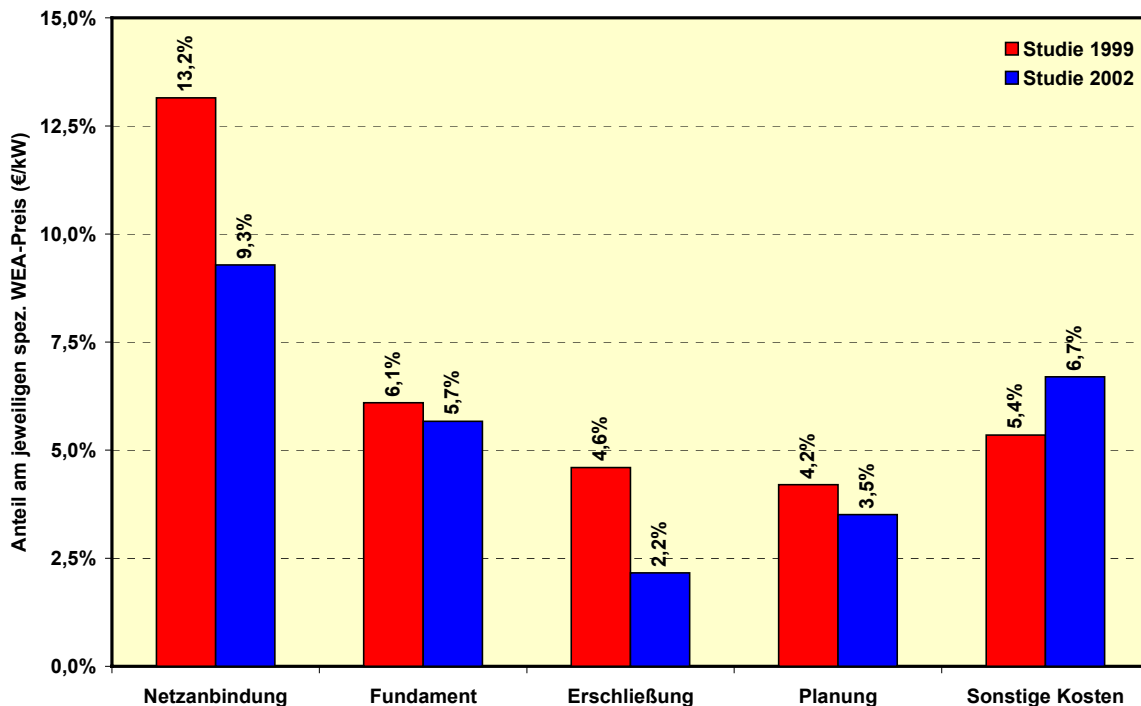


Abbildung 8: Vergleich der Investitionsnebenkosten in Einheiten des spezifischen WEA-Preises (895 €/kW): Kostenstudien von 1999 [2] und 2002

Auffällig ist der Rückgang bei den Geländeerschließungskosten (von 4,6 % auf 2,2 %) und den Planungskosten (von 4,2 % auf 3,5 %). Hier zeigt sich möglicherweise der Kostenvorteil heutiger Windpark-Großprojekte bei diesen Kostensparten. Die Netzanschlusskosten sind anteilig ebenfalls gefallen (von 13,2 % auf 9,3 %), 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 zunehmenden WEA-Größen zu keinem signifikanten Kosteneffekt geführt (6,1 % auf 5,7 %). Eine ansteigende Tendenz (von 5,4 % auf 6,7 %) weisen dagegen die „Sonstigen Kosten“ auf. Verantwortlich sind hier zu einem Teil die höheren Prospekt-Erstellungskosten und zu einem geringen Teil auch ein Kostenanstieg bei den Ausgleichsmaßnahmen. Die Rückstellungen für den Anlagenrückbau verursachen etwa die Hälfte der „Sonstigen Kosten“, sind in den letzten Jahren jedoch leicht rückläufig.

2.2.3. 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 9 dargestellt.

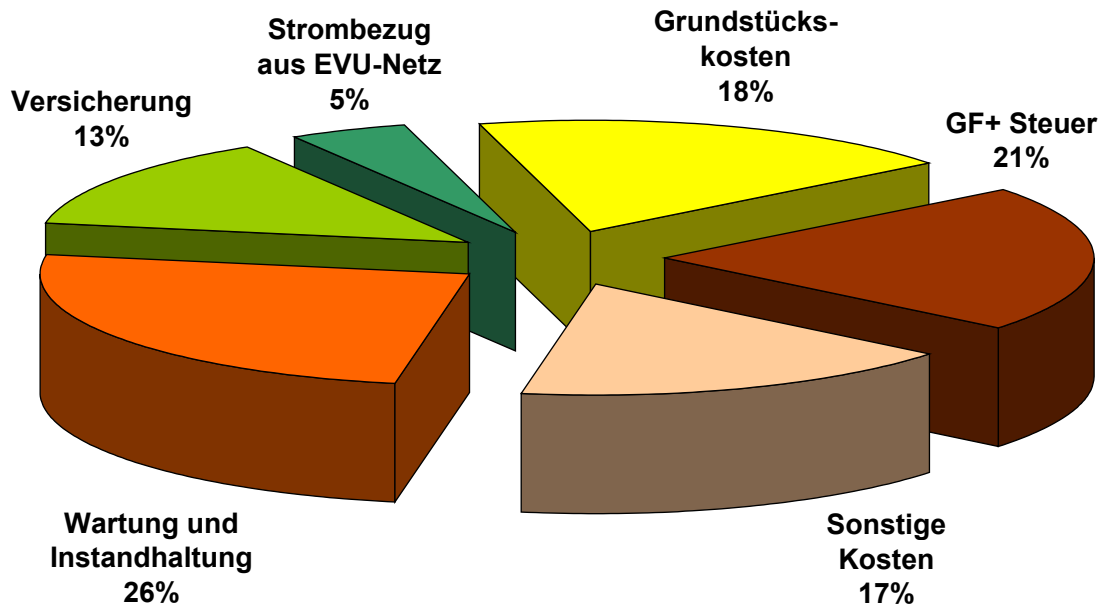


Abbildung 9: Aufteilung der Betriebskosten im Mittel der Jahre 1997-2001.

Die Aufwendungen für Wartung 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 %. Der Strombezug aus dem Netz ist mit 5 % eher von untergeordneter Bedeutung.

Um die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten darzustellen, wurden in Abbildung 10 die Betriebskosten über die Betriebsjahre aufgetragen.

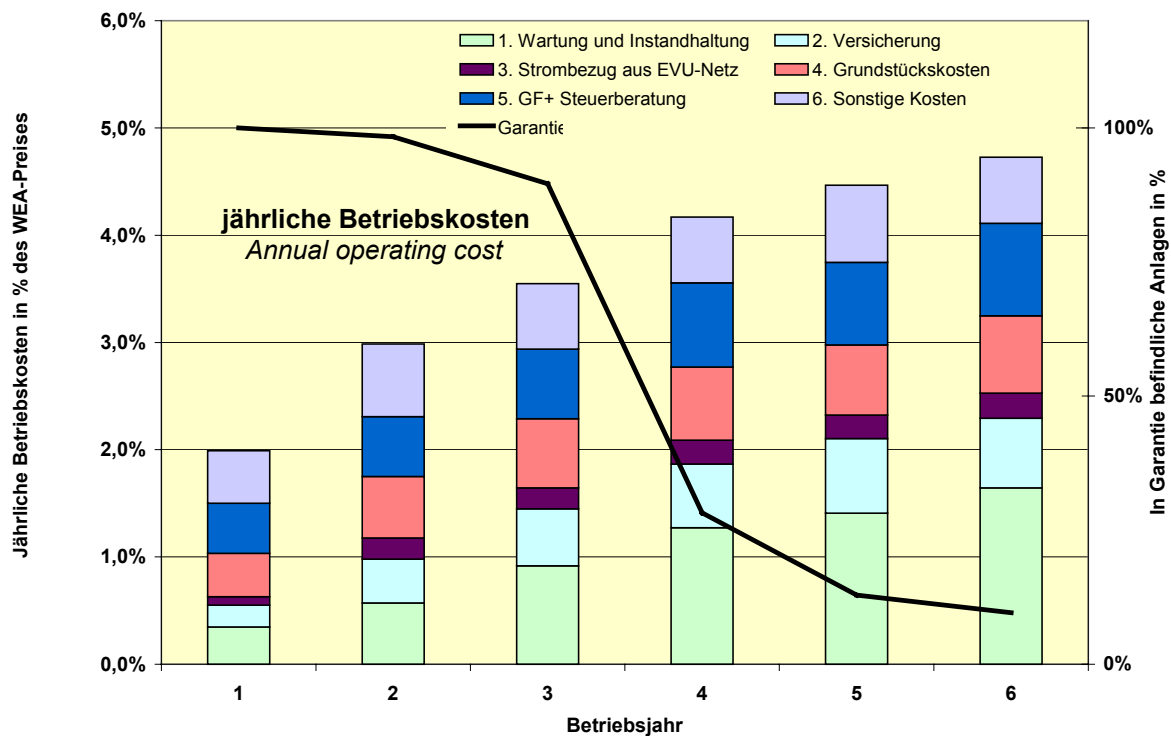


Abbildung 10: *Jährliche Betriebskosten in den Jahren 1997-2001, aufgeteilt nach dem Betriebsjahr der Windenergieanlage*

Deutlich ist die Zunahme der Betriebskosten über die Betriebsjahre zu sehen. Liegen die Aufwendungen für den Betrieb im ersten Jahr bei 2,0 % der WEA-Anschaffungskosten, so liegen sie im 6. Betriebsjahr schon bei 4,8 %. Verursacht wird dies vor allem durch den Anstieg bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten und den Versicherungskosten. Der beobachtete Anstieg der Versicherungskosten deckt sich mit der Aussage vieler Versicherer, dass die Schadensquoten deutlich über 100% liegen. Die Kosten für Geschäftsführung und Steuerberatung sowie Grundstück und Sonstiges bleiben dagegen eher konstant.

Für die Zunahme der Kosten in den betrachteten Betriebsjahren dürften im Wesentlichen die auslaufenden Garantieleistungen der Hersteller verantwortlich sein. Während im 2.-4. Betriebsjahr, wo die meisten der untersuchten Anlagen aus der Garantie herausfallen, signifikante Anstiege der Betriebskosten von jeweils je etwa 20 % zu beobachten sind, ist im 5. und 6. Betriebsjahr bereits eine gewisse Konvergenz der Kostenverläufe zu beobachten. Die Kostenzunahmen gehen auf deutlich unter 10 % zurück.

Eine Aussage über die tatsächliche Zunahme der Reparatur- und Wartungskosten in den ersten 6 Betriebsjahren lässt die Untersuchung aufgrund unpräziser Angaben über die Art und Höhe der durchgeführten Garantieleistungen leider nicht zu.

Die sehr geringen Kosten im ersten Jahr haben allerdings ihre Ursache vor allem darin, dass die erst im Verlauf des ersten betrachteten Kalenderjahres aufgestellten Anlagen nur einen Teil der jährlichen Gesamtkosten verursachen.

2.3. Umfrage unter Sachverständigen, Versicherern und Herstellern

Der Beginn der kommerziellen Windenergienutzung in Deutschland begann Anfang der 90er Jahre mit der Entwicklung immer leistungsstärkere Anlagen. Für die Anlagen der 500 kW-Klasse liegen heute Betriebserfahrungen von maximal 8 Jahren oder 40% der kalkulierten Lebensdauer von 20 Jahren vor.

Für WEA der heute (2002) bedeutenden Leistungsklassen, also der Megawatt- und der Multimegawatt-Klasse ab 1,5 MW liegen bisher jedoch nur geringe bzw. kurzfristige Erfahrungen vor, da sie erst ab 1997/98 in nennenswerter Anzahl in Betrieb gingen. Aussagekräftige Informationen bezüglich der Reparatur- und Wartungskosten über die kalkulierte Lebensdauer der WEA sind aus der Betreiberumfrage für diese Anlagenklasse daher nur eingeschränkt zu entnehmen.

Lediglich für die 500-600 kW Anlagenklasse ergeben sich relativ belastbare Aussagen über die Kosten für Reparatur und Wartung für maximal 6 Betriebsjahre außerhalb der Garantiezeit, die vom Hersteller mindestens für 2 Jahre gewährt wird.

Im Rahmen einer schriftlichen Umfrage bei technischen Sachverständigen (Gutachtern), Herstellern und Versicherungsunternehmen wurde die Höhe notwendiger Ersatzinvestitionen für den Erhaltungsaufwand wesentlicher WEA-Komponenten erfragt.

Zur weiteren Verbesserung der Aussagekraft der Untersuchung wurden Einzelgespräche mit Versicherern, Gutachtern und Herstellern geführt.

2.3.1. Erläuterungen zur Umfrage

Folgende Komponenten wurden in der Untersuchung erfasst:

- Bremsen (ohne Windnachführungsbremse)
- Fundament
- Generator
- Getriebe
- Hauptlager
- Hydraulikanlage
- Pitchverstellung (Rotorblattverstellung)
- Rotorblattsatz
- Steuerung und allgemeine Elektrik
- Trafostation mit Mittelspannungs-Schaltung
- Turm
- Wellen
- Windnachführungssystem inklusive Bremsen

Erfragt wurde

1. die **Betriebszeit**, nach der mit wesentlichen Instandsetzungsarbeiten zu rechnen ist
2. der jeweilige **Instandsetzungsaufwand** in Relation zum Vollaustausch der Komponente
3. die **Kosten des Vollaustausches** einzelner Komponenten inkl. Montage

Aus diesen Parametern lassen sich die Ersatzinvestitionen bzw. Instandhaltungskosten für jede betrachtete Komponente bei Annahme eines Betriebszeitraumes von 20 Jahren errechnen, sofern man davon ausgeht, dass die gegenwärtig erfasste Situation über den gesamten Betriebszeitraum unverändert fortbesteht.

2.3.2. Ergebnisse der Umfrage

Es versteht sich, dass sämtliche Aussagen nur mit einer teilweise erheblichen Bandbreite getätigt werden können. Gründe für die Schwankungsbreiten sind Unterschiede zwischen Anlagentypen bzw. -konzepten, Qualitätsschwankungen bei der Fertigung oder auch unterschiedliche Wartungskonzepte. Auch die spezifischen Standortbedingungen, z.B. eine erhöhte Turbulenzintensität in einem Windpark oder generell in komplexem Gelände kann einen nachhaltigen Einfluss auf die Lebensdauer bzw. Reparaturanfälligkeit einer bestimmten Komponente haben.

Das Ergebnis der Befragung zur Häufigkeit von wesentlichen Instandsetzungsarbeiten ist in Abbildung 11 dargestellt. Der mittlere Betriebszeitraum zwischen zwei Erhaltungsarbeiten ist als schwarzer Balken eingetragen. Die erfasste Schwankungsbreite ist orange (bzw. Grau) dargestellt.

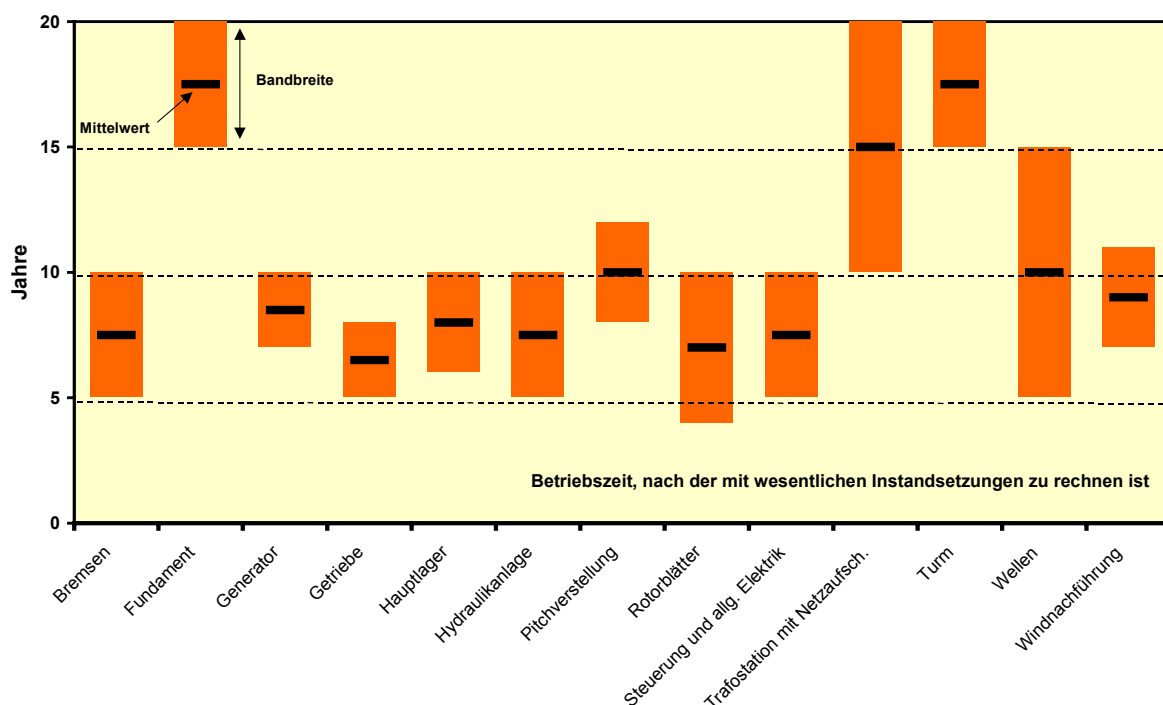


Abbildung 11: Ergebnisse der Befragung von Sachverständigen zur Häufigkeit von wesentlichen Instandsetzungsarbeiten.

Sowohl der Mittelwert als auch die Bandbreiten für den Zeitraum zwischen zwei Instandsetzungen ist für die einzelnen – hier alphabetisch aufgelisteten - Komponenten sehr unterschiedlich. So ist zum Beispiel beim Fundament erst nach 15 bis 20 Betriebsjahren mit einer größeren Instandhaltung zu rechnen, dagegen ist beim Rotorblattsatz frühestens nach 4 spätestens aber nach 10 Jahren ein größerer Erhaltungsaufwand erforderlich. Im ungünstigen Fall sind bei einer 20-jährigen Betriebsphase insgesamt vier bis fünf größere Instandhaltungsarbeiten an den Rotorblättern erforderlich. Im günstigen Fall kommt der Betreiber mit nur ein bis zwei Erhaltungsmaßnahmen aus.

Eine weitere Komponente mit einer hohen Instandhaltungsfrequenz ist das Getriebe bei dem bereits nach 5 bis 8 Jahren Betriebszeit mit einem größeren Erhaltungsaufwand zu rechnen ist.

Selbstverständlich gibt es Einzelsituationen, die in dieser Betrachtung nicht erfasst sein können, d. h. komplette Rotorwechsel oder Getriebetausche nach wenigen Betriebsmonaten. Bezogen auf die Gesamtheit aller Anlagen ist dies jedoch nicht als Regelfall zu werten. Andererseits wird es auch vorkommen, dass diese kritischen Komponenten während der gesamten Betriebszeit keine Probleme verursachen.

Genauso bedeutsam wie der Zeitrahmen, in dem eine Erhaltungsmaßnahme erforderlich ist, ist selbstverständlich die Höhe des jeweils erforderlichen Aufwandes. Zunächst wurde der jeweilige Instandsetzungsaufwand in Relation zum Vollaustausch der Komponente (inkl. Montage) erfragt. Das Ergebnis ist in Abbildung 12 zu sehen.

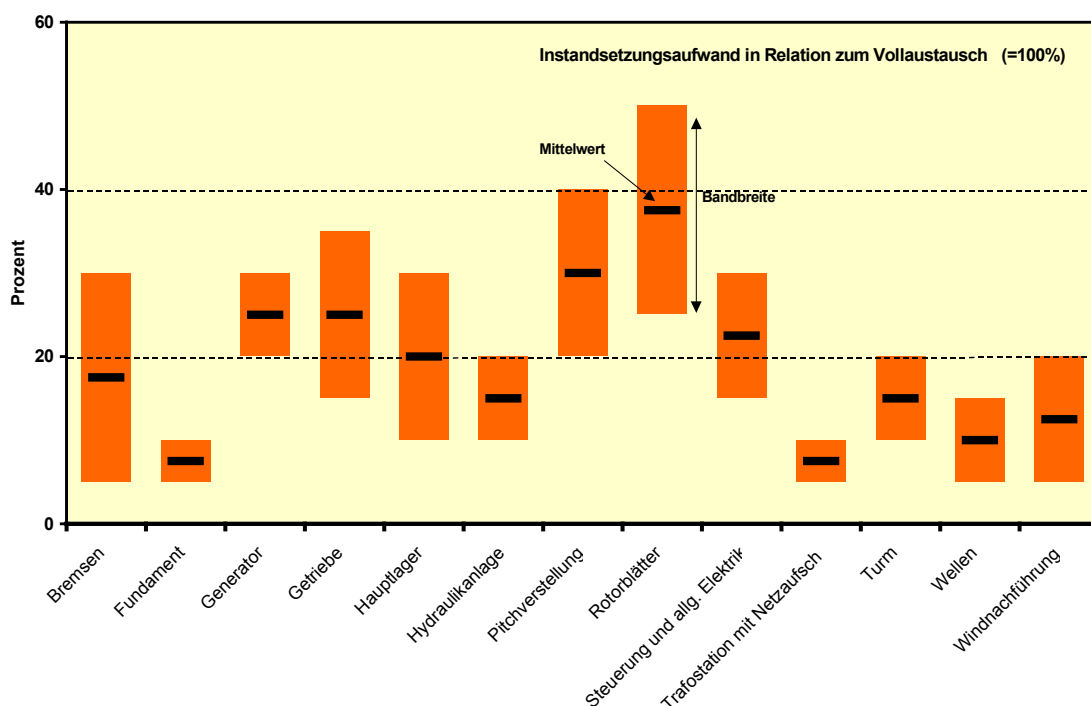


Abbildung 12: Ergebnis der Befragung zur Höhe des Instandsetzungsaufwandes in Relation zum Vollaustausch einer Komponente

Auch hier ergeben sich bei der Analyse der Antworten erhebliche Bandbreiten.

Bei den Bremsen kann der Aufwand einer Instandhaltungsarbeit von wenigen Prozenten bis zu mehr als einem Drittel des Aufwandes für einen Vollaustausch betragen. Der Instandhaltungsaufwand für das Fundament oder für die Trafostation ist nach dieser Umfrage dagegen eher gering im Verhältnis zum Vollaustausch, und die Schwankungsbreiten dieses erfragten Parameters sind relativ klein.

Ein anderes Bild ergibt sich bei der Untersuchung in Bezug auf die Rotorblätter. Der Erhaltungsaufwand beträgt hier mindestens 25% der Vollaustauschkosten im günstigen und ca. 50% dieser Kosten im ungünstigen Fall. Der Mittelwert liegt bei knapp unter 40% der Vollaustauschkosten. Ebenfalls hohe Aufwendungen im Verhältnis zum Vollaustausch verursachen die Komponenten Getriebe, Hauptlager, Pitchverstellung, Steuerung und allgemeine Elektronik.

Als letzter Parameter zur Bestimmung der tatsächlichen Erhaltungskosten ist nachfolgend eine Aussage über den Preis des Vollaustausches einer Komponente in Euro/kW angegeben. Das Ergebnis der Befragung ist in Abbildung 13 dargestellt.

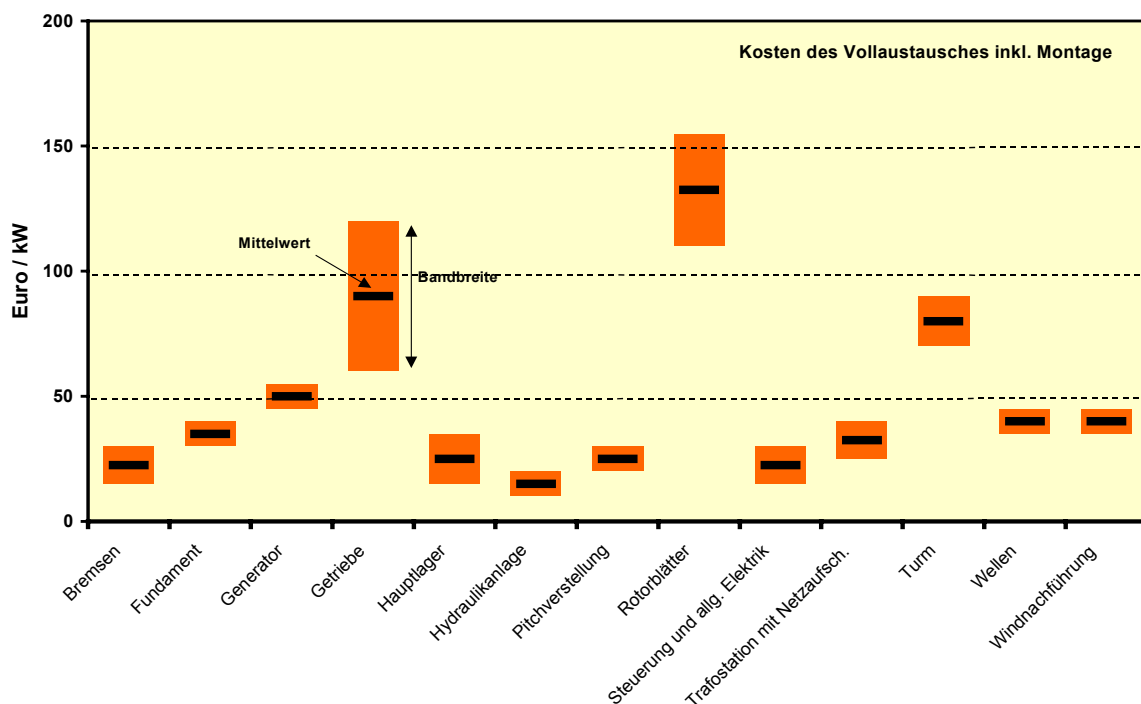


Abbildung 13: Ergebnis der Befragung zu den Kosten des Vollaustausches einzelner Komponenten

Rotorblattsatz und Getriebe gehören nach dieser Untersuchung mit Abstand zu den teuersten Einzelkomponenten. Die Getriebeaustauschkosten liegen in einem Bereich zwischen 60 und 120 Euro/kW und für den Rotorblattsatz sind zwischen 110 und 160

Euro/kW aufzubringen. Sowohl der Mittelwert als auch die Bandbreiten der Kosten für den Austausch der restlichen Komponenten sind dagegen deutlich geringer.

Bei der Kalkulation der Austauschkosten muss berücksichtigt werden, dass der Preis für den Austausch einer Nicht-Standardkomponente, die möglicherweise in geringer Auflage nachgefertigt werden muss, deutlich über dem Preis von in größerer Stückzahl angebotenen Serienkomponenten liegen kann.

Selbstverständlich haben die Montagekosten einen teilweise erheblichen Anteil an dem gesamten Austauschaufwand einer Komponente, insbesondere bei schweren oder schwer zugänglichen Bauteilen wie Getriebe, Rotorblatt, Windnachführung, Generator, Fundament, etc.. Durch den Austausch oder die Reparatur mehrerer Komponenten in einem einzigen Reparaturvorgang können die Austauschkosten bezogen auf das einzelne Bauteil deshalb stark reduziert werden.

Ein nennenswerter Kostenfaktor im Falle einer Reparatur ist bei längeren Ausfallzeiten auch die Betriebsunterbrechung, die jedoch hier nicht berücksichtigt worden ist.

2.3.3. Aus der Umfrage ermittelte Instandhaltungskosten

Die Aussagen der Graphiken in Abbildung 11 - Abbildung 13 führen zu den in der Abbildung 14 dargestellten Gesamtkosten.

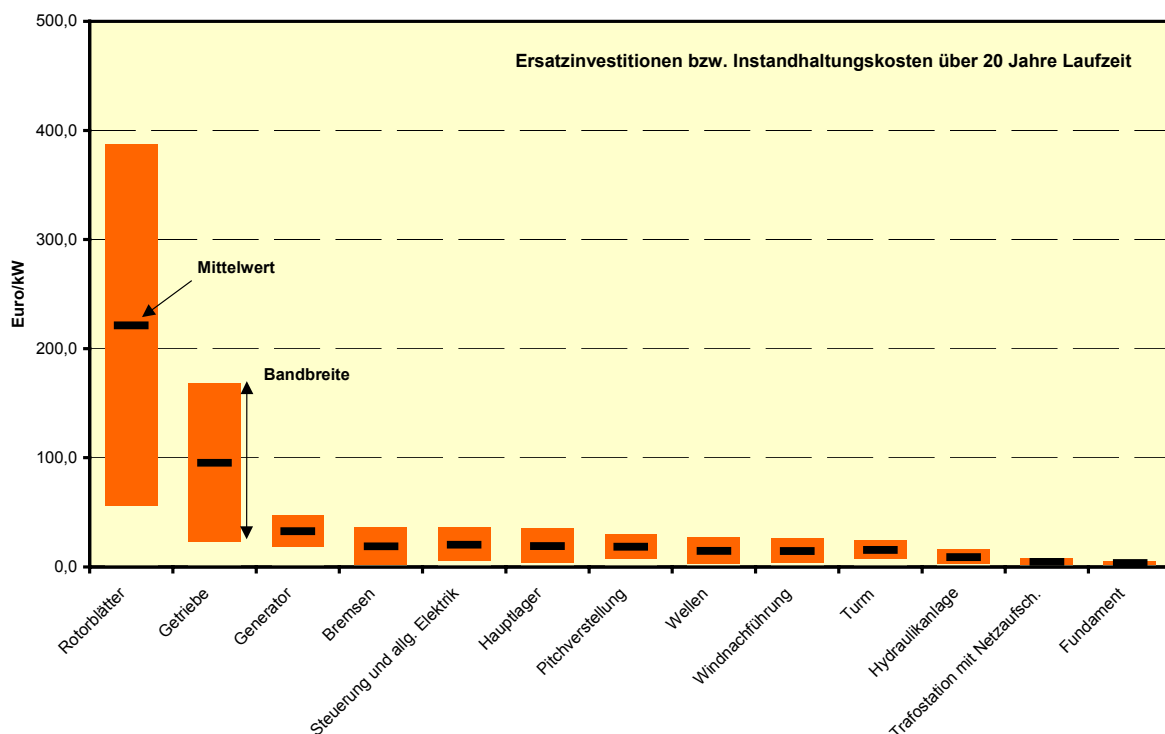


Abbildung 14: Aus der Befragung ermittelte Ersatzinvestitionen bzw. Instandhaltungskosten für einen 20jährigen Betriebszeitraum.

In Abbildung 14 sind die Komponenten auf der x-Achse nach der Höhe ihres Erhaltungsaufwandes angeordnet. Rotorblattsatz und Getriebe treten deutlich als teuerste bzw. wartungsaufwendigste Komponenten hervor. Die überwiegende Anzahl der restlichen Komponenten liegt in einem vergleichbaren Intervall zwischen wenigen Euro/kW im günstigen bzw. 30-40 Euro/kW im ungünstigen Fall. Die geringsten Erhaltungskosten verursachen Hydraulikanlage, Trafostation und Fundament.

In der Summe ergibt sich für den 20-jährigen Betriebszeitraum im ungünstigen Fall ein Ersatzinvestitionsbedarf von 850 Euro/kW bzw. 94% der WEA-Investition von 895 Euro/kW und im günstigen Fall ergibt sich ein Ersatzinvestitionsbedarf von nur 130 Euro/kW bzw. 14% der WEA-Kosten.

Im Rahmen der Untersuchung ist es leider nicht möglich abzuschätzen, wie die Kostenverteilung bezogen auf die Gesamtmenge aller Anlagen ist. Es bleibt demnach unklar, ob eine spezielle WEA eher Erhaltungskosten am unteren oder oberen Rand oder aber in der Mitte des ermittelten Spektrums verursacht.

Zur Ermittlung eines Rechenwertes für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung sind wir hier von einer symmetrischen Häufigkeitsverteilung der Erhaltungskosten ausgegangen. Mit dieser Annahme ist es dann sinnvoll, den Mittelwert der errechneten Bandbreite als Grundlage für die wirtschaftliche Situation der Gesamtheit aller Anlagen heranzuziehen. Dieser Mittelwert liegt bei 490 Euro/kW bzw. 54% der WEA-Investition von 895 Euro/kW. Im Vergleich zur Kostenuntersuchung von 1999, wo ein mittlerer Wert von 64% des WEA-Preises für den Instandhaltungsaufwand ermittelt worden ist, ergeben sich also etwas geringere Instandhaltungskosten bzw. Ersatzinvestitionen während einer 20jährigen Betriebsphase. Diese Verminderung der Kosten muss bei der ermittelten Bandbreite in der aktuellen Untersuchung jedoch nicht für jedes Projekt gelten.

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass der angegebene Mittelwert für die Instandhaltungskosten eher als Hilfsgröße anzusehen ist und nicht in jedem Fall für ein konkretes Vorhaben zugrunde gelegt werden sollte bzw. werden kann. Im Einzelfall können durchaus auch Kostensteigerungen bei der Instandhaltung eingetreten sein.

Der reale Instandhaltungsaufwand kann sehr stark durch den WEA-Typ beeinflusst sein (bspw. mit und ohne Getriebe, Stall- oder Pitchregelung). Darüber hinaus bezieht sich die Aussage auf eine Gesamtsicht über alle WEA mit einem Schwerpunkt in der 500-750 kW-Klasse, da hier auch bei den Sachverständigen die größten Erfahrungen bestehen und Erfahrungen mit der Megawattklasse noch abgewartet werden müssen.

Die kurzen Innovationszyklen innerhalb der Entwicklung der letzten 10 Jahre mit raschen Modellwechseln ließen wenig Spielraum für eine Optimierung der Einzelkomponenten. Mittlerweile hat die Windenergie mit der Multimegawatt-Klasse einen Entwicklungsstand erreicht, der normalisierte Produktlebenszyklen erwarten lässt. Im Zusammenhang mit der stetig wachsenden Erfahrung im Multimegawattbereich sollte eine Verbesserung der Lebensdauer und Verminderung der Wartungsintensität realisiert werden können.

Insofern ist die Untersuchung das Ergebnis einer rückblickenden Betrachtung, das heißt, sie beruht auf der Erfahrung der letzten Jahre. Der angegebene Kostenrahmen

gilt nur bei Annahme eines statischen Kostenverlaufes hinsichtlich des Reparatur-
aufwandes, ohne die Berücksichtigung weiterer Verbesserungen im Bereich der
Technik und der Betriebsführung, die zu einer Kostendegression führen könnte.

3. Energieerzeugungskosten der Windenergienutzung

3.1. Leistungs- und ertragsspezifische Investitionskosten

Um zunächst ein Gesamtbild der Energieerzeugungskosten der Windenergienutzung zu erhalten, werden noch einmal die in der Betreiberumfrage ermittelten Gesamtinvestitionen der Einzelprojekte betrachtet. Diese Kostendarstellung bezieht sich ausschließlich auf die Anfangsinvestition. Die Betriebskosten bzw. jährlichen anfallenden Kosten werden hierbei nicht berücksichtigt.

In Abbildung 15 wurden die spezifischen Projektgesamtkosten (bezogen auf eine kW installierter Leistung) über der Standortqualität – bewertet in erzielten Volllaststunden pro Jahr³ - aufgetragen. Bei hoher Streuung der spezifischen Investitionswerte in einem Bereich von 800 bis 1600 Euro/kW liegt die mittlere spezifische Investition etwa bei 1100 Euro/kW. Es zeigt sich darüber hinaus ein leichter Trend zu höheren spezifischen Investitionen mit wachsender Standortqualität.

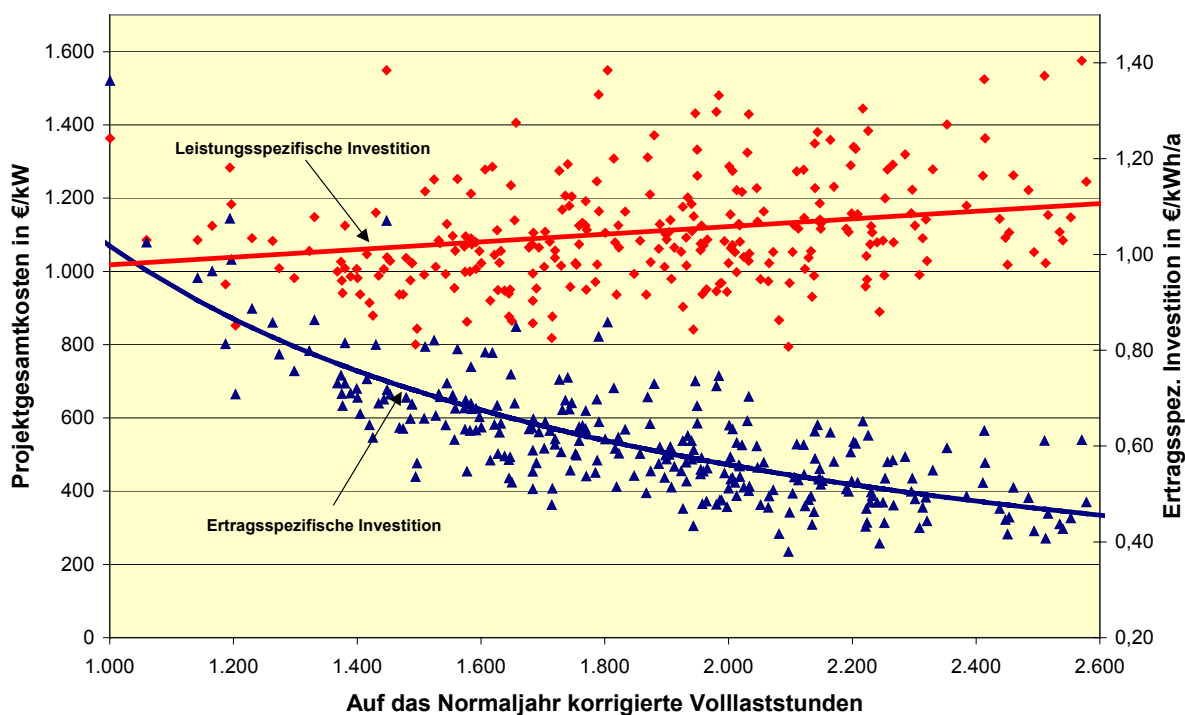


Abbildung 15: Leistungs- (rot) und ertragsspezifische (blau) Investition in Abhängigkeit der Standortqualität

³ Um die jährlichen Einflüsse aus der Darstellung herauszufiltern, wurden die Werte für die Energieerträge nach dem IWET-Index korrigiert. Jahre mit besonders schlechter Performance, die auf lange Stillstandszeiten zurückzuführen waren, sowie das erste unvollständige Betriebsjahr wurden nicht berücksichtigt.

Die hohe Streuung der Werte unterstreicht noch einmal, dass die in der vorliegenden Studie getätigten Aussagen zu WEA- und Projektkosten lediglich als Mittelwerte für Deutschland angesehen werden können, für ein einzelnes Projekt aber stark hiervon abweichen können.

Während bei den leistungsspezifischen Investitionen eine Zunahme mit der Standortqualität zu verzeichnen ist, sinken die ertragsspezifischen Investitionen mit der Standortgüte und variieren bei einem mittleren Wert von ca. 65 Eurocent zwischen 80 und 40 Eurocent bezogen auf eine jährlich erzeugte kWh.

Für eine genauere Kostenanalyse müssen neben den Investitionen auch die Betriebskosten berücksichtigt werden. Im folgenden Abschnitt wird die Wirtschaftlichkeit auf der Basis sämtlicher Kostenanteile und der Grundlage der Betreiber- und Gutachterumfrage durchgeführt.

3.2. Ertragsspezifische Energieerzeugungskosten

3.2.1. Definition der Randbedingungen zur Kostenrechnung

Bei der Berechnung der Energieerzeugungskosten haben die getroffenen Randbedingungen einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Parameter der Kostenrechnung zusammen.

	Onshore-WEA
Investitionsnebenkosten	30 % vom WEA-Preis 895 €/kW
Betriebskosten (BK) für 1.-10. Jahr	4,8 % vom WEA-Preis 895 €/kW
Betriebskosten (BK) für 10.-20. Jahr	6,6 % vom WEA-Preis 895 €/kW
Kalkulatorischer Zins	7,45 %
Technische Verfügbarkeit	98 %
Parkwirkungsgrad	92 %
Rauhigkeitslänge	0,1 m
Einspeisevergütung	Gemäss EEG-Regelung zwischen 9,1 und 6,2 Eurocent per kWh
Ersatzinvestition über 20 Jahre	54 % vom WEA-Preis (895 €/kW), davon 18% in der ersten und 36% in zweiten Dekade. Dies sind 1,8 % bzw. 3,6 % jährlich (in den Betriebskosten bereits enthalten)

Tabelle 1: Definition der Randbedingungen für die Berechnung der Energieerzeugungskosten

Die Festlegung der Investitionen und der Betriebskosten erfolgte auf Basis der Ergebnisse der Betreiber- und Gutachterumfrage. Die **WEA-Investition** beträgt demnach 895 €/kW. Die **Investitionsnebenkosten** erhöhen diese Investition noch einmal um 30%.

Die jährlichen **Betriebskosten** wurden auf Basis des 5. Betriebsjahres berechnet, indem diese laut Betreiberumfrage ca. 4,5% der WEA-Investition betragen. Dieser Wert ist frei von Anfangseffekten, wie Garantierstattungen aber auch Anlaufproblemen und eignet sich daher für eine längerfristige Betrachtung. Bei Annahme einer sehr geringen Inflationsrate von 1% betragen die Betriebskosten im 1. Jahr dann rechnerisch ca. 4,3% und inflationiert über 20 Jahre im Mittel 4,8%.

Von diesen 4,8 % jährliche Betriebskosten entfallen etwa 1,8% auf Instandhaltung bzw. Wartung und 3% auf den restlichen Betrieb. Die Gutachterumfrage ergab darüber hinaus einen Ersatzinvestitionsbedarf von etwa 54% des Anlagenpreises.

Legt man zugrunde, dass die Ersatzinvestition im Wesentlichen in der zweiten Betriebsdekade ab dem 11. Jahre zu tätigen ist und geht ferner davon aus, dass die in der ersten Dekade bezahlten Reparatur- und Wartungsaufwendungen als Anteil der Ersatzinvestition anzusehen sind, so verbleiben $54\% - 18\% = 36\%$ Ersatzinvestitionen in der 2. Dekade des Betriebes. Verteilt auf 10 Jahre folgen daraus dann $3,6\%$ jährlich zusätzlich zu den 3% Basis-Betriebskosten.

Insgesamt ergeben sich demnach $4,8\%$ Betriebskosten in der 1. und $6,6\%$ Betriebskosten jährlich in der 2. Dekade bezogen auf die WEA-Investition.

Der **kalkulatorische Zins** wurde mit $7,45\%$ angesetzt, basierend auf einem erwarteten Zins auf das Eigenkapital von 12% und einem Zinssatz für das Fremdkapital von $5,5\%$.

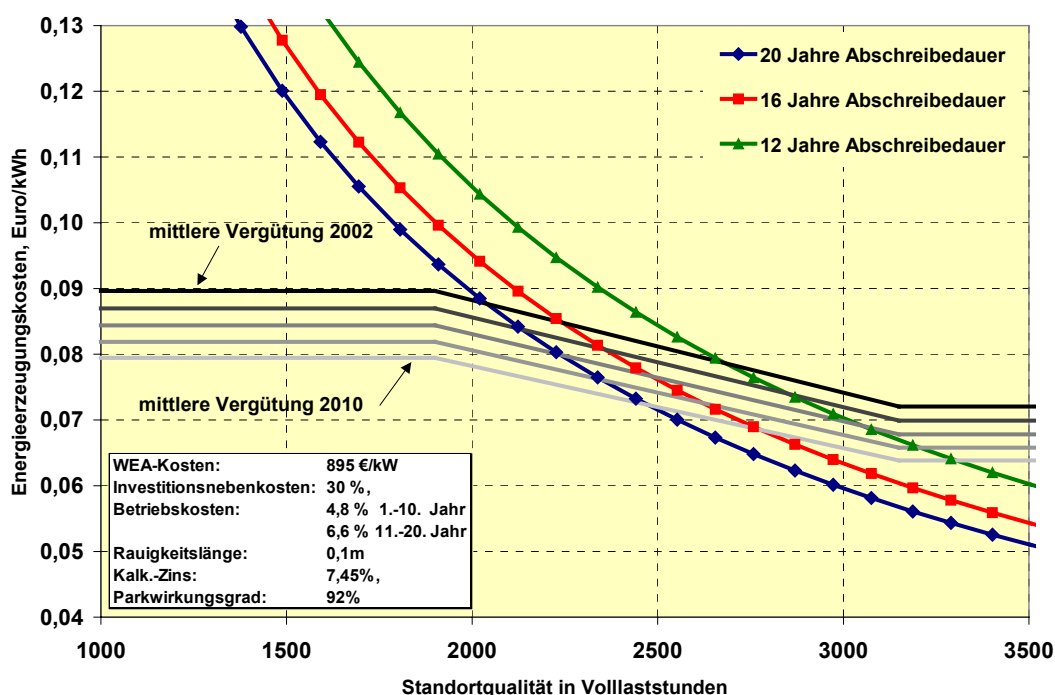


Abbildung 16 : *Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten in Abhängigkeit der Standortqualität in Volllaststunden*

Für die **technische Verfügbarkeit** der WEA wurde ein Wert von 98% angenommen und für den Parkwirkungsgrad, der die Abschattungseffekte der verschiedenen Anlagen eines Windparks berücksichtigt, ein Wert von 92% .

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung unter Annahme der zuvor genannten Parameter zeigt Abbildung 16. Die ermittelten Energieerzeugungskosten hängen selbstverständlich stark von der Projektlaufzeit ab, so dass hier drei verschiedene Nutzungsdauern berücksichtigt wurden.

Die Wirtschaftlichkeitsgrenze ergibt sich bei der EEG-Vergütung 2002 und einer Laufzeit von 20 Jahren bei etwas mehr als 2000 Volllaststunden während sie bei einer Laufzeit von 12 Jahren erst bei etwa 2700 Volllaststunden erreicht wird. In der Regel werden die realen Nutzungszeiten zwischen der üblichen Finanzierungsdauer von 12 Jahren und der erwarteten Lebensdauer von 20 Jahren anzunehmen sein, so

dass eine realistische Betrachtungsdauer zwischen diesen beiden Werten liegen wird. Bei einer Laufzeit von 16 Jahren ergibt sich die Wirtschaftlichkeit ab etwa 2300 Volllaststunden. Die Energieerzeugungskosten reduzieren sich bei einem Sprung von 12 auf 16 Jahre wesentlich mehr als bei einer Änderung von 16 auf 20 Jahre. Neben dem Einfluss der längeren Kapitalverzinsung ist dies auch auf die angesetzten höheren Betriebskosten in der 2. Betriebsdekade zurückzuführen.

Bezieht man die Energieerzeugungskosten anstelle der Volllaststunden auf die mittlere Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe, so ergibt sich das in Abbildung 17 gezeigte Verhalten.

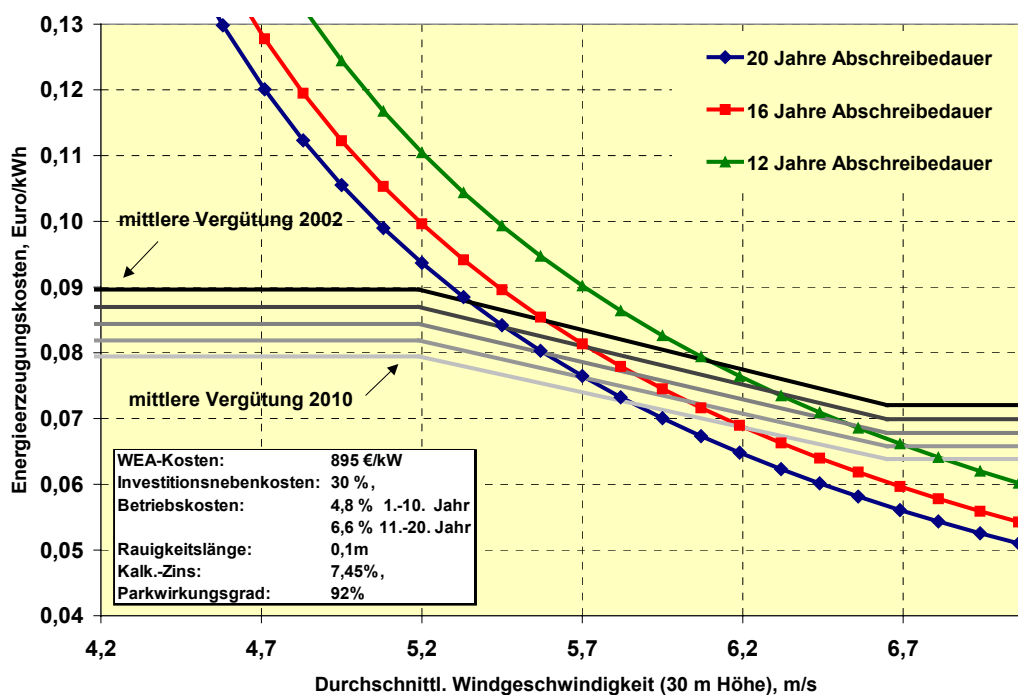


Abbildung 17: Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe

Für die Betrachtung wurde eine mittleren Rauigkeitslänge von 0,1 m über alle Windrichtungssektoren zugrunde gelegt, was einem Mittelwert zwischen sehr hohen Rauigkeitswerten, wie sie öfters im Binnenland anzutreffen sind, und sehr geringen Rauigkeitswerten, die zur Beschreibung von Küstenregionen verwendet werden, entspricht.

Unter den gleichen Randbedingungen und einer Laufzeit von 20 Jahren ergibt sich eine Wirtschaftlichkeit bei knapp 5,4 m/s in 30 m Höhe, respektive 5,6 m/s bei 16 Jahren Laufzeit und 6,1 m/s bei 12 Jahren.

Zu beachten ist, dass sich die angegebenen Wirtschaftlichkeitsgrenzen auf Mittelwerte beziehen und je nach Projekt auch stark von den hier angegebenen Werten abweichen können.

3.3. Sensitivitätsanalyse bezüglich der Energieerzeugungskosten von WEA in Windparks

Die Energieerzeugungskosten hängen neben der Nutzungsdauer von weiteren der zuvor festgelegten Parameter ab. Im Folgenden wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen, um festzustellen, welche Parameter besonders kritisch sind. Dies kann nicht nur Aufschluss darüber geben, welche Kostengrößen mit besonderer Sorgfalt bestimmt werden müssen, sondern kann darüber hinaus auch ein Ansatz für eine weitergehende Kostenoptimierung von WEA-Projekten sein. Folgende Einflussgrößen wurden untersucht:

- Investitionsnebenkosten
- Betriebskosten
- Eigenkapitalverzinsung

Bei den Berechnungen der Energieerzeugungskosten innerhalb der Sensitivitätsanalyse wird von einer Nutzungsdauer von 16 Jahren ausgegangen. Alle weiteren Randbedingungen der Berechnung entsprechen der Definition aus Kapitel 3.2.1.

3.3.1. Variation der Investitionsnebenkosten

Eine Verminderung der Investitionsnebenkosten um 10% bedeutet, dass bei der jetzigen Einspeisevergütung (EEG 2002) die Wirtschaftlichkeit bei 5,45 statt bei 5,6 m/s erreicht wird. Insgesamt ist der Einfluss der Veränderung der Anfangsinvestition in diesem Bereich also relativ undramatisch. Eine Verminderung des WEA-Preises um 10% hätte im Übrigen den gleichen Effekt.

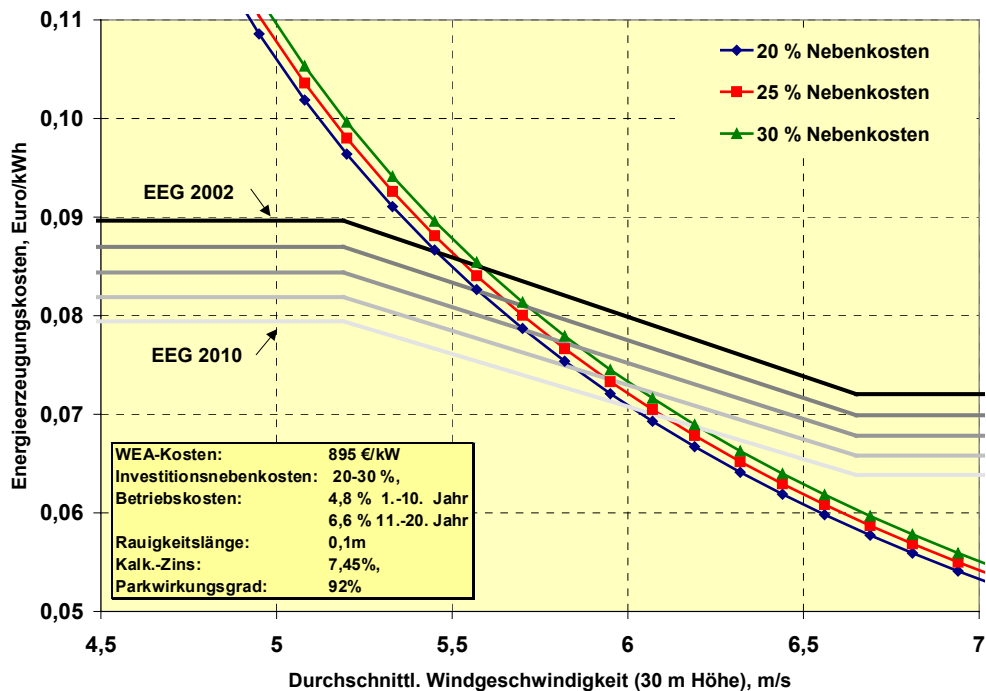


Abbildung 18: Energieerzeugungskosten bei Variation der Investitionsnebenkosten, Nutzungsdauer 16 Jahre

3.3.2. Variation der Betriebskosten

Eine deutliche Veränderung der wirtschaftlichen Situation zeigt sich bei einer Variation der Betriebskosten. Abbildung 19 zeigt die Energieerzeugungskosten für drei verschiedene Betriebskostensätze: 3%, 5% und 7%.

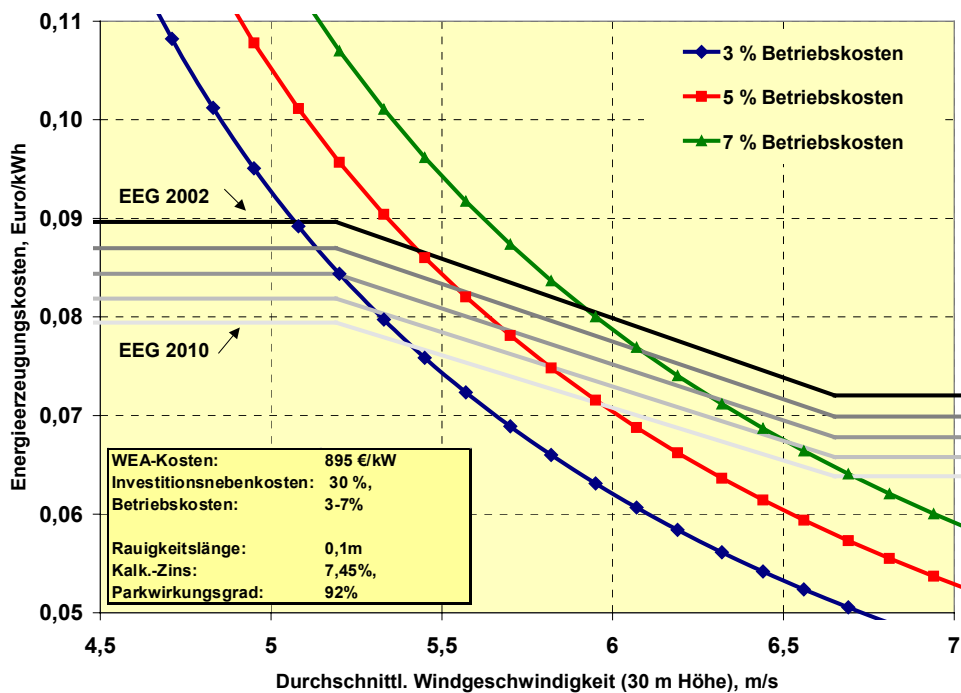


Abbildung 19: Energieerzeugungskosten bei Variation der Betriebskosten, Nutzungsdauer 16 Jahre

Die Reduzierung der Betriebskosten von 7 % auf 3 % führt dazu, dass ein angenommenes Windenergieprojekt bereits bei einer Windgeschwindigkeit von knapp 5,1 m/s in 30 m Höhe und nicht erst bei 6 m/s die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreicht. Ein entsprechend hohes Augenmerk muss diesen jährlichen Aufwendungen zukommen, insbesondere auch zusätzliche Aufwendungen für Reparaturrückstellungen oder auch steigende Versicherungskosten etc..

3.3.3. Variation der Eigenkapitalverzinsung

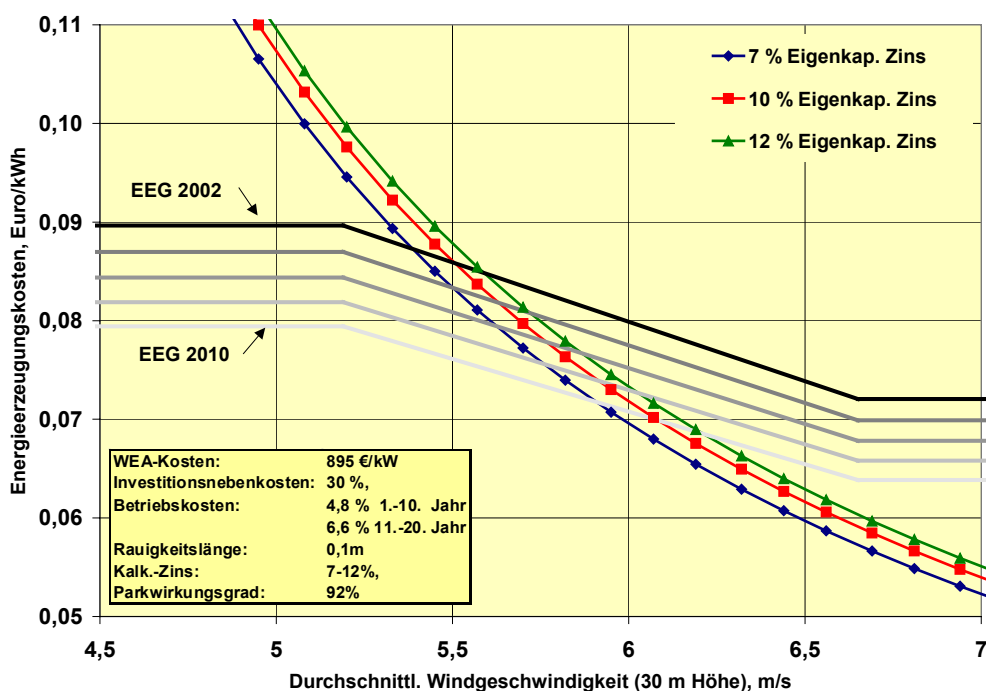


Abbildung 20: Energieerzeugungskosten bei Variation der Betriebskosten, Nutzungsdauer 16 Jahre

Die Verminderung der Eigenkapitalverzinsung hat bei einem Eigenkapitalanteil von 30% einen ebenfalls geringeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Bei einem Rückgang von 12% auf 7% wird die Wirtschaftlichkeit bei den angenommenen Rahmenbedingungen 0,1-0,2 m/s früher erreicht; bei 5,4m/s statt bei 5,6 m/s.

Fazit:

Insgesamt wird deutlich, dass die im EEG festgelegte Anpassung von –1,5% jährlich eine erhebliche Anforderung an eine Verringerung der Kosten der Windenergienutzung darstellt. Abbildung 19 ist zu entnehmen, dass eine im Jahre 2010 errichtete WEA mit nur ca. 60% der heutigen Betriebskosten betrieben werden muß, um eine mit der heutigen Situation vergleichbare Rentabilitätsgrenze in Bezug auf die Mindestwindgeschwindigkeit zu erzielen. Um den gleichen Kosteneffekt zu erhalten, müsste die Investition um knapp 40% vermindert werden, wie eine Erweiterung der Sensibilitätsrechnung in Abbildung 18 ergibt.

Anhang

A1. Erwartete Kostenentwicklung von Windenergieanlagen

Im Unterschied zu Kapitel 2, in dem die realen Investitionen auf der Basis einer Betreiberbefragung untersucht wurden, soll hier eine Kostenaussage auf der Basis einer Preistendenz und eines technologischen Effizienzzuwachses, bezogen auf fundamentale Anlagengrößen, getroffen werden.

Im Hinblick auf die Lernkurve bei der Produktion von WEA, ist der enorme Entwicklungsfortschritt zu betrachten, der in den letzten 10 Jahren mit einer Verzehnfachung der Nennleistung erreicht wurde. Dieser Fortschritt konnte nur durch eine Steigerung der spezifischen Energieerzeugung, d. h. der Steigerung des erzielten Energieertrages pro kg Windenergieanlage verwirklicht werden. Mit anderen Worten: Einen Produktionsvorteil allein aus der gestiegenen Nennleistung der Maschine heraus gibt es – im Unterschied zu anderen Bereichen der Energietechnik - nicht, da der erforderliche größere Rotor ein ungünstigeres Verhältnis von Fläche zu Gewicht aufweist. In der Konsequenz bedeutet dies, dass eine Vergrößerung der Anlage hinsichtlich Nennleistung und Rotorfläche prinzipbedingt zunächst zu einem Kostennachteil führt, der durch technologische Innovationen und eine Verbesserung der Produktivität ausgeglichen werden muss.

Mit den heute kommerziell erhältlichen Anlagen der MW-Klasse bis 2,5 MW und Rotordurchmessern bis 90 m sind Rotorgrößen erreicht worden, die vor einigen Jahre nicht unbedingt als Serienprodukte erwartet werden durften. Dennoch scheint dies heute nur ein Zwischenschritt zu noch größeren, zur Zeit vornehmlich für den Offshore-Einsatz geplanten Windturbinen zu sein, die mit 5 MW und deutlich über 100 m Rotordurchmesser neue Dimensionen erreichen. Die Frage lautet, ob mit der wachsenden Größe auch weiterhin eine Kostenreduktion der erzeugten elektrischen Energie zu erwarten ist, oder ob man bereits an die Größengrenzen einer unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu realisierenden Windturbine gerät. Eine statistische Betrachtung der Entwicklung bestimmter Auslegungsparameter mit der Rotorgröße könnte Trends zur Klärung dieser Fragestellung liefern. Gegenüber früheren Jahren sind heute solche statistische Betrachtungsweisen wegen der hohen Anzahl verschiedener serienmäßig erhältlicher Windturbinen wesentlich besser abgesichert. Auch gibt es weniger "exotische" Ausreißer, da sich die verschiedenen Auslegungsparameter auf relativ enge Grenzen einpendelten, die sich in der Konkurrenz zum Mitbewerber als ökonomisch herausgebildet haben.

Gerade im Hinblick auf den Offshore-Einsatz dieser großen Anlagen ist es besonders wichtig, dass die allgemein für erforderlich gehaltene Multi-Megawatt-Anlagen nicht schon prinzipbedingt in ihrer Realisierung teurer wird und damit die ohnehin schon hohen Zusatzkosten des Offshore-Betriebs weiter erhöht. Zur Ermittlung des größenabhängigen Kostentrends wird die selbe Methode angewandt, die schon in [3] im Jahr 1990 ausgearbeitet wurde. Hierbei wurden spezifische Größen wie übertragene Drehmoment, Masse des Turmkopfs, Listenpreis und Energieertrag an einem Referenzstandort für eine Vielzahl am Markt vertretener Windturbinen untersucht. Im

Jahr 1996 und im Jahr 2002 wurden in [4] und [5] jeweils daran anschließende Untersuchungen vorgenommen, aus deren Ergebnissen die Auswirkung des technischen und ökonomischen Fortschritts der Windturbinen während der letzten 12 Jahre abgeleitet werden kann.

Die Grundlage der Untersuchungen ist die Masse des Turmkopfs (Maschine plus Rotor), da diese den maschinenbaulich aufwendigsten Teil der WEA darstellt. Weitere konstruktive Elemente der WEA, z. B. der Turm, haben selbstverständlich eine große Auswirkung auf die WEA-Gesamtmasse. Die durch unterschiedliche Materialien und Konstruktionen (z.B. Beton, Stahlgitter oder Stahlmantel) hervorgerufenen Massenunterschiede des Turmes haben jedoch keine große Auswirkung auf die Gesamtkosten einer Anlage und würden das Ergebnis der Untersuchung eher verfälschen. Es ist daher zu beachten, dass der sich ergebende Preis für das Kilogramm Masse des Turmkopfs die Kosten für den Turm enthält, in allen Massenangaben aber die Turmmasse nicht berücksichtigt wird, sondern ausschließlich die Masse des Turmkopfes. In den hier gezeigten Ausführungen wird im Wesentlichen von Preisen gesprochen und nicht von Kosten, da die Untersuchung auf Verkaufspreisen aus den Marktübersichten 2001 und 2002 [6] beruht.

Preis der Turmkopfmasse

Die Turmkopfmasse besteht aus Rotor und Maschinenhaus, also allen Bauteilen die oberhalb des Turmendes sind. In [5] werden die Listenpreise aus [6] in Bezug mit den dazugehörigen Turmkopfmassen vieler marktgängiger Windturbinen gesetzt. Daraus ergibt sich dann eine vom Rotordurchmesser der Windturbinen abhängige Tendenz, die in Abbildung 21 wiedergegeben ist. Es ergibt sich ein nahezu horizontaler, eventuell auch mit der wachsenden Größe des Rotordurchmessers leicht fallender Preis für das im Turmkopf eingesetzte Kilogramm bearbeiteter Masse. Eine Kostenreduktion der erzeugten Kilowattstunde Strom ist somit nur möglich, wenn die pro Kilogramm Masse erzeugte Energiemenge eine mit dem Rotordurchmesser steigende Tendenz aufweist.

Da das Wachstum des Rotordurchmessers im vorliegenden Fall mit der zeitlichen Entwicklung der Windenergie während der letzten Jahre direkt gekoppelt werden kann, ist aus der in Abbildung 21 gezeigten Tendenz abzulesen, dass der Preis für das bearbeitete Kilogramm Material in den vergangenen Jahren leicht gefallen ist. Der Preis bewegt sich mit der ermittelten Spanne von 12 bis 24 Euro/kg auch in einer Größenordnung, die durchaus für den Maschinenbau seit vielen Jahren üblich ist. Die Streuung um den Mittelwert von etwa 16 Euro/kg ergibt sich durch die Tatsache, dass "schwere" und "leichte" Windturbinen auf dem Markt sind, die aber durch unterschiedlichen Bearbeitungsaufwand und andere verwendete Materialarten letztlich im Wettbewerb gleich oder ähnlich im Preis angeboten werden.

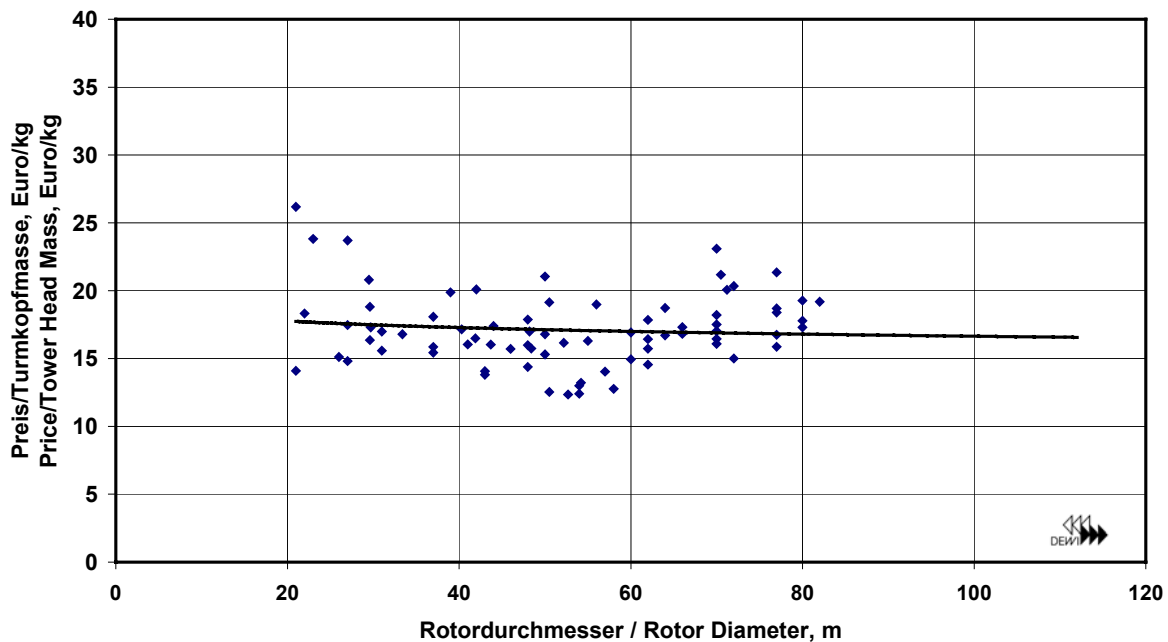


Abbildung 21: Preisentwicklung der Turmkopfmasse pro Kilogramm mit dem Rotordurchmesser [5]

Energieertrag pro Turmkopfmasse

Für die in der Untersuchung verwendeten Windenergieanlagen werden die jährlichen Energieerträge mit Hilfe des Referenzstandortes des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und den entsprechenden Leistungskurven berechnet. Die sich ergebenden Werte können daher nicht mit den realistischen Kosten für die Erzeugung von elektrischer Energie aus Wind verglichen werden, da sie sich nur auf den Energieertrag eines Jahres beziehen und sämtliche Neben- und Betriebskosten außer Acht lassen. Andererseits lässt dieser Bezug auf den Energieertrag eine eindeutige Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Windturbine zu, die wegen des schwankenden Energieangebots mit dem sonst in der Energiewirtschaft üblichen Bezug auf die installierte Leistung nicht möglich ist.

Bei der Auswertung in [5] wurde nicht unterschieden zwischen der normalen Auslegung der Windturbinen und einer Auslegung speziell für das Binnenland, die in der Regel deutlich weniger installierte Leistung pro Quadratmeter Rotorfläche aufweist und daher vom Prinzip her schon ein anderes Verhältnis aus Energieertrag und Turmkopfmasse besitzen muss, da alle Energieerträge für den gleichen Referenzstandort ermittelt wurden. Ein Teil der erheblichen Streuungen in Abbildung 22 [5] sind auf diesen Effekt zurückzuführen. Um eine möglichst weitgehende Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden bei den einzelnen Herstellern nur jene Windturbinen berücksichtigt, deren Turmhöhe das 1 bis 1,3-fache des Rotordurchmessers betragen. Besonders hohe bzw. besonders niedrige Türme, die den Energieertrag erheblich beeinflussen können, wurden somit nicht in die Auswertung einbezogen.

Wie das Ergebnis der Auswertung in Abbildung 22 belegt, wurde mit der wachsenden Rotorgröße der Windturbinen immer auch ein zunehmender Energieertrag pro

Kilogramm eingesetzter Masse erreicht, letztlich eine der Motivationen für diesen Entwicklungstrend. Diese mögliche Steigerung des Energieertrags pro Masseneinheit war durchaus nicht ohne Weiteres zu erwarten. Eine ähnliche Untersuchung zu Anfang der neunziger Jahre [5] konnte diesen Trend nicht erhärten, sondern signalisierte eher eine umgekehrte Tendenz, nämlich einen sich bestenfalls konstant verhaltenden Energieertrag pro Masseneinheit bei wachsendem Rotordurchmesser. Damals standen als Basis für eine Auswertung nur kleine Serienanlagen und die Prototypen der sehr großen Windturbinen zur Verfügung, die eindeutig signalisierten, dass die zunehmende Größe nicht den sonst im Maschinenbau üblichen Trend zur Kostenreduktion aufweist.

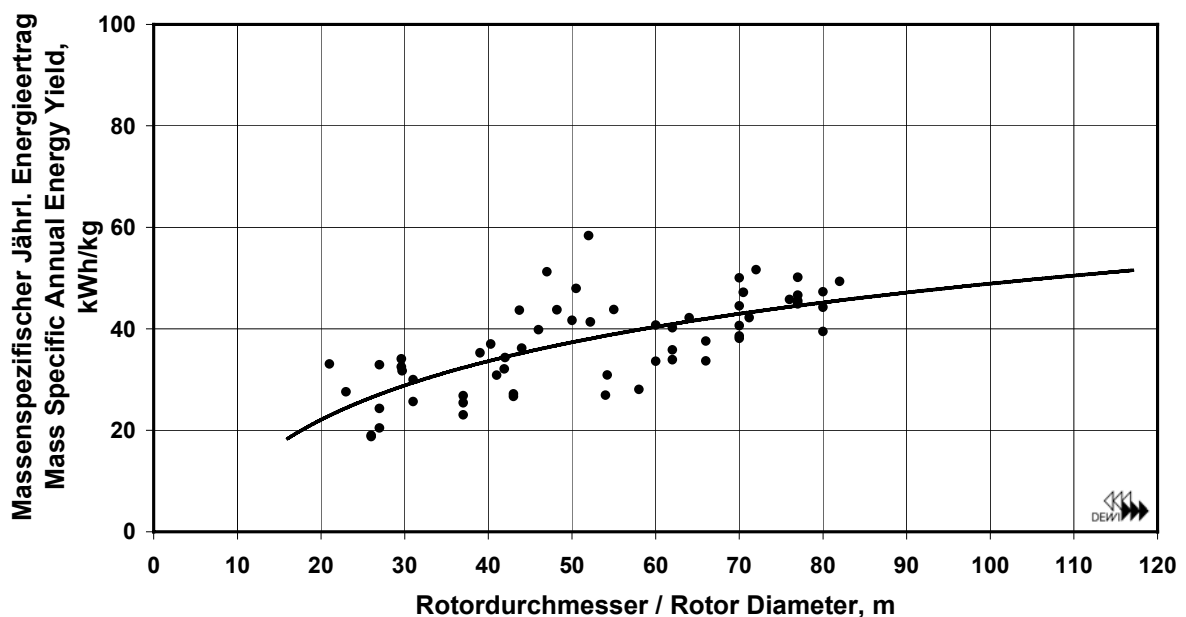


Abbildung 22: Jährlicher Energieertrag am Referenzstandort des EEG bezogen auf die Turmkopfmasse der Windturbinen [5]

Übertragenes Rotordrehmoment pro Turmkopfmasse

Wie gelang es den Ingenieuren, pro Kilogramm Turmkopfmasse immer mehr Energie aus dem Wind entziehen zu können? Hier gibt das Verhältnis aus übertragenem Rotordrehmoment und Turmkopfmasse Aufschluss. Abbildung 23 verdeutlicht den Fortschritt in der Windenergie sehr anschaulich. Während in der ersten Untersuchung im Jahr 1990 [5] noch ein oberer Grenzwert von knapp über 5 Nm/kg festgestellt wurde, der nur von den nicht besonders erfolgreichen amerikanischen Windturbinen MOD-2 und MOD-5 überboten wurde, zeigte sich schon im Jahr 1996 ein oberer Grenzwert von rund 7,5 Nm/kg [2]. Heute im Jahr 2002 sind 11 Nm/kg bei einigen Windturbinen verwirklicht, d. h., um das gleiche Drehmoment übertragen zu können wird nur noch rund die halbe Masse wie vor 12 Jahren benötigt.

Diese Entwicklung ist erstaunlich, denn die Konstrukteure sind offensichtlich wesentlich näher an die Auslegungsgrenzen gegangen als früher, obwohl gleichzeitig mit den ständig wachsenden Rotordurchmessern Neuland bei den Strukturbelastungen der Windturbinen betreten wurde. Die Verlängerung der Trendlinie in Abbildung 23

über die heute erhältliche Rotorgröße von 80 m hinaus ist spekulativ und erhebt nicht den Anspruch, dass die Werte über 12 Nm/kg technisch-wirtschaftlich auch erreicht werden können. Ende der achtziger Jahre lagen die Entwurfsdaten von Aeolus II bei knapp unter 15 Nm/kg. Die in Wilhelmshaven noch heute im Betrieb stehende ausgeführte Version lag dann allerdings mit etwa 5 Nm/kg nicht besser als die besten kommerziellen Windturbinen jener Zeit. Immerhin deuten diese 15 Nm/kg an, dass keine prinzipiellen Hindernisse vorhanden sind und das starke Absenken auf den letztlich realisierten Wert von 5 Nm/kg eher dem Bedürfnis der Ingenieure entsprach, nur keinen Fehlschlag bei dieser Prototypenentwicklung zu erleiden, als einer physikalisch technischen Notwendigkeit.

Um so höher muss der heute erreichte Wert von 11 Nm/kg eingeschätzt werden, der gleichzeitig aber auch ein Beleg ist für die zahlreichen Schwierigkeiten mit der Lebensdauer von Getrieben und anderen wesentlichen Bauteilen der heutigen Anlagengenerationen. Der Weg an die Grenzen der mechanischen Belastbarkeit des Materials setzt voraus, dass die Belastungen selbst genügend genau bekannt sind. Mit der zunehmenden Größe der Rotoren, den damit einhergehenden höheren Elastizitäten der Windturbinen und den sich in den größeren Dimensionen anders abspielenden Belastungsvorgängen durch den Wind, wird sehr deutlich, dass zusätzliche Forschung und Entwicklung erforderlich ist, um die angestrebte Lebensdauer von 20 Jahren auch in der Realität erreichen zu können.

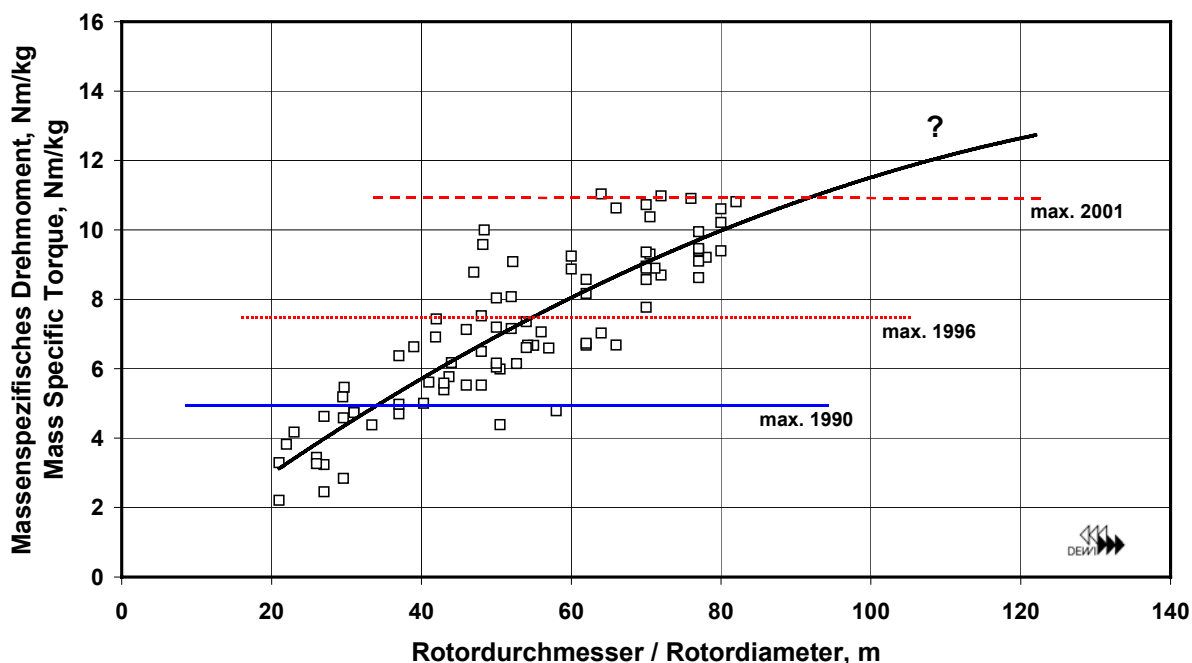


Abbildung 23: Zunahme des pro Kilogramm Turmkopfmasse übertragenen Rotordrehmoments mit dem Rotordurchmesser [5]

Entwicklung der Erzeugungskosten mit der Rotorgröße

Werden die Stromerzeugungskosten der einzelnen Windturbinen mit deren Leistungskurven und mit den Windverhältnissen des Referenzstandorts aus dem EEG berechnet, so ergeben sich die Punkte in Abbildung 24. Die dazugehörige Trendli

nie weist nach einem zunächst starken Abfall bei kleineren Rotordurchmessern eine dann eher konstante Tendenz auf, d.h., die Erzeugungskosten für die Kilowattstunde werden mit der Zunahme des Rotordurchmessers nicht geringer, jedenfalls nicht bis 80 m Durchmesser. Zwar deuten Werte bei 80 m darauf hin, dass eine weitere Reduktion auftreten könnte, doch ist hierzu für eine statistische Aussage-Basis mit den wenigen Anlagen dieser Größenordnung zu gering. Aus diesem Verhalten könnte der Schluss gezogen werden, dass mit den wachsenden Rotordurchmessern während der letzten Jahre keine Reduktion der Energieerzeugungskosten erreicht wurde.

Da die Auswertung von Katalogdaten nur die momentane Situation widerspiegelt, muss eine andere, mehr prinzipielle Betrachtungsweise vorgenommen werden, die die Streuungen durch Markteffekte bereinigt. Werden die sich ergebenden Trends aus Abbildung 21 und Abbildung 22 miteinander in Beziehung gesetzt, so ergibt sich als Ergebnis eine Trendkurve für die Energieerzeugungskosten. Diese ist in Abbildung 24 ebenfalls eingetragen und zeigt einen deutlich fallende Tendenz mit zunehmendem Rotordurchmesser auf, auch noch über die heute angebotenen 80 bis 90 m Rotordurchmesser hinaus.

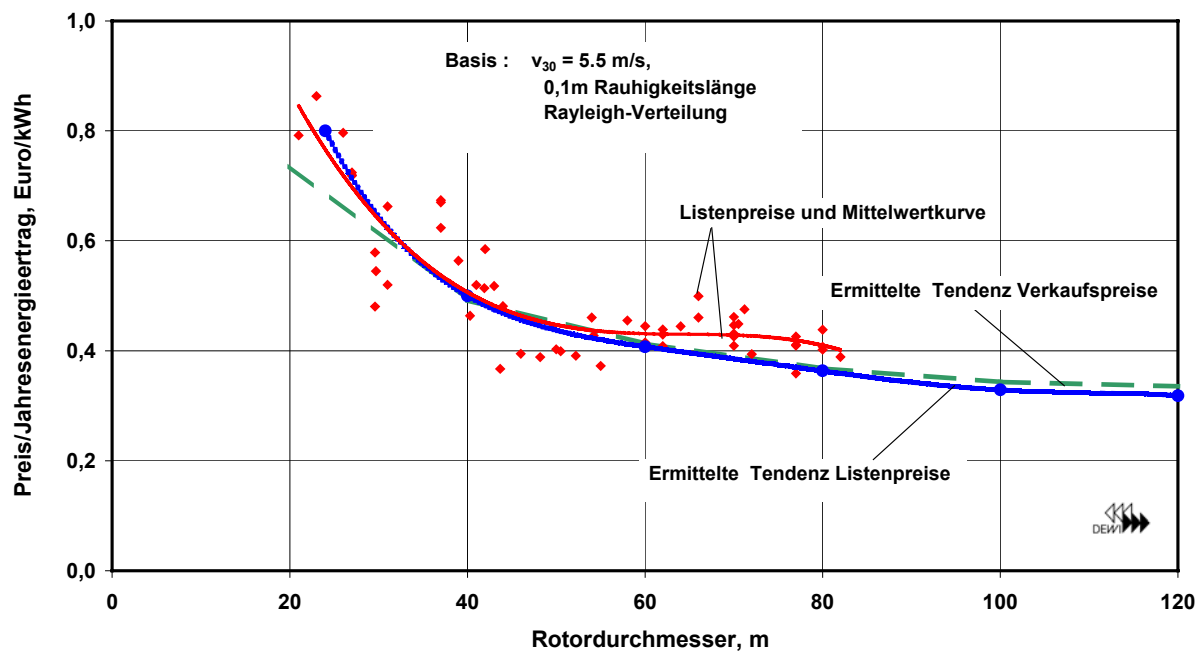


Abbildung 24: Entwicklung der Stromerzeugungskosten mit der Rotorgröße bezogen auf den Energieertrag eines Jahres am Referenzstandort des EEG (= spezifischer Energieertrag) [5]

Werden die aus der Umfrage von den Betreibern angegebenen Kaufpreise als gemittelte Werte für die drei Klassen 300 bis 750 kW, 800 bis 1500 kW und über 1500 kW eingegeben, ergibt sich die gestrichelte Linie in Abbildung 24, die wiederum sehr gut mit den aus den Listenpreisen ermittelten Tendenz übereinstimmt. Daraus lässt sich ableiten, dass die ermittelte Tendenz die Wirklichkeit gut widerspiegelt und die derzeit geplanten und in Bau befindlichen Windturbinen von 4 bis 5 MW eine weitere Kostendegression der erzeugten Energie erwarten lassen.

Literaturverzeichnis

- [1] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbares-Energien-Gesetz-EEG). BGBl. Nr. 13 zu Bonn am 31.3.2000. Da zur Zeit (2002) keine offizielle Liste der Referenzerträge existiert, wurden die unverbindlichen Herstellerangaben in www.wind-energie.de, „eeg-rechner“ zu Grunde gelegt.
- [2] Schwenk, B.; Rehfeldt, K.: Studie zur Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. Hrsg. Bundesverband Windenergie e.V., Osnabrück 1999.
- [3] Molly, J. P., Windenergie, Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1990
- [4] Molly, J. P., Status und Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Tagungsband DEWEK '96, Seiten 25-28, DEWI, Wilhelmshaven, 1996
- [5] Molly, J. P., Technische Entwicklungstrends der Windturbinen. DEWI Magazin Nr. 20, Seiten 52-59, DEWI, Wilhelmshaven, Februar 2002
- [6] N.N. Marktübersichten 2001 und 2002, BWE Service GmbH, Osnabrück