

Norbert Allnoch

WINDKRAFTNUTZUNG IM NORDWESTDEUTSCHEN  
BINNENLAND

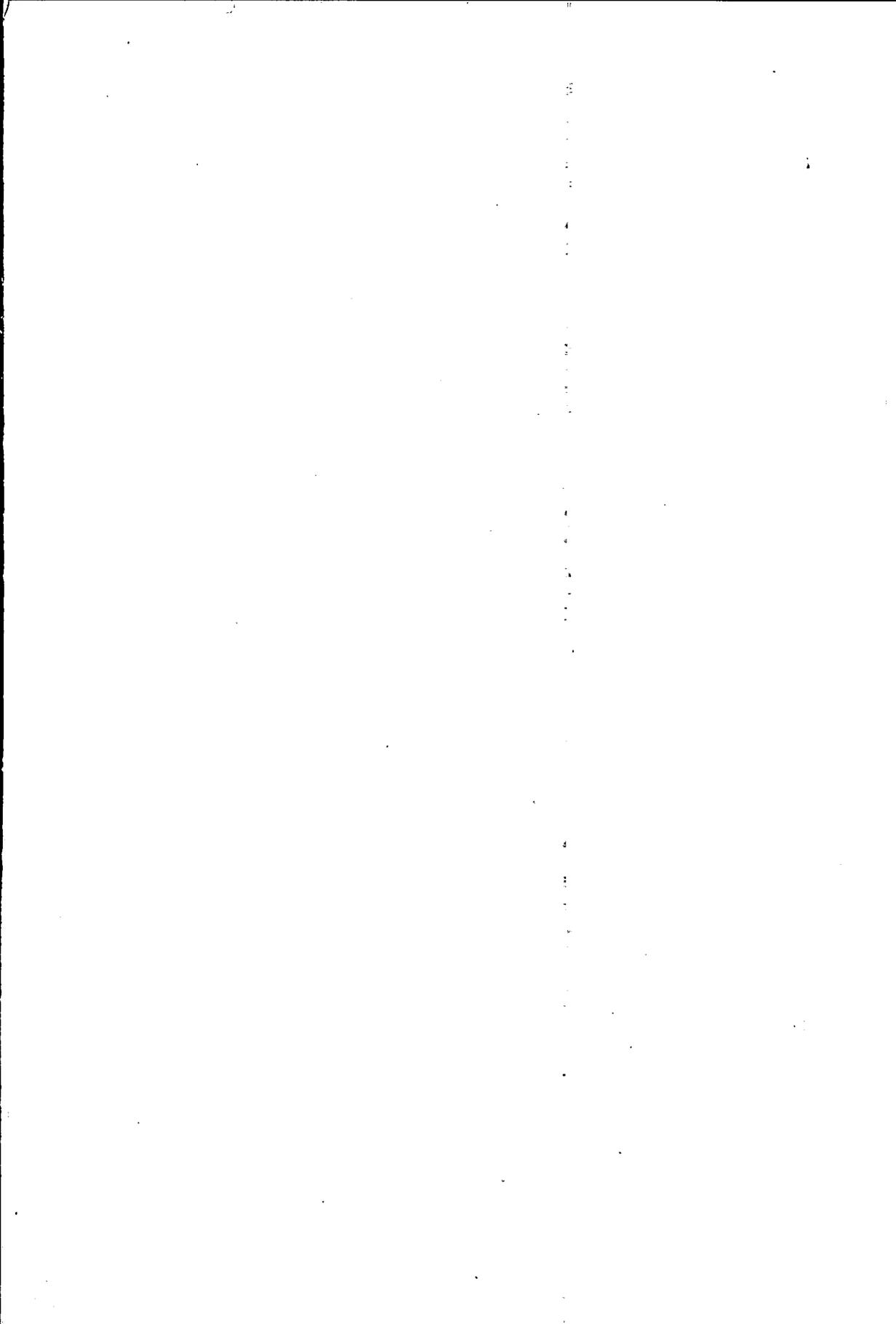
Ein System zur Standortbewertung für Windkraftanlagen



1992

GEOGRAPHISCHE KOMMISSION FÜR WESTFALEN • MÜNSTER

Ardey-Verlag



Schriftenreihe der Geographischen Kommission für Westfalen  
LANDSCHAFTSVERBAND WESTFALEN-LIPPE

---

**WESTFÄLISCHE GEOGRAPHISCHE STUDIEN**

Begründet von Wilhelm Müller-Wille  
Herausgegeben von der Geographischen Kommission für Westfalen durch  
Alois Mayr (Vorsitzender), Klaus Temnitz (Geschäftsführer),  
Heinz Heineberg, Hans-Hubert Walter, Julius Werner

---

44

Norbert Allnoch

**WINDKRAFTNUTZUNG IM NORDWESTDEUTSCHEN  
BINNENLAND**

Ein System zur Standortbewertung für Windkraftanlagen

1992

---

Herausgegeben von der Geographischen Kommission für Westfalen  
ARDEY-Verlag

Geographische Kommission für Westfalen, Robert-Koch-Straße 26, 4400 Münster (Westf.)  
Schriftleitung: Dr. Klaus Temnitz

---

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

**Allnoch, Norbert:**

Windkraftnutzung im nordwestdeutschen Binnenland : ein System zur Standortbewertung für  
Windkraftanlagen / Norbert Allnoch. Geographische Kommission für Westfalen, Münster. -  
Münster : ARDEY-Verl., 1992

(Westfälische geographische Studien ; 44)

Zugl. : Münster (Westfalen), Univ., Diss., 1990

ISBN 3-87023-035-5 ISSN 0943-1721

NE: GT

D6

Anschrift des Verfassers:

Dr. Norbert Allnoch, Institut für Geographie, Westfälische Wilhelms-Universität Münster,  
Robert-Koch-Str. 26, 4400Münster

---

©1992 ARDEY-Verlag GmbH, Münster  
und Herausgeber

Alle Rechte vorbehalten, auch auszugsweise  
Druck: Druckwerkstatt Hafen GmbH, Münster  
Printed in Germany / Imprime en Allemagne

## VORWORT

Von den regenerativen Energien steht die Windenergie und ihre Nutzung zur Stromerzeugung derzeit im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. Gleichwohl war bisher für gewerbliche, kommunale oder private Errichter bzw. Betreiber derartiger Anlagen im voraus nur schwer abschätzbar, ob sich ein finanzielles Engagement in der Windkraftnutzung auch unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten als sinnvoll erweisen würde. Die unterschiedliche windklimatologische Ausgangssituation am vorgesehenen Standort im jeweiligen Einzelfall bildet zusammen mit der Auswahl einer geeigneten Windkraftanlage (WKA), den netztechnischen Anschlußbedingungen sowie mit den finanziellen Förderungs- und Finanzierungsmöglichkeiten ein kompliziertes Gefüge von Wechselbeziehungen.

Hier setzt die vorliegende Dissertation von Norbert Allnoch an: Basierend auf einer interdisziplinären Konzeption mit Komponenten aus den Geo-, Techno- und Wirtschaftswissenschaften wird ein Standortevaluationssystem für Windkraftanlagen vorgestellt, das den Gesamtkomplex aller entscheidungsrelevanten Aspekte berücksichtigt und sich dabei auch an den Bedürfnissen der Anwendungspraxis orientiert. Kernstück und methodische Grundlage des Modellsystems ist ein ganzheitlicher Betrachtungsansatz. Unter Einbezug monetärer und nichtmonetärer Zielvorstellungen potentieller Anlagenbetreiber werden für die vorgelegten Langzeitkalküle mit Hilfe des Vollständigen Finanzplans für verschiedene Faktorkonstellationen Wirtschaftlichkeitsrechnungen unter Annahme der Selbstfinanzierung durchgeführt. Obwohl sich seit der Einreichung der Dissertation im September 1990 vor allem die finanziellen Rahmenbedingungen, z.B. durch das Stromeinspeisegesetz (1991), Aufstockung des BMFT-Breitentestprogramms Wind von 100MW auf 250 MW (1991), Verbesserung der Förderung durch die Bundesländer (1991), Wegfall steuerlicher Erleichterungen (1991), entscheidend verändert haben, so ist die grundsätzliche Vorgehensweise bei Standortevaluationen doch gleich geblieben. Die allgemeinen Verbesserungen der finanziellen Rahmenbedingungen für Windkonverter bewirkten, daß z.B. die im Binnenland häufig diskutierte und auch praktizierte Zwischenspeicherung von elektrischer Windenergie oder die Drosselung der WKA-Generatorenleistung heute keine Bedeutung mehr haben. Gleichwohl wurde vom Verfasser mittels Sensitivitätsanalysen u.a. die Erhöhung des Vergütungssatzes für den eingespeisten Windstrom bereits vorschauend berücksichtigt. Übrigens darf angemerkt werden, daß sich das vom Verfasser konzipierte und vorwiegend an einem "Standardbeispiel" (landwirtschaftlicher Betrieb im südöstlichen Münsterland) demonstrierte "integrierte klimageographisch-technisch-wirtschaftliche Standortevaluationssystem" für Windkraftanlagen durchaus auf andere regenerative Energien und deren Nutzung anwenden läßt: Auch hier kann dieser interdisziplinäre Ansatz

## VI

wichtige Entscheidungshilfen liefern, ohne die eine betriebswirtschaftlich abgesicherte Langzeitkalkulation derartiger Vorhaben kaum möglich ist.

Dem schon während des Entstehens erkennbaren starken Interesse an dieser neuen Evaluationsmethode trägt die Geographische Kommission im Landschaftsverband Westfalen-Lippe nun Rechnung, indem sie diese Doktorarbeit in der Originalfassung gedruckt vorlegt. Insbesondere angesichts der gegenwärtig raschen zahlenmäßigen Zunahme von Anlagen zur Inwertsetzung regenerativer Energiequellen kann diese Studie helfen, für den jeweiligen Einzelfall die optimale Nutzungskonzeption zu ermitteln.

*Münster, im September 1992*

*Julius Werner*

## VII

### Inhaltsverzeichnis

Seite

1.	Einleitung .....	1
1.1	Problemstellung .....	1
1.2	Zielsetzung .....	6
2.	Die Konzeption eines integrierten klimageographisch-technisch-wirtschaftlichen Standortevaluationssystems .....	8
2.1	Die Systemmerkmale .....	8
2.2	Beschreibung und Abgrenzung der Komponenten des Evaluationssystems .....	11
2.2.1	Zur Windklimatologie .....	11
2.2.2	Zur WKA-Technik .....	15
2.2.3	Zur Wirtschaftlichkeit .....	16
3.	Die Grundlagen des Standortevaluationssystems .....	22
3.1	Die Windklimatologie .....	22
3.1.1	Standortmorphologie .....	22
3.1.2	Relief-Strömungsmodelle .....	30
3.1.3	Vertikales Windprofil .....	38
3.1.4	Windstatistik .....	44
3.1.4.1	Quantifizierung des Windenergiedargebotes .....	44
3.1.4.2	Zeitliche Repräsentanz der Windwerte .....	55
3.2	Die WKA-Technik .....	66
3.2.1	Technische und baurechtliche Voraussetzungen für die Errichtung von Windkraftanlagen .....	66
3.2.2	Windkonverter und Masthöhe .....	71
3.2.2.1	Physikalisch-technische Grundlagen zur Auslegung von Windkraftanlagen .....	71
3.2.2.2	Die Auslegung einer Windkraftanlage .....	78
3.2.2.3	Beeinträchtigungen durch Windkraftanlagen .....	82
3.2.3	Einsatzkonzeption .....	83
3.3	Die Wirtschaftlichkeit .....	91
3.3.1	Nutzungskonzeption .....	91
3.3.2	Kosten der Windkraftanlage .....	94
3.3.3	Energiestatistik .....	97
3.3.4	Finanzierung .....	101
3.3.5	Wirtschaftliche Kalküle .....	105

## VIII

	Seite
4. Die Anwendung des Standortevaluationssystems .....	117
4.1 Die Simulation der Effekte verschiedener Einflußgrößen auf die Wirtschaftlichkeit .....	117
4.1.1 Die Höhe des Windenergiepotentials und des Deckungsgrades am Standort .....	117
4.1.2 Die Auswirkungen einer Generatorleistungsbegrenzung auf die Energieausbeute und wirtschaftliche Aspekte .....	120
4.1.3 Die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage in Abhängigkeit von den Investitionsausgaben und den Vergütungspreisen .....	129
4.2 Evaluation des Standortes Enniger .....	132
4.2.1 Der potentielle WKA-Standort und die vorgegebenen Rahmenbedingungen einzelner Standortfaktoren ...	133
4.2.2 Auswertung der Meßergebnisse .....	138
4.2.2.1 Die Windverhältnisse .....	138
4.2.2.2 Die WKA-Energieausbeute und der Energieverbrauch .....	141
4.2.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung und Optimierung der Nutzungskonzeption .....	144
5. Schlußfolgerung und Ausblick .....	150
5.1 Diskussion der Anwendbarkeit des Evaluationssystems auf Einzelstandorte .....	150
5.2 Zukunftsaspekte der Windenergienutzung im nordwestdeutschen Binnenland .....	152

## IX

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 1: Standorte von Windkraftanlagen der Klasse 20 - 80 kW im nordwestdeutschen Binnenland .....	3
Abb. 2: Die Konzeption des Standortevaluationssystems .....	10
Abb. 3: Grundprinzip und Verfahren zur Ermittlung der WKA-Energieausbeute auf der Basis gemessener Windwerte .....	14
Abb. 4: Die Richtung, aus der die starken Winde auf die Bäume einwirken .....	27
Abb. 5: Einfluß eines Störkörpers auf das bodennahe Windfeld und die notwendige Abstandsfläche bis zur WKA-Errichtungsstelle .....	28
Abb. 6: Sektorielle Kartierung eines potentiellen WKA-Standortes .....	29
Abb. 7: Die Reliefstrukturen am WKA-Standort Hemer .....	32
Abb. 8: Grundstruktur der digitalen Höhenmatrix mit dem 50 m-Raster und das Verfahren zur Berechnung der Windgeschwindigkeitsänderung mit der Höhe für einzelne Matrizenpunkte .....	33
Abb. 9: Die Isohypsen der luvseitigen Reliefstrukturen im südwestlichen Vorfeld (1,5 · 1,5 km Matrix) des Standortes Hemer/Sauerland .....	36
Abb. 10: Die räumliche Differenzierung der für eine Höhe von 30 m berechneten Windgeschwindigkeiten am Standort Hemer (SW-Anströmung) .....	37
Abb. 11: Abklingfunktionen zur Bestimmung der Resteinflußwirkung eines Hindernisses der Höhe $h = 10$ m mit zunehmender Entfernung .....	43
Abb. 12: Sektorielle Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilung sowie die zeitliche Bezugsbasis für den Standort Oppenwehe .....	46

Abb. 13: Approximierte Häufigkeitsverteilung in 18 m Höhe am Standort Greven für den Zeitraum Oktober - Dezember 1989 .....	53
Abb. 14: Die Weibulldichtefunktionen in 18, 36 und 49 m Höhe am Standort Greven für den Zeitraum Oktober - Dezember 1989 .....	53
Abb. 15: Vergleich der monatlichen 850 hPa-Windwerte aus dem Jahr 1989 mit dem langjährigen Mittel (1967 - 1986) .....	59
Abb. 16: Regression zwischen den monatlichen Bodenwerten (16 m ü.G.) und den Höhenwindgeschwindigkeiten (850 hPa-Fläche) für den Zeitraum 1967 - 1986 an der Wetterstation Essen .....	60
Abb. 17: Mittlere monatliche Dezemberwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade .....	61
Abb. 18: Mittlere monatliche Januarwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade .....	62
Abb. 19: Mittlere monatliche Februarwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade .....	62
Abb. 20: Die jährlichen Häufigkeiten der Ozeanischen Lagen und der Wintermonsunlagen im Januar .....	64
Abb. 21: Die jährlichen Häufigkeiten der Ozeanischen Lagen und der Wintermonsunlagen im Februar .....	65
Abb. 22: Dreistufiger Instanzenzug der Bauordnungsbehörden in NRW .....	67
Abb. 23: Leistungsbeiwerte verschiedener Windkraftanlagentypen in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl .....	74
Abb. 24: Lastbereiche einer Windkraftanlage (80 kW) in Abhängigkeit von einer binnenländischen Häufigkeitsverteilung .....	75

Abb. 25: Jahres-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die partiellen Energieerträge einer 80 kW-Windkraftanlage .....	77
Abb. 26: Einfluß der Rotorblattzahl auf den Leistungsbeiwert .....	81
Abb. 27: Varianten des Insel- und Verbundbetriebes von Windkraftanlagen .....	85
Abb. 28: Die WKA-Betriebsalternativen im Netzparallelbetrieb .....	86
Abb. 29: Tageszeitreihe (15.04.1989) der gemessenen Wind- und Leistungswerte sowie das hypothetische Windstromangebot eines 50 kW-Konverters (in 24 m Höhe) mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Intervalle) am Standort Enniger .....	87
Abb. 30: Tages-Energiedeckungsbilanz der hypothetischen 50 kW-Windkraftanlage mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Intervalle) für den Synchronisations- und den Emanzipationsbetrieb am Standort Enniger .....	89
Abb. 31: Die Bestandteile einer WKA-Nutzungskonzeption .....	91
Abb. 32: Die Finanzierungsmöglichkeiten privater und gewerblicher Investoren .....	101
Abb. 33: Die Hauptarten der statischen und dynamischen Wirtschaftlichkeitskalküle .....	107
Abb. 34: Die kumulierten Rückflüsse aus der WKA-Investition und der jährlichen Finanzanlage für einen Zeitraum von 20 Jahren .....	116
Abb. 35: Die Auswirkungen einer auf 20 kW gedrosselten 75 kW-Windkraftanlage auf den Jahresenergieertrag .....	122
Abb. 36: Verlauf des Vermögenswertes aus der WKA-Investition in Abhängigkeit von den Vergütungspreisen .....	131

## XII

Seite

Abb. 37: Die sektorielle Einteilung der räumlichen Umgebung anhand der 8 Hauptwindrichtungen am Standort Enniger ..	133
Abb. 38: Verlauf des mittleren vertikalen Windprofils am Standort Enniger .....	139
Abb. 39: Die Jahreshäufigkeitsverteilung am Standort Enniger in 18 m Höhe und die approximierte Weibullverteilung .....	140
Abb. 40: Die Weibulldichtefunktionen am Standort Enniger für die Nabenhöhen 24, 30 und 36 m .....	141
Abb. 41: Wochengang der über eine Stunde gemittelten elektrischen Leistungsaufnahme am Standort Enniger .....	142
Abb. 42: Häufigkeitsverteilung der elektrischen Leistungsaufnahme am Standort Enniger .....	143
Abb. 43: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,08 DM/kWh) .....	147
Abb. 44: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,12 DM/kWh) .....	148
Abb. 45: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,16 DM/kWh) .....	148
Abb. 46: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,20 DM/kWh) .....	149

### XIII

#### Tabellenverzeichnis

Seite

Tab. 1:	Die Approximation der Meßwerte in 18 m Höhe, die auf 49 m extrapolierte Verteilung und zum Vergleich die aus den Meßdaten (in 49 m Höhe) berechneten Weibullwerte ...	52
Tab. 2:	Mittlere monatliche Windgeschwindigkeiten ( $\bar{u}$ ) und Standardabweichungen ( $\sigma$ ) im 850 hPa-Niveau (1967 - 1986) und die Mittelwerte für das Jahr 1989 an der Wetterstation Essen .....	58
Tab. 3:	Lastbereiche und deren Andauerzeiten für eine 80 kW-Windkraftanlage in Abhängigkeit von einer binnenländischen Häufigkeitsverteilung .....	76
Tab. 4:	Grenzwerte der Schallimmission an unterschiedlichen Aufstellungsorten nach der VDI-Richtlinie .....	82
Tab. 5:	Eckdaten für den Vollständigen Finanzplan einer WKA-Investition (Standardbeispiel) .....	113
Tab. 6:	Der Vollständige Finanzplan im Desinvestitionsfall für das Standardbeispiel .....	114
Tab. 7:	Der Vollständige Finanzplan im WKA-Investitionsfall für das Standardbeispiel .....	115
Tab. 8:	Die Änderung der Amortisationszeit einer WKA-Investition durch Variation des standörtlichen Windpotentials ...	118
Tab. 9:	Die Änderung des Endvermögens der WKA-Investition durch Variation des Deckungsgrades $\delta_{1,2}$ .....	119
Tab. 10:	Das Windpotential und die Energieangebotsstruktur einer angenommenen 75 kW-Windkraftanlage .....	121
Tab. 11:	Die jährlichen Energieerträge und Verlustraten einer 75 kW-Windkraftanlage in Abhängigkeit von der Drosselungsstufe $d_{20} \dots d_{75}$ kW gegenüber einem ungedrosselten Konverter .....	123

## XIV

	Seite
Tab. 12: Die finanzwirtschaftlichen Eckdaten zur Netzverstärkungs- investition in Abhängigkeit von der jeweiligen WKA- Drosselungsstufe .....	125
Tab. 13: Vollständiger Finanzplan für die Investition in eine Anhebung der Drosselungsstufe von 20 auf 30 kW bis zum Ablauf von 5 Jahren .....	127
Tab. 14: Das Endwertvermögen aus der Netzverstärkungsinvestition (A.) und der reinen Finanzanlage (B.) in Abhängigkeit von der Drosselungsstufe .....	128
Tab. 15: Die Änderung der Amortisationszeit einer Windkraftanlage durch Variation der WKA-Investitionsausgaben .....	130
Tab. 16: Die Brutto-Investitionskosten der Konvertertypen A und B in Abhängigkeit von der Nabenhöhe sowie die jährlichen Betriebskosten .....	137
Tab. 17: Die berechnete Jahres-Energieausbeute der Konvertertypen A und B für verschiedene Nabenhöhen am Standort Enniger .....	142
Tab. 18: Der Deckungsgrad der Konvertertypen A und B in Abhängigkeit von der Nabenhöhe am Standort Enni- ger .....	144
Tab. 19: Eckdaten für die Vollständigen Finanzpläne mehrerer WKA-Investitionsalternativen am Standort Enniger .....	145

## 1. Einleitung

### 1.1 Problemstellung

Das sichtbarste Zeichen einer sich rasch entwickelnden Windenergie-wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland ist die zunehmende Errich-tung von Windkraftanlagen (WKA) bzw. Windparks in den norddeutschen Küstenregionen. Obwohl der Anteil der regenerativen Energiequellen - und insbesondere der Windenergie - an der Gesamtstromerzeugung der deut-schen Elektrizitätswirtschaft (ca. 440 Mrd. kWh p.a.) derzeit noch sehr gering ist, stieg die Zahl der netzgekoppelten Windkonverter nach einer Umfrage der VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.) (NITSCHKE 1989) von 46 (1986) auf 188 (1989) Anlagen. Mit der Zunahme der installierten WKA-Gesamtleistung von 4,2 auf 10,7 MW erhöhte sich die Stromeinspeisungsquote in die Netze der öffentlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU) deutlich von 1,0 Mio kWh (1986) auf 8,3 Mio kWh (1989).

Die zunehmende Konverterdichte in den norddeutschen Küstenregionen, die wachsende Akzeptanz derartiger Stromerzeugungsaggregate in der Öffentlichkeit sowie finanzielle Förderungsprogramme des Bundes und der Länder haben ihre Wirkung auf das nordwestdeutsche Binnenland nicht verfehlt. Obwohl nach den Berichten des Dt. Wetterdienstes (MANIG 1952; BENESCH et al. 1978; LEFEBVRE et al. 1983; CHRISTOFFER und ULBRICHT-EISSING 1989) dieser Landschaftsraum nur bedingt für die Windkraftnutzung geeignet erscheint, waren im Frühjahr 1990 bereits rund 60 netzgekoppelte WKA mit einer Leistung von ca. 3500 kW installiert. Auffallend ist, daß die Renaissance der Windenergienutzung im Binnenland

fast ausschließlich auf private und einige kommunale Initiatoren zurückzuführen ist. Eine genauere Marktanalyse läßt für diesen Betreiberkreis außerdem einen klaren Trend zum Erwerb eines seriengefertigten Kleinconverters mit einer installierten Generatorleistung zwischen 20 und 80 kW erkennen.

In der Abbildung 1 sind die Standorte netzgekoppelter Windkraftanlagen (20 - 80 kW) im Raum Westfalen dargestellt, wie er von MÜLLER-WILLE (1952/81) unter vorwiegend historisch-genetischen Gesichtspunkten abgegrenzt wurde. Ausgehend von der Errichtung einiger Pionieranlagen in den westlichen Ausläufern des Teutoburger Waldes hat sich die Anzahl der Windkonverter auch in den ländlich geprägten Gebieten der nordwestdeutschen Tiefebene vor allem seit Mitte der achtziger Jahre kontinuierlich erhöht.

Angesichts der vermehrten WKA-Aufstellungen ist die Frage einer Abschätzung des Windenergiepotentials im Binnenland von besonderem Interesse. Im Unterschied zu privaten Investoren sind Energieversorgungsunternehmen, Planungsbüros und Politiker - wengleich aus unterschiedlichen Gründen - an flächenbezogenen Zahlenangaben interessiert (ALLNOCH 1990). Für die ländlichen Gebiete in der nordwestdeutschen Tiefebene hat WERNER (1988) in einer Potentialabschätzung den möglichen Beitrag der Windkraft an der elektrischen Energieversorgung ermittelt.

Wird für das Bundesland Nordrhein-Westfalen (NRW) aufgrund der topographischen Gegebenheiten und der heutigen Errichtungspraxis (hoher WKA-Anteil bis 100 kW, niedriger Anteil über 100 kW Nennleistung) ein Installationsdichtewert von 5 kW/km<sup>2</sup> Bezugsfläche unterstellt, so scheint in einem projizierten End-Ausbaustadium eine installierte WKA-Gesamtleistung von ca. 170 MW möglich. Die dann rund 3000 errichteten Wind-

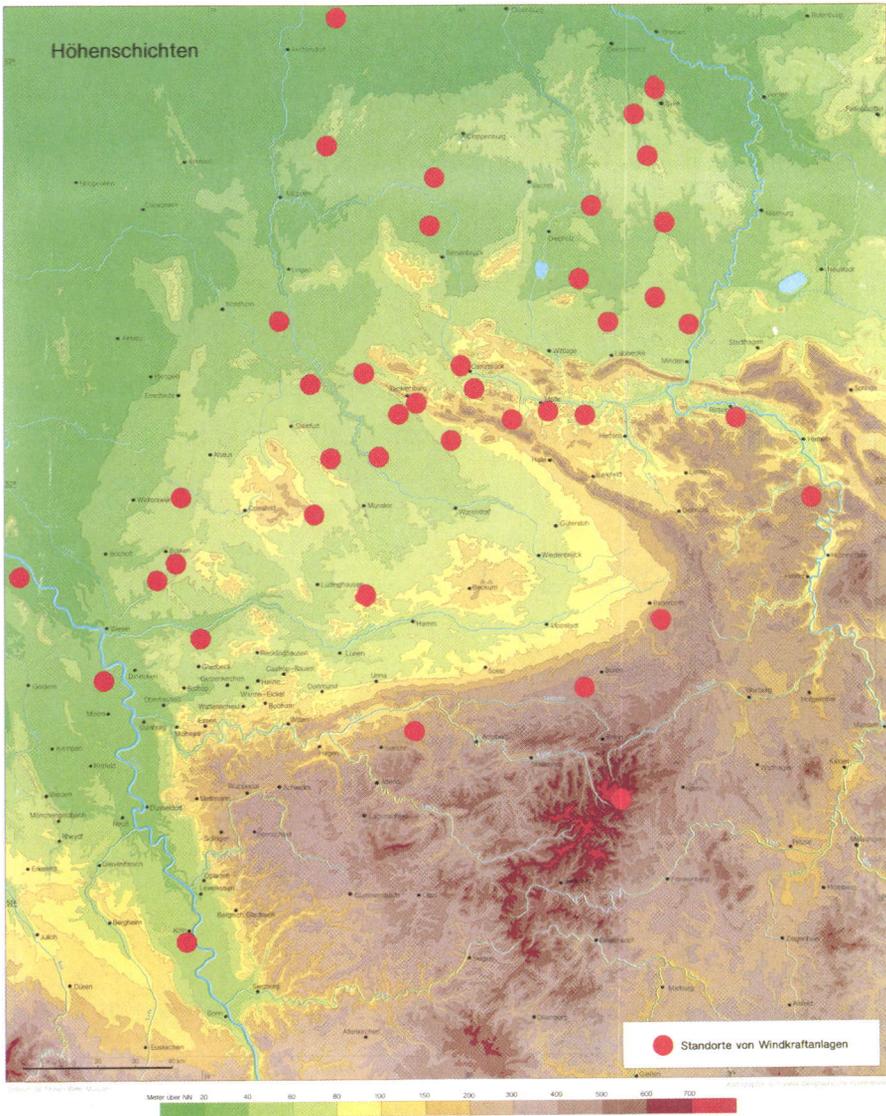


Abb. 1: Standorte von Windkraftanlagen der Klasse 20 - 80 kW im nordwestdeutschen Binnenland. Stand 1989 (Eng beieinander liegende WKA-Errichtungsstellen sind nicht gesondert gekennzeichnet.)

kraftanlagen lassen in diesem Szenarium unter Berücksichtigung der derzeitigen realen WKA-Energieerträge (pro m<sup>2</sup> Rotorfläche) und regional bedingter Ertragsunterschiede im Langjahresmittel ein Windstromangebot von ca. 100 000 MWh erwarten (ALLNOCH und WERNER 1990).

Flächenhafte Abschätzungen des Windpotentials für regionale Landschaftsräume dienen vorwiegend der energiewirtschaftlichen Bewertung und werden in Form von Karten dargestellt; die z.T. erheblichen lokalen Schwankungen des Winddargebotes aufgrund des Rauigkeitseinflusses sind für einen Einzelstandort aus diesen Abbildungen nicht ersichtlich. Private Investoren sind aber vorwiegend an ortsbezogenen Zahlenwerten des eigenen Standortpotentials interessiert. Die überwiegende Mehrzahl dieser zukünftigen Betreiber plant eine netzgekoppelte Windkraftanlage und erhofft im Rahmen einer Einzel-Standortevaluation (Standortbewertung) konkrete Angaben zu

- der Abschätzung des Windenergiepotentials,
- der Auswahl des Windkonverters und
- der Wirtschaftlichkeit einer WKA-Investition.

Die Ermittlung des Windenergiedargebotes ist demnach ein wichtiger integraler Bestandteil der Gesamtbewertung eines Einzelstandortes. Darüber hinaus sind aber für die Nutzungsoptimierung an einem konkreten Binnenlandstandort ebenso technische wie wirtschaftliche Faktoren mit einzubeziehen.

Bisher erschienene Studien, Beiträge und auch die anwendungsbezogenen Softwareprogramme zur Einzel-Standortbewertung vernachlässigen weitgehend den interdisziplinären Charakter und behandeln vorwiegend einzelne Teilaspekte einer an sich gewünschten Gesamtevaluation. Mit dem WASP-Program (Wind Application Software-Program) von TROEN et al. (1988) steht beispielsweise ein umfassendes Computerprogrammpaket zur

Bestimmung des Windenergiepotentials an einem potentiellen WKA-Errichtungsort zur Verfügung. Die Vielzahl der in eine windklimatologische Standortanalyse modulartig integrierbaren Parameter ermöglicht zwar ein breites Feld der Anwendung (z.B. die Berücksichtigung des Einflusses der örtlichen Topographie); das Programm erlaubt aber nicht die Durchführung einer Investitionsrechnung auf der Basis des ermittelten WKA-Potentials.

Die Wirtschaftlichkeit der Windenergie und allgemein der regenerativen Energiesysteme unterliegt einer kontroversen, aber stets aktuellen Diskussion. Grundsätzlich muß zwischen einer öffentlich-energiewirtschaftlichen und einer privatwirtschaftlichen Sichtweise unterschieden werden. Ein öffentlicher Energieversorger, der den Einsatz von Windkraftanlagen unter ökonomischen Aspekten überprüft, orientiert sich vor der Entscheidung über eine WKA-Investition an den jeweiligen Kosten für die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (als konkurrierendes Substitut) und den Opportunitätskosten, die durch die Windenergienutzung entstehen würden. Neben dem Kostenaspekt wird in der Energiewirtschaft zudem eine hohe zeitliche Verfügbarkeit eines Stromerzeugungsaggregates gefordert. Energiewirtschaftliche Berechnungen und Szenarien, die Aussagen zur großtechnischen Nutzung der Windenergie in der Bundesrepublik enthalten, sind vielfach mit der Zielsetzung der Substitution konventioneller Kraftwerksleistung durch den Einsatz großer Windkraftanlagen vorgenommen worden und beziehen sich räumlich ausschließlich auf die deutschen Küstenregionen oder die Höhenlagen der Mittelgebirge (vgl. z.B. JARASS 1981; BIERBRAUER et al. 1985; GOSENBERGER et al. 1986).

Anders als in der öffentlichen Energiewirtschaft ist bei der "Privatwirtschaft" (Einzelpersonen, Firmen und Kommunen) die Tendenz zu beobachten, daß ein entscheidendes Motiv für die WKA-Errichtung der persönliche Wille ist, einen "wesentlichen" Beitrag zum Umweltschutz zu leisten. Ein finanzieller Gewinn aus dem Investitionsvorhaben steht für die

Mehrzahl nicht unbedingt im Vordergrund, gleichwohl soll nach Möglichkeit kein monetärer Verlust entstehen. Dagegen sieht die Gruppe der ökonomisch eingestellten Betreiber in einer WKA-Investition durchaus eine Möglichkeit, die eigenen Stromkosten langfristig zu senken und/oder die werbewirksamen Effekte in Verbindung mit dem Betrieb einer Windkraftanlage zu nutzen.

In eine Standortevaluation fließen eine Vielzahl klimatologischer, rechtlicher, technischer und wirtschaftlicher Aspekte ein, die von den privaten Investoren ein hohes Maß an Fachkenntnissen im Vorfeld der WKA-Errichtung verlangen. Aus den komplexen und interdisziplinär verknüpften Fragestellungen, deren Erörterung im Rahmen einer Einzel-Standortbewertung notwendig ist, entstand die Forderung der Praxis (z.B. Planungs- und Beratungsbüros) an die Wissenschaft, anwendungsbezogene Handlungskonzepte bereitzustellen.

## 1.2 Zielsetzung

Private Investoren sind vorrangig an einer standörtlichen WKA-Gesamtlösung interessiert, die auch die individuellen Vorstellungen und Anforderungen der potentiellen Betreiber mit einbezieht. Vor dem hier dargestellten Hintergrund ist es eine zentrale Zielsetzung dieser Arbeit, für die Gruppe der privaten, gewerbetreibenden und kommunalen WKA-Interessenten im nordwestdeutschen Binnenland eine integrierte, praxisnahe und umfassende Gesamtbewertungskonzeption für die Nutzung der Windenergie vorzustellen. Unter Verwendung eines zu entwickelnden Modellsystems werden u.a. geeignete Methoden und Entscheidungshilfen zur Beurteilung der Wind- und Energieverhältnisse an einem potentiellen WKA-Standort bereitgestellt, Investitionsrechnungen durchgeführt und Lösungsansätze zur Optimierung von Nutzungskonzeptionen erläutert. Das Modell-

system kann als Grundlage zur windklimatologischen und wirtschaftlichen Einschätzung eines binnenländischen WKA-Standortes dienen und außerdem Ausgangsbasis für politische Entscheidungen über weitere Förderungsprogramme sein.

Das zweite und dritte Kapitel dieser Arbeit behandeln die grundlegende Systematik des integrierten klimageographisch-technisch-wirtschaftlichen Modellsystems. Aufbauend auf der Darstellung und Beschreibung aller den Komponenten zugrundeliegenden Standortfaktoren werden die Verknüpfungsstellen und Interdependenzen zwischen den Fachdisziplinen sichtbar herausgestellt, mögliche fachspezifische Schwerpunkte unter dem Aspekt der Gesamtbeurteilung eines potentiellen WKA-Standortes gewichtet und fachsprachliche Unterschiede zum besseren Verständnis "homogenisiert".

Gegenstand des vierten Teils ist die Anwendung des entwickelten Standort-evaluationssystems. Zur praktischen Durchführung einer Gesamtbewertung ist es erforderlich, die standortspezifischen Faktoren so zu strukturieren, daß eine praktikable WKA-Planungsgrundlage für das Investitionsvorhaben geschaffen wird. Ausgehend von gemessenen oder bereits vorhandenen Daten zu den standörtlichen Wind- bzw. Energieverhältnissen werden die möglichen Verflechtungen und Auswirkungen durch die Variation von einzelnen Einflußfaktoren auf die vorgesehene Zielkonzeption des Investors sichtbar herausgearbeitet. Insbesondere durch die Modifikation des Windenergiepotentials, der Energieverbrauchsstruktur und der Vergütungspreise für den eingespeisten Windstrom sollen die wirtschaftlichen Konsequenzen aufgezeigt werden. Das Augenmerk richtet sich dabei vor allem auf die Überprüfung der generellen Aussagekraft zur Wirtschaftlichkeit von privat betriebenen Windkraftanlagen im nordwestdeutschen Binnenland.

## **2. Die Konzeption eines integrierten klimageographisch-technisch-wirtschaftlichen Standortevaluationssystems**

### **2.1 Die Systemmerkmale**

Die Grundlage des gedanklichen Bewertungssystems für WKA-Standorte bilden die Schwerpunktthemen, mit denen die potentiellen Betreiber im konkreten Einzelfall konfrontiert werden. Will ein privater Interessent eine Windkraftanlage an einem Standort im Binnenland installieren, so werden hauptsächlich auf drei wichtige Fragestellungen hinreichend genaue Angaben und Erläuterungen erwartet:

1. Welche Windverhältnisse und welches Windenergiepotential sind am vorgesehenen Standort zu erwarten?
2. Welcher Windkonverter ist geeignet, und welche Nabenhöhe ist zweckmäßig?
3. Lohnt sich die Windenergienutzung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten?

Abstrahiert man diese drei Fragestellungen auf einer allgemeinen Ebene, so stellen die Windklimatologie, die Windkraftanlagen-Technik (WKA-Technik) und die Wirtschaftlichkeit die Basiskomponenten einer Standortevaluation dar. Die inhaltliche Abgrenzung der den einzelnen Komponenten zugeordneten Standortfaktoren erfolgt im Rahmen des Evaluationssystems mit dem Ziel, die entscheidenden fachspezifischen Ein-

flußfaktoren für die Beurteilung eines potentiellen WKA-Standortes hervorzuheben. In der nachfolgenden Abbildung 2 ist dieses erstmals entwickelte WKA-Standortevaluationssystem dargestellt, das die Hauptfragestellungen der potentiellen Betreiber als Eckpfeiler eines theoretischen Modells erfaßt und mit den Standortfaktoren die Arbeitsfelder für eine praktische Standortbeurteilung umschreibt.

Mangels einer in der Literatur vorhandenen genauen Erläuterung des Begriffs "Standortevaluation" soll der Ausdruck in dieser Arbeit wie folgt definiert werden:

"Standortevaluation ist die qualitative und quantitative Analyse sowie die interdependente Interpretation von Standortfaktoren eines Ortes zur Nutzung der Windenergie hinsichtlich windklimatologischer, rechtlicher, technischer und wirtschaftlicher Aspekte."

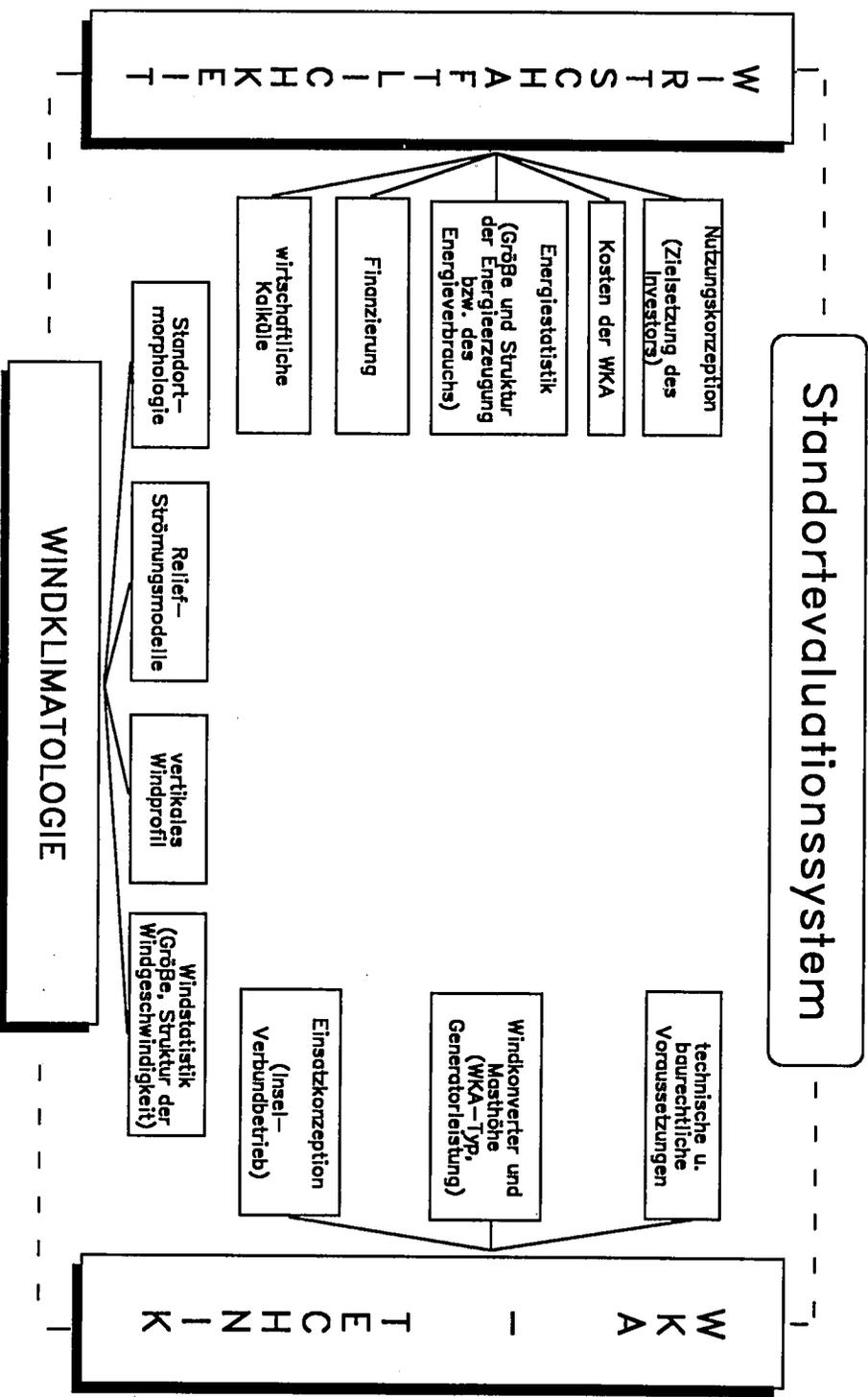


Abb. 2: Die Konzeption des Standortevaluationssystems

## 2.2 Beschreibung und Abgrenzung der Komponenten des Evaluationssystems

### 2.2.1 Zur Windklimatologie

Mit der Bezeichnung *Windklimatologie* werden die in die Standortbewertung eingehenden klimatologischen Faktoren aus dem Blickwinkel des Klimafaktors Wind betrachtet. Ziel der *Windklimatologie* ist die Bestimmung des mittleren jährlichen Windenergiepotentials an einem potentiellen WKA-Standort.

Die großräumige flächenbezogene Verteilung des Windenergiepotentials kann in einer ersten Näherung aus vorhandenen Kartendarstellungen ermittelt werden (vgl. GRAUTHOFF und KUTTLER 1988), allerdings läßt bei derartigen Abbildungen der oftmals kleine Maßstab eine hinreichend genaue Bestimmung des standortspezifischen Windpotentials nicht zu. Eine zuverlässigere Methode, auch die örtlich bedingten kleinräumigen Differenzierungen im Winddargebot zu erfassen, sind Messungen vor Ort, die im Rahmen dieser Arbeit die Grundlage zur Quantifizierung des technisch nutzbaren Windenergiepotentials bilden. Aus den erhobenen Windwerten können orographische, vegetationsspezifische und anthropogen bedingte Einflüsse auf das dreidimensionale bodennahe Windfeld mit einem höheren Genauigkeitsgrad erfaßt und das Risiko einer Fehlabschätzung des Windpotentials am vorgesehenen WKA-Standort eingegrenzt werden.

Die Komponente *Windklimatologie* bildet mit den vier Arbeitsfeldern die entscheidende Grundvoraussetzung für windklimatologische Aussagen zur Standortgüte des vorgesehenen WKA-Errichtungsortes und zur Ermittlung des jährlichen Windstromangebotes.

Der Faktor *Standortmorphologie* steht für eine erste windklimatologische Einschätzung des vorgesehenen WKA-Aufstellungsortes und gibt in der kleinräumigen Umgebung wichtige Anhaltspunkte zur Geländeform, der Bebauungsstruktur sowie zum möglichen vegetationspezifischen Einfluß auf das Windfeld. Die Simulation der Bewindung eines potentiellen Standortes mittels eingesetzter *Relief-Strömungsmodelle* ermöglicht z.B. die Beschreibung der durch das reliefierte Gelände modifizierten Windverhältnisse und damit eine, relativ zum regionalen Umfeld gesehene, windklimatologische Einordnung der vorgesehenen WKA-Position. Orographische Hindernisse und deren Auswirkungen auf das bodennahe Windfeld können auf dieser Grundlage berechnet, dargestellt und interpretiert werden.

Windmessungen vor Ort werden i.d.R. unterhalb der überstrichenen Rortorkreisfläche des zu errichtenden Windkonverters vorgenommen. Die Meßwerte müssen somit auf die vorgesehene Nabenhöhe extrapoliert werden, damit die Windwerte in der "Arbeitshöhe" des Konverters vorliegen. Für den Investor sind mathematisch-funktionale Beschreibungen zum *vertikalen Windprofil* von hoher Bedeutung, um die windklimatologisch und wirtschaftlich optimale Nabenhöhe bestimmen zu können.

Für die Nutzung der Windenergie im Binnenland sind Windkraftanlagen mit Nabenhöhen von über 50 m derzeit aus Kosten- und Sicherheitsgründen nicht zu erwarten, so daß am potentiellen WKA-Standort die Windverhältnisse innerhalb der ersten fünf Dekameter die entscheidende Rolle spielen. Ausgehend vom atmosphärischen Grenzschichtmodell beschränkt sich die Beschreibung und Analyse des Windfeldes sowie deren bestimmende Parameter daher auf die Prandtl-Schicht.

Die *Windstatistik* bildet das wichtigste Kriterium zur Ermittlung des jährlichen Windstrompotentials. Ausgangspunkt sind statistische Auswertungsverfahren von Windmessungen zur Größe und Struktur der Wind-

geschwindigkeit und -richtung, auf deren Basis mit Hilfe der Leistungskennlinie einer Windkraftanlage die WKA-Energieausbeute berechnet werden kann. Die Abbildung 3 zeigt das Grundprinzip zur Bestimmung der Energieausbeute einer Windkraftanlage.

Um die Aussagekraft der an einem Standort registrierten Winddaten für den Erhebungszeitraum beurteilen zu können, muß in den Faktor *Windstatistik* auch die zeitliche Repräsentanz der Meßwerte einfließen, d.h. die Einordnung örtlich erhobener Windwerte in das langjährige Mittel der Windgeschwindigkeit.

Windangebot

Leistungsfunktion

Energieertrag

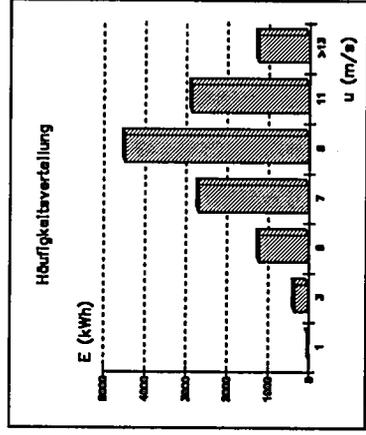
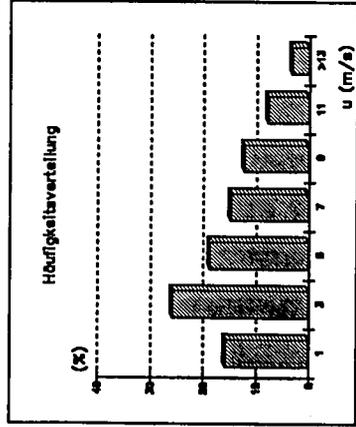
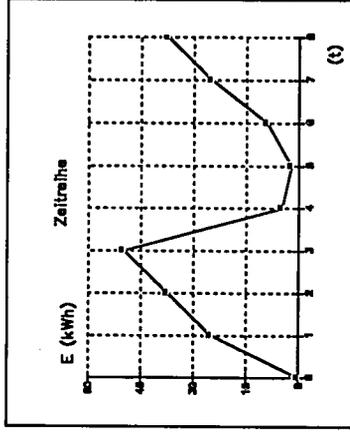
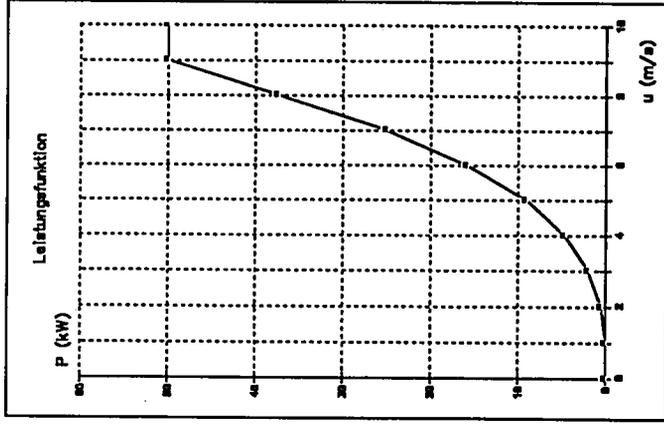
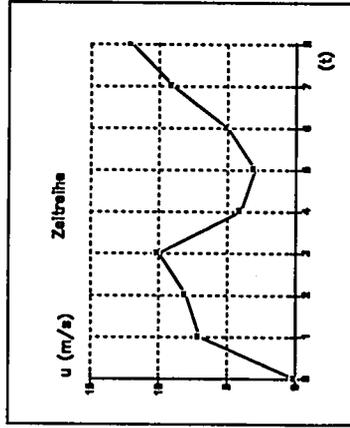


Abb. 3: Grundprinzip und Verfahren zur Ermittlung der WKA-Energieausbeute auf der Basis gemessener Windwerte

### 2.2.2 Zur WKA-Technik

Der Begriff *WKA-Technik* steht für den technologischen Teil des Modellsystems. Inhaltlich kann der Begriff alle technischen Bestandteile umfassen, allerdings werden im Rahmen dieser Arbeit nur die für eine Standortbewertung relevanten Faktoren berücksichtigt. So sind beispielsweise die unterschiedlichen Regelungs- und Steuerungstechniken oder die verschiedenen Windrichtungsnachführungssysteme von Windkraftanlagen im Detail zwar von grundlegendem technischem Interesse, für eine praktische Standortbewertung stellen diese Aspekte in ihrer Gewichtung jedoch eher untergeordnete Größen dar. Dies gilt ebenso für die mit dem WKA-Betrieb verbundenen Netzurückwirkungsprobleme und deren Lösungsmöglichkeiten. Vertiefende Literatur zu den technischen Komponenten von Windkraftanlagen finden sich vor allem bei KLEINKAUF (1982), HAU (1989) und MOLLY (1990).

Ein potentieller Investor im Binnenland steht vielmehr vor der Wahl des geeigneten Windkonverters in Verbindung mit einer optimalen *Einsatz-* respektive einer *Nutzungskonzeption*. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Arbeit primär die technische Auslegung des Begriffs *WKA-Technik* zu verstehen. Über diesen zentralen Bereich hinaus soll der Terminus ebenso alle für eine Installation notwendigen baurechtlichen und technischen Voraussetzungen im Peripheriebereich umfassen. Dieser weitgefaßte *WKA-Technik*-Begriff wird im Sinne aller technischen Voraussetzungen und Bestandteile interpretiert, die zur optimalen Typenwahl und leistungsmäßigen Auslegung einer Windkraftanlage am Standort notwendig sind.

Der Standortfaktor *technische und baurechtliche Voraussetzungen* erfaßt mögliche Restriktionen (z.B. die Begrenzung der WKA-Leistungsabgabe aufgrund der vorhandenen Netzbedingungen), die den Interessenten be-

reits im Planungsstadium zu konzeptionellen Änderungen in der WKA-Nutzung zwingen können.

Entscheidend für den Investor ist die Auswahl des *Windkonverters und der Masthöhe* sowie die leistungsmäßige Dimensionierung der zu errichtenden WKA in Abhängigkeit von den standörtlichen Windverhältnissen. Die auf dieser Basis für den Konverter zu entwickelnde *Einsatzkonzeption* kennzeichnet den Teil der Modellkomponente *WKA-Technik*, der die Einbeziehung technisch-individueller Vorstellungen des Betreibers ermöglicht.

### 2.2.3 Zur Wirtschaftlichkeit

Die *Wirtschaftlichkeit* von Windkraftanlagen ist für viele ökonomisch eingestellte Investoren von großer Wichtigkeit. Dabei ist diese Komponente von einer Vielzahl unterschiedlichster Faktoren abhängig:

- Zielsetzung des Investors
- Windenergieangebot
- Energieverbrauch
- Investitions- und Betriebskosten
- Lebensdauer der Windkraftanlage
- Finanzierung
- Zinssatz
- Inflationsrate (speziell: Strompreissteigerung)
- Steuersatz

Die Schwierigkeiten, eine möglichst genaue prognostische Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen für private, gewerbliche und kommunale Betreiber zu treffen, liegen im wesentlichen

- a) in der meßtechnischen Erfassung der Faktoren Windenergiedargebot und Energieverbrauch,
- b) in der Bestimmung der wirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Faktorkonstellationen sowie
- c) in den Unwägbarkeiten der wirtschaftlich relevanten Faktoren im gesamten, auf die Zukunft ausgerichteten, Investitionszeitraum.

Demzufolge orientieren sich die hier verwendeten Wirtschaftlichkeitsrechnungsverfahren (vgl. *wirtschaftliche Kalküle*) an den praktischen Einsatzmöglichkeiten. Diese enge Sicht, ohne die Einbindung betriebswirtschaftlich - investitionstheoretischer Grundsatzdiskussionen über das "richtige" bzw. finanztheoretisch optimale Rechenverfahren, führt zwangsläufig zu einer Schwerpunktauswahl der Verfahren durch den Autor.

Vielfach in den Planungen unterschätzt und in zahlreichen Wirtschaftlichkeitsrechnungen für den WKA-Netzparallelbetrieb (vgl. *Einsatzkonzeption*) nicht berücksichtigt wird die Höhe bzw. die Struktur des Energieverbrauchs (vgl. *Energiestatistik*) der privaten und gewerblichen Investoren. Windstromangebot und Elektrizitätsnachfrage sind nicht immer deckungsgleich, so daß sich auf der Basis des Jahreswindenergiepotentials die Höhe der jährlichen Erlöse (DM) einer netzparallel geführten Windkraftanlage

- a) aus dem Anteil des selbstgenutzten Windstromes p.a. (Bewertungsmaßstab: Arbeitspreis + Ausgleichsabgabe) und
- b) dem Verkaufsanteil p.a. (Bewertungsmaßstab: Nettoverkaufspreis)

zusammensetzt (ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer). Zur Bestimmung des Verhältnisses von selbstgenutztem zu verkauftem Windstrom sind neben den Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auch die Lastganglinien des Stromverbrauchs erforderlich. In einigen dem Verfasser zugänglichen Investitionsrechnungen für private WKA-Interessenten wird vielfach

stillschweigend angenommen, daß der gesamte erzeugte Windstrom vom Betreiber selbst genutzt werden kann. Die ökonomische Bewertung des Windenergiepotentials erfolgt dann ausschließlich mit dem weit höheren Arbeitspreis und führt zu realitätsfernen Aussagen über die Wirtschaftlichkeit des WKA-Investitionsvorhabens.

Die Analyse der Investitions- und Betriebskosten (vgl. *Kosten der WKA*) wird auf der Basis der *Nutzungskonzeptionen* diskutiert, die mit der Festlegung einer Zielsetzung die Ausgangsbasis für den Entscheidungsprozeß eines Investors bildet. Grundlage quantifizierbarer Investitionsentscheidungen ist die Investitionsrechnung, deren Verfahren zur Beurteilung einer Investition unter dem Faktor *wirtschaftliche Kalküle* behandelt werden.

Steuerliche Aspekte und Auswirkungen der WKA-Investition werden ebenfalls im Rahmen der Wirtschaftlichkeitskalküle erörtert, bilanzielle Effekte allenfalls am Rande betrachtet.

Erst die finanziellen Förderungsprogramme, vor allem seitens des Bundes und der Länder, ermöglichen vielen potentiellen Betreibern im Binnenland die Durchführung des Investitionsvorhabens. Welche Finanzierungsformen bzw. Alternativen der Kapitalaufbringung dem Investor zur Verfügung stehen, wird unter dem Standortfaktor *Finanzierung* diskutiert.

Aufgrund erheblicher Unterschiede in der wirtschaftlichen Einsatzbewertung von Windkraftanlagen mit verschiedenen Generatorgrößen erscheint eine leistungsmäßige Abgrenzung notwendig. Die vorrangige Betrachtung von WKA mit einer installierten Leistung unterhalb von 100 kW berücksichtigt den derzeitigen Trend der Privatwirtschaft, im Binnenland vornehmlich "kleine" Windkonverter zu betreiben. JARASS und OBERMAIR (1983) haben für diesen WKA-Typ im ländlichen Raum eine privatwirtschaftliche Analyse der Windkraftnutzung zur Öleinsparung vorgenommen

und zeigen am Beispiel eines Zweifamilienhauses, daß für einen wirtschaftlichen Betrieb die Anschaffungspreise der Windkraftanlagen um ca. 50% zu hoch sind. Das Betreiben einer WKA zu Heizzwecken (vgl. *Einsatzkonzeption*, Inselbetrieb) dürfte eher die Ausnahme gegenüber der Alternative sein, den erzeugten Windstrom direkt zu verwenden. Eine Vertiefung der Betrachtung wirtschaftlicher Aspekte von *WKA-Einsatzkonzeptionen* zur Wärmenutzung ist an dieser Stelle nicht vorgesehen.

Die Konverter "mittlerer" Größe (100 - 600 kW) und die "großen" WKA (über 600 kW) werden auch in Zukunft kaum von privaten Investoren betrieben, so daß für die wirtschaftliche Betrachtung dieser Anlagentypen die energiewirtschaftlichen Zielsetzungen und die damit verbundenen Investitionsentscheidungskriterien der EVU ausschlaggebend sind. Für die öffentlichen Energieversorger steht die Erzeugung der elektrischen Energie aus Wind in direkter Konkurrenz zu der aus konventionellen Energieträgern. An dieser Alternative wird in diesem Fall die Wirtschaftlichkeit eines substituierbaren Stromerzeugungssystems (z.B. einer WKA) gemessen. Der Blick auf eine rein betriebswirtschaftliche Darstellung darf aber nicht die Sicht auf eine energiepolitische Verantwortung vernachlässigen, zu der auch die Pflicht einer umweltschonenden und rationellen Verwendung unserer natürlichen Energieressourcen zählt.

Dreh- und Angelpunkt vieler derzeitiger Diskussionen sind die Erlöse der Privatwirtschaft für den erzeugten und in die Netze der öffentlichen Stromversorger eingespeisten Windstrom. Die Basis der finanziellen Vergütung ist grundsätzlich das von den EVU angewandte Prinzip der monetären Erstattung vermiedener Kosten. Die Windenergie als zyklische instationäre Größe steht aber nicht mit Sicherheit immer dann zur Verfügung, wenn der Strom benötigt wird (z.B. in Spitzenlastzeiten). Dieser Umstand ist die argumentative Basis der EVU, daß mit dem Einsatz von Windkraftanlagen die Netto-Engpaßleistung konventioneller Kraftwerke nicht reduziert werden kann. Folglich wird die Auffassung vertreten, daß

nur die Erstattung der eingesparten (variablen) Brennstoffkosten realisierbar ist, während die durch eine Reduzierung der Kraftwerksleistung (bei Auftreten eines Leistungseffektes) vermiedenen langfristigen Investitionskosten - solange nicht durch den Betreiber nachgewiesen - keine Berücksichtigung finden können.

Eine Möglichkeit der Privatwirtschaft, den Leistungseffekt (Kapazitätseffekt) einer netzgekoppelten WKA zu belegen, ist der meßtechnische Nachweis einer garantierten Verfügbarkeit über einen festgelegten Stromspeisungsanteil in den Zeitabschnitten, während derer die konventionellen Kraftwerke mit hoher Last betrieben werden. Aufgrund dieser Anforderungen konnte nach bisherigen Erkenntnissen des Verfassers die zusätzliche "Stetigkeitsprämie" an Betreiber von Einzelkonvertern (ohne elektrisches Speichersystem) im Binnenland allerdings noch nicht gewährt werden. Derzeit strittig und kontrovers diskutiert wird zudem die Frage, ob jeweils die einzelne WKA eines Investors den Verfügbarkeitskriterien genügen muß, oder inwiefern die Anforderung durch eine Gesamtbetrachtung aller in einem abgegrenzten Landschaftsraum errichteten Windkonverter erfüllt werden kann. Im Sinne einer energiewirtschaftlichen Sichtweise wird von WKA-Betreibern angeregt, die Windkraftanlagen als Verbundsystem mit räumlich verteilten Aggregaten aufzufassen, um so das Auftreten leistungswirksamer Effekte bei den konventionellen Kraftwerken wirkungsvoller begründen zu können. BOUILLON et al. (1989) haben den Verbundbetrieb von 500 kW- und 3 MW-Anlagen an der deutschen Nordseeküste über einen Zeitraum von fast drei Jahren simuliert und den Leistungseffekt dieser WKA auf die Kraftwerksleistung an kalten Tagen geprüft. Der theoretisch ermittelte Reduktionseffekt auf die Leistungsabgabe konventioneller Kraftwerke fällt mit der ermittelten Schwankungsbreite von 5 - 7% (500 kW-Anlage) bzw. 6 - 11% (3 MW-Anlage), bezogen auf die Nennleistung der jeweiligen WKA, verhältnismäßig gering aus. Die Ursache ist nach Bouillon et al. vor allem in den windarmen Hochdruckwetterlagen im Winter zu suchen, die häufig mit tiefen Temperaturen und

gleichzeitig hohem Energiebedarf verbunden sind.

Die Bewertung und Einbeziehung des volkswirtschaftlichen Nutzens (Vermeidung von Schadstoffemissionen oder Gesundheitskosten) im Zusammenhang mit Windkraftanlagen kann hier nicht ausführlich diskutiert werden. Eingehende Untersuchungen zu dem Problemkreis der energie-wirtschaftlichen Betrachtung der sozialen Kosten (social costs) finden sich bei GIPE (1989) für die USA oder bei HOHMEYER (1988) für die Bundesrepublik Deutschland. Hohmeyer kommt in seiner umfangreichen Studie zu sozialen Nettonutzen (vermiedene Kosten konventioneller Kraftwerksnutzung und positive Beschäftigungseffekte) für die Windenergie in Höhe von 5,6 bis 12,3 Pfennig je kWh (auf der Basis der im Jahr 1985 produzierten Elektrizität und den Preisen von 1982). Dieser Betrag wird dann von Hohmeyer als Nettokosten zum Preis konventionell erzeugter Elektrizität hinzuaddiert, verbunden mit der allgemeinen Forderung, diese zusätzlichen Beträge von staatlichen Stellen zu erheben und den WKA-Betreibern in Form von Kompensationszahlungen zu vergüten. Die Finanzierung der benötigten Mittel soll nach Hohmeyer durch Steuerzahlungen oder Abgaben von den Betreibern mitgetragen werden, die soziale Kosten verursachende Energiesysteme einsetzen.

WELSCH (1989) kritisiert aus energiewirtschaftlich-theoretischer Sicht die Studie von Hohmeyer und beanstandet vor allem methodische Mängel der Arbeit, die auf unzulässig getroffenen Annahmen beruhen. Gleichwohl räumt Welsch ein, daß die Erzeugung von Elektrizität aus fossilen und nuklearen Energieträgern mit externen Belastungen verbunden und von daher der Einsatz regenerativer Energiesysteme wünschenswert ist.

Daß externe Belastungen durch den Betrieb konventioneller Energiesysteme entstehen, wird derzeit kaum noch bestritten. Die Diskussionen konzentrieren sich derzeit auf die zwei Ebenen

- a) "richtige" monetäre Quantifizierung externer Kosten (Bestimmung der Höhe) und
- b) die Finanzierung der Kompensationszahlungen.

Die Internalisierung der Faktoren "social costs" bzw. "Kapazitätseffekt" und der damit verknüpften Diskussionen ist im Rahmen der Verhandlungen über die Vergütungspreise für die aus regenerativen Energiequellen erzeugte und ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Elektrizität oder auch im politisch-parlamentarischen Forum von grundlegender Bedeutung. In einer privatwirtschaftlichen Investitionsrechnung können derartige zukunftsweisende politische Forderungen nur bedingt berücksichtigt werden (z.B. durch Sensitivitätsanalysen).

### **3. Die Grundlagen des Standortevaluationssystems**

#### **3.1 Die Windklimatologie**

##### **3.1.1 Standortmorphologie**

Ziel der *Standortmorphologie* ist eine erste windklimatologische Einschätzung des potentiellen WKA-Standortes und die quantitative Bestimmung der Rauigkeitsparameter, mit denen die vorhandenen aerodynamischen Hindernisse im lokalen Umfeld des vorgesehenen Konverters erfaßt werden können. Das Augenmerk dieses Standortfaktors richtet sich auf die Interpretation visuell erkennbarer Einflußfaktoren, die auf das Windfeld wirken. Hierzu zählen:

1. die topographische Lage des Standortes,
2. die Bedeutung von Wuchsdeformationen und
3. die aerodynamischen Hindernisse und Rauigkeiten am Standort.

### **Die topographische Lage des Standortes**

Im Binnenland hat die topographische Lage für die zu errichtende Windkraftanlage eine besondere Bedeutung. Grundsätzlich muß zwischen einer räumlich-regionalen und der kleinräumigen Einschätzung (Radius von ca. 1 - 2 km) des WKA-Standortes unterschieden werden. Die im Norden des nordwestdeutschen Binnenlandes ansässigen Betreiber profitieren mit den dort errichteten WKA von der Küstennähe und dem verhältnismäßig geringen Rauigkeitseinfluß, während in den Mittelgebirgslagen der Parameter Meeresspiegellhöhe einen entscheidenden Einfluß auf die Energieertragsbilanz eines Windkonverters hat.

Anders als in den Küstengebieten ändern sich im Binnenland die Windverhältnisse aufgrund vorhandener Inhomogenitäten des Geländes häufig auf engstem Raum. So kann die dichte Wechselfolge von Hindernissen (Vegetation, Bebauung oder Relief) und freien Flächen die Energieausbeute am WKA-Standort aufgrund auftretender Turbulenzen ungünstig beeinflussen. Als potentielle Errichtungsstelle weniger geeignet erscheinen außerdem Örtlichkeiten, an denen nur aus der Hauptwindrichtung eine störungsfreie Anströmung des Windkonverters gegeben ist, vorhandene hohe Gebäude und Waldparzellen in den anderen Windrichtungssektoren den WKA-Standort windklimatologisch aber weitgehend abschatten.

Freie Kuppenlagen stellen aus windklimatologischer Perspektive bevorzugte WKA-Errichtungsstandorte dar. Zu prüfen ist aber in jedem Fall, ob die Gefahr häufigen Blitzeinschlags an derart exponierten Stellen ein zu hohes

Risiko darstellt. Ausgedehnte und in der Hauptwindrichtung flach ansteigende, störungsfreie Landschaftsgebiete können als die günstigsten topographischen Voraussetzungen für eine effektive Nutzung der Windenergie im Binnenland angesehen werden.

In vielen Fällen ist für potentielle private und gewerbliche Betreiber mit eigenem Grundstück der Spielraum für die Wahl eines geeigneten WKA-Errichtungsortes sehr eingeengt. Grenzverläufe des Grundstücks oder die Forderung der Baugenehmigungsbehörde (vgl. *technische und baurechtliche Voraussetzungen*), die WKA in "unmittelbarer Nähe" des Wohnhauses bzw. des landwirtschaftlichen Hofes zu errichten, lassen für diese Betreibergruppen keine großen Wahlmöglichkeiten zu. Probleme können auch dann auftreten, wenn aus Lärmschutzgründen ein ausreichend weiter horizontaler Mindestabstand vom Wohnhaus gewünscht wird, die Realisation aber aufgrund fehlender Aufstellungsmöglichkeiten nicht möglich ist.

Kommunen favorisieren bei der WKA-Standortsuche vor allem Kläranlagen oder auch zunehmend bereits geschlossene Mülldeponien. Vorteilhaft an städtischen Entsorgungseinrichtungen mit hohem Stromverbrauch ist die Möglichkeit, den erzeugten Windstrom direkt zu nutzen und nur wenig Überschußstrom in das öffentliche Versorgungsnetz einzuspeisen. Der aus windklimatologischer Sicht ungünstige Umstand, daß Kläranlagen im Regelfall an fließenden Gewässern mit - relativ betrachtet - niedrigerem Höhengniveau gegenüber der Umgebung errichtet werden, führt fast immer zur Diskussion um eine Mastverlängerung (vgl. *vertikales Windprofil, Windkonverter und Masthöhe* und *Kosten der WKA*).

Problematisch und schwierig ist die Quantifizierung des Windenergiepotentials an Standorten ehemaliger Mülldeponien. Die Vorteilhaftigkeit des oftmals 30 - 50 m über das Bodenniveau reichenden Deponiekörpers wird aufgrund der Anlageform (Trassierung) vieler Halden geschmälert. Die z.T. sehr steilen Böschungen der Deponien können zu ungewünschten boden-

nahen, dynamischen Turbulenzen führen, denn ein Teil der Luftquanten des dreidimensionalen Windfeldes wird bei der Überströmung des Hindernisses zu einem fast senkrechten Aufstieg gezwungen. Der vertikale Impulsfluß hat eine Erhöhung der Dissipationsrate und eine Verminderung der kinetischen Energie von horizontal sich bewegenden Luftquanten zur Folge, so daß die Energieausbeute eines Windkonverters an derartigen Standorten niedriger ausfallen kann als zunächst erwartet wird. Neben den windklimatologischen Bedenken sind auch statische Probleme aufgrund der ungenügenden Bodenfestigkeit zu erwarten.

### **Wuchsdeformationen**

Die Beobachtung, daß Stämme und Kronen von Bäumen und Sträuchern teilweise asymmetrische Formen aufweisen, hat Wissenschaftler schon um die Jahrhundertwende nach deren Ursachen forschen lassen. Letztendlich konnten diese morphologischen Veränderungen auf die Windeinwirkungen zurückgeführt werden. An windexponierten Stellen zeugen z.B. "Wetterfichten" von der markanten Windeinwirkung auf die Vegetation. HOLTMEIER (1981) gibt einen Überblick zur Einteilung klimatologisch bedingter Zwangswuchsformen.

Es stellt sich die Frage, welche nicht wuchsgenetisch bedingten Deformationen an Bäumen und Sträuchern windklimatologische Hinweise für eine WKA-Standorteignung geben können. Die Schwierigkeiten in der Analyse und der richtigen Bewertung von Baumwuchsdeformationen liegen in der Vielfalt der Faktoren, die den Windeinfluß überlagern. Zu den wichtigsten Einflußfaktoren gehören:

- 1) die Baumart, insbesondere
  - Höhe der Bäume,
  - Alter der Bäume,
  - phototropische Eigenschaften,
- 2) der Untergrund,
- 3) benachbarte Bäume und
- 4) physiologisch bedingte Wuchsdeformationen.

Die Hauptwindrichtung als entscheidenden Einflußfaktor auf die Deformationsrichtung im nordwestdeutschen Binnenland nachzuweisen, haben u.a. WEISCHET (1951, 1955) und KRIVSKY (1958) versucht. Kritisch weist APPELHANS (1974) auf die methodischen Mängel der Arbeit von Krivsky hin, der bei der Berechnung des Zusammenhangs zwischen Hauptwindrichtung und Deformationsrichtung unzulässige Annahmen trifft.

RUNGE (1984) stellte anhand von Kartierungen auf Juist (RUNGE 1980) und Wangerooge (RUNGE 1981) fest, daß die windgeformten Bäume im allgemeinen nicht auf die vorherrschende Windrichtung hinweisen, sondern, wie auch schon u.a. NOGUCHI (1979) nachgewiesen hatte, "...daß die Bäume von den stärksten, nicht aber von den vorherrschenden Winden geformt sind" (RUNGE 1984, S. 22). Anhand der von Runge im Raum Westfalen untersuchten Standorte auf Deformationswirkungen an Holzgewächsen ist aus der nachfolgenden Abbildung 4 ersichtlich, daß hauptsächlich die starken Winde aus SW bis WSW die Bäume formen. Stellenweise deutlich erkennbar sind in dem Kartenausschnitt die auftretenden, orographisch bedingten, Leitlinieneffekte, deren Ausprägungen in den Mittelgebirgen - im Gegensatz zu den Hochgebirgen - jedoch deutlich schwächer ausfallen.



Abb. 4: Die Richtung, aus der die starken Winde auf die Bäume einwirken.  
(Die Pfeilspitzen zeigen den Untersuchungsstandort an).

Aus: RUNGE (1984, S. 23)

Quantifizierbare Rückschlüsse auf die Windverhältnisse am Standort sind aufgrund von Baumwuchsdeformationen nach APPELHANS (1974) nicht möglich. Mit Hilfe einer Vektorendarstellung zeigt er, daß aus der Summe aller Windvektoren, denen beispielsweise ein Baum ausgesetzt ist, auf die einzelnen Richtungs- und Stärkekomponenten nicht zurückzuschließen ist. Die Schlußfolgerung liegt nahe, daß für die windklimatologische Beurteilung eines binnenländischen WKA-Standortes allenfalls qualitative Rückschlüsse aus vorhandenen Wuchsdeformationen an Holzgewächsen abzuleiten sind und daß eine Überinterpretation derartiger Phänomene vermieden werden muß.

## Aerodynamische Hindernisse und Rauigkeiten am Standort

Im Rahmen der *Standortmorphologie* ist es erforderlich, die im Nahbereich des WKA-Standortes vorhandenen Störungen (z.B. Bauwerke) des Windfeldes zu erfassen, da diese die bodennahe Luftströmung ungünstig beeinflussen und damit auch die Energieausbeute eines Konverters erheblich mindern können. MOLLY (1990) unterscheidet zwischen punktuell auftretenden Hindernissen (z.B. ein Wohnhaus) und Rauigkeiten, die durch eher flächenhafte Strukturen gekennzeichnet sind (z.B. bestellte Ackerflächen). Trifft die Luftströmung auf ein undurchlässiges Hindernis, so wird sie gezwungen, je nach Art des Störkörpers das Hindernis zu um- oder überströmen. Im Leebereich dieser Hindernisse treten Wirbel auf, die eine gleichmäßige Anströmung der Windkraftanlage stören.

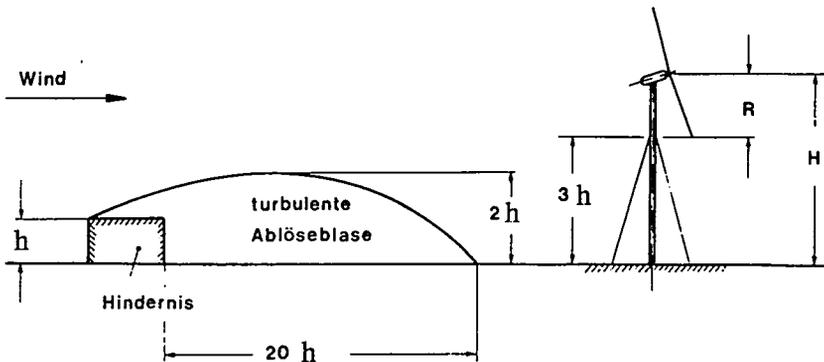


Abb. 5: Einfluß eines Störkörpers auf das bodennahe Windfeld und die notwendige Abstandsfläche bis zur WKA-Errichtungsstelle.

Aus: MOLLY (1990, S. 51), verändert

Aus der Hindernishöhe  $h$  kann nach MOLLY (1990) unter bestimmten Voraussetzungen abgeleitet werden, daß die turbulente Zone in horizontaler Richtung bis etwa zum 20-fachen von  $h$  und in ihrer vertikalen Er-

streckung ungefähr bis zum Doppelten der geometrischen Höhe des Hindernisses reicht. In der Praxis ist bei der Standortwahl vor allem die Einhaltung der gebotenen horizontalen Abstände nur bedingt möglich oder infolge nicht vorhandener Ausweichmöglichkeiten (z.B. aufgrund der Grenzverläufe des Grundstücks) aussichtslos. Im Rahmen einer Standortevaluation ist es daher in vergleichbaren Fällen erforderlich, den mindernden Einfluß der Störkörper auf den WKA-Ertrag zu berechnen (vgl. *Windstatistik, vertikales Windprofil, Energiestatistik*). Zu diesem Zweck wird der Standort des Konverters und die kleinräumige Umgebung (Radius von ca. 2 km) systematisch und windrichtungsabhängig kartiert. Die Abbildung 6 zeigt für den Westsektor beispielhaft die Kartierung der luvseitig gelegenen Fläche eines potentiellen WKA-Standortes mit den hier vorhandenen Rauigkeitsmerkmalen.

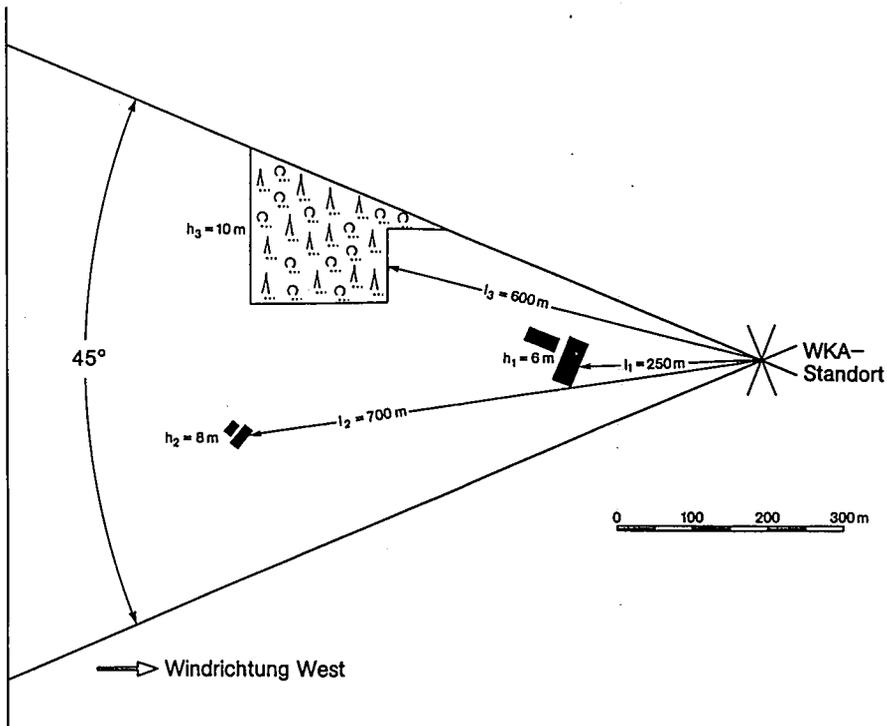


Abb. 6: Sektorielle Kartierung eines potentiellen WKA-Standortes

Die Standortkartierung dient im Rahmen der windklimatologischen Beurteilung des potentiellen WKA-Errichtungsortes u.a. als Arbeitsgrundlage zur Bestimmung windrichtungsabhängiger vertikaler Windprofilfunktionen (vgl. *vertikales Windprofil*).

### 3.1.2 Relief-Strömungsmodelle

Schwieriger einzuschätzen als punktuell auftretende Hindernisse am WKA-Standort ist die Fernwirkung orographischer Einflüsse, die z.T. beträchtliche Auswirkungen auf das regional-klimatisch geprägte Windfeld am Standort haben. So können die Luftströmungen aufgrund mesoskaliger Geländeeffekte derart modifiziert werden, daß ein im Nahbereich als gut eingestuft Standort neu bewertet werden muß.

Die Erfassung und Quantifizierung der durch den Reliefeinfluß modifizierten Windverhältnisse an einem konkreten Standort erfolgte in den siebziger Jahren durch die Weiterentwicklung der bis dahin bekannten eindimensionalen Gesetze (z.B. des Widerstandsgesetzes). JACKSON und HUNT (1975) haben einen analytischen Ansatz zur Beschreibung der Windgeschwindigkeitsänderung über zweidimensionalen Hügeln entwickelt. Weitere Studien zur Überströmung von Hügeln sind u.a. von TAYLOR (1977), MASON und SYKES (1979), WALMSLEY et al. (1982) vorgenommen worden. HOFF (1987) beseitigt einige Unstimmigkeiten in der auf dem Zwei-Schichten Konzept basierenden Jackson- und Hunt-Theorie u.a. durch eine Änderung der Skalierung. CHRISTOFFER und ULBRICHT-EISSING (1989) bemerken, daß für die Praxis die Jackson- und Hunt-Theorie im realen Gelände zwar im Luvbereich hinreichend genaue Ergebnisse liefert, daß jedoch im Einzelfall begleitende Windkanalmodellierungen und darauf basierende Modelle bessere Resultate ergeben.

Die Simulation der Strömungsverhältnisse im inhomogenen Gelände spiegelt allgemein den Wunsch wider, Reliefeffekte und deren Änderungswirkungen auf das Windfeld am WKA-Standort zu berechnen und die Ergebnisse in eine Standortbeurteilung einfließen zu lassen. Im Vordergrund steht dabei im Rahmen dieser Arbeit die windklimatologische Einschätzung der WKA-Standortlage relativ zur kleinräumigen Umgebung (1,5 km um den potentiellen Errichtungsort) und die Bestimmung der Auswirkungen des Reliefeinflusses auf die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von den vorherrschenden Windrichtungen. Am Institut für Geographie der Universität Münster wurde in Zusammenarbeit mit Prof. Dr. J. Werner, Dipl. Geograph U. Visser und dem Verfasser dieser Arbeit ein neues Computersimulationsprogramm entwickelt, das auf der Basis digitaler Höhenwerte (ü. NN) aufgebaut ist und als praktisches Instrumentarium u.a. zur Standortwahl im reliefierten Gelände unterstützend eingesetzt werden kann. Ziel dieses numerischen Simulationsmodells ist es, die Strömungsverhältnisse am potentiellen WKA-Standort und des regional geprägten Umfeldes modellhaft abzubilden und die durch den Reliefeinfluß modifizierten Windgeschwindigkeitsänderungen und Ablenkungseffekte zu berechnen und anschließend zu interpretieren. Auf dieser Basis ist eine windklimatologische Einordnung des potentiellen Standortes innerhalb des abgegrenzten Untersuchungsgebietes oder ggf. eine Optimierung der Standortwahl möglich.

Die Abbildung 7 zeigt die auf der Basis digitaler Höhenmatrizenwerte geplotteten Reliefstrukturen um den eingezeichneten (überhöht) WKA-Standort in Hemer/Sauerland.

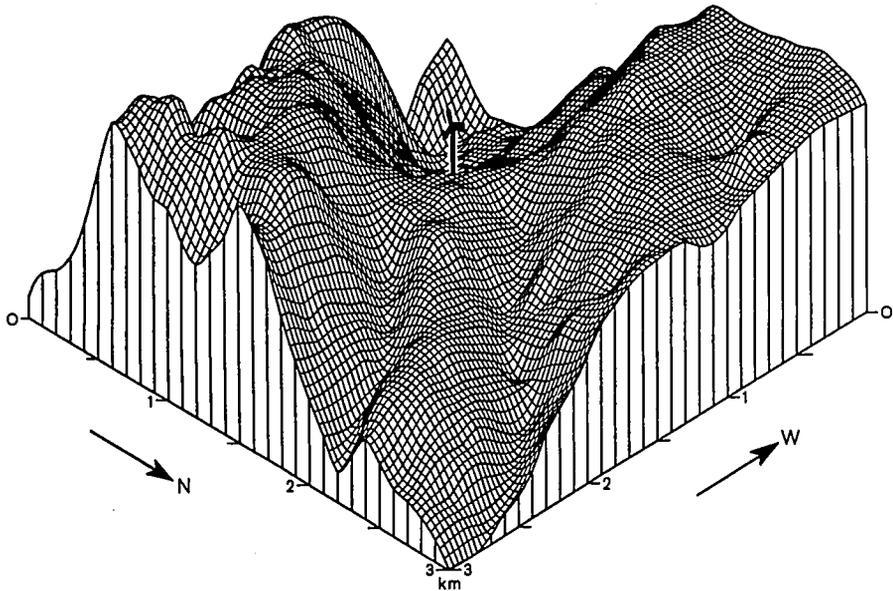


Abb. 7: Die Reliefstrukturen am WKA-Standort Hemer

Deutlich ist aus der Abbildung das diagonal von NO nach SW verlaufende Tal mit dem Sattelpunkt und die an diesem Punkt eingezeichnete WKA-Errichtungsstelle zu sehen. Nachfolgend werden die Konzeption und die Einsatzmöglichkeiten des Relief-Strömungsmodells anhand dieses Standortbeispiels erläutert.

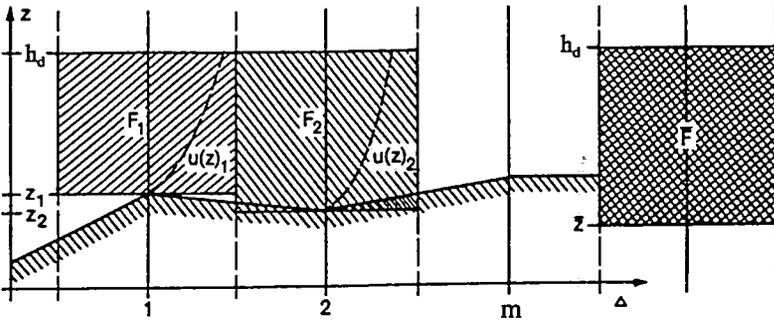
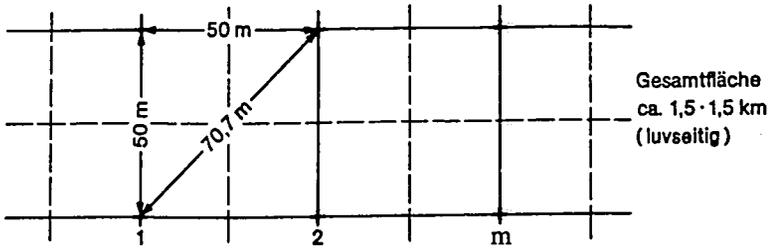
### Das Grundmodell

Ausgangspunkt des Reliefmodells ist ein quadratischer Höhenmatrizen-ausschnitt aus der jeweiligen TK 25, in dem sich der Standort befindet. Die im 50 m-Raster vorliegenden und bei den Landesvermessungsämtern erhältlichen digitalen Höhenwerte werden so eingesetzt, daß für alle 8 Hauptwindrichtungen luvseitig zum Standort entsprechende Teilflächen von  $1,5 \cdot 1,5$  km vorliegen. Für den jeweiligen Flächenausschnitt werden die

reliefbedingten Windgeschwindigkeitsänderungen bis zu einer Höhe  $h_d$  sowie die resultierenden Windrichtungsänderungen berechnet.

### 1. Schritt:

Bestimmung des vertikalen Windprofils (vgl. *vertikales Windprofil*) an jedem Matrizenpunkt 1...m



$$Q_1 = \bar{Q}; \bar{u}_1 = \bar{u} \cdot f_1; f_1 = \frac{\bar{F}}{F_1};$$

$$Q_2 = \bar{Q}; \bar{u}_2 = \bar{u} \cdot f_2; f_2 = \frac{\bar{F}}{F_2};$$

$$u(z)_1 = a_1 \cdot (\ln(z-d) - \ln z_0)$$

$$u(z)_2 = a_2 \cdot (\ln(z-d) - \ln z_0)$$

(mit  $a_1$  berechnet aus  $\bar{u}_1$ )

(mit  $a_2$  berechnet aus  $\bar{u}_2$ )

Abb. 8: Grundstruktur der digitalen Höhenmatrix mit dem 50 m-Raster und das Verfahren zur Berechnung der Windgeschwindigkeitsänderung mit der Höhe für einzelne Matrizenpunkte

Ausgehend von einer mittleren durchströmten Querschnittsfläche  $\bar{F}$  (berechnet aus dem mittleren Niveau  $\bar{z}$  aller digitalen Höhenwerte und der vorgegebenen Höhe  $h_d$ , wobei  $h_d > \bar{z}$  ist) wird angenommen, daß das Luftvolumen  $\bar{Q}$  von der Differenz  $h_d - \bar{z}$  und der jeweils vorgegebenen mittleren Windgeschwindigkeit  $\bar{u}$  abhängig ist.

Es gilt:

$$\bar{Q} = \bar{u} \cdot \bar{F} = \text{const.} \quad (1)$$

mit

$\bar{Q}$  = mittlere flächenspezifische Luftmenge [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$\bar{u}$  = mittlere vorgegebene Windgeschwindigkeit [ $\text{m}/\text{s}$ ]

$\bar{F}$  = mittlere durchströmte Querschnittsfläche [ $\text{m}^2$ ].

Mit dieser Annahme kann für jeden Matrizenpunkt 1...m aus plausiblen Kontinuitätsgründen die jeweilige Windgeschwindigkeitsänderung ermittelt werden. Liegt die Höhe  $z_m$  eines Matrizenpunktes beispielsweise über dem Flächenmittel  $\bar{z}$  der Matrix, dann ist der Quotient

$$f_m = \frac{\bar{F}}{F_m} > 1 \quad (2)$$

Die Forderung nach  $Q_m = \bar{Q} = \text{const.}$  und das Einsetzen von  $f_m$  in die Gleichung  $u_m = \bar{u} \cdot f_m$  hat eine Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit  $u_m$  gegenüber  $\bar{u}$  zur Folge. Das für jeden Matrizenpunkt einer Teilfläche ermittelte  $u_m$  wird in die allgemeine logarithmische Windprofilfunktion (vgl. *vertikales Windprofil*) der Form

$$u(z)_m = a_m \cdot (\ln(z-d) - \ln(z_0)) \quad (3)$$

mit

$u(z)_m$  = Windgeschwindigkeit in der Höhe  $z$  am Matrizenpunkt  $m$   
[m/s]

$a_m$  = Quotient aus Schubspannungsgeschwindigkeit ( $u_*$ ) und der  
von Kármán-Konstante ( $k_k \sim 0,4$ ) am Matrizenpunkt  $m$   
[m/s]

$z$  = Höhe [m]

$z_0$  = Rauigkeitsparameter [m]

$d$  = Verdrängungsschichtdicke [m]

eingesetzt und bis zur vorgegebenen Höhe  $h_d$  extrapoliert.

## 2. Schritt:

Bestimmung der reliefbedingten Ablenkung von 8 vorgegebenen Strömungsrichtungen

Die Bestimmung der reliefbedingten Ablenkung des Windes an jedem Matrizenpunkt erfolgt in einem zweiten Arbeitsschritt für jede der 8 Hauptwindrichtungen. Die aufgrund der Reliefstrukturen auftretenden Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsänderungen werden mittels eines funktionalen Zusammenhanges in der Weise berücksichtigt, daß

- a) die Ablenkungsrichtungen und -beträge vom Relief ( $\rightarrow$  Höhenmatrix) gesteuert werden,
- b) der Einfluß des Reliefs mit wachsender Höhe über Grund abnimmt und
- c) die Ablenkung an den Matrizenpunkten (höhenabhängig) eine Vergrößerung / Verkleinerung der Windgeschwindigkeit bewirkt.

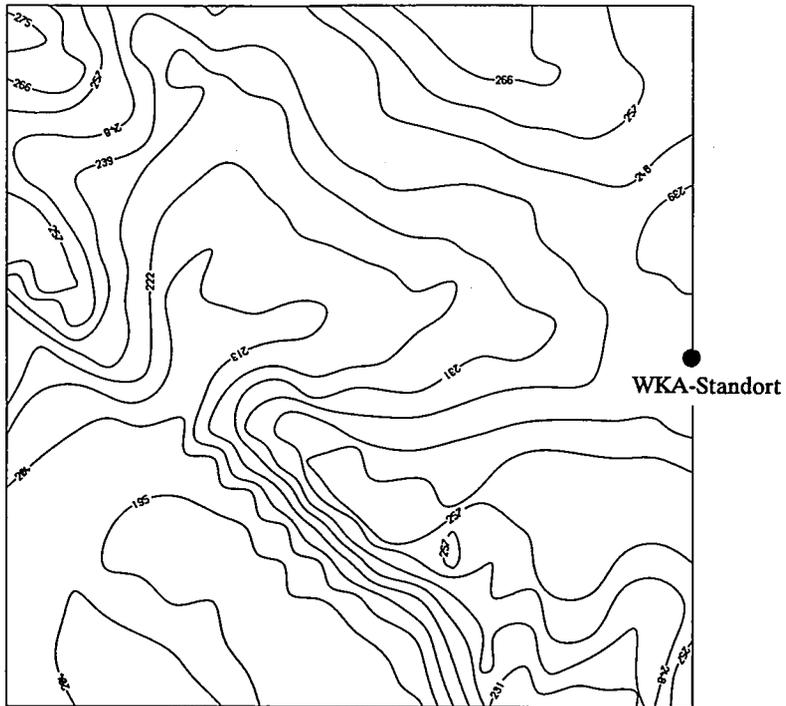


Abb. 9: Die Isohypsen der luvseitigen Reliefstrukturen im südwestlichen Vorfeld (1,5 · 1,5 km Matrix) des Standortes Hemer/Sauerland

Für die Anwendung des Reliefmodells im Rahmen dieser Arbeit wurde die dem WKA-Standort Hemer vorgelagerte südwestliche Teilfläche (Abbildung 9) ausgewählt. Die Errichtungsstelle des Windkonverters liegt demzufolge auf der gegenüberliegenden nordöstlichen Randseite der Matrix. Deutlich erkennbar sind die seitlich der Talung verlaufenden Höhenzüge und das entlang der Talungsflucht von SW nach NO leicht ansteigende Gelände bis zum Sattelpunkt (WKA-Standort).

Wird für eine Höhe von 30 m über Grund eine Südwestanströmung (Hauptwindrichtung) mit einer vorgegebenen Windgeschwindigkeit  $u$  von 5 m/s (500 cm/s) simuliert, so spiegelt sich der Reliefeffekt in der räumlichen Differenzierung der berechneten Windgeschwindigkeiten wider. Abbildung 10 zeigt die durch Windablenkung und Modifikation des Ge-

schwindigkeitsvektors berechneten Isotachen, wenn die Anströmung aus Südwesten erfolgt. Wie deutlich zu erkennen ist, führen die reliefbedingten Leitlinieneffekte zu einer Kanalisierung des talachsenparallelen Bodenwindes (in 30 m ü.G.) und damit zu einer Erhöhung der Windgeschwindigkeiten.

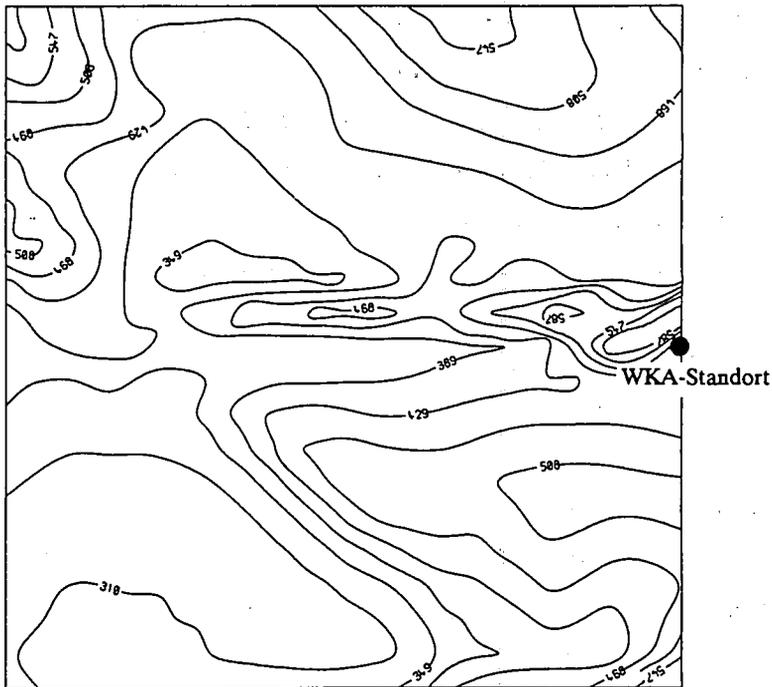


Abb. 10: Die räumliche Differenzierung der für eine Höhe von 30 m berechneten Windgeschwindigkeiten (cm/s) am Standort Hemer (SW-Anströmung)

Werden alle 8 Hauptwindrichtungen unter Berücksichtigung der jeweiligen prozentualen Anteilswerte durchgeführt, so ist eine gute, relative windklimatologische Einordnung des WKA-Standortes möglich und/oder eine Optimierung der Standortwahl realisierbar.

### 3.1.3 Vertikales Windprofil

Für den binnenländischen Investor, der die Errichtung einer Windkraftanlage der Klasse 20 - 80 kW plant, stellt sich das Problem der Mastdimensionierung und in diesem Zusammenhang die Frage nach dem standörtlichen Windenergiepotential in Abhängigkeit von der Höhe. Von seiten der Hersteller werden den potentiellen Betreibern oftmals Windkraftanlagen mit Mastlängen zwischen 18 m und 42 m zum Kauf angeboten. Der Aussicht auf eine höhere Windstromausbeute mit zunehmender Nabenhöhe stehen wirtschaftliche Überlegungen (vgl. *Kosten der WKA*) gegenüber, so daß letztendlich die *Nutzungskonzeption* dafür ausschlaggebend ist, ob die Optimierung der Einzelzielgröße "Windenergiepotential" oder "Wirtschaftlichkeit" angestrebt wird.

Anwendungsbezogene Vertikalprofilmessungen wurden bereits von zahlreichen Autoren (u.a. MANIER und BENESCH 1977; TETZLAFF et al. 1984, 1986; GOSENBERGER et al. 1986; MENGELKAMP 1986) unter dem Blickwinkel der Windenergienutzung durchgeführt. CHRISTOFFER und ULBRICHT-EISSING (1989) geben eine Zusammenstellung von Standorten, an denen Mastmessungen in Verbindung mit Untersuchungen zum vertikalen Windprofil vorgenommen wurden.

#### **Die Extrapolation der mittleren Windgeschwindigkeit**

Standörtliche Windmessungen erfolgen i.d.R. unterhalb der vorgesehenen Nabenhöhe des Windkonverters. Die Datengrundlage zur Ermittlung des Windenergiepotentials für verschiedene Höhenniveaus bilden dabei, je nach eingesetztem Meßinstrumentarium,

- a) die gemessenen Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und -richtung oder  
 b) die Häufigkeitsverteilungen.

Die statistische Auswertung der zu Häufigkeitsverteilungen verdichteten Windgeschwindigkeitswerte wird unter dem Standortfaktor *Windstatistik* diskutiert. Werden die Windwerte dagegen chronologisch und mit hoher zeitlicher Auflösung auf einem Datenlogger erfaßt, liegen für das Meßniveau in einem Zeitraum  $t$  die Anzahl  $n_t$  Intervalle der mittleren Windgeschwindigkeit vor. Für jedes Zeitintervall kann die Änderung des mittleren Vertikalgradienten analytisch mittels Windprofilfunktionen bis zur vorgesehenen Nabenhöhe beschrieben werden. Den hierzu angewandten Ansätzen der Extrapolation liegt, im Unterschied zu den bereits erwähnten mehrdimensionalen Modellen, vor allem die Bedingung der horizontalen Homogenität zugrunde. Zur Beschreibung des vertikalen Windprofils finden in der Praxis neben dem Potenzgesetz von HELLMANN (1917) vor allem logarithmische Ansätze (vgl. SVERDRUP 1936) vielfache Anwendung. Unter der Voraussetzung einer neutralen, vertikalen Temperaturschichtung und unter Berücksichtigung der Rauigkeitslänge  $z_0$  sowie der vor allem für das Binnenland relevanten Verdrängungsschichtdicke  $d$  kann die Änderung der mittleren Windgeschwindigkeit mit der Höhe durch die Gleichung

$$u(z) = \frac{u_*}{k_k} \cdot \ln \frac{(z - d)}{z_0} \quad (4)$$

mit

$u(z)$  = Windgeschwindigkeit in der Höhe  $z$  [m/s]

$u_*$  = Schubspannungsgeschwindigkeit [m/s]

$k_k$  = von Kármán-Konstante [-]

$z$  = Höhe [m]

$d$  = Verdrängungsschichtdicke [m]

$z_0$  = Rauigkeitslänge [m]

beschrieben werden. Die Schubspannungsgeschwindigkeit wird mit der Bestimmungsgleichung

$$u_* = \frac{k_k \cdot (u_2 - u_1)}{\ln \frac{(z_2 - d)}{z_0} - \ln \frac{(z_1 - d)}{z_0}} \quad (5)$$

mit

$u_*$  = Schubspannungsgeschwindigkeit [m/s]

$k_k$  = von Kármán-Konstante [-]

$u_1$  = Windgeschwindigkeit in der Meßhöhe 1 [m/s]

$u_2$  = Windgeschwindigkeit in der Meßhöhe 2 [m/s]

$z_1$  = Meßhöhe 1 [m]

$z_2$  = Meßhöhe 2 [m]

$z_0$  = Rauigkeitslänge [m]

$d$  = Verdrängungsschichtdicke [m]

berechnet. Soll der thermische Schichtungszustand der Atmosphäre berücksichtigt werden, so erfolgt dies formal durch die Erweiterung des Windprofilgesetzes um eine Stabilitätsfunktion bzw. einen  $\gamma$ -parameter für den Abweichungsfall von der Adiabase (vgl. MONIN und OBUCHOW 1958 oder BUSINGER 1971).

Bei den in der Praxis zunehmend eingesetzten automatischen Datenloggern liegen die Windwerte i.d.R. als Zeitreihe mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Intervalle) vor. Die simultane Erfassung von Windgeschwindigkeit und -richtung erlaubt die Berechnung des WKA-Potentials in der vorgesehenen Nabenhöhe unter Berücksichtigung windrichtungsabhängiger Windprofilfunktionen. Liegen die Datenkollektive in mehreren Meßhöhen vor, so kann durch exponentielle Approximation der in den unterschiedlichen Höhenniveaus gemessenen Mittelwerte das vertikale Windprofil

entweder gemittelt über alle Windrichtungen (vgl. Evaluation des Standortes Enniger, Kapitel 4) oder getrennt für einzelne Richtungssektoren berechnet werden. Vielfach erfolgt die Messung der Windwerte nur in einer Höhe, so daß zur Ermittlung der Profilgleichungen in Abhängigkeit von dem jeweiligen Windrichtungssektor die quantitative Bestimmung der standortspezifischen aerodynamischen Rauigkeitslänge  $z_0$  bzw. der Nullpunktverschiebung (Verdrängungsschichtdicke)  $d$  erforderlich wird. Als Grundlage zur Abschätzung der beiden Parameterwerte können die sektoriellen Kartierungen (vgl. *Standortmorphologie*) des potentiellen WKA-Aufstellungsortes dienen, wobei angenommen wird, daß sich der Einfluß von

- a) flächenhaften Rauigkeitsstrukturen (z.B. Gras) und
- b) lokalen Hindernissen (z.B. Bäume, Gebäude)

näherungsweise additiv zusammensetzt.

Die Ermittlung der Rauigkeitslänge hat LETTAU (1969) empirisch vorgenommen und tabellarisch unter Berücksichtigung der Geländeform aufgeführt. Für die Bestimmung von  $z_0$  und  $d$  in Abhängigkeit von der geometrischen Höhe  $h$  eines Hindernisses haben u.a. KIESE (1972) und BAUMGARTNER et al. (1977) formale Vorschläge gegeben. WERNER (1986) bestimmt die aerodynamische Rauigkeit mit der Näherungsformel

$$z_0 = 0,10 \cdot h \text{ [m]} \quad (6)$$

und die Verdrängungsschichtdicke  $d$  mit

$$d = 0,65 \cdot h \text{ [m]} \quad (7)$$

Für die "Bruttorauigkeit"  $z_{00} = (z_0 + d)$  in Abhängigkeit von der geometrischen Höhe  $h$  ergibt sich somit

$$z_{bo} = 0,75 \cdot h \text{ [m]} \quad (8).$$

Die hier angegebenen Algorithmen zur Bestimmung von  $z_o$  und  $d$  können auf die Rauigkeitsmerkmale unmittelbar am WKA-Errichtungsort angewendet werden, nicht aber auf einzelne lokale Hindernisse, die weiter abseits vom Standort liegen. Je nach Größe, Lage und Entfernung der luvseitig zur Windkraftanlage gelegenen Objekte ist nur eine mehr oder minder starke Restwirkung auf das bodennahe Windfeld am WKA-Standort zu spüren. Untersuchungen an ausgewählten binnenländischen WKA-Standorten zeigen, daß mit der im Europäischen Windatlas (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES 1989) aufgeführten Abklingformel

$$z'_o = 0,5 \cdot \frac{h^2}{l} \quad (9)$$

mit

$h$  = geometrische Höhe [m]

$l$  = Entfernung [m]

$z'_o$  = Rauigkeitslänge (Restwirkung am WKA-Standort) [m]

die wirksamen Restanteile  $z'_o$  gut bestimmt werden können. Für ein Hindernis mit der Höhe  $h = 10$  m und einer Entfernung von  $l = 100$  m ergibt sich durch Einsetzen in die Gleichung (9) für  $z'_o = 0,5$  m, bei  $l = 500$  m dagegen nur noch einen Wert von 0,1 m. Mit diesem Ansatz kann nun unter Verwendung der Formel (6) auch die tatsächlich wirksame Höhe  $h'$  des Hindernisses (bezogen auf den unmittelbaren WKA-Standort) in Abhängigkeit von der geometrischen Höhe und der Distanz des Einzelobjektes vom WKA-Errichtungsort bestimmt werden. Dabei ist zu beachten, daß der nachlassende Einfluß des lokalen Hinderniskörpers - je nach Höhe - erst ab einer bestimmten Entfernung vom Standort formal zu berücksichtigen ist. Für die praktische Anwendung kann die nachfolgende Gleichung (10) nur eingesetzt werden, wenn der Abstand zum Objekt mit der Höhe  $h$  die Länge aufweist, so daß  $h' \leq h$ . Für  $h' > h$ , kann  $z_o$  durch Einsetzen von  $h$  in Gleichung (6) berechnet werden. Es gilt:

$$h' = 5,0 \cdot \frac{h^2}{l} \quad (10)$$

mit

$h$  = geometrische Höhe [m]

$l$  = Entfernung [m]

$h'$  = wirksame geometrische Höhe am WKA-Standort [m].

Die Abbildung 11 zeigt die Abklingfunktionen für  $h$ ,  $d$  und  $z_0$  eines Hindernisses der Höhe  $h = 10$  m, wenn der gesamte Sektor der jeweiligen Hauptwindrichtung ausgefüllt ist. Bei einer Entfernung von  $l = 250$  m ergibt sich beispielsweise ein  $h'$  von 2,0 m. Werden für die verschiedenen Einzelobjekte die wirksamen Höhen  $h'$  am WKA-Standort berechnet und zu den flächenhaften Rauigkeitshöhen addiert, so kann für den gesamten luvseitigen Sektor die vertikale Windprofilfunktion unter Verwendung der Gleichungen (6), (7) sowie (4) bzw. (5) oder nach (3) bestimmt werden.

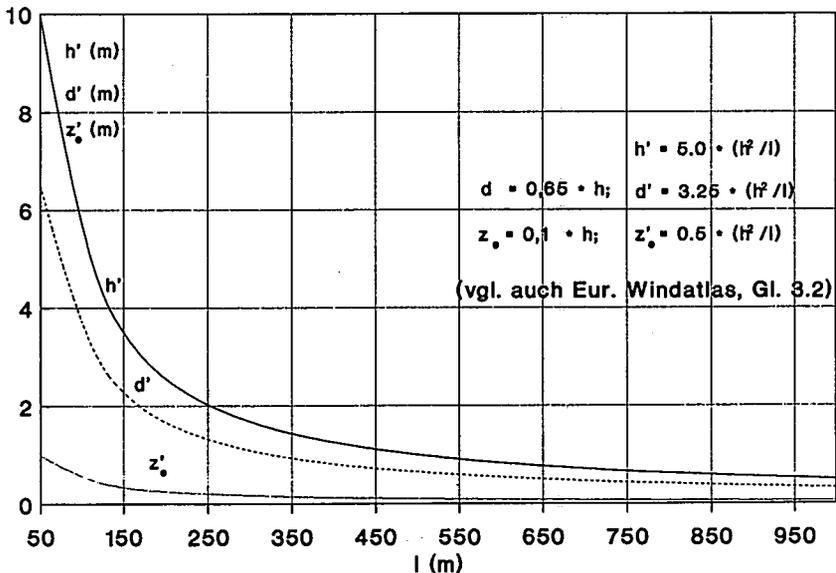


Abb. 11: Abklingfunktionen zur Bestimmung der Resteinflußwirkung eines Hindernisses der Höhe  $h = 10$  m mit zunehmender Entfernung

Mit dem für jede vorgegebene Windrichtung angepaßten Funktionsverlauf des vertikalen Windprofils wird insbesondere der für das Binnenland an vielen potentiellen Standorten entscheidende Einfluß von Oberflächenrauigkeiten auf das bodennahe Windfeld und letztendlich deren ertragsmindernde Wirkung auf die WKA-Energieausbeute berücksichtigt.

Zusammenfassend sind für die praktische Anwendung der vertikalen Extrapolation von Windwerten auf Zeitreihenbasis folgende Schritte erforderlich:

1. Sektorielle Bestimmung der Faktoren  $z_0$  bzw.  $d$  von flächenhaften Rauigkeitsstrukturen sowie einzelner lokaler Störkörper in Abhängigkeit von deren geometrischer Höhe  $h$  und Entfernung  $l$  vom WKA-Aufstellungsort.
2. Ermittlung der windrichtungsspezifischen logarithmischen Windprofilfunktionen.
3. Extrapolation der mittleren Windgeschwindigkeit für jedes Zeitintervall.

### **3.1.4 Windstatistik**

#### **3.1.4.1 Quantifizierung des Windenergiedargebotes**

Für die Durchführung von Investitionsrechnungen sind möglichst genaue Angaben über das Windenergiepotential an einem Standort erforderlich. Hauptziel der *Windstatistik* sind daher Aussagen zur Größe und Struktur der Windgeschwindigkeit, die eine Quantifizierung des Windenergie-

dargebotes ermöglichen. Ein Überblick zu den statistischen Windverhältnissen in der Bundesrepublik Deutschland, der durchschnittlichen Jahres- und Tagesgänge der Windgeschwindigkeit sowie zur Windrichtungsverteilung einiger Stationen findet sich etwa bei BENESCH et al. (1978), JARASS (1981), LEFEBVRE et al. (1983), CHRISTOFFER und ULBRICHT-EISSING (1989) oder im Europäischen Windatlas (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES 1989).

Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und deren Standardabweichung, aber auch die auf den monatlichen Mittelwerten basierenden jahreszeitlich bedingten Schwankungen geben erste Anhaltspunkte über die Windverhältnisse an einem Standort.

Einen differenzierteren Einblick in die Windstruktur gestatten Häufigkeitsverteilungen, die zudem Aufschluß über die Höhe der zu erwartenden Stillstands- und Leistungsabgabezeiten eines Windkonverters geben. Durch Integration über das nutzbare Windgeschwindigkeitsspektrum kann die potentielle Gesamtenergie der WKA am Standort berechnet werden. Die nachfolgende Abbildung 12 zeigt beispielhaft die gemessenen windrichtungsabhängigen Häufigkeitsverteilungen am Standort Oppenwehe für den Monat Mai 1989, auf deren Basis eine sektorielle Bestimmung der WKA-Energieausbeuten möglich ist. Anhand der Windrose können die jeweiligen Andauerstunden für jede der 8 Windrichtungen abgelesen werden. Erst mit dieser zusätzlichen Information wird eine Vergleichsgrundlage zwischen den relativen Verteilungen geschaffen, so daß Fehlinterpretationen vermieden werden. Beispielsweise könnte für die Windrichtungen SE und E nur aufgrund der Häufigkeitsverteilungen angenommen werden, daß das Windpotential im Monat Mai 1989 in beiden Sektoren etwa gleich hoch ist. Unter Einbeziehung der Andauerstunden wird deutlich, daß in diesem Monat die vorherrschende Windrichtung E um mehr als 50% häufiger auftrat als die aus SE.

Standort Oppenwehe

Höhe: 18 Meter

- Mai 1989 -

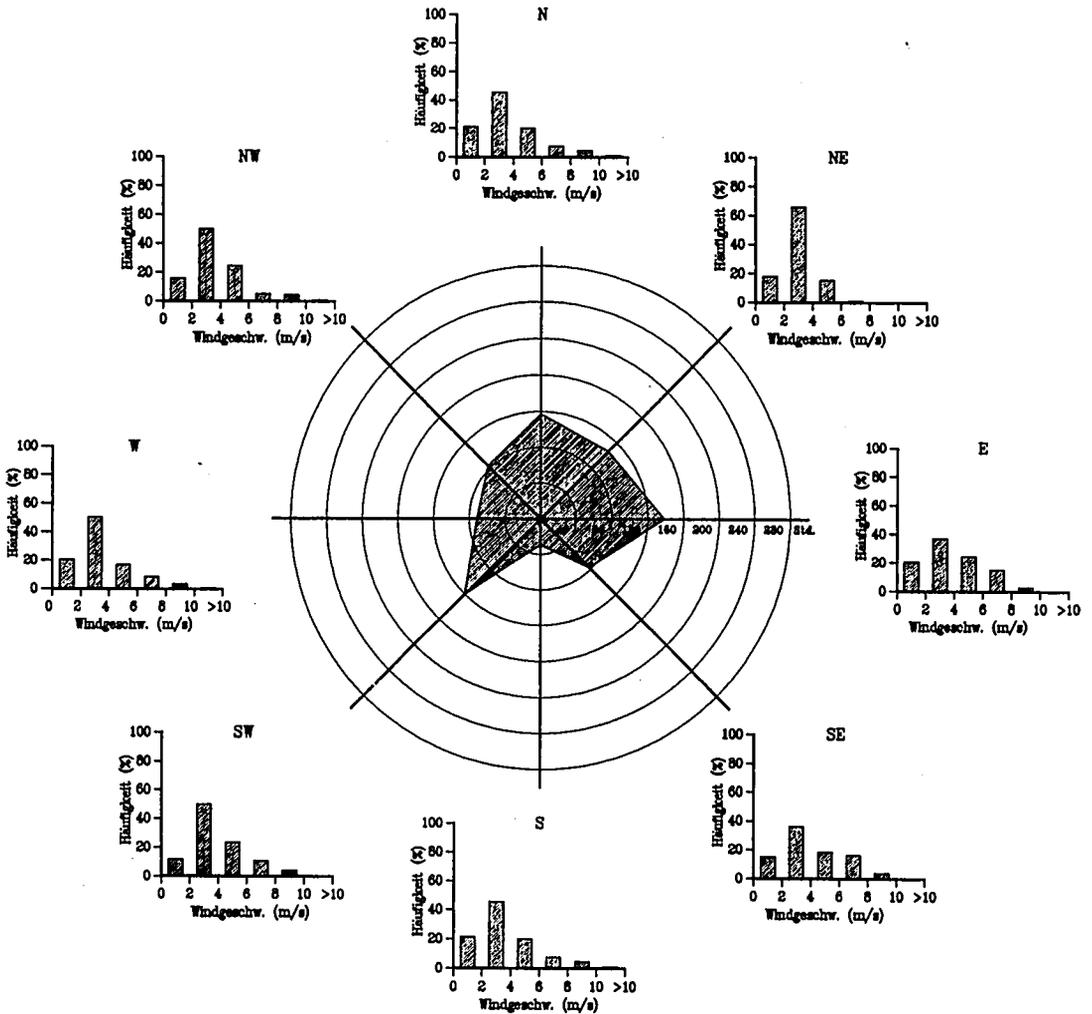


Abb. 12: Sektorieller Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilung sowie die zeitliche Bezugsbasis für den Standort Oppenwehe

Die empirisch ermittelten Häufigkeitsverteilungen können mit Hilfe der Weibullverteilung approximiert werden. Mit der zweiparametrischen, theoretischen Verteilung aus der Gruppe der Gammaverteilungen kann die Näherungsfunktion bestimmt und auf dieser Basis das WKA-Energiepotential berechnet werden. Die formale Dichtefunktion wird durch die Beziehung

$$f(u) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (11)$$

oder durch Integration in der kumulativen Form

$$F(u \leq u_x) = \int_0^{u_x} f(u) du = 1 - e^{-\left(\frac{u_x}{c}\right)^k} \quad (12)$$

mit

$u$  = Windgeschwindigkeit [m/s]

$u_x$  = Windgeschwindigkeit  $u$  an der Stelle  $x$  [m/s]

$k$  = shape Faktor [-]

$c$  = scale Faktor [m/s]

angegeben. Durch die Variation des Shape-Parameters  $k$  können symmetrische Häufigkeitsverteilungen sowie Verteilungen mit positiver und negativer Schiefe abgebildet werden. Die Weibullverteilung wurde u.a. von DINKELACKER (1949), HENNESSEY (1977) oder STEWART et al. (1978) angewendet. JUSTUS et al. (1978) stellen fünf Methoden zur Ermittlung der beiden Parameter  $k$  und  $c$  vor. Neben der Bestimmung aus dem Mittelwert der Windgeschwindigkeit und der Standardabweichung können die Faktoren  $k$  und  $c$  auch aus den klassifizierten Häufigkeitswerten berechnet werden. Mit den in der Praxis häufig verwendeten mechanischen oder elektronischen Klassifiziergeräten kann zur Berechnung des Wind-

potentials nur auf die zu Häufigkeitsverteilungen verdichteten Windwerte zurückgegriffen werden. Im Unterschied zur Extrapolation der mittleren Windgeschwindigkeiten auf der Basis von chronologisch erfaßten 10 min-Loggerwerten (vgl. *vertikales Windprofil*) muß jetzt das gesamte Windgeschwindigkeitsspektrum für verschiedene Höhen bestimmt werden.

JUSTUS et al. (1978) geben an, daß bei Vorliegen der zu den Windgeschwindigkeitsintervallen gehörenden kumulierten Häufigkeiten die Gleichung (11) in eine lineare Funktion ( $y = a + bx$ ) übergeht, wenn gilt:

$$x_i = \ln u_i \quad (13)$$

$$y_i = \ln [-\ln (1 - F_i)] \quad (14)$$

mit

$u_i$  = Windgeschwindigkeit der Klasse  $i$  [m/s]

$F_i$  = Summenhäufigkeit der Windgeschwindigkeit  $u$  an der Stelle  $i$  [%].

Die Funktionskoeffizienten können durch einen ungewichteten oder mit den Häufigkeiten gewichteten "least-square process" ermittelt werden. Die Weibullparameter ergeben sich dann in Relation zu den Koeffizienten  $a$  und  $b$ :

$$c = e^{\left(-\frac{a}{b}\right)} \quad (15)$$

und

$$k = b \quad (16).$$

Zur vertikalen Extrapolation der Weibullverteilung wurde der Ansatz von JUSTUS und MIKHAIL (1976) angewendet, der im wesentlichen auf den Ausführungen von REED (1975) basiert. Dem Ansatz liegt das logarith-

mische Windprofilgesetz mit einem geschwindigkeitsabhängigen Extrapolationsexponenten zugrunde. Formal kommt dieses durch den scale-Faktor  $c_{ane}$  zum Ausdruck, der über die Gammafunktion mit der mittleren Windgeschwindigkeit und der Standardabweichung verknüpft ist.

Es gilt die Beziehung

$$c(z) = c_{ane} (z/z_{ane})^n \quad (17)$$

mit

$$n = (0,37 - 0,088 \ln c_{ane}) / (1 - 0,088 \ln (z_{ane}/10)) \quad (18)$$

und

$$k(z) = k_{ane} (1 - 0,088 \ln (z_{ane}/10)) / (1 - 0,088 \ln (z/10)) \quad (19)$$

mit

$$c(z) = \text{scale-Faktor in der Höhe } z \text{ [m/s]}$$

$$c_{ane} = \text{scale-Faktor in Anemometerhöhe [m/s]}$$

$$z = \text{Extrapolationshöhe [m]}$$

$$z_{ane} = \text{Anemometerhöhe [m]}$$

$$k(z) = \text{shape-Faktor in der Höhe } z \text{ [-]}$$

$$k_{ane} = \text{shape-Faktor in Anemometerhöhe [-]}$$

für die Parameter  $c(z)$  und  $k(z)$ .

Im Binnenland können die Extrapolation von Häufigkeitsverteilungen bzw. die Berechnung der scale- und shape-Parameterwerte für verschiedene Nabenhöhen mit Hilfe des modifizierten Exponenten

$$n = (0,65 - 0,19 \ln c_{ane}) / (1 - 0,19 \ln (z_{ane}/18)) \quad (20)$$

mit

$$c_{ane} = \text{scale-Faktor in Anemometerhöhe [m/s]}$$

$$z_{ane} = \text{Anemometerhöhe [m]}$$

und für den shape-Faktor

$$k(z) = k_{ane} (1 - 0,19 \ln(z_{ane}/18)) / (1 - 0,19 \ln(z/18)) \quad (21)$$

mit

$$k(z) = \text{shape-Faktor in der Höhe } z \text{ [-]}$$

$$k_{ane} = \text{shape-Faktor in Anemometerhöhe [-]}$$

$$z_{ane} = \text{Anemometerhöhe [m]}$$

$$z = \text{Extrapolationshöhe [m]}$$

bestimmt werden. Dieser vom Verfasser auf der Basis von Messungen in einer Höhe von 18 m empirisch ermittelte Algorithmus für die Vertikalextrapolation erbrachte gute Ergebnisse für die häufigsten WKA-Nabenhöhen (zwischen 18 und 42 m) in Gebieten mit typisch binnenländischer Geländestruktur und den hier vorherrschenden Rauigkeitsmerkmalen. Die Benutzung der Bestimmungsgleichungen im komplexen Gelände konnte bisher noch nicht verifiziert werden. Für die praktische Anwendung des Verfahrens sollte die mit hoher zeitlicher Auflösung gemessene Häufigkeitsverteilung über einen Mindestzeitraum von drei Monaten (nach Möglichkeit 6 - 12 Monate) vorliegen, da sonst die Gefahr besteht, daß mit der theoretischen Weibullfunktion die gemessene Verteilung in der Meßhöhe aufgrund vorhandener Asymmetrien nur unzureichend abgebildet werden kann und eine anschließende Extrapolation zu Fehlern führt.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Häufigkeitsverteilung und der Berechnung der WKA-Energieausbeute (vgl. *Windkonverter und Masthöhe, Energiestatistik*) für verschiedene Nabenhöhen auf der Basis von klassifizierten Windwerten kann wie folgt formuliert werden:

#### 1. Schritt:

Approximation der empirisch ermittelten Häufigkeitsverteilung mittels der Weibullverteilung durch die

- a) Bildung der Summenhäufigkeit der gemessenen Häufigkeitsverteilung und
- b) Durchführung eines "least-square process" zur Ermittlung der Koeffizienten  $a$  und  $b$  der linearen Funktion. Die Berechnung der Weibullparameter  $c$  und  $k$  erfolgt mit den Gleichungen (15) und (16).

### 2. Schritt:

Vertikale Extrapolation der Häufigkeitsverteilung (in Anemometerhöhe) auf die gewünschte Höhe  $z$ .

Mittels der Gleichungen (17), (20) und (21) werden die beiden Parameterwerte  $c(z)$  und  $k(z)$  für das vorgesehene Höhengniveau bestimmt. Unter Verwendung der Formel (11) kann anschließend die relative oder kumulative (12) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten berechnet werden.

### 3. Schritt:

Berechnung des Energiepotentials mittels der Leistungskennlinie eines Windkonverters.

Liegt die Häufigkeitsverteilung in der vorgesehenen Nabenhöhe vor, kann mittels der Leistungskennlinie des Konverters das technisch nutzbare Energiepotential berechnet werden.

### Beispielrechnung

Während des Zeitraums von Oktober bis Dezember 1989 (Meßzeitraum: 2160 Std.) wurden die Windwerte an einem binnenländischen Standort (Greven) in den Anemometerhöhen 18 und 49 m simultan gemessen. Für diesen Untersuchungszeitraum wird in der folgenden Beispielrechnung die

Energieausbeute des Konverters mit einer Nabenhöhe von 36 m berechnet. In dieser "Arbeitshöhe" des Windkonverters erfolgten keine Windmessungen, nur die während der drei Monate erzeugte WKA-Energiemenge ist bekannt.

Tab. 1: Die Approximation der Meßwerte in 18 m Höhe, die auf 49 m extrapolierte Verteilung und zum Vergleich die aus den Meßdaten (in 49 m Höhe) berechneten Weibullwerte				
Klassenmitte der Windgeschwindigkeit (m/s)	Meßwerte	Approximation	Extrapolation	Approximation
	(%)	(%)	(%)	(%)
	18 m <sub>orig.</sub>	18 m <sub>Weib.</sub>	18 m <sub>Weib.</sub> → 49m <sub>Weib.</sub>	49 m <sub>Weib.</sub>
0,5	9,9	10,8	2,6	2,3
1,5	20,0	19,9	8,5	8,4
2,5	22,9	21,2	13,4	13,7
3,5	15,7	17,9	16,0	16,7
4,5	13,3	12,9	16,1	16,9
5,5	9,2	8,2	14,2	14,7
6,5	4,2	4,7	11,1	11,2
7,5	2,2	2,4	7,8	7,5
8,5	1,5	1,2	4,9	4,4
9,5	0,7	0,5	2,8	2,3
10,5	0,4	0,2	1,5	1,1
11,5	-	0,1	0,7	0,5
12,5	-	-	0,3	0,2
13,5	-	-	0,1	0,1
	$\Sigma = 100,0$	$\Sigma = 100,0$	$\Sigma = 100,0$	$\Sigma = 100,0$

Im ersten Schritt wird zunächst die approximierte Verteilungsfunktion für die Meßhöhe (18 m Höhe) nach den Gleichungen (13) bis (16) ermittelt (Tabelle 1). In der Abbildung 13 ist die gemessene Häufigkeitsverteilung und die Weibulldichtefunktion dargestellt. Mit dem modifizierten Extrapolationsansatz erfolgt im zweiten Schritt die Berechnung der Häufigkeitsverteilungen für die Höhen 36 und 49 m (Abbildung 14).

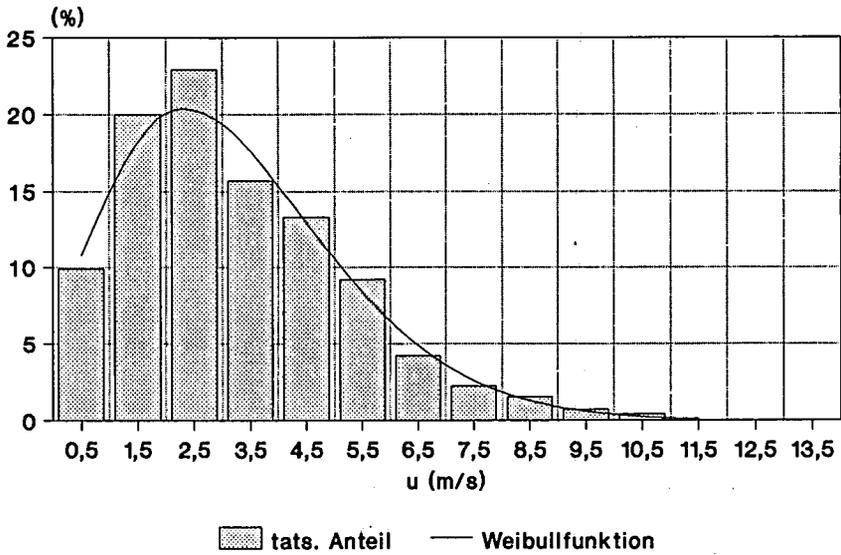


Abb. 13: Approximierte Häufigkeitsverteilung in 18 m Höhe am Standort Greven für den Zeitraum Oktober - Dezember 1989

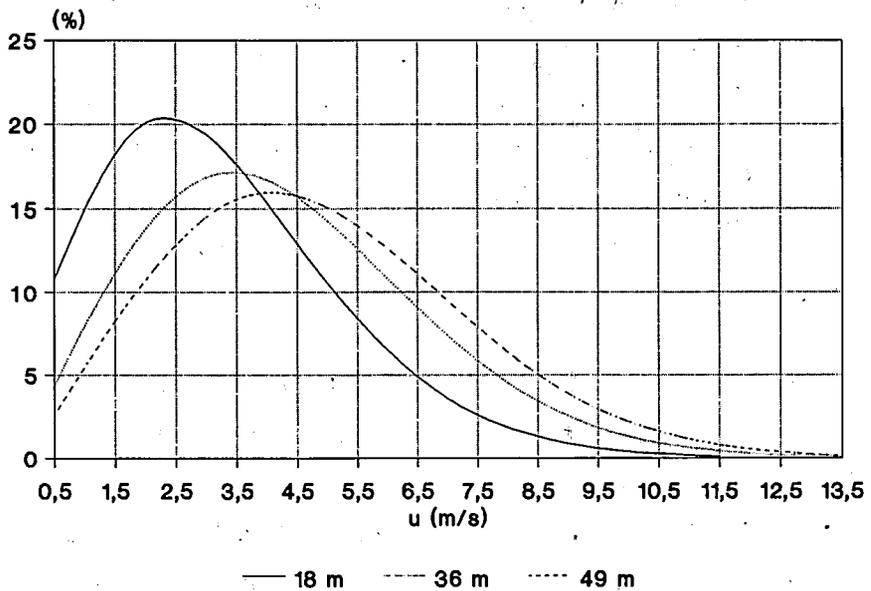


Abb. 14: Die Weibulldichtefunktionen in 18, 36 und 49 m Höhe am Standort Greven für den Zeitraum Oktober - Dezember 1989

Die in 49 m Höhe gemessene reale Häufigkeitsverteilung kann anschließend mit der theoretisch berechneten Verteilung überprüft werden (Tabelle 1). Im dritten Schritt wird mit der auf die Nabenhöhe von 36 m extrapolierten Verteilungsfunktion des Konverters eine Potentialabschätzung vorgenommen und mit der tatsächlichen Energieausbeute verglichen. Mit der Leistungskennlinie des auf 15 kW gedrosselten Windkonverters

$$P = 0.02 \cdot u^3 \text{ [kW]} \quad (22)$$

mit

$$u < 3.5 \text{ m/s} \quad P = 0 \text{ kW}$$

$$u > 9.0 \text{ m/s} \quad P = 15 \text{ kW}$$

wurde für den genannten Untersuchungszeitraum ein Energieertrag von rd. 6000 kWh prognostiziert. Die tatsächliche Ausbeute liegt mit ca. 5100 kWh zwar deutlich unterhalb des theoretischen Schätzwertes, allerdings muß bei der Bewertung des Ergebnisses berücksichtigt werden, daß während des Untersuchungszeitraumes die Verfügbarkeitszeit der Anlage unter 100% lag und damit das mögliche Windpotential nicht voll ausgeschöpft werden konnte. Durch Unwucht aufgetretene automatische Betriebsabschaltungen der Windkraftanlage, die vom Betreiber nicht gleich erkannt und mit der Wiedereinschaltung behoben wurden, führten zu entsprechenden Stillstandszeiten des Konverters, die in der Beispielrechnung nicht berücksichtigt werden konnten.

An diesem Beispiel zeigt sich deutlich ein Grundproblem, das im Rahmen der prognostischen Abschätzung des WKA-Energiepotentials an einem Standort auftreten kann und berücksichtigt werden muß. Betriebsbedingte Störungen, die i.d.R. dann auftreten, wenn die Windkraftanlage unter Last läuft, verhindern eine vollständige Nutzung des max. nutzbaren Energiepotentials und können dazu führen, daß die auf der windklimatologischen Grundlage berechneten Energieausbeuten gegenüber den tatsächlichen Erträgen scheinbar zu hoch ausfallen.

### 3.1.4.2 Zeitliche Repräsentanz der Windwerte

Werden an einem potentiellen Standort Windmessungen durchgeführt und ist auf dieser Basis das Windenergiepotential bestimmt worden, so stellt sich grundsätzlich die Frage, ob die während des Meßzeitraumes ermittelten Windgeschwindigkeiten, -richtungen und die berechnete WKA-Energieausbeute als repräsentativ in bezug auf das Langjahresmittel angesehen werden können. Zur Einordnung der gemessenen Windwerte kann in der Praxis auf die langjährigen Referenzwerte von den Wetterstationen des Dt. Wetterdienstes zurückgegriffen werden, die dem potentiellen WKA-Errichtungsort benachbart sind. Im Europäischen Windatlas (COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES 1989) sind aus dem Landschaftsraum des nordwestdeutschen Binnenlandes die langjährigen (10 Jahre) Bodenwindgeschwindigkeiten und -richtungen der Stationen Düsseldorf und Bremen (in 10 m Höhe über Grund) aufgeführt.

In Dänemark und den Niederlanden helfen "Indexberechnungen" zu den Windverhältnissen und zur Windenergieproduktion, die Einordnung der aktuell erhobenen Monatswerte in das langjährige Mittel vorzunehmen.

#### Dänischer Windindex

Der Ausdruck "Dänischer Windindex" läßt vermuten, daß ein Windindikator als Instrumentarium zur Einordnung aktueller Windwerte in das Langjahresmittel dient. Fundamental betrachtet liegt jedoch ein WKA-Produktionsindex vor, der, retrospektiv gesehen, ebenfalls die Windverhältnisse beinhaltet. Der von den Mitarbeitern der Zeitschrift Windpower Monthly entwickelte und publizierte Index basiert auf den monatlichen Energieproduktionsergebnissen ausgewählter Windkraftanlagen, der rund

60% der ca. 2500 in Dänemark errichteten Windkonverter repräsentiert. (N.N. 1990).

Für die Erstellung der aktuellen Statistik werden die Konverter nicht berücksichtigt, deren Ausfallzeiten in dem betreffenden Monat mehr als vier Stunden betragen haben. Die monatlich erzeugte Elektrizität (in kWh) der störungsfrei arbeitenden Windkonverter wird durch den Korrekturfaktor (Anzahl der Wochen in dem jeweiligen Monat) dividiert. Anschließend erfolgt eine erneute Division der kWh-Zahl/Woche des aktuellen Monats durch die mittlere Produktion der letzten Jahre. Die Quotienten aller Windkraftanlagen werden aufsummiert und diese Summe durch die Zahl der Windkraftanlagen dividiert, die in dem betrachteten Monat Eingang in die Windindex-Statistik gefunden haben.

#### Niederländischer Windindex

Der Niederländische Windindex wird von der Fa. METEOCONSULT (1989) herausgegeben und basiert auf den von WIERINGA und RIJKOORT (1983) publizierten mittleren Windverhältnissen der Niederlande. In dieser Studie sind die Ergebnisse von 8 niederländischen Windmeßstationen tabellarisch dargestellt. Durch Umrechnungen (Korrektur der Bodenrauigkeit am Standort) und unter Zugrundelegung der Formel für die Bruttowindenergie (vgl. *Windkonverter und Masthöhe*) wird für drei Landschaftszonen das "Normaljahr" bezüglich der Bruttowindenergie bestimmt und durch einfache Division, ohne Gewichtung der jahreszeitlichen Schwankungen des Windangebotes, das "normale" monatliche Bezugspotential der Windenergie berechnet.

Für die drei Zonen ergeben sich folgende monatliche Windenergiepotentiale als Grundlage:

1. Küstenzone	= 220.000
2. Übergangszone	= 120.000
3. Binnenland	= 60.000

Zur Ermittlung des aktuellen Windindex wird für die 15 ausgewählten und über die drei Zonen verteilten synoptischen Stationen mittels der vorhandenen Luftdichte- und Windgeschwindigkeitswerte die jeweilige mittlere zonale Bruttowindenergie zur Basis des Bezugspotentials bestimmt und als Prozentsatz angegeben.

### Deutscher Windindex

In der Bundesrepublik Deutschland liegt ein Windindex derzeit noch nicht vor. Ein möglicher Ansatz zur Einordnung der Windgeschwindigkeiten eines Monats in bezug auf das Langjahresmittel soll hier vorgestellt werden. Die für den Zeitraum 1967 - 1986 aus den Jahresberichten des Dt. Wetterdienstes entnommenen monatlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit an der Wetterstation Essen für das 850 hPa-Niveau bilden hierzu die Grundlage. Der in ca. 1500 m Höhe vorherrschende geostrophische Wind ist nicht, wie etwa der bodennahe Wind, von der Veränderung standortspezifischer Parameter (zunehmender Baumbewuchs, Verlagerung von Meßstationen, etc.) betroffen, so daß diese Windwerte eine gute Ausgangsbasis für einen Windindikator bilden können. Die aus den täglich vier Radiosondenaufstiegen ermittelten monatlichen Windgeschwindigkeitswerte im 850 hPa-Niveau wurden für den 20-jährigen Zeitraum (1967 - 1986) in der Tabelle 2 aufgelistet. Zusätzlich aufgeführt sind die dem Europäischen Wetterbericht entnommenen und zu monatlichen Mittelwerten verdichteten Windwerte für das Jahr 1989.

Tab. 2: Mittlere monatliche Windgeschwindigkeiten ( $\bar{u}$ ) und Standardabweichungen ( $\sigma$ ) im 850 hPa-Niveau (1967 - 1986) und die Mittelwerte für das Jahr 1989 an der Wetterstation Essen.

(Daten: Dt. Wetterdienst)

Monat	850 hPa-Werte (1967 - 1986)		850 hPa-Werte 1989
	(m/s)		(m/s)
	$\bar{u}$	$\sigma$	$\bar{u}$
Januar	12,4	2,8	11,3
Februar	10,5	1,7	14,0
März	10,8	2,2	12,8
April	9,2	1,8	8,4
Mai	8,2	1,1	5,5
Juni	8,2	0,9	6,4
Juli	8,0	1,5	8,3
August	7,9	1,4	9,0
September	9,6	1,8	8,0
Oktober	10,6	2,0	12,8
November	12,6	2,0	9,5
Dezember	12,2	2,3	12,6
Jahr	10,0	0,55	9,9

Aus der nachfolgenden Abbildung 15 wird ersichtlich, daß die Durchschnittswerte für das Jahr 1989 im zeitlichen Verlauf gegenüber dem 20-Jahreszeitraum fast ausschließlich innerhalb der "normalen" Schwankungsbreite liegen, welche hier durch die Standardabweichung um den jeweiligen Monatsmittelwert während dieser 20 Jahre definiert ist.

Mit dem an dieser Stelle vorgestellten Verfahren ist die qualitative Interpretation und Einordnung aktueller monatlicher Windwerte bezüglich langjähriger Mittelwerte möglich. Kritisch muß allerdings gefragt werden, ob die an der Wetterstation Essen erhobenen Datenkollektive und die auf dieser Basis getroffenen Aussagen für das gesamte nordwestdeutsche Bin-

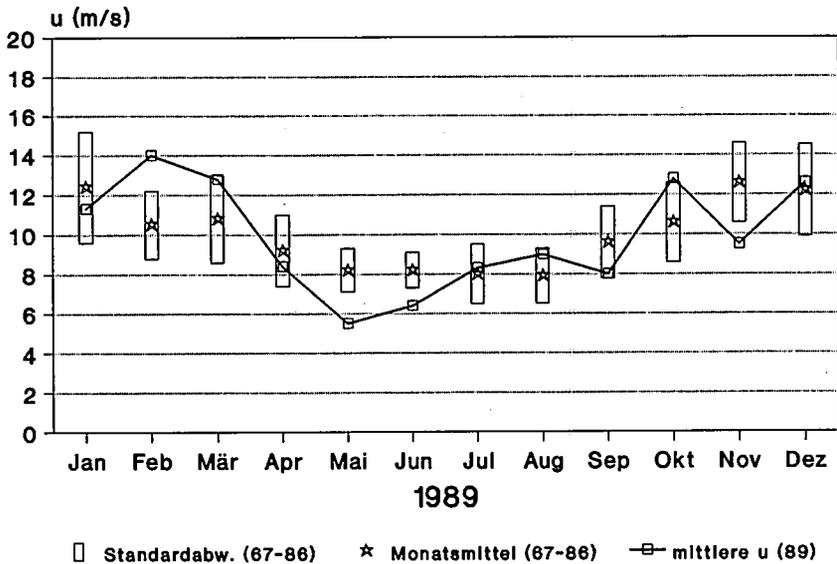


Abb. 15: Vergleich der monatlichen 850 hPa-Windwerte aus dem Jahr 1989 mit dem langjährigen Mittel (1967 - 1986).  
(Daten: Dt. Wetterdienst)

nenland Gültigkeit haben (räumliche Repräsentativität) und ob die Bewertung der Monatsmittelwerte auf der Basis des 850 hPa-Niveaus auch auf die Windgeschwindigkeiten in der bei Windmessungen im Binnenland üblichen Meßhöhe (10 - 20 m über Grund) übertragbar ist. Während auf die räumliche Repräsentativität aufgrund des Mangels an geeignetem Datenmaterial hier noch nicht näher eingegangen werden kann, wird nachfolgend die zweite Fragestellung ausführlicher erörtert. Im Unterschied zu den bereits vorgenommenen Untersuchungen von MANIER und WEINGÄRTNER (1978), MALBERG und RÖDER (1980) oder TETZLAFF et al. (1984) über den Zusammenhang zwischen Bodenwind und geostrophischem Wind dienen als Datengrundlage zur Beschreibung der funktionalen Abhängigkeit im Rahmen der hier zu diskutierenden Fragestellung die monatlichen Windwerte im 850 hPa-Niveau und die Bodenwindwerte (16 m ü.G.) von 1967 - 1986 an der Wetterstation Essen.

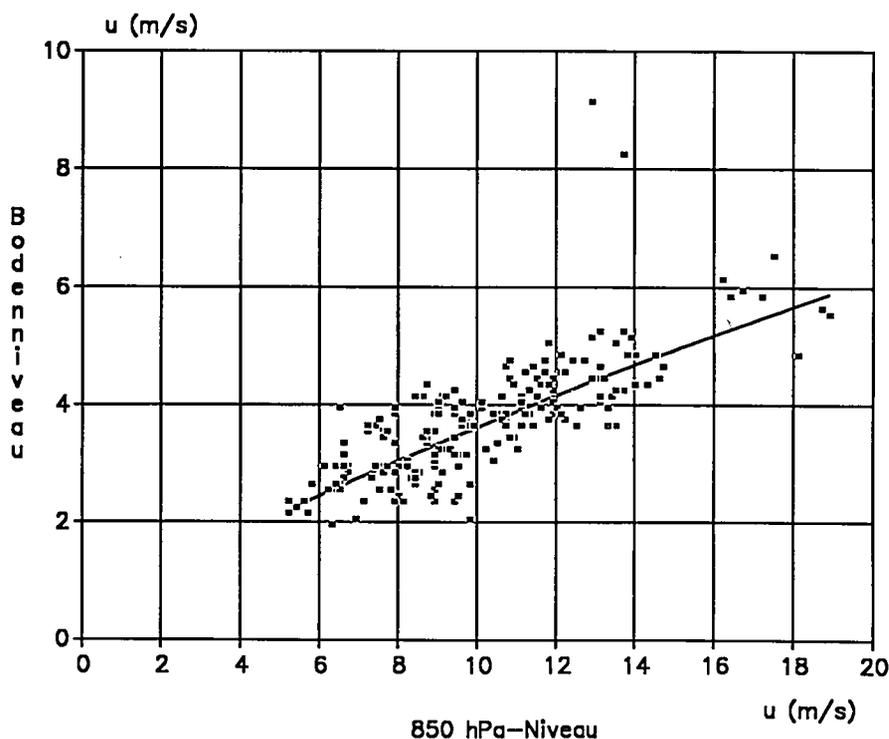


Abb. 16: Regression zwischen den monatlichen Bodenwerten (16 m ü.G.) und den Höhenwindgeschwindigkeiten (850 hPa-Fläche) für den Zeitraum 1967 - 1986 an der Wetterstation Essen.  
(Daten: Dt. Wetterdienst)

Mit den standardisierten monatlichen Boden- und Höhenwerten wurde für den 20-jährigen Untersuchungszeitraum eine Regressionsanalyse durchgeführt. Die Abbildung 16 zeigt die Punktwolke und eine lineare Ausgleichsgerade als beste Approximation. Bei Berücksichtigung aller Wertepaare beträgt der Korrelationskoeffizient  $r=0,81$ , durch Ausgrenzung von zwei Ausreißern erhöht sich der Wert auf 0,83. Trotz der Streuung kann für die praktische Anwendung das vorgestellte Verfahren aufgrund des linearen Zusammenhangs auch zur Einordnung gemessener Bodenwindgeschwindigkeiten eingesetzt werden, indem auf die zeitgleichen monatlichen 850 hPa-Windwerte und den 20-jährigen Referenzzeitraum zurückgegriffen wird.

Die Analyse der in ca. 1500 m Höhe gemessenen Windwerte ergab zusätzliche, beachtenswerte Ergebnisse. Das Mittel der jährlichen Jahreswindgeschwindigkeiten weist für den 20-Jahreszeitraum einen Wert von 10,0 m/s auf. Während in der zeitlichen Betrachtung für das Jahresmittel nur eine leicht steigende Tendenz zu verzeichnen ist, zeigen die monatlichen Windgeschwindigkeitswerte unterschiedliche Entwicklungsrichtungen an. Ein Trend zu höheren Windgeschwindigkeiten ist insbesondere für die Monate Dezember und Januar (Abbildung 17 und 18) zu erkennen, während die Februarwerte (Abbildung 19) im Verlauf tendenziell eher abgenommen haben.

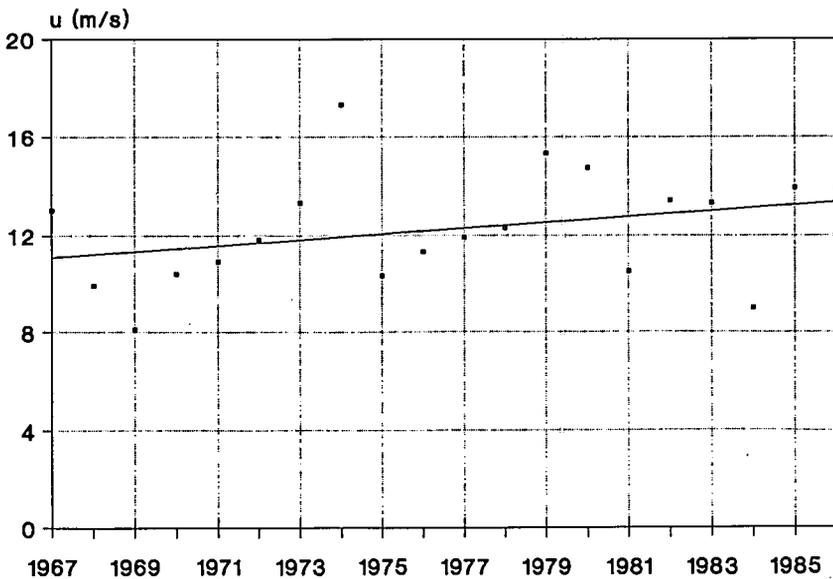


Abb. 17: Mittlere monatliche Dezemberwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade.

(Daten: Dt. Wetterdienst)

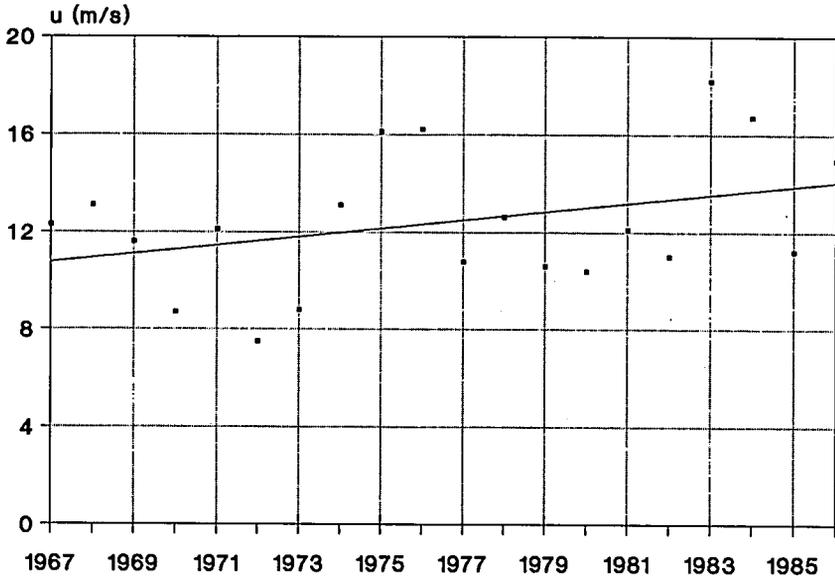


Abb. 18: Mittlere monatliche Januarwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade. (Daten: Dt. Wetterdienst)

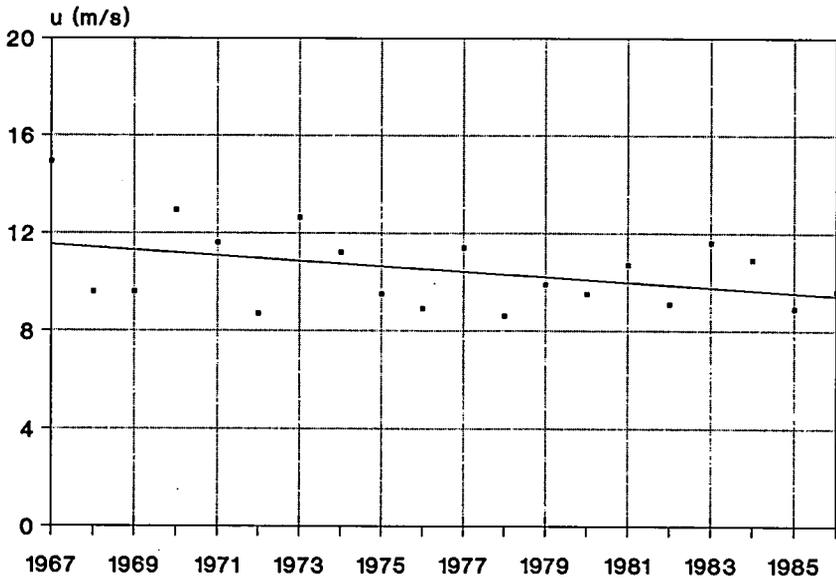


Abb. 19: Mittlere monatliche Februarwerte der Windgeschwindigkeiten in der 850 hPa-Fläche der Jahre 1967 - 1986 und die Trendgerade. (Daten: Dt. Wetterdienst)

Es stellt sich zwangsläufig die Frage, welche Ursachen für diese Zu- bzw. Abnahme verantwortlich sein könnten. Naheliegend ist eine Analyse der Großwetterlagen für die betroffenen "Abweichungsmonate". Betrachtet man für den Untersuchungszeitraum (1967 - 1986) die Monate mit den höchsten positiven (Dezember bzw. Januar) und negativen (Februar) Steigungen der Trendgerade und vergleicht diese mit der zeitlichen Verteilung der Großwetterlagentypen nach KLAAS (1990), so wird deutlich, daß insbesondere in den Monaten Dezember und Januar die ozeanischen Lagen zugenommen haben, während der prozentuale Anteil von sogenannten Wintermonsunlagen tendenziell abnahm. Aus der Abbildung 20 ist für den Monat Januar deutlich zu erkennen, daß die mit zyklonalen Wetterlagen und milden Witterungsabschnitten verbundenen ozeanischen Lagen zugenommen haben, während die mit den kalten Perioden verbundenen Wintermonsunlagen im 5-Jahresmittel einen Tiefststand seit 1800 erreicht haben. Im Gegensatz dazu ist der Monat Februar (Abbildung 21) durch eine Zunahme von Wintermonsunlagen und eine Abnahme der ozeanischen Lagen gekennzeichnet.

Eine voreilige Bewertung derartiger Phänomene als Beweis für eine anthropogen verursachte Klimaveränderung verbietet sich nach Ansicht des Verfassers aus mehreren Gründen. Zum einen ist das Datenkollektiv der Windgeschwindigkeitswerte über einen derart kurzen Zeitraum von nur 20 Jahren für eine repräsentative Aussage nicht ausreichend, zum anderen zeigt die zeitliche Variation der Wetterlagentypen in den Abbildungen 20 und 21 keine signifikanten, außergewöhnlichen Abweichungen. Das dritte und sicherlich schwerwiegendste Argument betrifft die grundsätzliche Schwierigkeit, in einem aus komplexen und interaktiven Klimafaktoren bestehenden chaotischen Gesamtsystem die natürlich auftretenden Änderungen von den Auswirkungen anthropogener Einflußfaktoren auf das Klimasystem zu unterscheiden.

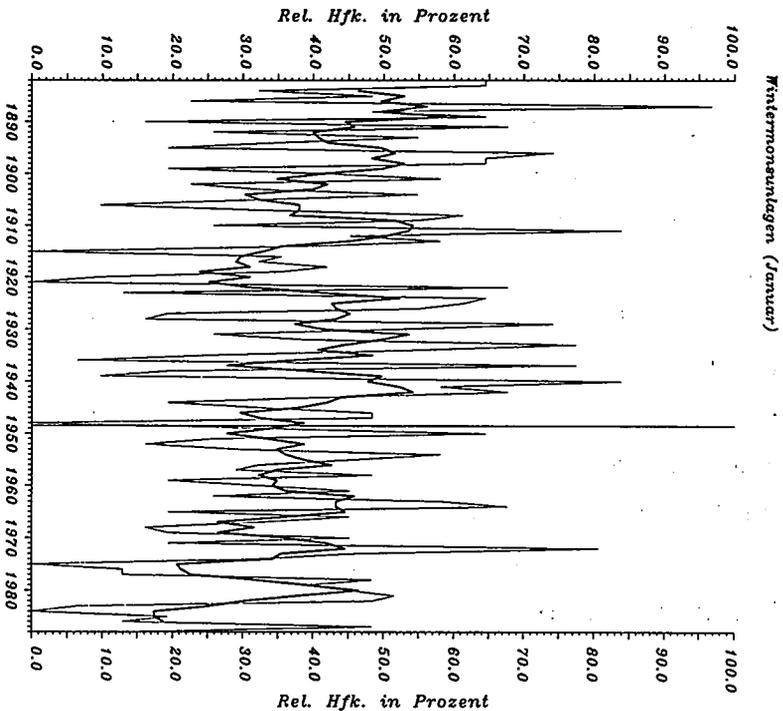
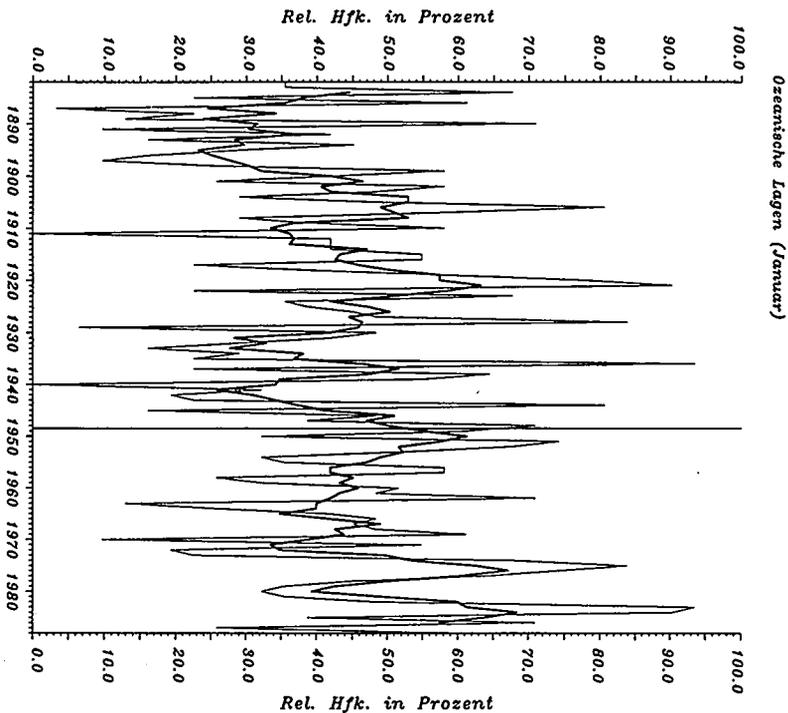
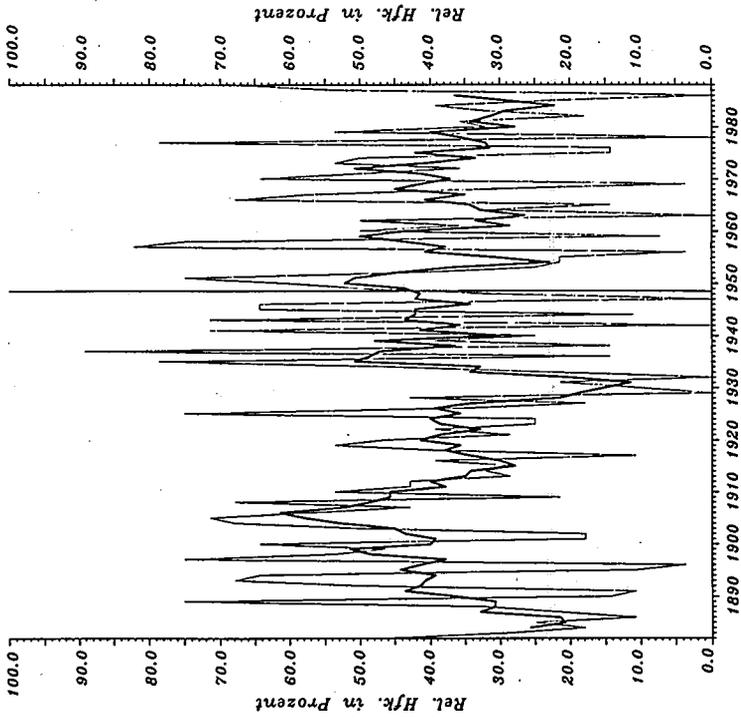


Abb. 20: Die jährlichen Häufigkeiten der Ozeanischen Lagen und der Wintermonsunlagen im Januar (Jahreswerte (dünne Linie) und über fünf Jahre fortlaufend gemittelte Werte (dicke Linie)).

Aus: KLAAS (1990, S. 250 u. S. 252)

## Ozeanische Lagen (Februar)



## Wintermonsunlagen (Februar)

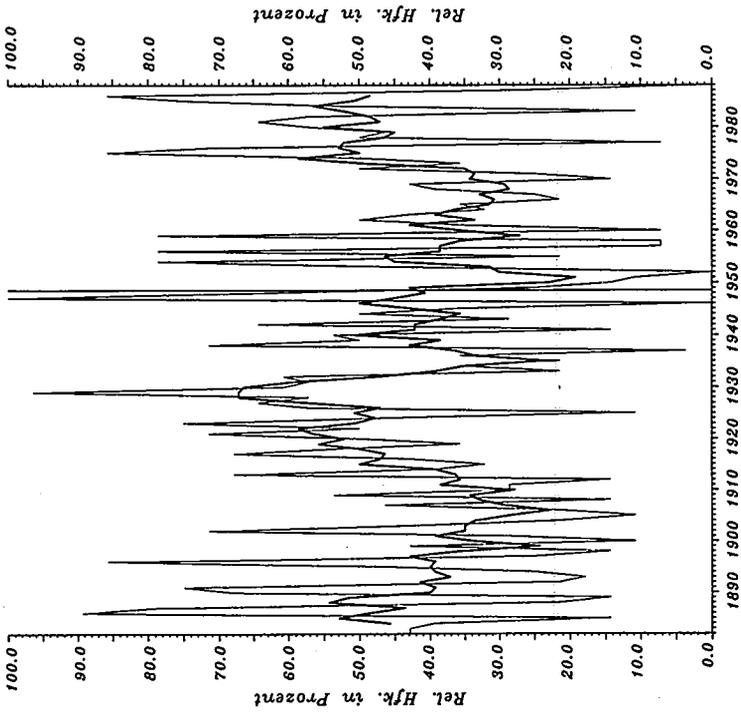


Abb. 21: Die jährlichen Häufigkeiten der Ozeanischen Lagen und der Wintermonsunlagen im Februar (Jahreswerte (dicke Linie) und über fünf Jahre fortlaufend gemittelte Werte (dünne Linie)).

Aus: KLAAS (1990, S. 258 u. S. 253)

## 3.2 Die WKA-Technik

### 3.2.1 Technische und baurechtliche Voraussetzungen für die Errichtung von Windkraftanlagen

Die dem WKA-Peripheriebereich zuzuordnenden Standortfaktoren *technische und baurechtliche Voraussetzungen* charakterisieren einen Standort im Vorfeld der Errichtung einer Windkraftanlage. Ist der Einsatz einer Windkraftanlage im Verbundbetrieb mit einem Energieversorgungsunternehmen vorgesehen, zählen in der Planungsphase die Feststellung und Prüfung des elektrischen Anschlußwertes am potentiellen Standort zu den wichtigsten technischen Kriterien. Ist der elektrische Anschlußwert für die geplante Windkraftanlage zu niedrig, muß entweder ein Konverter mit niedrigerer Generatorleistung gewählt, die Leistung der Windkraftanlage gedrosselt oder eine Netz- bzw. Transformatorverstärkung mit einem entsprechenden Mehrkostenaufwand vorgenommen werden. Aufgrund möglicher Netzurückwirkungen (z.B. Störungen des elektrischen Stromnetzes durch das Auftreten von Oberwellen), fordern die EVU beim Betrieb einer Windkraftanlage geeignete Schutzmaßnahmen. Dies gilt insbesondere dann, wenn ein Konverter in Verbindung mit einem Niederspannungsnetz betrieben wird (vgl. *Einsatzkonzeptionen*) und mittels der elektrischen Filterkreise der Windkraftanlage die Grenzwerte der zulässigen Oberwellen nicht eingehalten werden können. In diesem Fall muß der Betreiber unter Umständen mit erheblichen Mehrkosten (vgl. *Kosten der WKA*) für Vorsorgemaßnahmen rechnen. Bereits in diesem frühen WKA-Planungsstadium sind Auswirkungen auf die Zielsetzung des Investors (*Nutzungskonzeption*) oder die leistungsmäßige Dimensionierung des Converters (vgl. *Windkonverter und Masthöhe*) möglich.

Kernstück der baurechtlichen Voraussetzungen ist die Baugenehmigung.

Während in den EG-Nachbarländern eine Windkraftanlage als Maschinenanlage aufgefaßt wird, ist der Windkonverter in der Bundesrepublik Deutschland ein Bauwerk, für das gemäß der jeweiligen Landesbauverordnung stets eine entsprechende Baugenehmigung vorliegen muß. Die zuständige Untere Bauaufsichtsbehörde entscheidet über den Antrag.

Oberste Bauaufsichtsbehörde (Der Minister für Bauen und Wohnen <sup>1</sup> )
Obere Bauaufsichtsbehörde (Regierungspräsident, Oberkreisdirektor)
Untere Bauaufsichtsbehörde (genehmigende Behörde für WKA-Bauanträge)

Abb. 22: Dreistufiger Instanzenzug der Bauordnungsbehörden in NRW

Die Abbildung 22 zeigt den dreistufigen Instanzenzug der Bauordnungsbehörden mit der Weisungsbefugnis in Nordrhein-Westfalen. Grundsätzlich gilt bei der Bauantragstellung für eine Windkraftanlage das jeweilige Landesrecht. Da das Bau- und Bodenrecht nach Art. 72 des Grundgesetzes zur konkurrierenden Gesetzgebung gehört, kann der Bundesgesetzgeber allerdings in das Baugenehmigungsverfahren eingreifen (z.B. wenn es für Windkraftanlagen mit mehr als 300 kW einer Genehmigung nach § 19 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bedarf). Im folgenden sollen die das Baugenehmigungsverfahren beeinflussenden Faktoren exemplarisch am Bundesland NRW auszugsweise dargestellt werden.

---

<sup>1</sup> Mit Wirkung vom 13. Juni 1990 Änderung der Geschäftsbereiche durch Neuorganisation (INNENMINISTERIUM DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN 1990). Vorher: "Der Minister für Stadtentwicklung, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen".

## Baugenehmigung in Nordrhein-Westfalen

Die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen wird im wesentlichen durch

- a) die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit
- b) das Bauordnungsrecht
- c) die Vorschriften des Landschaftsgesetzes

bestimmt (DER MINISTER FÜR STADTENTWICKLUNG, WOHNEN UND VERKEHR DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN 1989). Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit umfaßt den unbeplanten Innenbereich nach § 34 BauGB, den Außenbereich nach § 35 BauGB und den Immissionschutz. Das Bauordnungsrecht wiederum regelt vor allem die sicherheitsrelevanten Nachweise für die Stand- und Betriebssicherheit einer Windkraftanlage sowie die notwendigen Abstände bzw. Abstandsflächen. Dabei wird unterstellt, daß von dem Bauwerk Windkraftanlagen "Wirkungen" ausgehen, wie sie bei Gebäuden auftreten. Die Vorschriften des Landschaftsgesetzes (LG) finden ihre Anwendung vor allem dann, wenn die Errichtung von Windkonvertern im Außenbereich erfolgt. Gemäß § 4 Abs. 1 LG ist die Errichtung von Windkraftanlagen im Außenbereich i.d.R. ein Eingriff in die Natur und Landschaft, so daß die Untere Landschaftsbehörde eingeschaltet werden muß.

Das nordwestdeutsche Binnenland erstreckt sich zum größten Teil über die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. Während bis Mitte der achtziger Jahre vor allem in NRW bei der Errichtungsgenehmigung von Windkraftanlagen für die potentiellen Betreiber noch sehr hohe Hürden vorhanden waren, haben diese Hemmnisse in jüngster Zeit spürbar nachgelassen.

Durch einen Erlaß des Ministers für Stadtentwicklung, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen ist das Baugenehmigungsverfahren für private Betreiber seit 1989 vereinfacht worden. Der Spielraum für einen abschlägigen oder bezüglich der Auslegung des Windkonverters stark reglementierenden Genehmigungsbescheid ist zwar immer noch groß, dennoch lassen die durch den Ministererlaß sichtbar gewordenen Verbesserungsstrukturen eine tendenziell positivere Behandlungsrichtung der Bauanträge durch die Behörden erkennen.

Die das Baugenehmigungsverfahren betreffenden wichtigsten Neuerungen für privat betriebene WKA in NRW sind (LANDKREISTAG NORDRHEIN-WESTFALEN 1989):

- a) Windkraftanlagen, die zur Deckung des privaten Energiebedarfs errichtet werden und teilweise Strom in das öffentliche Netz einspeisen, werden planungsrechtlich genauso behandelt wie Anlagen, die ausschließlich der öffentlichen Energieversorgung dienen.
- b) Windkraftanlagen, die zur privaten Energieversorgung als "untergeordnete Nebenanlage" dienen, sind zulässig, wenn diese dem Nutzungszweck des Baugebietes oder des Grundstückes dienen. Hierzu zählt beispielsweise die Versorgung eines Wohnhauses oder der gemeinschaftliche Betrieb einer Windkraftanlage (Weiler-Konzept).
- c) Optische Beeinträchtigungen sind kein Grund, die Errichtung einer Windkraftanlage zu versagen. Die Verweigerung der Baugenehmigung kann demnach weder allein mit dem Argument begründet werden, daß die "optische Gewöhnungsbedürftigkeit" derartiger Anlagen im Widerspruch zur Eigenart eines Baugebietes steht, noch kann von den Baubehörden eine Beeinträchtigung des Ortsbildes durch die Windkonverter abgeleitet werden.

Die baurechtlichen Voraussetzungen stellen für den potentiellen Betreiber eine nicht immer kalkulierbare Größe im Vorfeld der Errichtung einer Windkraftanlage dar. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens wird zunehmend auf einen ausreichend großen horizontalen Abstand der Windkraftanlage zu den Anliegern geachtet (vgl. *Standortmorphologie*). So sind nach bisherigen Erfahrungen bei Stadtlagen oder Standorten in verdichteten Bebauungsgebieten die Voraussetzungen zur Erteilung einer Baugenehmigung im Regelfall nicht gegeben. Ferner beinhalten die Genehmigungsbescheide der Unteren Bauaufsichtsbehörde immer häufiger Immissionsgrenzwerte für den Geräuschpegel einer WKA, der nicht überschritten werden darf.

Im Außenbereich oder in Gewerbegebieten scheint die Errichtung von Windkraftanlagen weitgehend unkompliziert. Der Aufstellungsort des Windkonverters muß sich aber erfahrungsgemäß in "unmittelbarer Hof- oder Hausnähe" befinden (vgl. *Standortmorphologie*). Dieser unbestimmte Begriff läßt einen entsprechenden Auslegungsspielraum der Behörden zu. Die Konsequenz ist, daß der baurechtlich zulässige WKA-Standort häufig im Widerspruch zu der windklimatologisch günstigsten Errichtungsstelle steht (vgl. *vertikales Windprofil* und *Windstatistik*). Im Umfeld des baurechtlich genehmigten Standortes kann der Einfluß von Gebäuden oder anderen Hindernissen aber das Windfeld stark beeinträchtigen und die Energieausbeute eines Konverters erheblich mindern. Stimmen die windklimatologischen und baurechtlichen Positionen nicht überein, so führt die zwangsläufige Unterordnung der windklimatologischen Standortwahl unter die mit entsprechendem Handlungsspielraum versehenen baurechtlichen Bestimmungen mitunter zu einer Kompromißlösung mit "politischem" Richtungsakzent.

### 3.2.2 Windkonverter und Masthöhe

#### 3.2.2.1 Physikalisch-technische Grundlagen zur Auslegung von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen entziehen der Luftströmung einen Teil der kinetischen Energie und wandeln diese in mechanische Arbeit um. Die Windgeschwindigkeit im Bereich der Rotorebene wird dabei durch das senkrecht zur Luftströmung stehende Windrad vermindert. Die der Luftströmung entzogene Translationsenergie wird von den Rotoren der Windkraftanlage in Form von mechanischer Arbeit (Rotationsenergie) übernommen und mittels des Generators in elektrische Energie umgewandelt.

Die Bestimmung der Bruttoleistung einer Windkraftanlage ist mit Hilfe der bekannten Formel:

$$P_{Wind} = 0,5 \cdot \rho_L \cdot u^3 \cdot F \quad (23)$$

mit

$P_{Wind}$  = Rotorleistung [W]

$\rho_L$  = Luftdichte [kg/m<sup>3</sup>]

$u$  = Windgeschwindigkeit [m/s]

$F$  = Rotorkreisfläche [m<sup>2</sup>]

möglich. Die Bruttowindenergie ist eine theoretische Größe. Betz zeigte bereits 1926, daß von einer idealen Windkraftanlage nur max. rund 59% der kinetischen Strömungsenergie der Luft in Nutzenergie umgewandelt werden kann. Die dem Wind maximal entziehbare Leistung nach BETZ (1926) ist:

$$P_{theor.} = c_{p_{ideal}} \cdot P_{Wind} \quad (24)$$

mit

$$c_{p_{ideal}} = 16/27.$$

Die mathematische Herleitung des theoretischen, idealen Leistungsbeiwertes  $c_{p_{ideal}}$  auf der Basis der elementaren Impulstheorie findet sich beispielsweise bei HAU (1989).

Obwohl der Ansatz von Betz zahlreiche Vereinfachungen und Annahmen (z.B. die reibungsfreie Strömung) enthält (HAU 1989) und auch der max.  $c_p$ -Wert nach Betz prinzipiell überschritten werden kann (vgl. JARASS 1981), haben die Grundüberlegungen und -aussagen bis heute Bestand. Der Rotorleistungsbeiwert  $c_p$  von Windkraftanlagen liegt im praktischen Betrieb unterhalb des idealen Leistungsbeiwertes, denn insbesondere Verluste durch Stau- und Wirbelbildung der Luft sowie Reibungsverluste führen zur Verminderung der möglichen Leistungsabnahme an der Rotorwelle (MOLLY 1990). Für das Leistungsvermögen gilt dann:

$$P_{Rotor} = 0.62 \cdot c_{p_{real}} \cdot u^3 \cdot F \quad [W] \quad (25).$$

Die Leistung einer Windkraftanlage hängt somit, bei konstanter Luftdichte und Rotorfläche, entscheidend von dem anlagenspezifischen Leistungsbeiwert  $c_{p_{real}}$  des Rotors und dem windklimatologischen Faktor Windgeschwindigkeit  $u$  ab. Während der Einflußfaktor Windgeschwindigkeit im Zusammenhang mit der Leistungsausbeute eines Windkonverters bereits ausführlich diskutiert wurde, ist im Rahmen der Standortevaluation vor allem für eine optimale Wahl des WKA-Typs die Kenntnis über den Einfluß des Rotorleistungsbeiwertes von Bedeutung.

## Der Leistungsbeiwert

Der Leistungsbeiwert (cp-Wert) eines Windkonverters gibt das Verhältnis von mechanisch genutzter kinetischer Energie zur Gesamtenergie des Windes an. Diese charakteristische Größe ist nicht konstant und wird hauptsächlich von den aerodynamischen Eigenschaften des Rotors determiniert und üblicherweise in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl  $\lambda$  angegeben. Eine Bestimmung von  $\lambda$  ist durch die Quotientenbildung von Flügelspitzen-Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblätter und der Windgeschwindigkeit möglich. Es gilt die Beziehung:

$$\lambda = v_s/u \quad (26)$$

mit

$\lambda$  = Schnellaufzahl [-]

$v_s$  = Flügelspitzen-Umlaufgeschwindigkeit [m/s]

$u$  = Windgeschwindigkeit [m/s].

Die Windgeschwindigkeit hat einen wesentlichen Einfluß auf die Schnellaufzahl. Aus der Gleichung 26 wird ersichtlich, daß beispielsweise im WKA-Betrieb mit fester Drehzahl (Flügelspitzen-Umlaufgeschwindigkeit = const.) die Schnellaufzahl nur noch von der Windgeschwindigkeit abhängig ist. Grundsätzlich erreichen die Langsamläufer schon bei niedriger Schnellaufzahl ihren maximalen cp-Wert und damit den höchsten Wirkungsgrad. Schnellläufer erzielen dagegen wesentlich höhere cp-Werte (bis ca. 0,5), allerdings erst bei Windgeschwindigkeiten, die im nordwestdeutschen Binnenland seltener vorkommen. In der nachfolgenden Abbildung 23 sind für verschiedene Typen von Windkraftanlagen die Rotorleistungsbeiwerte in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl dargestellt.

Während bei modernen 1- und 2-Blattflüglern das Maximum der  $cp/\lambda$ -Funktion im Bereich hoher Schnellaufzahlen liegt und auch die Spannbreite auf diesem Niveau sehr weit ausfällt, können andere Anlagentypen (insbesondere die Langsamläufer) diese hohen Wirkungsgrade nicht erreichen.

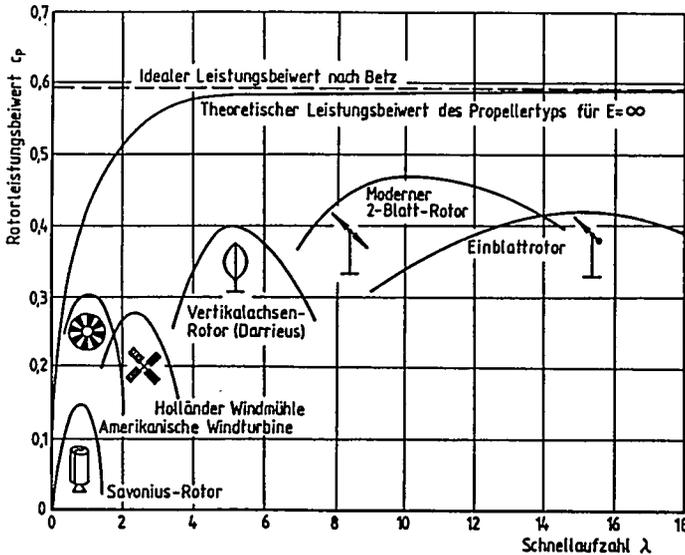


Abb. 23: Leistungsbeiwerte verschiedener Windkraftanlagentypen in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl.

Aus: HAU (1989, S. 81), nach WILSON und LISSAMAN (1974)

Aus diesen Zusammenhängen kann für den potentiellen WKA-Betreiber gefolgert werden, daß je nach *Einsatz- und Nutzungskonzeption* und vor allem unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung des Standortwinddargebotes (vgl. *Windstatistik*) die jeweilige Typenwahl eines Windkonverters erfolgen muß. Aufgrund der relativ hohen Windgeschwindigkeiten in den Küstenregionen erscheinen Schnellläufer mit hohen  $cp$ -Werten bei hoher Schnellaufzahl für diesen Landschaftsraum am besten geeignet.

Windkraftanlagen im nordwestdeutschen Binnenland werden hauptsächlich von der Privatwirtschaft errichtet. Von den Betreibern wird vielfach bei den derzeit geltenden Vergütungspreisen für den eingespeisten Windstrom aus

wirtschaftlicher Sicht die maximale Substitution der elektrischen Energie von den öffentlichen Energieversorgungsunternehmen angestrebt, da der selbstgenutzte Windstrom mit dem höheren Arbeitspreis bewertet werden kann. Vor diesem Hintergrund steht daher vielfach die technische Auslegung und Dimensionierung der Windkraftanlagen. Werden die niedrigeren Windgeschwindigkeiten im Binnenland berücksichtigt, so sind unter der genannten Zielsetzung zum einen Windkraftanlagen mit einer geringen Einschaltwindgeschwindigkeit wünschenswert, zum anderen sollte im Unterschied zu den Küstenanlagen der maximale  $c_p$ -Wert im unteren Schnellaufzahlbereich erzielt werden.

Unter Zugrundelegung einer in 36 m Höhe gemessenen, typisch binnenländischen Jahres-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten zeigt die Abbildung 24 die Lastbereiche für eine angenommene 80 kW-Windkraftanlage. Deutlich wird, daß zwischen 3 und 10 m/s der Konverter im Teillastbereich arbeitet. Die Leistungsabgabe schwankt dabei zwischen den

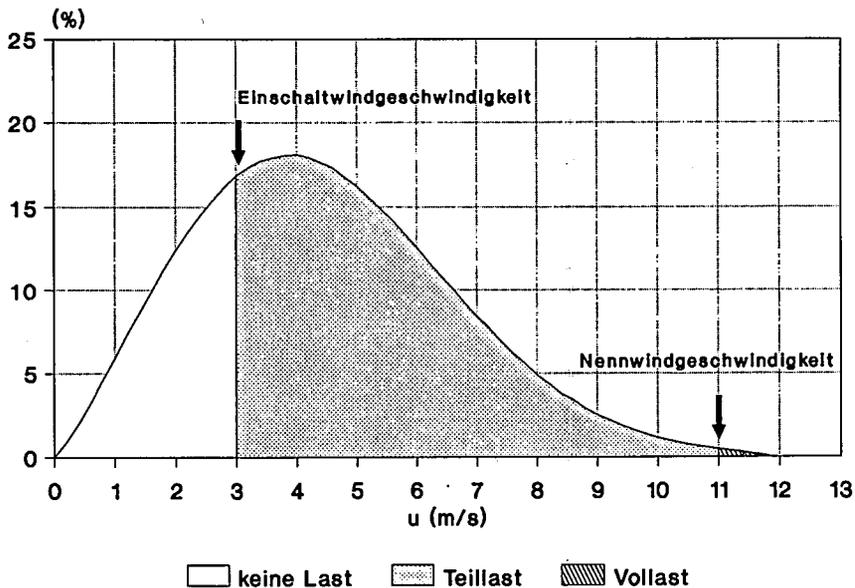


Abb. 24: Lastbereiche einer Windkraftanlage (80 kW) in Abhängigkeit von einer binnenländischen Häufigkeitsverteilung

Werten größer als 0 kW und kleiner als 80 kW. Erst bei Windwerten über 11 m/s wird die Nennleistung von 80 kW erreicht und damit der WKA-Betrieb im Vollastbereich möglich. Erkennbar wird auch, daß zur optimalen Nutzung der Windenergie eine technische Anpassung der Windkonverter auf die Windverhältnisse im Binnenland (z.B. durch elektronische Regelung) wünschenswert ist, denn ein sehr hoher Anteil der Betriebsstunden fällt in das Windgeschwindigkeitsspektrum zwischen 3 und 7 m/s.

Aus den prozentualen Anteilswerten der Jahres-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten können die Andauerstunden für beliebige Windwerte und die damit verbundenen Lastbereichszeiten einer WKA ermittelt werden. In der Tabelle 3 sind auf der Basis der in Abbildung 24 dargestellten Anteilswerte der Windgeschwindigkeit die Andauerstunden aufgeführt. Obwohl standortspezifische Unterschiede eine Übertragung der Verteilungsfunktion auf andere potentielle WKA-Errichtungsorte nicht direkt erlauben, kann die Größenordnung dennoch eine gute Orientierungshilfe geben.

Tab. 3: Lastbereiche und deren Andauerzeiten für eine 80 kW-Windkraftanlage in Abhängigkeit von einer binnenländischen Häufigkeitsverteilung

Lastbereiche	Windgeschwindigkeitsklasse (m/s)	Anteilswert (%)	Andauer (Std.)
keine Last	0 - 3	35,2	3083,5
Teillast	3 - 5	34,3	3004,7
	5 - 7	21,0	1839,6
	7 - 9	7,4	648,2
	9 - 11	1,6	140,2
Vollast	>11	0,5	43,8
		$\Sigma = 100,0$	$\Sigma = 8760,0$

Mit steigenden Vergütungspreisen für den eingespeisten Windstrom verlagert sich allerdings voraussichtlich die Zielsetzung der Betreiber be-

zätzlich der maximalen Nutzung der erzeugten WKA-Elektrizität. Ist nur noch eine geringe Differenz zwischen Arbeitspreis und Verkaufspreis vorhanden, wird die Zielsetzung einer höchstmöglichen Substitution der vom EVU bezogenen Elektrizität nicht mehr sinnvoll. Vermutlich steht die Maximierung des WKA-Jahresenergieertrages im Vordergrund, da die finanziellen Erlöse aus dem verkauften Windstrom den Substitutionseffekt mehr als kompensieren (vgl. *wirtschaftliche Kalküle*). In der Abbildung 25 ist für die in Tabelle 3 aufgeführten Andauerstunden und unter Verwendung einer WKA-Kennlinie (80 kW) der Energieertrag berechnet und in Abhängigkeit von den Windgeschwindigkeitsklassen dargestellt. Zusätzlich in die Darstellung aufgenommen sind die relativen Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit, so daß ersichtlich wird, in welcher Klasse und mit welchem Prozentanteil die partiellen Energieerträge erzielt werden. Obwohl beispielsweise der prozentuale Jahresanteil in der Klasse 5 - 7 m/s nur 21% beträgt, liegt in diesem Geschwindigkeitsbereich das Ertragsmaximum. Die nächst höhere Klasse (7 - 9 m/s) weist einen deutlich niedrigeren Prozent-

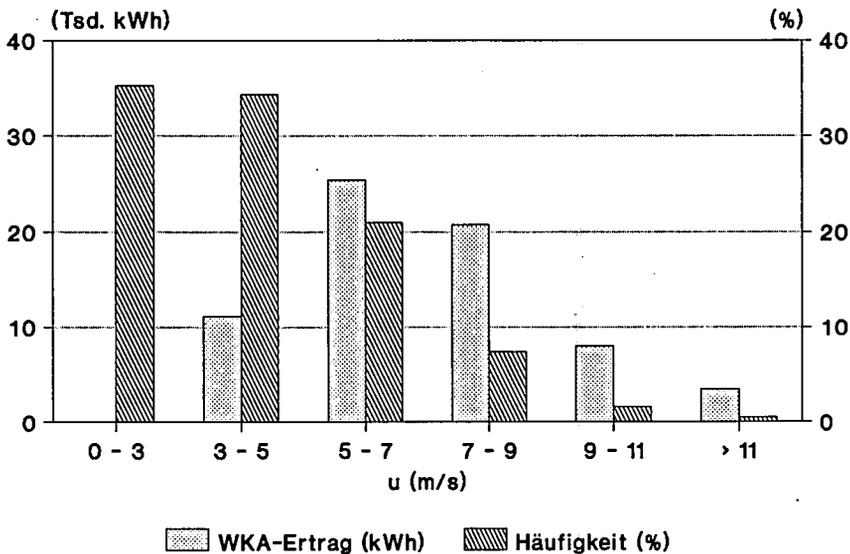


Abb. 25: Jahres-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die partiellen Energieerträge einer 80 kW-Windkraftanlage

anteil (7,4%) auf, jedoch wird fast das gleiche Ertragsniveau erreicht (vgl. hierzu auch die Gleichung 25). Für eine Maximierung der WKA-Jahresausbeute ist daher unter Berücksichtigung einer möglichen Anhebung der Einspeisevergütungspreise die technische Auslegung von Windkraftanlagen für das Binnenland neu zu optimieren.

### 3.2.2.2 Die Auslegung einer Windkraftanlage

Obwohl der Typenwahl einer Windkraftanlage vom Planungsbeginn an eine zentrale Bedeutung zukommt, kann der private bzw. gewerbliche Investor auf die Auslegung des Konverters nur begrenzt Einfluß nehmen. Angewiesen auf die Produktpalette der Hersteller zählen für den potentiellen Betreiber im wesentlichen drei Fragestellungen zu den vorrangig diskutierten Problemkreisen:

1. Welche Masthöhe ist erforderlich?
2. Welche Generatorleistung ist notwendig?
3. Welche Vor- und Nachteile haben Zwei- bzw. Dreiflügler?

Die Auslegung des Getriebes oder die Art der elektrischen Steuerung haben zunächst für den Betreiber eine untergeordnete Priorität, können jedoch einen erheblichen Einfluß auf die Lebensdauer einer Windkraftanlage oder auf den Energieertrag haben.

#### Die Masthöhe

Die Mastdimensionierung orientiert sich zunächst an den topographischen Standortgegebenheiten (vgl. *Standortmorphologie*). Aufgrund der windklimatologischen Verhältnisse (vgl. *Windstatistik*) im nordwestdeutschen Binnen-

land sind z.Zt. für die WKA-Klasse 20 - 80 kW Masthöhen von 24 - 36 m üblich. Generell ist gegenüber den Küstenregionen aufgrund der niedrigeren Windgeschwindigkeiten im Binnenland ein möglichst hoher Konverterturm wünschenswert, jedoch müssen bei diesen Überlegungen die Liefermöglichkeiten der Hersteller und die zusätzlichen Kosten für eine Masterhöhung mit einbezogen werden. HAU (1989) gibt als Anhaltspunkt für die Wirtschaftlichkeit einer Masterhöhung an, daß mit Anlagen bis zu einer max. Nabenhöhe von 30 m die entstehenden Mehrkosten mit den Erlösen für die zusätzliche Energieausbeute kompensiert werden können (vgl. *Kosten der WKA*).

Von den unterschiedlichen Bauarten werden in der Bundesrepublik Deutschland die Rohr- und Gittermasten favorisiert. Die Unterschiede begründen sich vorwiegend in ästhetischen, immissionsbedingten und kostenmäßigen Gesichtspunkten; Auswirkungen auf die Energieleistung sind nicht gegeben.

Neben den monetären Überlegungen bezüglich einer optimalen Turmhöhe sind Restriktionen seitens der Baubehörden möglich, die im Zuge des Genehmigungsverfahrens eine max. Masthöhe festlegen können (vgl. *technische und baurechtliche Voraussetzungen*).

### **Die Generatorleistung**

Das elektrische System einer Windkraftanlage bildet das Herzstück der technischen Einrichtung. Mittels des Generators wird die mechanische Rotationsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Nähere Hinweise zu den verschiedenen Arten von Drehstromgeneratoren und den Beurteilungskriterien für unterschiedliche elektrische Generatorkonzeptionen in Windkraftanlagen finden sich z.B. bei KLEINKAUF (1982), HAU (1989) oder MOLLY (1990).

Durch die Wahl der Generatorleistung erfolgt die leistungsmäßige Auslegung des Windkonverters. Der Betrieb einer Windkraftanlage unter Ausnutzung ihrer installierten Nennleistung ist, sobald der Konverter im Verbundbetrieb mit einem EVU betrieben wird, u.a. von der Anschlußleistung des Abnehmers, aber auch von der Art des Einspeisungsnetzes (Niederspannungsnetz, 10 kV-Leitung) determiniert. So scheitert eine maximale Ausnutzung des vorhandenen Windenergiepotentials oftmals an den zusätzlichen Kosten für eine Netz- und/oder Transformatorverstärkung, wenn die überschüssige Energie in das Versorgungsnetz der öffentlichen Energieversorger eingespeist werden muß (vgl. *Kosten der WKA*). Eine rechtzeitige Kontaktaufnahme mit dem zuständigen EVU zur Klärung der netzseitigen Gegebenheiten ist daher empfehlenswert.

### **Flügelanzahl von Windkraftanlagen**

Weithin sichtbare Zeichen unterschiedlicher Windkraftanlagenkonfigurationen sind die verschiedenen Blattzahlen der Konverter. Wie bereits erwähnt, führt eine höhere Rotorblattzahl zu einem besseren Anlaufverhalten und damit zu einer niedrigeren Einschaltwindgeschwindigkeit des Konverters. Werden die binnenländischen Windverhältnisse berücksichtigt, so sind Mehrflügler in den Schwachwindregionen prinzipiell vorteilhafter. Für den potentiellen WKA-Betreiber stellt sich in diesem Zusammenhang häufig die Frage, ob und welche Vorteile eine bestimmte Anzahl von Blättern hat. HAU (1989) bemerkt, daß bei einer Erhöhung der Blattzahl von zwei auf drei Rotorblätter der Leistungszuwachs vergleichsweise gering ausfällt.

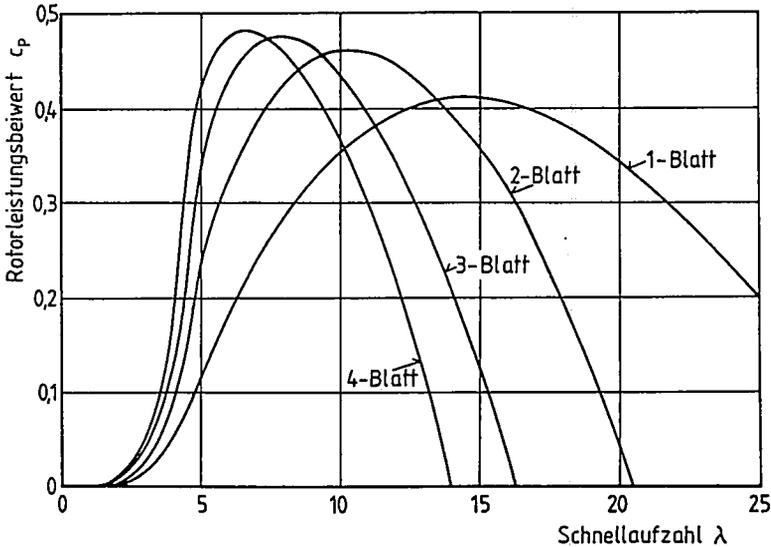


Abb. 26: Einfluß der Rotorblattzahl auf den Leistungsbeiwert.

Aus: Hau (1989, S. 96)

Aus der obigen Abbildung wird deutlich, daß die  $c_p$ -Unterschiede zwischen 2- und 3-Flüglern nicht sehr groß sind. Trotzdem erreicht eine WKA mit drei Blättern - gegenüber dem 2-Blattrotor - bei niedriger Schnellaufzahl relativ hohe  $c_p$ -Werte bzw. das  $c_p$ -Maximum, was bei den binnenländischen Windverhältnissen durchaus von Bedeutung sein kann. Neben diesen technischen Überlegungen ist aber vielfach allein die unternehmerische Philosophie entscheidend für die Auslegung der WKA, denn viele WKA-Hersteller haben die Produktpalette ihrer Windkraftanlagen auf bestimmte Einsatzgebiete (z.B. Küstenstandorte) und -konzeptionen (vgl. *Einsatzkonzeption*) abgestimmt. Erst in jüngster Zeit wird - nicht zuletzt aufgrund der gewährten Fördermittel - zunehmend das Binnenland für die Hersteller als Absatzmarkt interessant. Gleichwohl konnten bisher in diesem eher vernachlässigten Landschaftsraum nur wenige WKA-Produzenten über einen längeren Zeitraum praktische Erfahrungen mit den hier errichteten Windkonvertern sammeln.

### 3.2.2.3 Beeinträchtigungen durch Windkraftanlagen

Die von den Windkraftanlagen ausgehenden optischen und akustischer Wirkungen können für einen Betreiber zu Schwierigkeiten mit den Anliegern bzw. den Behörden führen. Beeinträchtigungen sind insbesondere durch den Flügel-Schattenschlag und die Geräuschbelastigung möglich.

Mit zunehmender Windgeschwindigkeit nimmt die Geräuschentwicklung einer Windkraftanlage zu. Die Grenzwerte in der Bundesrepublik Deutschland nach dem Immissionsschutzgesetz sind in der folgenden Tabelle gestaffelt dargestellt:

Tab. 4: Grenzwerte der Schallimmission an unterschiedlichen Aufstellungs-orten nach der VDI-Richtlinie	
Aufstellungsort einer WKA	Tag/Nacht (dB/A)
* reines Wohngebiet	50/35
* allgemeines Wohngebiet	55/40
* Mischgebiet	60/45
* Gewerbegebiet	65/50
* Industriegebiet	70/70

Diese Grenzwerte der Schallimmission gemäß der VDI-Richtlinie 2058, Blatt 1 und der TA-Lärm in Abhängigkeit des Gebietscharakters gelten nicht ausschließlich für Windkraftanlagen, sondern sind Grundlage jeglicher Bewertung von Geräuscheinwirkungen.

Grundsätzlich kann die Geräuschbelastigung durch den Betrieb einer Windkraftanlage innerhalb eines gewissen Rahmens eingedämmt werden, z.B. indem das Maschinenhaus mittels Dämmmaterialien ausgekleidet oder ein Betonmast statt einer Stahlmastkonstruktion errichtet wird. Allerdings

sind Stahlmasten im Vergleich zu anderen Baumaterialien preisgünstiger, und nicht immer ist es möglich, einen Betonmasten in der vorgesehenen Länge an den Standort zu transportieren. Die Betonmasten werden derzeit bis zu einer Höhe von 30 m fast ausschließlich an einem Stück geliefert, so daß durch verkehrstechnische Probleme zusätzliche Kosten bei der WKA-Errichtung entstehen können.

Weitere Beeinträchtigungen betreffen optische Effekte, die an wind- und sonnenreichen Tagen auftreten können. Die auf die rotierenden Flügel auftreffenden Sonnenstrahlen werden reflektiert, so daß sich Anlieger durch die im Lee des Windkonverters auftretenden Schattenabbildungen der Rotorblätter gestört fühlen können.

### 3.2.3 Einsatzkonzeption

Der Begriff *Einsatzkonzeption* wird in der Literatur nicht einheitlich definiert. Im Gegensatz zu der in dieser Arbeit definierten und weitgefaßten Bezeichnung *Nutzungskonzeption* sollen mit dem Terminus *Einsatzkonzeption* die Auslegungs- und Gestaltungsmöglichkeiten von Windkraftanlagen unter Berücksichtigung verschiedener Blickwinkel erfaßt werden (vgl. *Nutzungskonzeption* i.e.S.). Drei Hauptkriterien können unterschieden werden:

- a) geographisches Merkmal,
- b) personengebundenes Merkmal,
- c) technisches Merkmal.

So ist eine Klassifikation von Einsatzkonzeptionen denkbar, denen ein geographisches Kriterium (... die Off-Shore Gebiete, die Küstenregionen, das Binnenland bzw. die Höhenlagen) oder ein personengebundenes Unterscheidungsmerkmal (z.B. das Weiler-Konzept) zugrunde liegt. Eine weitere

Vertiefung der ersten beiden Merkmale kann im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen werden.

In den weitaus häufigeren Fällen dürfte das entscheidende Kriterium die technische Konzeption (z.B. der WKA-Einsatz im Verbundbetrieb mit einem EVU) einer WKA-Konfiguration sein. Private wie gewerbliche WKA-Interessenten im nordwestdeutschen Binnenland bekunden oftmals, eine Windkraftanlage zur additiven Stromversorgung zu betreiben. Da eine ausschließliche Eigenversorgung aufgrund des schwankenden Windenergieangebotes mit dem Windkonverter allein nicht gewährleistet ist, werden vielfach Überlegungen angestellt, den WKA-Betrieb in Verbindung mit den öffentlichen Stromversorgern vorzunehmen.

Die Diskrepanz zwischen Winddargebot und privater Energienachfrage, aber auch die Unterschiede zwischen den hohen EVU-Strombezugskosten im Falle nicht ausreichender Stromerzeugung durch die Windkraftanlage und der niedrigen Einspeisungsvergütung im Fall der Stromüberschußerzeugung lenken zwangsläufig das Interesse auf die Einsetzbarkeit von Speichersystemen in Verbindung mit Windkraftanlagen. Möglichkeiten der Energiespeicherung, deren praktische Anwendbarkeit und Bewertung werden bei THIEMANN (1983), GOSENBERGER et al. (1986) sowie HAU (1989) oder MOLLY (1990) ausführlich diskutiert. Den Einsatz von Wärmespeichersystemen in Verbindung mit Windkraftanlagen und die Problematik der Glättung des ungleichmäßigen Energieangebotes untersuchten bereits AUER et al. (1982) sowie KAIER et al. (1983).

Die bisherigen technischen Möglichkeiten und Einsatzvarianten von Speichersystemen, aber auch die Berücksichtigung der zusätzlich aufzuwendenden Finanzmittel für die Realisierung einer Speicherkonzeption werfen Fragen nach der Wirtschaftlichkeit auf (vgl. *Nutzungskonzeption, Energie-statistik und Kosten der WKA*).

### Technische Einsatzkonzeptionen

Mangels bisheriger Einteilungskriterien erscheint es sinnvoll, die Möglichkeiten der technischen Einsatzkonfiguration von Windkraftanlagen neu und systematisch zu gliedern. Auf der Basis der Art der Einbindung einer Windkraftanlage in das Stromnetz der öffentlichen Energieversorger kann zwischen Insel- und Verbundbetrieb unterschieden werden.

Inselbetrieb	Verbundbetrieb
reiner Inselbetrieb gemischter Inselbetrieb	reiner Netzbetrieb Netzparallelbetrieb

Abb. 27: Varianten des Insel- und Verbundbetriebes von Windkraftanlagen

Der reine Inselbetrieb, d.h. der WKA-Betrieb ohne Netzanbindung, ist im nordwestdeutschen Binnenland eher die Ausnahme. Die kontinuierliche Elektrizitätsversorgung durch Windstrom kann aufgrund der Windverhältnisse kaum gelingen. Deshalb kommen vorwiegend Mischkonzeptionen des Inselbetriebes in Betracht, die z.B. den Betrieb einer Windkraftanlage in Verbindung mit anderen Stromerzeugungsaggregaten (z.B. Diesel-Generator, etc.) vorsehen. Ein WKA-Konzept zur dezentralen Energieversorgung in Verbindung mit der Wasserstofftechnik stellen BÄUERLE et al. (1989) vor. Die Versuchsanlage befindet sich bereits in der praktischen Erprobung auf dem Kleinen Feldberg im Taunus.

Der Verbundbetrieb ist durch die Anbindung einer Stromerzeugungsanlage an das öffentliche Stromnetz charakterisiert. Nach dem Grad der Einbindung wird die vollständige Einspeisung der erzeugten Elektrizität als reiner Netzbetrieb, eine teilweise Einspeisung als Netzparallelbetrieb definiert. EVU und Kommunen betreiben Windkraftanlagen häufig im rei-

nen Netzbetrieb (vgl. *Standortmorphologie*). Bei der Privatwirtschaft ist der Netzparallelbetrieb die häufigste anzutreffende Einsatzkonfiguration. Zwei Varianten dieser Betriebsart können weiterhin unterschieden werden.

Im Falle des Synchronisationsbetriebes wird der überschüssige Strom direkt in das Netz eingespeist, während im Emanzipationsbetrieb ein Puffersystem (z.B. Akku-Speicher) eingesetzt wird (Abbildung 28).

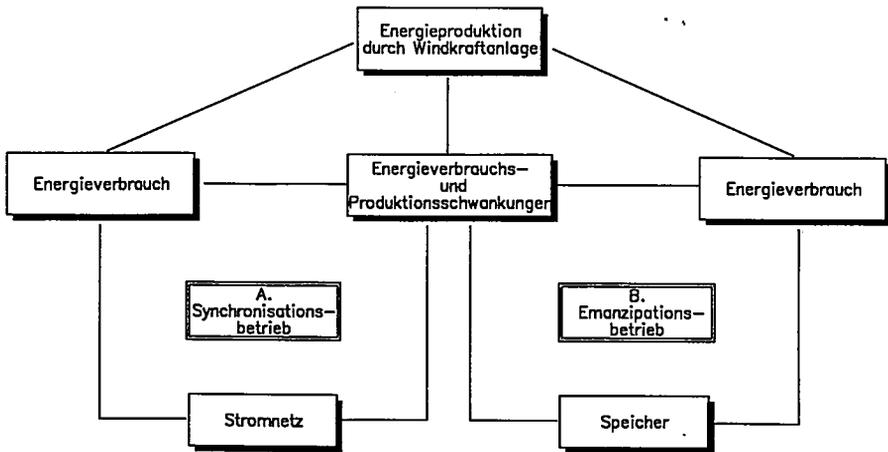


Abb. 28: Die WKA-Betriebsalternativen im Netzparallelbetrieb

Die Vorteile des Synchronisationsbetriebes liegen in der Vermeidung von Speicherkosten. Nachteilig an der direkten Stromeinspeisung ist, daß der Eigennutzungsanteil bei den derzeitigen Vergütungspreisregelungen von hoher Bedeutung ist, dieser aber nicht beeinflusst werden kann.

Im Emanzipationsbetrieb führt der Speicherbetrieb zu einer Glättung bzw. "Linearisierung" des Windstromangebotes und damit zu einem erhöhten Eigennutzungsanteil. In windschwachen Zeiten ist z.B. die Teildeckung bzw. der vollständige Bezug der benötigten Elektrizität aus einem elektrischen Speicher möglich. Erfahrungen aus dem Betrieb einer Windkraftanlage in Verbindung mit einem selbstregelndem elektrischen Speichersystem werden derzeit an einem binnenländischen Standort gesammelt.

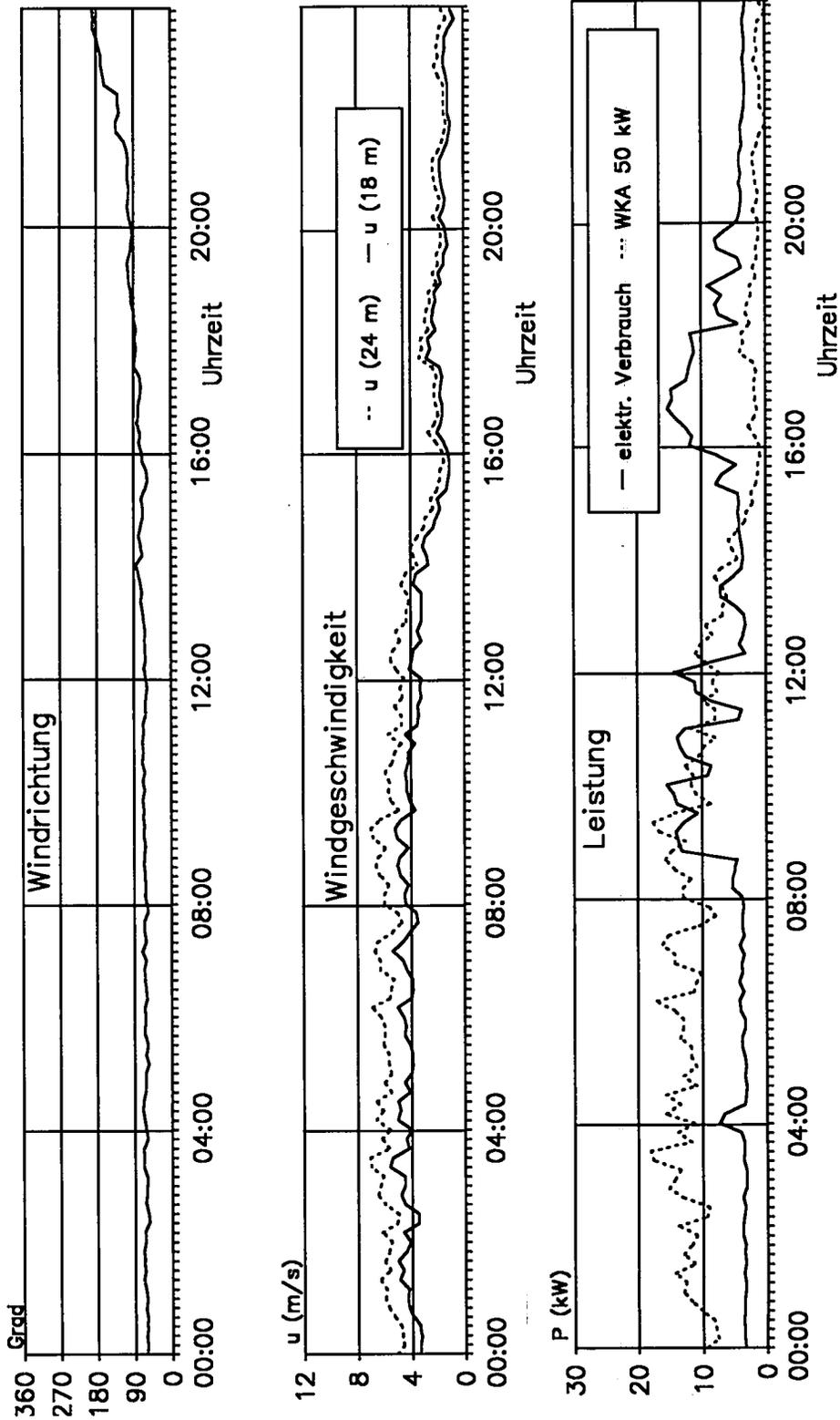


Abb. 29: Tageszeitreihe (15.04.1989) der gemessenen Wind- und Leistungswerte sowie das hypothetische Windstromangebot eines 50 kW-Konverters (in 24 m Höhe) mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Intervalle) am Standort Enniger

Die Abbildung 29 zeigt beispielhaft für einen landwirtschaftlichen Betrieb in Enniger (bei Münster) die Tageszeitreihe von Windgeschwindigkeit und -richtung sowie die Über- und Unterdeckung des Strombedarfs, wenn eine 50 kW-Windkraftanlage im Netzparallelbetrieb ohne Speichersystem simuliert wird. In der Tagessumme decken sich per saldo zwar Windstromangebot und Stromnachfrage weitgehend, jedoch wird anhand der Darstellung deutlich, daß in den Nachtstunden das Windstromangebot wesentlich über der Stromnachfrage liegt, während am Tage die Stromversorgung allein durch die Windkraftanlage nicht gewährleistet ist.

In der Abbildung 30 (oben) ist die Tagesenergiebilanz desselben Betriebes mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Mittelwerte) dargestellt. Die auf der Basis der Windwerte berechnete WKA-Energieausbeute führt nach Abzug des elektrischen Verbrauchs pro 10 min-Intervall zu einer Über- bzw. Unterdeckung des Strombedarfs. Hier zeigt sich, daß vor allem in den Nachtstunden - bei niedrigem Stromverbrauch - der überschüssige Windstrom in das öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeist werden muß, während in den Mittags- und Nachmittagsstunden elektrische Energie vom EVU bezogen werden muß.

Wird für denselben Tag ein 50 kW-Konverter im Emanzipationsbetrieb eingesetzt, so zeigt die Simulation, daß der überschüssige Nachtstrom teilweise gespeichert und während der windschwachen Tageszeiten zur Verfügung steht. In der Abbildung 30 (unten) sind die Energieverhältnisse desselben Tages dargestellt, wenn ein elektrisches Speichersystem mit einer Kapazität von 75 kWh, einem Sockelniveau von 10 kWh und einem angenommenen Wirkungsgrad von 75% eingesetzt wird. Die "Linearisierung" des Windstromes hat zur Folge, daß in diesem Beispiel die benötigte Tageselektrizität aus dem Speicher gedeckt und kaum noch Überschußstrom der Windkraftanlage in das öffentliche Netz eingespeist werden muß. Allerdings werden an diesem Beispiel auch die Grenzen der Glättung des Windstromangebots mittels Speichersysteme sichtbar. Während kurzzeitige Schwan-

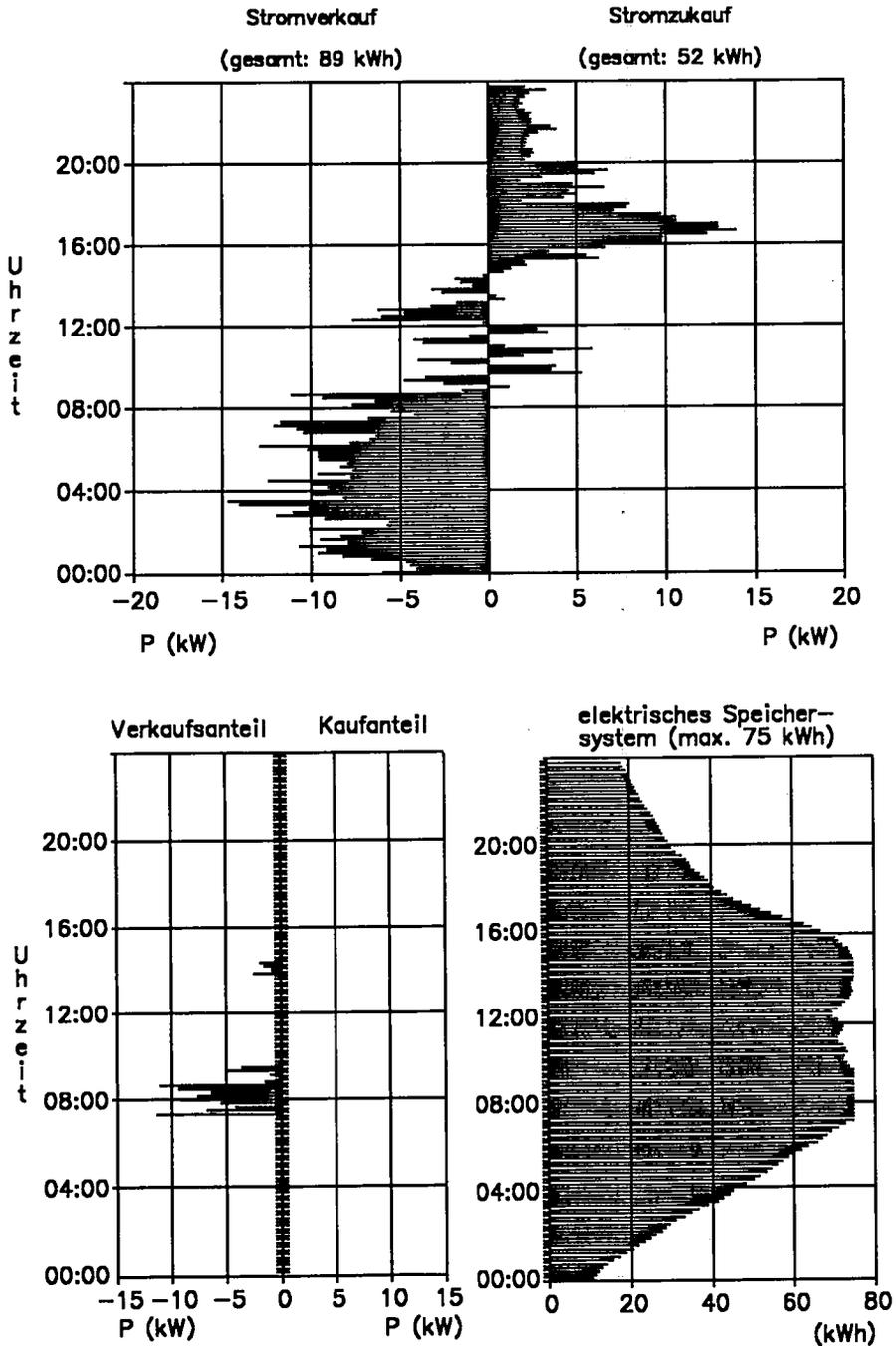


Abb. 30: Tages-Energiendeckungsbilanz der hypothetischen 50 kW-Windkraftanlage mit hoher zeitlicher Auflösung (10 min-Intervalle) für den Synchronisations- (oben) und den Emanzipationsbetrieb (unten) am Standort Enniger

kungen des Windstromangebotes noch gepuffert werden können, ist eine Überbrückung längerer windarmer Perioden kaum möglich. Mit Blick auf die derzeitigen Vergütungsbedingungen für den eingespeisten Windstrom erscheint für den Privatinvestor eine Einsatzkonzeption in Verbindung mit einem Speichersystem auf den ersten Blick sinnvoll, da die Windverhältnisse im Binnenland eine hohe Jahreslaststundenzahl nicht erwarten lassen und Schwankungen des Winddargebotes ausgeglichen werden können. Vor dem Hintergrund der zusätzlichen Kosten stellt sich allerdings die Frage, ob ein entsprechend zu dimensionierendes Speichersystem wirtschaftlich betrieben werden kann. Volkswirtschaftlich betrachtet erbringen elektrische Speichersysteme im Zusammenhang mit der privatwirtschaftlichen Windenergienutzung wahrscheinlich keinen zusätzlichen Nutzen. Wird unterstellt, daß aufgrund des Speichereinsatzes bei einer großen Anzahl von Windkraftanlagen ein "gleichmäßiges" Energieangebot vorliegt und damit bei den Kraftwerksbetreibern ein Kapazitätseffekt auftritt, so müssen in einer gesellschaftlichen Gesamtbewertung vor dem Hintergrund dieser Kosteneinsparungen auch die Kosten der Speicherung betrachtet werden.

Kosteneinsparungen entstehen aufgrund

- a) einer zukünftigen Kapazitätsreduzierung  
und
- b) der geringeren Netzbelastungen durch die niedrigeren Angebotschwankungen.

Die Kosten für den Speicherbetrieb setzen sich aus den

- a) Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten,
- b) den Kosten der Energieverluste aufgrund des Speicherbetriebes  
und
- c) den ökologischen Kosten elektrischer Speichersysteme (z.B. der Entsorgung von Nickel-Cadmium-Akkumulatoren)

zusammen.

### 3.3 Die Wirtschaftlichkeit

#### 3.3.1 Nutzungskonzeption

Die grundlegenden Bestandteile einer *Nutzungskonzeption* sind neben der *Einsatzkonzeption* einer Windkraftanlage in erster Linie wirtschaftliche Aspekte. Ausgangspunkt ist die konzeptionelle Integration eines Stromerzeugungsaggregates in das private Energieversorgungskonzept und die Überprüfung quantitativ operationaler Zielsetzungen mit Hilfe von Wirtschaftlichkeitsrechnungsverfahren.

Der Begriff *Nutzungskonzeption* stellt hier einen übergeordneten Terminus zur WKA-Einsatzkonzeption (vgl. *Einsatzkonzeption*) dar, der zusätzlich die monetären und nicht-monetären Vorstellungen des potentiellen Betreibers mit umfaßt. Die Abbildung 31 zeigt die Bestandteile einer *Nutzungskonzeption (i.w.S.)*, die sich aus der Zielsetzung des Betreibers und der *Einsatzkonzeption (Nutzungskonzeption i.e.S.)* zusammensetzt.

Nutzungskonzeption eines WKA-Betreibers				
Zielsetzung		Einsatzkonzeption		
<i>monetär</i> (gewinnorientierte Ziele)	<i>nicht-monetär</i> (umweltpolitische Ziele)	<i>geographische</i> <i>Kriterien</i>	<i>technische</i> <i>Kriterien</i>	<i>personelle</i> <i>Kriterien</i>
		(Nutzungskonzeption i.e.S.)		
Nutzungskonzeption i.w.S.				

Abb. 31: Die Bestandteile einer WKA-Nutzungskonzeption

In der Zielsetzung überwiegt je nach Einstellung des potentiellen Betreibers der nicht-monetäre oder der monetäre Anteil. Im ersten Fall kann von eher fundamentalistisch, im zweiten Fall von ökonomisch eingestellten Betreibern gesprochen werden.

### **Optimierung von Nutzungskonzeptionen**

Die *Nutzungskonzeption* (i.w.S.) setzt eine bekannte Zielvorstellung des Investors voraus. Derartige Wunschvorstellungen können z.B. sein:

- Stromautarkie des Betreibers (nicht-monetäres Ziel)
- Beitrag zum Umweltschutz (nicht-monetäres Ziel)
- Senkung der Stromkosten (monetäres Ziel)

Ein Mittel zur Erreichung der Ziele ist die optimale Gestaltung der Einsatzkonzeption. Strebt ein Investor die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromversorgungsunternehmen an, so kann dies möglicherweise durch eine Mischkonzeption des Inselbetriebes erreicht werden (vgl. *Einsatzkonzeption*). Ist es das Hauptziel des Betreibers, einen quantitativ maximalen Beitrag an umweltfreundlicher Stromerzeugungsmenge zu leisten, dann wird auch ohne Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte diejenige Windkraftanlage errichtet, die voraussichtlich den höchsten Jahresertrag erbringt.

Unter den ökonomisch eingestellten privaten und gewerblichen Betreibern wird die Nutzungskonzeption im nordwestdeutschen Binnenland oftmals mit dem Wunsch diskutiert, mittels einer Windkraftanlage den Strombezug vom EVU zu mindern und somit die Stromkosten langfristig zu senken.

Die Optimierung einer Nutzungskonzeption setzt operationale Zielsetzungen voraus, die dann überprüft werden können. Für die ökonomisch eingestellten WKA-Betreiber kann der monetäre Anteil einer Zielsetzung

mittels Wirtschaftlichkeitsrechnungsverfahren verifiziert werden. Nach SCHNEIDER (1990) hat ein Investor (personengebundene Unternehmung) unter der Voraussetzung einer monetären Zielsetzung aus investitions-theoretischer Sicht drei Wahlmöglichkeiten:

- a) das Vermögensstreben,
- b) das Einkommensstreben (wobei das Einkommen in der Investitions-  
theorie mit Konsumausgaben gleichgesetzt wird),
- c) das Wohlstandsstreben.

SCHIERENBECK (1987) führt aus, daß eine Investition vor dem Hinter-  
grund der jeweiligen Zielsetzung getätigt wird, wobei die Investitions-  
rechnung zur Unterstützung solcher Entscheidungen eingesetzt werden  
kann. Ähnlich argumentiert SCHULTE (1986), wenn er bemerkt: " Zur  
Fundierung unternehmerischen Handelns auf der Basis des ökonomischen  
Prinzips werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt" (SCHULTE,  
S. 17, 1986) . Während VORMBAUM (1975) bei der langfristigen Wirt-  
schaftlichkeitsrechnung von Investitionsrechnung im engeren Sinn spricht,  
verwenden GUTENBERG (1952) oder SCHINDLER (1966) den Begriff  
"Wirtschaftlichkeit" synonym für Investitionsrechnung. Kernpunkt der  
Wirtschaftlichkeitsrechnung ist aber letztendlich die Fundierung einer  
Wahlentscheidung unter verschiedenen Ziel-Investitionsgesichtspunkten.  
Dabei ist die genaue Zieldefinition entscheidend. So kann mittels einer  
Wirtschaftlichkeitsrechnung die Vorteilhaftigkeit einer oder mehrerer  
Investitionsalternativen überprüft werden (z.B. Investition in eine  
Windkraftanlage oder alternativ in eine Solaranlage). Ist die Entscheidung  
bereits zugunsten der Errichtung eines Windkonverters gefallen, muß die  
Frage geklärt werden, ob in der Planung des Betreibers eine einmalige  
Investition oder eine Wiederholung (Investitionskette) vorgesehen ist. Im  
letzteren Fall schließt sich der Problemkreis des optimalen Ersatz-  
zeitpunktes mit der Bestimmung des Wiederbeschaffungswertes der Wind-  
kraftanlage nach Ablauf der Nutzungsdauer an.

Im Binnenland haben die ökonomisch eingestellten privaten und gewerblichen Investoren oftmals die gleiche Ausgangsbasis. Die Versorgung der potentiellen WKA-Betreiber mit Elektrizität erfolgt durch die Stadtwerke bzw. durch ein überregionales EVU. Für die Stromversorgung wird ein entsprechendes Entgelt entrichtet. Will ein Investor in eine Windkraftanlage investieren und kann er auch zukünftig auf eine Netzanbindung nicht verzichten, so stellt sich aus ökonomischer Sicht die zentrale Frage:

" Sind aufgrund der einmaligen Investition in eine Windkraftanlage die zu erwartenden kumulierten Gesamtkosten innerhalb eines vorgegebenen Planungszeitraumes niedriger gegenüber der Handlungsalternative, den zu erwartenden Strombedarf wie bisher durch das Energieversorgungsunternehmen zu decken? "

Das hier definierte monetäre Ziel kann als Einkommensstreben durch eine langfristige Kostensenkung interpretiert werden. Grundsätzlich ist mit der hier dargestellten Fragestellung ein Entscheidungsproblem zu lösen, nämlich die Wahl zwischen der WKA-Investition und der Desinvestition.

### 3.3.2 Kosten der Windkraftanlage

Die Investition in eine Windkraftanlage ist mit erheblichen Kosten verbunden, so daß eine Investitionsentscheidung auch von deren Höhe abhängig ist. Die für einen Investor relevanten Kosten sind:

- a) die Investitions-  
und
- b) die Betriebskosten.

Die Investitionskosten einer Windkraftanlage setzen sich aus den An-

schaffungskosten eines Windkonverters ab Werk und den Anschaffungsnebenkosten (Planungs-, Fundament-, Transport-, Netzanschluß-, ggf. Netzverstärkungs- und Transformatorverstärkungskosten) zusammen. Je nach Auslegung und Hersteller muß für eine im Binnenland gängige Windkraftanlage der Klasse 20 - 80 kW mit Nettopreisen zwischen 90 000 und 180 000 DM (Stand 1989) ab Werk gerechnet werden. Die Vergleichbarkeit der Preise wird oftmals durch die Einbeziehung von anteiligen Anschaffungsnebenkosten in den Grundpreis (Preis ab Werk) erschwert.

Für die Nebenkosten (ohne evtl. Netz- bzw. Transformatorverstärkungskosten) sind zwischen 20 bis 35% der Kosten ab Werk anzusetzen. Wird von den privaten Betreibern einer Windkraftanlage der überschüssige Stromanteil in das Niederspannungsnetz der EVU eingespeist, können Zusatzkosten für Netz- und Transformatorverstärkung zwischen 5000 und 30 000 DM auftreten. Dieses Problem stellt sich für einen Betreiber immer dann, wenn die Auslegung des elektrischen Netzes und des Transformators für die mögliche Leistungsabgabe (= installierte Nennleistung der WKA ohne Drosselung) nicht ausreicht (vgl. *technische und baurechtliche Voraussetzungen*). Der Kostenfaktor kann durch eine Reduzierung der Leistungsabgabe des Generators größtenteils vermindert werden oder ganz entfallen. Die Energieausbeute einer gedrosselten Windkraftanlage ist gegenüber einer ungedrosselten Anlage niedriger; im Rahmen einer wirtschaftlichen Betrachtung müssen jedoch auch die Zusatzkosten für einen ungedrosselten WKA-Betrieb (Netz- bzw. Transformatorverstärkungskosten) einbezogen werden.

Den recht hohen Investitionskosten stehen relativ niedrige Betriebskosten gegenüber. Für den privaten Betreiber einer Windkraftanlage der Klasse 20 - 80 kW entstehen vor allem Versicherungs-, Wartungs-, Instandsetzungs-, Finanzierungs-, und die Sonstigen Kosten.

Die Versicherungskosten für Haftpflicht- und Sachschaden (Allgefahren-

versicherung) belaufen sich auf jährlich ca. 1 - 2% des Neuwertes der Windkraftanlage. Die Wartungsverträge der Hersteller differieren nach eigenen Erhebungen im Leistungsangebot und Kostenumfang zwischen 500 und mehr als 2000 DM p.a. (Stand 1989). Zu den Instandsetzungskosten fehlen für das nordwestdeutsche Binnenland bisher noch die langzeitlichen Erfahrungen, so daß hierfür z. Zt. noch keine zuverlässigen Angaben zu erhalten sind.

Bei den Finanzierungskosten wird zwischen einmaligen und laufenden Kosten unterschieden. Einmalige Kosten können bei der Beschaffung des Fremdkapitals zur Finanzierung der Investition auftreten, laufende Kosten entstehen z.B. durch Zinszahlungen für die Nutzung des Kapitals. Der Finanzierungsbedarf des Betreibers variiert im Einzelfall sehr stark, so daß für die laufenden Finanzierungskosten (abhängig vom Kreditvolumen, dem Ausgabesatz, dem Zinssatz und der Laufzeit) auf konkrete Angaben verzichtet werden muß.

Unter dem Begriff "Sonstige Kosten" werden hier diejenigen Kostenarten zusammengefaßt, die nicht den übrigen Betriebskosten zugeordnet werden können. So entstehen - je nach EVU - für den Betreiber Gebühren für zusätzlich installierte Stromzähler (Blindstrom-, Strombezugs-, Stromeinspeisungszähler) oder auch Kosten für den Blindstrombezug.

Neben den Investitions- und Betriebskosten entstehen durch den WKA-Betrieb oftmals Aufwendungen, die bei der WKA-Planung vielfach unberücksichtigt bleiben. Die Inbetriebnahme einer Windkraftanlage im Netzparallelbetrieb führt zu einer verminderten Stromabnahme vom EVU mit der Folge, daß die Basis für die gewährte Vergünstigung (Sondertarif bei hohem Stromverbrauch) nicht mehr gegeben ist. Auch für potentielle WKA-Betreiber mit einer Nachtstromspeicherheizung gelten i.d.R. Sondertarife, die in dem Moment der Inbetriebnahme einer Windkraftanlage entfallen können. Aus der Sicht der EVU wird der Betreiber einem

Eigenerzeuger gleichgestellt, der in erster Linie eine Selbstversorgung betreibt und nur die benötigte Restmenge an Elektrizität zu den Normaltarifen zukaft. Die dadurch entstehenden zusätzlichen Kosten können, trotz gleichzeitig verminderter Stromabnahmemenge, die Erlöse aus dem Betrieb einer Windkraftanlage aufzehren.

### 3.3.3 Energiestatistik

Eine Windkraftanlage kann im Sinne der betriebswirtschaftlichen Produktionstheorie als Aggregat zur Erzeugung einer Leistung (hier elektrische Energie) aufgefaßt werden. Der Inputfaktor ist die instationäre Größe "kinetische Energie des Windes", die Ausbringung die elektrische Energie (in kWh). Der quantitative Zusammenhang zwischen einzusetzenden Produktionsfaktormengen und dem Ertrag wird durch die Produktionsfunktion angegeben, die in modifizierter Form der Leistungskennlinie eines Konverters entspricht (anstelle der vektoriellen Größe "Windgeschwindigkeit" müßte der Faktor "kinetische Energie" angegeben werden).

Das Windenergiepotential ist über die Leistungskennlinie eines Windkonverters direkt mit dem elektrischen Energiepotential verbunden. Die aus den Kartendarstellungen ableitbare Bruttojahresenergie pro  $\text{m}^2$  Rotorfläche nach GRAUHOFF und KUTTLER (1988) schwankt im nordwestdeutschen Binnenland (ohne die Höhenzüge des Mittelgebirges sowie des Teutoburger Waldes) zwischen 400 und 750  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . Werden die realen Ergebnisse von "kleinen" Windkraftanlagen aus dem Jahre 1989 nach UMSCHALTEN E.V. (1990) für den gleichen Landschaftsraum herangezogen, so erreichen die tatsächlichen Jahreserträge von weitgehend störungsfrei betriebenen Windkraftanlagen der Klasse 20 - 80 kW in dieser Schwachwindregion zwischen 100 und 300  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . Je nach Standortlage und Konvertertyp erzielen die meisten Windkraftanlagen mit Nabenhöhen von 24 bzw. 30 m und Nennleistungen zwischen 50 und 80 kW derzeit im

Langjahresmittel Energieerträge zwischen 20 000 und 60 000 kWh (ALLNOCH 1990). Aufgrund des geringen statistischen Materials zu Windkraftanlagen in den Höhenregionen der Mittelgebirge können diese Erträge nur geschätzt werden (35 000 - 90 000 kWh p.a.).

Neben der Größenangabe zur Jahresenergieausbeute einer Windkraftanlage ist die zeitliche Verteilung der WKA-Produktion von Bedeutung. HEINE (1987) hat die monatlichen Energieerträge (in kWh/m<sup>2</sup>) einiger Windkraftanlagen in Norddeutschland für die Jahre 1985 und 1986 untersucht und ausgewertet. Neben dem typischen mittleren Jahresgang des Energieertrages zeigen sich dabei die zu erwartenden standort- und anlagenspezifischen Unterschiede.

Die Kenntnisse über Höhe und Struktur des Energieverbrauchs eines potentiellen WKA-Betreibers geben Hinweise auf die mögliche Substitutionsmenge der vom EVU bezogenen Elektrizität durch Windenergie. In der ökonomischen Bewertung kann der selbstgenutzte Windstrom mit den Opportunitätskosten der variablen Strombezugskosten (jeweiliger Arbeitspreis + Ausgleichsabgabe) angesetzt werden und nicht mit den niedrigeren Vergütungspreisen (im Mittel ca. 0,08 DM/kWh), die vom EVU bezahlt werden. Je größer der monetäre Unterschied zwischen dem gezahlten Vergütungspreis für den eingespeisten Windstrom und dem zu zahlenden Arbeitspreis ist, um so entscheidender ist die Berücksichtigung des Deckungsgrades in einer Investitionsrechnung.

Der durch den Betrieb einer Windkraftanlage ersetzte Stromanteil des Verbrauchers kann quantitativ mit der Substitutionsrate bzw. dem Deckungsgrad angegeben werden. Die inhaltliche Auslegung des Begriffs "Deckungsgrad" wird in der Theorie und Praxis nicht einheitlich vorgenommen, so daß der Terminus zunächst in Abhängigkeit der Bezugsgröße eindeutig definiert werden muß. Der Deckungsgrad kann das Verhältnis von selbstgenutzter elektrischer Energie zur Gesamtproduktion der

WKA ( $\delta_1$ ) oder zum Gesamtstromverbrauch des Windkraftanlagenbetreibers ( $\delta_2$ ) angeben:

a) Deckungsgrad der Windkraftanlage

$$\delta_1 = E_{Ev} / E_{WKA} \quad (27)$$

b) Deckungsgrad des WKA-Betreibers

$$\delta_2 = E_{Ev} / E_{Gv} \quad (28)$$

mit

$\delta_{1,2}$  = Deckungsgrad [-]

$E_{Ev}$  = Eigenstromverbrauch [kWh]

$E_{Gv}$  = Gesamtstromverbrauch [kWh]

$E_{WKA}$  = Energieproduktion der Windkraftanlage [kWh].

Sind die Höhe des elektrischen Energieverbrauchs und die Produktionsmenge einer Windkraftanlage gleich hoch, so gilt für diesen Sonderfall  $\delta_1 = \delta_2$ .

Nur der Eigenstromverbrauch  $E_{Ev}$  ist in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung mit den Opportunitätskosten für den Strombezug des EVU zu bewerten. Als Grundlage zur Ermittlung der Deckungsgrade  $\delta_{1,2}$  können die spezifischen Lastganglinien der verschiedenen Abnehmergruppen dienen. DÜWALL et al. (1985) haben die Lastganglinien der Haushalte während eines Jahres analysiert. Für gewerbliche oder landwirtschaftliche Abnehmergruppen fehlen dagegen noch die jahreszeitlich-verbrauchsabhängigen Lastganglinien. Der Deckungsgrad ist von den windklimatologischen und anlagenspezifischen Parametern und vor allem von der Höhe und der Struktur des Energieverbrauchs abhängig. Grundsätzlich steigt mit zunehmendem Grundlastverbrauch die Wahrscheinlichkeit der Substitution des Eigenverbrauchs durch Windstrom und damit der Deckungsgrad. Ein hoher Bezug an elektrischer Nutzenergie im Sommer und ein niedriger im

Winter führt aufgrund des hohen (niedrigen) WKA-Energieangebotes im Winter (Sommer) und der ungünstigen Energienachfragesituation zu einer niedrigen Substitutionsrate.

Eine Abstimmung des Energieverbrauchs auf das -angebot durch das Verhalten des Betreibers kann zu einer Erhöhung des Deckungsgrades führen, allerdings ist z.B. die Orientierung der Betriebsführung eines landwirtschaftlichen Betriebes am Windstromangebot nur partiell möglich. Mit dem Einsatz von elektrischen Steuerungs- und Regelungssystemen oder der Installation von Akkuspeichern wird an einigen Standorten versucht, die wirtschaftliche Basis der WKA-Investition durch eine Erhöhung der Substitutionsrate zu verbessern. In diesen Fällen muß die Investition aber vor dem Hintergrund der zusätzlichen Kosten und Erlöse betrachtet werden.

Sind die Deckungsgrade  $\delta_{1,2}$  bekannt, so ist die quantitative Bestimmung des selbstgenutzten Windstroms möglich. Der über die Eigennutzung hinaus produzierte und in die öffentlichen Stromnetze eingespeiste Verkaufsanteil  $S_{V_k}$  sowie die zur Versorgung des Betreibers notwendige Strombezugsmenge  $S_{B_z}$  können nach folgenden Formeln berechnet werden:

$$S_{V_k} = E_{WKA} \cdot (1 - \delta_1) \quad (29)$$

$$S_{B_z} = E_{G_v} - (E_{WKA} \cdot \delta_1) \quad (30)$$

bzw.

$$S_{B_z} = E_{G_v} \cdot (1 - \delta_2) \quad (31)$$

$$S_{V_k} = E_{WKA} - (E_{G_v} \cdot \delta_2) \quad (32)$$

mit

$$S_{V_k} = \text{Stromverkaufsanteil [kWh]}$$

$$S_{B_z} = \text{Strombezugsmenge [kWh]}$$

$$E_{WKA} = \text{Energieproduktion der Windkraftanlage [kWh]}$$

$$E_{G_v} = \text{Gesamtstromverbrauch [kWh]}$$

$$\delta_1 = \text{Deckungsgrad (WKA) [-]}$$

$$\delta_2 = \text{Deckungsgrad (Betreiber) [-].}$$

### 3.3.4 Finanzierung

Im Mittelpunkt der Finanzierung einer Investition steht die Kapitalaufbringung. Die Sachinvestition in eine Windkraftanlage führt zu einem Finanzierungsbedarf seitens des Investors. Die Abbildung 32 zeigt die möglichen Finanzierungsformen, die für diese Arbeit nach dem Kriterium der Mittelherkunft systematisiert sind. Aus der Sicht des Investors kann zwischen der Außen- und Innenfinanzierung unterschieden werden.

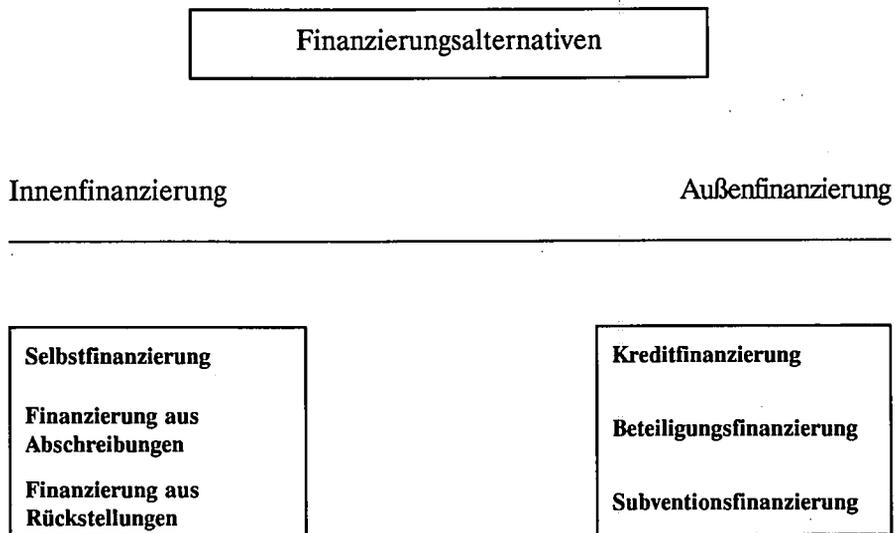


Abb. 32: Die Finanzierungsmöglichkeiten privater und gewerblicher Investoren

Die Innenfinanzierung umfaßt im wesentlichen die Selbstfinanzierung sowie die Finanzierung aus Abschreibungen und Rückstellungen. Bei privaten Betreibern ist im Rahmen der Innenfinanzierung die offene Selbstfinanzierung von Bedeutung, das ist die Kapitalaufbringung aus dem versteuer-

ten Einkommen. Diese Finanzierungsform ist in der vorliegenden Arbeit die finanzwirtschaftliche Ausgangsbasis für die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen (vgl. *wirtschaftliche Kalküle*).

Gewerbliche Investoren können neben der Selbstfinanzierung oftmals die Finanzierung aus Abschreibungen einkalkulieren, insbesondere wenn ein hoher aktivierter Bestand an Sachanlagen vorhanden ist. Dem Finanzierungseffekt aus Rückstellungen dürfte in der Praxis dagegen nur wenig Bedeutung zukommen, da i.d.R. die Mehrzahl der Rückstellungen nur kurzfristig Finanzierungspotential freisetzt (oftmals nur ein Geschäftsjahr). Eine vertiefende Darstellung der beiden Finanzierungsformen würde den gesetzten Rahmen dieser Arbeit überschreiten.

Im Gegensatz zur Innenfinanzierung ist das charakteristische Merkmal der Außenfinanzierung die Kapitalzuführung von außerhalb der gewerblichen bzw. personengebundenen Unternehmung. Die einem Privatinvestor am besten bekannten Außenfinanzierungsformen sind i.d.R. die Kreditfinanzierung, insbesondere in Form kurz- bzw. langfristiger Kredite oder das den Kreditsubstituten zuzuordnende Leasing.

In Kreisen privater Investoren werden zunehmend Modelle der Einlagen- bzw. Beteiligungsfinanzierung diskutiert, die in der Praxis neben den Unsicherheiten bei der wirtschaftlichen Behandlung (Verlust- bzw. Gewinnzuweisung) auch mit rechtlichen Problemen (Haftung, Eigentumserwerb, etc.) behaftet sind. Entscheidender Bestandteil der Finanzplanung ist zunehmend die Subventionsfinanzierung (Zuschüsse, Förderprogramme, etc.), so daß auf die beiden letztgenannten Finanzierungsalternativen näher eingegangen werden soll.

## Beteiligungsfinanzierung

Die Beteiligungsfinanzierung als Teil der Außenfinanzierung umfaßt die Formen der Eigenkapitalbeschaffung durch Kapitaleinlagen und -beteiligung. Zu diesem Zweck wird in der Praxis von den Kapitalgebern eine Gesellschaft gegründet, oder es treten neue Gesellschafter in eine bestehende Unternehmung ein. Die gewählte Rechtsform der Gesellschaft bzw. der Unternehmung hat für den Kapitalgeber unterschiedliche Rechtsfolgen. So sind für den Kapitalgeber in bezug auf die Gesellschafts- bzw. Unternehmensform Fragen nach der Haftung, der Mitbestimmung, der Gewinn- und Verlustbeteiligung und der Fungibilität der Anteile von Interesse.

Bei Privatinvestoren wird häufig im Zusammenhang mit dem "Weiler-Konzept" (vgl. *Einsatzkonzeption*) die Gründung einer Betreibergemeinschaft auf der Basis der Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) erwogen (§§ 705 ff. BGB). Entscheidend für den privaten Kapitalgeber, der sich im Rahmen einer Gesellschaft bürgerlichen Rechts und mittels einer Beteiligungsfinanzierung an einem Windkraftanlagenprojekt beteiligen will, ist der Gesellschaftervertrag. Dieser regelt die verbindlichen Geschäftsbeziehungen zwischen den Gesellschaftern und schützt bzw. bindet die Kapitalgeber und -nehmer. Insbesondere eine klare Regelung im Gewinn- und Verlustfall erscheint dringend geboten.

Die Gesellschaften, die unter die Rechtsbeziehungen des BGB fallen, unterliegen nicht den weitaus "strengeren" Gesetzesgrundlagen des Handelsgesetzbuches (HGB), das die besonderen Geschäftsbeziehungen für Kaufleute regelt. Tritt ein gewerblicher Gesellschafter in eine zu gründende oder bestehende Einzelunternehmung mit dem Ziel der Beteiligung ein, so gelten die Regelungen des HGB.

## Subventionsfinanzierung

Die Ausschöpfung der Fördermöglichkeiten aus den unterschiedlichsten "Quellen" ist ein erheblicher Bestandteil der Kapitalaufbringung. So wird dem potentiellen Betreiber aus Bundes- und Landesmitteln ein komplexes Subventionsangebot unterbreitet. Zusätzlich vergünstigte steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten und die teilweise erlaubte Kumulierung von Förderprogrammen runden den Gesamtrahmen ab.

Der im Rahmen des Bundesförderungsprogramms "100 MW-Programm" gewährte Zuschuß kann in Form eines Betriebs- bzw. Investitionskostenzuschusses gewährt werden. Nach der "Richtlinie zur Förderung der Erprobung von Windenergieanlagen 100 MW Wind" im Rahmen des zweiten Programms Energieforschung und Energietechnologien (DER BUNDESMINISTER FÜR FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE 1989) sowie den Nebenbestimmungen kann ein Betriebskostenzuschuß in Höhe von DM 0.08 je erzeugter Kilowattstunde Windenergie (max. 10 Jahre) vergütet werden. Für die Gewährung des Investitionszuschusses nach der Formel

$$\text{Zuschuß [DM]} = \text{Nabenhöhe [m]} \times \text{Rotorkreisradius [m]} \times 400 \quad (33)$$

(aber max. 60% des Rechnungsbetrages für die WKA, einschließlich Errichtung auf vorhandenem Fundament) gelten zwei Grundvoraussetzungen (KFA JÜLICH 1990):

- a) der erzeugte Windstrom muß zu "weit" mehr als 50% privat genutzt werden,
- b) die Windenergieanlage darf nicht im Rahmen des gewerblichen Betriebsvermögens aktiviert werden.

Andernfalls wird nur der Betriebskostenzuschuß bewilligt. Grundsätzlich

sind private Betreiber, wenn diese den erzeugten Windstrom an das EVU verkaufen, Unternehmer im Sinne des Umsatzsteuergesetzes und daher zur Umsatzsteuererklärung verpflichtet.

Landesmittel können in Niedersachsen nach den "Richtlinien über die Gewährung von Zuwendungen zur verstärkten Anwendung und Nutzung neuer und erneuerbarer Energien" des NIEDERSÄCHSISCHEN MINISTERS FÜR WIRTSCHAFT, TECHNOLOGIE UND VERKEHR (1987/1989) beantragt werden. Allerdings ist die Gewährung des Investitionszuschusses auf die gewerbliche Wirtschaft (Aktivierung der Windkraftanlage im Betriebsvermögen) begrenzt. Windenergieanlagen werden unter den genannten Rahmenbedingungen in Niedersachsen mit einem max. Fördersatz von 30% bezuschußt. Gefördert werden alle zweckgerichteten Investitions- und Planungskosten (u.a. Kosten für windklimatologische Analysen). Fördermittel aus anderen Programmen (z.B. "100 MW-Programm") können insoweit kumuliert werden, als dadurch eine Förderungshöchstgrenze von 50% nicht überschritten wird.

In Nordrhein-Westfalen liegt der Landesfördersatz für die Errichtung von Windkonvertern nach den Richtlinien "Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen" des MINISTERS FÜR WIRTSCHAFT, MITTELSTAND UND TECHNOLOGIE DES LANDES NORDRHEIN - WESTFALEN (1989) bei 25%. Die Erhebung und Auswertung von Meßdaten zur Nutzung der Windenergie werden mit einem Zuschuß von 50% gefördert.

### **3.3.5 Wirtschaftliche Kalküle**

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung dient zur Überprüfung der Vorteilhaftigkeit einer Investition, der eine monetäre Zielsetzung zugrundeliegt. SCHIERENBECK (1987) unterscheidet bei den Verfahren der Wirtschaft-

lichkeitsrechnung zwischen den "klassischen Partialmodellen" und den "Simultanmodellen".

Die "klassischen Partialmodelle" sind im wesentlichen durch den einfachen Algorithmus und die Orientierung der Vorteilsbestimmung einzelner Projekte anhand partieller finanzwirtschaftlicher Kriterien gekennzeichnet. "Klassische Partialmodelle" sind traditionell in der Praxis weit verbreitet.

In den "Simultanmodellen" werden die in den klassischen Modellen vorgenommenen Annahmen zugunsten einer "vollständigen" Formulierung ersetzt. Durch die simultane Optimierung der Variablen haben diese Modelle z.B. den Vorteil, "daß sie den interdependenten sach - zeitlichen Wirkungszusammenhang von Investitions- und Finanzierungsentscheidungen konzeptionell berücksichtigen" (SCHIERENBECK 1987, S. 300). Aufgrund der Komplexität und aufwendigen Berechnungsalgorithmen werden in der Praxis auch in naher Zukunft derartige Modelle im Zusammenhang mit der privatwirtschaftlichen WKA-Investitionsrechnung kaum eingesetzt, so daß die Simultanansätze hier nicht weiter diskutiert werden.

Die "klassischen Partialmodelle" lassen sich weiter in zwei Hauptgruppen (statischen und dynamischen Kalküle) unterteilen.

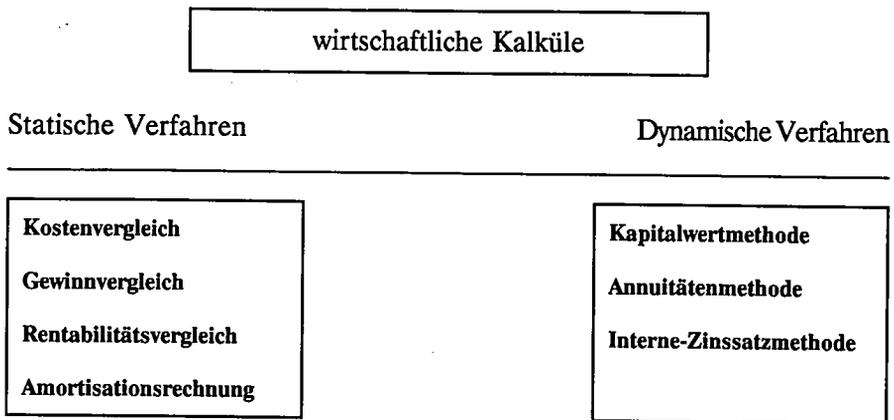


Abb. 33: Die Hauptarten der statischen und dynamischen Wirtschaftlichkeitskalküle

Statische Modelle stellen einfache Vergleichsverfahren dar, die in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt werden. Die dynamischen Investitionsrechnungsverfahren unterscheiden sich von den statischen vor allem darin, daß diese die zeitlichen Unterschiede zwischen dem Anfall von Einzahlungen und Auszahlungen berücksichtigen und die Zahlungsvorgänge auf der Grundlage aller Nutzungsperioden beruhen. Im Rahmen der dynamischen Investitionsrechnung werden im wesentlichen drei klassische Grundmodelle unterschieden, wobei die Annuitätenmethode nur eine Variante der Kapitalwertmethode darstellt und auch die Interne-Zinsfußmethode mit der Kapitalwertmethode verbunden ist (SCHIERENBECK 1987). Im folgenden soll daher nur die Kapitalwertmethode (Barwertverfahren) und - als verfeinerte Variante - die Vermögensendwertmethode (Vollständiger Finanzplan) beleuchtet werden. Letzteres Verfahren, das in den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen angewandt wird, kann u.a. mit unterschiedlichen Zinssätzen arbeiten und zeichnet sich insbesondere durch eine differenzierte und periodengerechte Darstellungsmöglichkeit aller Zahlungsströme für den Investitionszeitraum aus.

### **Die Kapitalwertmethode**

Die Kapitalwertmethode ist das klassische Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung. Der Kapitalwert einer Investition ist die Summe aller abgezinsten (diskontierten) Ein- und Auszahlungen - bezogen auf den zeitlichen Beginn einer Investition. Dabei wird das Investitionsvorhaben an einer Alternative gemessen, die sich zu einem einheitlichen Kalkulationszinsfuß verzinst. Der Kapitalwert einer Investition wird vielfach in der Grundform durch die folgende Formel beschrieben:

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n (E_t - A_t) \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (34)$$

mit

$C_0$  = Kapitalwert

$I_0$  = Investitionsausgabe (Kapitaleinsatz)

$E_t - A_t$  = Einnahmeüberdeckung ( $E_t > A_t$ ) oder -unterdeckung ( $E_t < A_t$ ) in der Periode  $t$

$\frac{1}{(1+i)^t}$  = Abzinsungsfaktor der Periode  $t$

$t_{1...n}$  = Periode  $t$ , (Investitionszeitraum 1... $n$ ).

Eine einzelne Investition gilt als vorteilhaft, wenn der Kapitalwert größer als Null ist. Im Fall einer Wahlentscheidung zwischen einer oder mehreren Investitionen wird diejenige bevorzugt, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Die Entscheidung der Vorteilhaftigkeit hängt bei dieser Methode entscheidend von der Wahl des Kalkulationszinsfußes ab.

### Vermögensendwertmethode (Vollständiger Finanzplan)

Die Anwendung der klassischen Kapitalwertmethode erfolgt vor dem Hintergrund der Berechnung aller Kapitalrückflüsse auf den gemeinsamen Bezugszeitpunkt  $t_0$ , bei der Vermögensendwertmethode ist dies der Zeitpunkt  $t_n$  (Ende des Planungszeitraumes). Als praktikables Hilfsmittel zur Investitionsplanung dient im Rahmen dieser Arbeit der Vollständige Finanzplan. Der Grundaufbau beruht auf einer periodengerechten Darstellung aller Ein- und Auszahlungen für den Planungs- und Investitionszeitraum. Realitätsnah lassen sich verschiedenartige Zinssätze

in das Modell integrieren und unterschiedliche Kapitalmarktsituationen sowie periodenvariable Anlagepräferenzen des Investors berücksichtigen.

Die Wirtschaftlichkeit einer WKA ist von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig. Einen entscheidenden Einfluß auf den wirtschaftlichen Erfolg einer WKA-Investition hat die Nutzungs- bzw. Lebensdauer des Windkonverters. Derzeit können aber nur Schätzungen vorgenommen werden, ausreichende Erfahrungswerte liegen bisher noch nicht vor. Aus diesem Grund soll in den folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die Frage der Amortisationszeit (pay back time) als Risikokriterium der Investition (bezogen auf den Investitionszeitraum) dienen, nicht berücksichtigt wird dagegen die persönliche Risikopräferenz des Investors (vgl. u.a. PERRIDON/STEINER 1988).

In der Praxis wird von den Investoren aber fast immer eine Antwort auf die folgende Fragestellung gesucht:

"Nach welchem Zeitraum haben die kumulierten Überschüsse im Fall der WKA-Investition (Handlungsalternative) gegenüber der Desinvestition (Unterlassensalternative) die Auszahlungen für die Sachinvestition erstmals überschritten?"

Verglichen werden müssen demnach die Zahlungsströme im Falle der WKA-Investition und im Falle der Unterlassung. Dieser Vergleich ist im Rahmen der Arbeit eine Ausgangsbasis für grundsätzliche Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen der Privatwirtschaft.

Die Desinvestition ist dadurch gekennzeichnet, daß der Investor einen elektrischen Anschluß zum öffentlichen Stromnetz hat und seinen Stromverbrauch wie bisher durch das EVU decken kann. In diesem Fall entstehen entsprechende Kosten, die zu Auszahlungen führen.

Bei der Investition wird ein Teil des Stromverbrauchs durch die Wind-

kraftanlage gedeckt, so daß die Auszahlungen für den Strombezug gegenüber der Desinvestition niedriger sind. Neben den einmaligen Kosten (Anschaffungs- bzw. Investitionskosten) entstehen durch den Betrieb der Windkraftanlage laufende Kosten (Betriebskosten) und Erlöse (Verkauf der erzeugten, aber nicht durch den Investor nutzbaren Elektrizität), die zu entsprechenden Aus- bzw. Einzahlungen führen.

### Das Verfahren

In der anschließenden Modellrechnung wird das Verfahren der erweiterten dynamischen Amortisationsrechnung unter Einbeziehung steuerlicher Effekte angewandt. Folgende allgemeine Rahmenbedingungen seien gegeben:

- Gemäß den BMFT-Richtlinien zum 100 MW-Programm erhalten Private und Landwirte den Investitionskostenzuschuß bis zu max. 60% des Rechnungsbetrages aller förderfähigen Ausgaben. Werden Fördermittel aus dem 100 MW-Programm mit Landesmitteln kumuliert, darf die Förderquote 50% der Anschaffungsauszahlungen nicht überschreiten. Dieser max. Förderungssatz wird im folgenden angenommen.
- Im Fall der Investition und der Desinvestition stehen Eigenmittel in gleicher Höhe zur Verfügung. Es wird davon ausgegangen, daß zu Beginn der Investition (im Zeitpunkt  $t_0$ ) über diesen Bestand hinaus keine weiteren Eigenmittel seitens des Investors zur Verfügung stehen. Bei der Unterstellung der Eigenfinanzierung sei angemerkt, daß hier die "billigere" Variante gewählt wurde. Wird Fremdfinanzierung angenommen, so verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit aufgrund der aufzuwendenden Zinsen.
- Für die Durchführung der Investitionsrechnung mit Hilfe des Voll-

ständigen Finanzplanes gilt das Kontenausgleichsgebot.

- In jeder Periode (= Wirtschaftsjahr) ist bei einem negativen Saldo im Desinvestitionsfall eine "Verlustkompensation" durch vorhandene Eigenmittel gegeben. (Diese Möglichkeit trägt dem Umstand Rechnung, daß ein Investor, der keine Investition tätigt, zur Begleichung seiner Stromrechnung entsprechende Finanzmittel aufbringen muß.) Soll der Grundsatz der Vergleichbarkeit gewahrt bleiben, so muß im Investitionsfall angenommen werden, daß diese Mittel in gleicher Höhe zur Verfügung stehen.
- Alle nachstehenden Berechnungen erfolgen auf der Basis der Nettobeträge, also ohne Berücksichtigung der Mehrwertsteuer.
- Ein Resterlös nach Ablauf der Nutzungszeit ist nicht zu erzielen.

Die zusätzlichen finanzmathematischen und steuerlichen Prämissen gliedern sich wie folgt:

- Alle Ein- bzw. Auszahlungen fallen am Jahresende an.
- Saldenüberschüsse können in der Folgeperiode zum Habenzinssatz angelegt werden.
- Einige Betreiber (z.B. Landwirte) erhalten entsprechend den privaten Antragstellern einen Investitionskostenzuschuß (vgl. *Finanzierung*). Es wird unterstellt, daß die Höhe des Zuschusses keine gewinnsteuerlichen Auswirkungen hat.
- Stromkosten stellen bei privaten Investoren im Investitions- bzw. Desinvestitionsfall keinerlei steuermindernde Aufwendungen dar. Bei anderen Betreibern (z.B. Landwirten) führen diese Aufwendungen zu

Betriebsausgaben (abzüglich eines zu vernachlässigenden Eigenanteils), die im Jahr der Entstehung zu Steuererstattungen führen.

- Für die steuerliche Bemessungsgrundlage wird vorab ein Gewinn aus anderen Aktivitäten unterstellt, der in jeder Periode Steuerzahlungen entstehen läßt. Der Steuersatz ist der Faktor, der mit dem steuerpflichtigen Gewinn multipliziert wird und zum Steuerbetrag führt. Die steuerlichen Effekte (Steuererstattungen bzw. Steuerzahlungen) im Fall der Desinvestition bzw. der Investition sind in der steuerlichen Bemessungsgrundlage (Gewinn aus anderen Aktivitäten) nicht berücksichtigt. Daraus resultiert, daß das Produkt aus Erlös bzw. Verlust x Steuersatz zu den Steuererstattungen bzw. -zahlungen führt, die am Ende einer Periode anfallen.
- Bei der Bemessungsgrundlage für die Abschreibung wird von den um die Zuschüsse verminderten Anschaffungskosten ausgegangen. Gemäß § 82a, Abs. 1 Satz 3 ESTDV (Einkommenssteuer-Durchführungsverordnung) kann ein Steuerpflichtiger für die Windkraftanlage innerhalb der ersten 10 Jahre nach Errichtung einen erhöhten Absetzungsbetrag von jährlich bis zu 10% geltend machen.
- Zinserträge sind steuerpflichtig. Freibeträge bei der steuerlichen Bewertung der Zinserträge werden nicht berücksichtigt.
- Es wird angenommen, daß eine Vermögenssteuer auf das Eigenkapital nicht zu entrichten ist.

Am Beispiel eines landwirtschaftlichen Betriebes soll das Risiko einer WKA-Investition mit dem Instrumentarium der erweiterten dynamischen Amortisationsrechnung bestimmt werden. Zu diesem Zweck wird mit Hilfe des Vollständigen Finanzplanes der Vermögensendwert aufgrund der Investition für unterschiedliche Zeiträume berechnet. Die Eckdaten für die Investitionsrechnung sind in der Tabelle 5 aufgelistet.

Tab. 5: Eckdaten für den Vollständigen Finanzplan einer WKA-Investition (Standardbeispiel)			
Kriterium	Art	Daten	Dynamisierung
Investorbezogene Daten	Stromverbrauch p.a.	90 000 kWh	const.
	Stromkosten p.a. (0,20 DM/kWh)	18 000,- DM	1,5% p.a.
	Steuersatz	40%	const.
WKA-Anlage- und Betriebsdaten	Anschaffungskosten	140 000,- DM	
	Anschaffungsnebenkosten	20 000,- DM	
	Stromproduktion (WKA) p.a.	70 000 kWh	const.
	Deckungsgrad $\delta_2$	30%	const.
	Betriebskosten p.a. (Versicherungs-, Wartungs- und Zählergebühren)	2 000,- DM	1,0% p.a.
	Kosten für restlichen Strombezug p.a. (0,20 DM/kWh)	12 600,- DM	1,5% p.a.
Finanzierungsdaten	Erlös für Stromverkauf p.a. (0,08 DM/kWh)	3 440,- DM	1,5% p.a.
	Eigenkapital	80 000,- DM	
	Fremdkapital	0,- DM	
	Zuschuß	80 000,- DM	
	Annuität	0,- DM	
	Habenzinssatz	6%	
	Sollzinssatz	8%	
Abschreibung (10 Jahre max. 10%)	10%		

In der Planungsgrundlage für den Vollständigen Finanzplan sind alle finanzwirtschaftlich relevanten Einflußgrößen aufgeführt. Während der Stromverbrauch p.a. noch recht einfach zu bestimmen ist, müssen die Kosten für den restlichen Strombezug p.a. oder der Erlös für den verkauften Windstrom mittels des Deckungsgrades ermittelt werden. Unter Zugrundelegung der Gleichungen (31) und (32) kann die Berechnung dieser Größen vorgenommen werden.

Wie aus dem Finanzplan im Desinvestitionsfall der Tabelle 6 entnommen werden kann, führen die Stromkosten in jeder Periode  $t_1 \dots t_n$  zu Auszahlungen, einschließlich der jährlichen Steigerungsrate von 1,5%. Stellen die Stromkosten Betriebsausgaben dar (wie hier angenommen), so führen die Auszahlungen am Ende der Betrachtungsperiode zu einer Steuererstattung.

Das Eigenkapital in Höhe der WKA-Investitionsausgaben (80 000 DM) kann im Fall der Unterlassensalternative zum Habenzinssatz angelegt werden. Die jährlichen Zinserträge führen zu Steuerzahlungen. Das Zwischenergebnis stellt aufgrund des Kontenausgleichsgebotes im Desinvestitionsfall die effektive Restgröße dar, die - negativer Saldo unterstellt - durch Einzahlungen in gleicher Höhe kompensiert werden muß. Im Investitionsfall steht deshalb derselbe Betrag an Eigenmitteln aus Vergleichbarkeitsgründen ebenfalls zur Verfügung.

Tab. 6: Der Vollständige Finanzplan im Desinvestitionsfall für das Standardbeispiel						
A. Desinvestition	$t_0$	$t_1$	$t_2$	...	$t_{10}$	$t_{11}$
Eigenkapital (Finanzanlage)	80 000					
Ausgaben für Strombezug vom EVU		-18270	-18544	...	-20890	-21203
Steuererstattung a. Stromaushgaben		7308	7418		8356	8481
Zinsertrag aus Eigenkapital		4800	4800		4800	4800
Steuerzahlung auf Zinsertrag		-1920	-1920		-1920	-1920
Zwischenergebnis		-8082	-8246		-9654	-9842
Einzahlung I		8082	8246		9654	9842
Saldo I		0	0		0	0
Guthabenbestand	80 000	80 000	80 000	...	80 000	80 000

Tab. 7: Der Vollständige Finanzplan im WKA-Investitionsfall für das Standardbeispiel

B. Investition	$t_0$	$t_1$	$t_2$	...	$t_{10}$	$t_{11}$
Eigenkapital	80000					
Investitionsausgabe	-80000					
Ausgaben für Strombezug vom EVU		-12789	-12981	...	-14623	-14842
Steuererstattung auf Stromausgaben		5116	5192		5849	5937
Betriebsausgaben		-2020	-2040		-2209	-2231
Steuererstattung auf Betriebsausgaben		808	816		884	893
Erlös für Stromverkauf		3492	3544		3992	4052
Steuerzahlung auf Erlöse		-1397	-1418		-1597	-1621
Steuererstattung auf Abschreibung		3200	3200		3200	0
Zwischenergebnis		-3590	-3686		-4504	-7812
Einzahlung I		8082	8246		9654	9842
Saldo II		4492	4559		5150	2030
Finanzanlage		0	4492	...	49550	56484
Zinsertrag aus Finanzanlage		0	270		2973	3389
Steuerzahlung auf Zinsertrag		0	-108		-1189	-1356
Guthabenstand	0	4492	9213	...	56484	60547

Durch den Betrieb einer Windkraftanlage kann nicht der gesamte Strombedarf des Investors gedeckt werden. Der Zukauf der nicht durch die WKA gedeckten Elektrizität vom EVU führt entsprechend dem Gesamtstrombezug im Desinvestitionsfall zu steuerlich wirksamen Betriebsausgaben (incl. der Steigerungsrate), die Steuererstattungen auslösen. Die Betriebskosten (im wesentlichen für Wartung und Versicherung) wirken ebenfalls steuermindernd, während die aus dem Stromverkauf erzielten Erlöse Steuerzahlungen verursachen. Letztendlich ist ein auf 10 Jahre begrenzter steuerlicher Abschreibungseffekt zu berücksichtigen.

Ein positiver Periodensaldo (II) im Investitionsfall stellt am Ende eines betrachteten Jahres den effektiven Ersparnisbetrag dar, der erst in der

Folgeperiode zum Habenzinssatz angelegt werden kann. Die Zinserträge resultieren aus der Finanzanlage am Ende der Vorperiode.

Der kumulierte Bestandssaldo erreicht nach einem bestimmten Zeitraum wieder die Höhe der Anschaffungsauszahlungen (= Eigenkapital im Desinvestitionsfall). Im vorliegenden Beispiel liegt die Amortisationszeit bei rd. 15 Jahren (Abbildung 34).

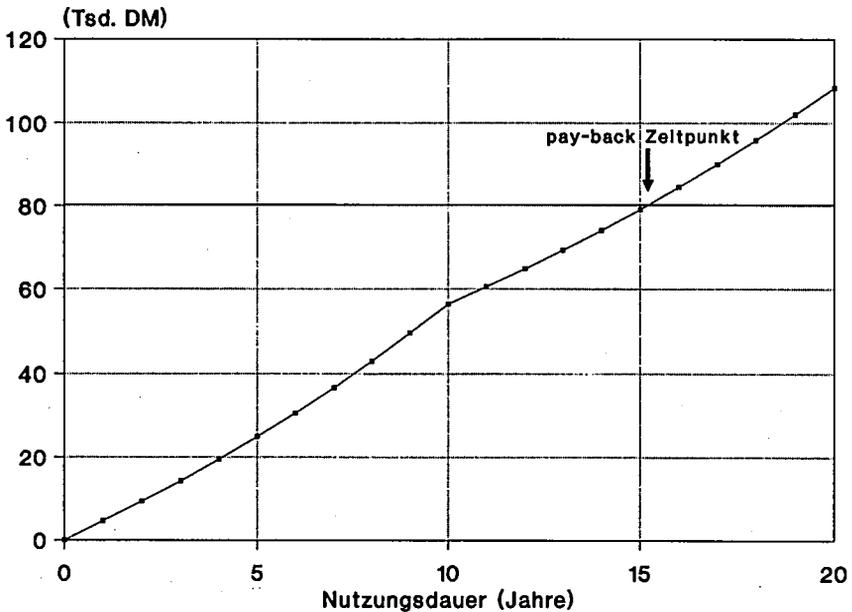


Abb. 34: Die kumulierten Rückflüsse aus der WKA-Investition und der jährlichen Finanzanlage für einen Zeitraum von 20 Jahren

Die graphische Darstellung der Finanzrückflüsse zeigt, daß der Kurvenanstieg nach Ablauf von 10 Jahren flacher verläuft. Der Grund liegt in der fehlenden Abschreibungsmöglichkeit (Steuerersparnis) nach diesem Zeitpunkt, so daß die jährlichen Zuwächse mit einer geringeren Steigung zunehmen. Nach 15,2 Jahren haben die Ersparnisse aufgrund der WKA-Inve-

stitution und deren Wiederanlage am Kapitalmarkt die Höhe der Investitionsausgabe (80 000 DM in  $t_0$ ) erreicht. Der Saldo aus Investitionszahlung und kumulierten Ersparnissen weist jetzt den Wert 0 auf. Ab diesem Zeitpunkt kann mit dem Betrieb der Windkraftanlage ein finanzieller Gewinn erwirtschaftet werden.

#### **4. Die Anwendung des Standortevaluationsystems**

##### **4.1 Die Simulation der Effekte verschiedener Einflußgrößen auf die Wirtschaftlichkeit**

Ausgehend von den Eckdaten aus dem Standardbeispiel soll durch problemspezifische Sensitivitätsanalysen dem Ungewißheitsaspekt für die wichtigsten Investitions-Einflußgrößen Rechnung getragen werden.

##### **4.1.1 Die Höhe des Windenergiepotentials und des Deckungsgrades am Standort**

Die Höhe des technisch nutzbaren Windenergiepotentials hat einen entscheidenden Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage. Die Tabelle 8 zeigt unter Zugrundelegung der übrigen Annahmen und Eckdaten aus dem Standardbeispiel die Wirkung einer Windpotentialänderung auf die Amortisationszeit. Schon eine Ertragsdifferenz von 10 000 kWh/a im Langjahresmittel kann für einen potentiellen WKA-Betreiber die Investitionsentscheidung erheblich beeinflussen. Deutlich wird, daß eine möglichst genaue Quantifizierung des standörtlichen Windpotentials geboten ist (vgl. **Windklimatologie**).

Tab. 8: Die Änderung der Amortisationszeit einer WKA-Investition durch Variation des standörtlichen Windpotentials (Standardbeispiel *)	
Energiepotential (kWh/a)	Amortisationszeit (Jahre)
40 000	25,4
50 000	20,7
60 000	17,5
* 70 000	15,2
80 000	13,4
90 000	11,9
100 000	10,8

Grundsätzlich steigt mit zunehmender Energieausbringung einer Windkraftanlage und einer höheren Stromnachfrage der Deckungsgrad  $\delta_{1,2}$ . Zur Bestimmung eines quantitativen Zusammenhanges, der die Abhängigkeit des Deckungsgrades vom nutzbaren Energiepotential der WKA oder dem Lastgangverlauf eines Betreibers angibt, fehlen noch die entsprechenden Untersuchungen.

Der Einsatz von Speichersystemen erhöht den Deckungsgrad  $\delta_1$  bzw.  $\delta_2$  und kann in der jetzigen Tarifsituation zu einem besseren Preis der Einspeisevergütung führen. Dies ist dann der Fall, sobald durch die Linearisierung ein gleichmäßigeres Windstromangebot vorliegt und die EVU für diesen - in Höhe und Zeit - beständig eingespeisten Stromanteil eine Stetigkeitsprämie zahlen. Die Investition in einen Energiespeicher muß aber vor der Alternative gesehen werden, daß der mittels des Speichersystems gepufferte Windstromanteil auch zu dem Vergütungssatz (DM 0,08/kWh) hätte verkauft werden können. Demzufolge kann für die Entscheidung, ob ein Energiespeichersystem eingesetzt wird, nur der zusätzliche Erlös relevant sein.

Tab. 9: Die Änderung des Endvermögens der WKA-Investition durch Variation des Deckungsgrades  $\delta_{1,2}$  (Standardbeispiel\*)

Deckungsgrad $\delta$		Endvermögen (DM)		
$\delta_1$	$\delta_2$	$t_5$	$t_{10}$	$t_{15}$
0,39	0,30	24 857	56 484	79 158
0,51	0,40	28 495	64 745	93 239
0,64	0,50	32 132	73 005	107 319
0,77	0,60	35 770	81 266	121 399
0,90	0,70	39 408	89 526	135 480
1,00	0,78	42 238	95 951	146 431

Die Erhöhung des Deckungsgrades  $\delta_{1,2}$  hat erhebliche positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer WKA-Investition. Der monetäre Effekt kommt einer (indirekten) Anhebung des Vergütungspreises gleich. Ist es im Einzelfall möglich, daß der erzeugte Windstrom vom Betreiber vollständig selbst genutzt werden kann, so erfolgt die Wirtschaftlichkeitsrechnung unter der Annahme einer 1:1-Vergütungsregelung. Wenn kein Steuerungs- bzw. Puffersystem zur Linearisierung des Windstroms eingesetzt werden soll, so muß für eine Nutzung des gesamten Windstroms ( $\delta_1 = 1,00$ ) die entscheidende Voraussetzung gegeben sein, daß der Grundlastverbrauch an elektrischer Leistungsaufnahme immer oberhalb der Nennleistung des Windkonverters liegt. Dieser Sonderfall ist bei privaten Betreibern selten, kann aber häufig in Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Gemeinden berücksichtigt werden, vor allem wenn die Errichtung der Windkraftanlage an einer Kläranlage mit relativ konstant hohem Stromverbrauch vorgesehen ist.

#### 4.1.2 Die Auswirkungen einer Generatorleistungsbegrenzung auf die Energieausbeute und wirtschaftliche Aspekte

Die Entwicklung im Binnenland, Windkraftanlagen mit immer höheren Generatorleistungen zu implementieren, kann dazu führen, daß der Investor erhebliche Zusatzkosten für eine Netz- und/oder Transformatorverstärkung einkalkulieren muß. Eine Drosselung der installierten Generatorleistung von Windkonvertern hat negative Auswirkungen auf den Energieertrag zur Folge. Viele private Betreiber stehen daher vor der Frage, ob und unter welchen Bedingungen eine Netzverstärkung wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Im folgenden sollen aufgrund einer angenommenen

- a) Jahreshäufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten,
- b) der Leistungskennlinie einer 75 kW-Windkraftanlage  
und
- c) der Leistungsbegrenzung des Generators auf 20 kW

zunächst die Auswirkungen dieser Drosselung auf die Energieproduktion analysiert - und anschließend die Wirtschaftlichkeit verschiedener Zusatzinvestitionsmöglichkeiten (Netzverstärkungsmaßnahmen) überprüft werden.

Folgende technische Annahmen werden getroffen:

- Die Leistungsbegrenzung wird direkt an der Windkraftanlage (konstante Drosselung) vorgenommen und nicht am Einspeisungspunkt zum öffentlichen Stromnetz. Im letzteren Fall schwankt die jeweilige max. elektrische Abgabeleistung der Windkraftanlage in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch des Betreibers.

- Durch eine Netz- bzw. Transformatorverstärkung ist sowohl ein ungedrosselter WKA-Betrieb (75 kW) als auch eine abgestufte Leistungsbegrenzung auf 20, 30, 45 und 60 kW möglich.

Die in der Tabelle 10 mit den prozentualen Anteilen einer hypothetischen Jahres-Häufigkeitsverteilung (in Anlehnung an gemessene Windwerte im Binnenland) und einer angenommenen WKA-Kennlinie berechneten Energieerträge zeigen die Verteilung des Energieangebotes in Abhängigkeit von der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse (Stufe: 1 m/s).

Tab. 10: Das Windpotential und die Energieangebotsstruktur einer angenommenen 75 kW-Windkraftanlage				
Windgeschwindigkeit			WKA-Leistung	WKA-Energieausbeute p.a.
(m/s)	(%)	(Std.) p.a.	(kW)	(kWh)
0,5	7,6	665,8	0	0
1,5	18,4	1611,8	0	0
2,5	23,8	2084,9	0	0
3,5	17,2	1506,7	2	3013
4,5	11,1	972,4	6	5834
5,5	8,6	753,4	12	9040
6,5	6,4	560,6	20	11213
7,5	4,2	367,9	30	11038
8,5	2,0	175,2	45	7884
9,5	0,4	35,0	60	2102
10,5	0,2	17,5	75	1314
11,5	0,1	8,8	75	657
	$\Sigma = 100,0$	$\Sigma = 8760,0$		$\Sigma = 52095$

Es wird u.a. ersichtlich, daß die hohen Windgeschwindigkeiten zwar relativ niedrige prozentuale Anteilswerte aufweisen, der partielle Energieertrag an der jährlichen Gesamtausbringung aber nicht unterschätzt werden darf. So

wird in diesem Beispiel die höchste anteilige Energieausbeute (11213 kWh) mit der WKA-Leistungsstufe von 20 kW erzielt, bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s und einer WKA-Betriebsdauer von rd. 561 Stunden.

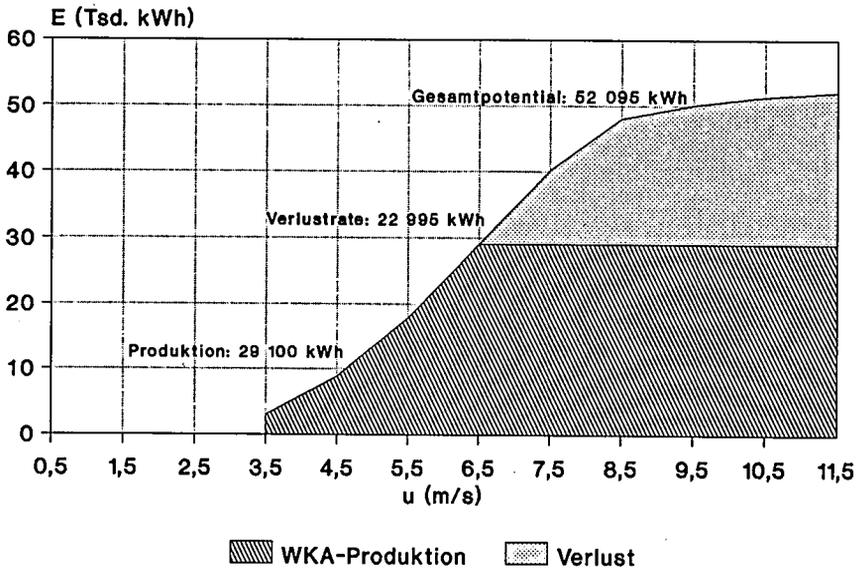


Abb. 35: Die Auswirkungen einer auf 20 kW gedrosselten 75 kW-Windkraftanlage auf den Jahresenergieertrag

Mit den getroffenen Annahmen zur technischen Abstufung der Leistungsdrosselung ist es möglich, die jährlichen Energieerträge und -verluste gegenüber einer nicht gedrosselten 75 kW-Windkraftanlage ( $d_{75}$ ) zu bestimmen. Neben der quantitativen Ertragsminderung kann aber auch der daraus entstehende finanzielle Verlust p.a. angegeben werden. In der nachfolgenden Tabelle 11 sind die monetären Auswirkungen der Drosselung aufgeführt, die durch Multiplikation der angenommenen Verlustrate (kWh) mit dem Vergütungspreis für den eingespeisten Windstrom von DM 0,08/kWh berechnet wurden. Diese Bemessungsgrundlage impliziert allerdings die Annahme, daß die max. Leistungsaufnahme des Verbrauchers die Untergrenze der kleinsten Drosselungsstufe ( $d_{20}$ ) nicht überschreitet. Nur

in diesem Fall ist aufgrund der Leistungsbegrenzung die Verlustrate in der monetären Bewertung mit dem Einspeisevergütungspreis anzusetzen.

Tab. 11: Die jährlichen Energieerträge und Verlustraten einer 75 kW-Windkraftanlage in Abhängigkeit von der Drosselungsstufe  $d_{20} \dots d_{75}$  kW gegenüber einem ungedrosselten Konverter

max. Leistungsabgabe	Energieertrag p.a.	Verluste p.a. (gegenüber einer ungedrosselten Windkraftanlage)		
		(kWh)	(%)	(DM)
Stufe (kW)	(kWh)	(kWh)	(%)	(DM)
$d_{20}$	29 100	22 995	44,1	1 840
$d_{30}$	40 138	11 957	23,0	957
$d_{45}$	48 022	4 073	7,8	326
$d_{60}$	50 124	1 971	3,8	158
$d_{75}$	52 095	-	-	-

Aus der Tabelle 11 wird schnell ersichtlich, daß die höchsten Ertragsminderungen durch eine Drosselung auf  $d_{20}$  bzw.  $d_{30}$  zu verzeichnen sind, so daß eine Entscheidung auf der Basis des Jahresenergieertrages aufgrund der o.g. Daten getroffen werden kann. Es stellt sich aber vielfach die Frage, welche Drosselungsstufe unter Einbeziehung wirtschaftlicher Aspekte gewählt werden sollte.

#### Wirtschaftlichkeit einer Netz- bzw. Transformatorverstärkung

Mit einer Netz- bzw. Transformatorverstärkung könnten die "entgangenen" Erlöse (Spalte 5 in Tabelle 11) vereinnahmt werden. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob die Ertragsminderung in Kauf genommen werden soll, eine Zusatzinvestition (Netzverstärkung) wirtschaftlich sinnvoll ist und welche optimale Drosselungsstufe gegebenenfalls gewählt werden

soll. Entscheidend für die wirtschaftliche Betrachtung ist die Fragestellung, denn zwei grundlegende Alternativen können unterschieden werden:

a) Die Zusatzinvestition wird im Zusammenhang mit der Gesamtinvestition betrachtet und in die Hauptentscheidung (Investition in eine WKA) mit einbezogen. Für diese Fragestellung ist die WKA-Investition in Abhängigkeit unterschiedlicher Drosselungsstufen (Auswahl mehrerer Investitionsalternativen) gegenüber der Unterlassensalternative (keine Investition) zu prüfen,

oder

b) die Entscheidung über die Errichtung einer Windkraftanlage ist im Sinne der Investition bereits entschieden. Demnach kann die Netzverstärkungsinvestition unabhängig von der Hauptentscheidung getroffen werden. In diesem Fall sind die Investitionsmöglichkeiten gegenüber einer anderen Alternative (z.B. der Finanzanlage) zu prüfen.

Ziel dieser wirtschaftlichen Betrachtung ist die Wahl der Entscheidung auf der Basis einer "isolierten" Investition. Es stellt sich deshalb hier die Frage:

"Ist die Investition (Netzverstärkung) gegenüber der Finanzanlage vorteilhaft, und welche Drosselungsstufe sollte gegebenenfalls gewählt werden?"

Die energie- und finanzwirtschaftlichen Annahmen sind wie folgt gegeben:

- Die jährlich zu erwartende Verlustrate der Energie durch eine Drosselung der Generatorleistung bleibt für jede Stufe konstant.
- Es gelten die Rahmenbedingungen (Steuersatz, Dynamisierung, Zinssatz, Abschreibung, etc.) aus dem Standardbeispiel.
- Die zusätzlichen WKA-Energieerträge, die Bruttoerlöse aufgrund einer Anhebung der Drosselungsstufe und die Kosten der Investitionsalternativen sind in der Tabelle 12 aufgeführt.

Tab. 12: Die finanzwirtschaftlichen Eckdaten zur Netzverstärkungsinvestition in Abhängigkeit von der jeweiligen WKA-Drosselungsstufe

Anhebung der Drosselungsstufe	Erträge und Erlöse			Kosten	
	Jahresenergieerträge in der Stufe p.a. (kWh)	Differenz $\Delta$ p.a. (kWh)	Zusatz- erlös p.a. (DM)	Brutto (DM)	Netto (incl. Förder.) (DM)
von 20 kW auf 30 kW	$d_{20}$ 29 100 $d_{30}$ 40 138	11 038	883	5 000	2 500
von 20 kW auf 45 kW	$d_{20}$ 29 100 $d_{45}$ 48 022	18 922	1 514	10 000	5 000
von 20 kW auf 60 kW	$d_{20}$ 29 100 $d_{60}$ 50 124	21 024	1 682	15 000	7 500
von 20 kW auf 75 kW	$d_{20}$ 29 100 $d_{75}$ 52 095	22 995	1 840	20 000	10 000

Den Investitionsalternativen liegen unterschiedliche Kapitaleinsätze zugrunde, so daß die Frage aufgeworfen werden muß, wie ein Investor, dem der max. Investitionsbetrag von 10 000 DM in Form von Eigenkapital zur Verfügung steht, die Restbeträge im Falle niedrigerer Sachinvestitionsausgaben einsetzt. In diesem Beispiel wird unterstellt, daß die nicht für das Netzverstärkungsvorhaben benötigten finanziellen Eigenmittel als Ergänzungsinvestition (Finanzanlage) zum Habenzinssatz von 6% angelegt werden können. Demnach können zwei Gesamtinvestitionsvarianten unterschieden werden:

#### Variante (A)

Die Investition für jede Drosselungsstufe besteht aus:

- a) der Sachinvestition (Netzverstärkung) und
- b) ggf. der Ergänzungsinvestition (Restbetrag) in Form einer Finanzanlage.

### Variante (B)

Die Investitionsalternative ist eine reine Finanzanlage.

Für einen Vorteilhaftigkeitsvergleich, d.h. ob die Investition für eine Drosselungsstufe getätigt werden soll oder die reine Finanzanlage günstiger abschneidet, werden die Vermögensendwerte nach 5, 10 und 15 Jahren betrachtet. Es wird die Alternative gewählt, die den höchsten Endwert nach Ablauf der Periode  $t_{15}$  aufweist.

Die Vermögensendwerte einer Netzverstärkung wurden unter Zugrundelegung der finanzwirtschaftlichen Annahmen aus dem Standardbeispiel mit dem Vollständigen Finanzplan ermittelt. In der Tabelle 13 wird explizit die Vorgehensweise für die Anhebung der Drosselungsstufe auf 30 kW deutlich.

Die Einzel-Vermögensendwerte der Ergänzungsinvestition (A,b) und der reinen Finanzanlage (B) können nach der Formel:

$$K_n = K_o \cdot (1 + i (1 - s))^n \quad (35)$$

mit

$K_o$  = Kapitaleinsatz zum Zeitpunkt  $t_o$  [DM]

$K_n$  = Endvermögen zum Zeitpunkt  $t_n$  [DM]

$i$  = Zinssatz [-]

$s$  = Steuersatz [-]

$n$  = Anzahl der Perioden [-]

bestimmt werden.

Tab. 13: Vollständiger Finanzplan für die Investition in eine Anhebung der Drosselungsstufe von 20 auf 30 kW bis zum Ablauf von 5 Jahren

A.	Art	t <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	t <sub>2</sub>	t <sub>3</sub>	t <sub>4</sub>	t <sub>5</sub>
		(A,a) Sach- investition	Eigenkapital Investitionsaus- gabe (Netzverstär- kung)	2500 -2500			
	Erlös d. Investition		896	910	923	937	951
	Steuerzahlung a. Erlös		-358	-364	-369	-375	-380
	Steuererstattung a. Abschreibung		100	100	100	100	100
	Geldanlage			638	1307	2008	2741
	Zinsertrag			38	78	120	165
	Steuerzahlung a. Zinsertrag			-15	-31	-48	-66
	Saldo (A,a)	0	638	1307	2008	2741	<u>3511</u>
(A,b) Ergän- zungs- investition	Eigenkapital (Finanzanlage)	7500					
	Geldanlage		7500	7770	8050	8340	8640
	Zinsertrag		450	466	483	500	518
	Steuerzahlung a. Zinsertrag		-180	-186	-193	-200	-207
	Saldo (A,b)	7500	7770	8050	8340	8640	<u>8951</u>
Gesamt- summe	Saldo A. (A,a + A,b)	7500	8408	9357	10348	11381	<u>12462</u>
B. reine Finanz- anlage	Eigenkapital (Finanzanlage)	10000					
	Geldanlage		10000	10360	10733	11119	11519
	Zinsertrag		600	622	644	667	691
	Steuerzahlung a. Zinsertrag		-240	-249	-258	-267	-276
	Saldo B.	10000	10360	10733	11119	11519	<u>11934</u>

Die Anhebung der Drosselungsstufe von 20 auf 30 kW ( $d_{30}$ ) verursacht eine Investitionsausgabe in Höhe von DM 2 500 (A,a), so daß noch DM 7 500

in Form einer Ergänzungsinvestition (A,b) angelegt werden können. Bereits nach 4 Jahren hat sich die Sachinvestition amortisiert, der Endwert in Höhle von DM 2 741 liegt über der Investitionsauszahlung (DM 2 500). Die Ergänzungsinvestition (DM 7 500) weist in  $t_4$  zudem einen Endwert von DM 8 640 auf, so daß in der Gesamtbetrachtung ein Vermögensendwert von DM 11 381 vorliegt. Eine reine Finanzinvestition von DM 10 000 erzielt aber nach 4 Jahren einen Vermögensendwert von DM 11 519 und ist daher rentabler. Nach Ablauf des 5. Jahres ist die Kombination aus Sachinvestition und Ergänzungsinvestition gegenüber der reinen Finanzanlage vorteilhafter.

Die Fortschreibung des Vollständigen Finanzplanes und die Ergebnisse zu den übrigen Investitionsalternativen sind in der Tabelle 14 zusammengefaßt.

Tab. 14: Das Endwertvermogen aus der Netzverstärkungsinvestition (A.) und der reinen Finanzanlage (B.) in Abhängigkeit von der Drosselungsstufe										
Stufe  (kW)	A. Endwert aus der Netzverstärkungsinvestition a) und der Ergänzungsinvestition b) in $t_n$  (DM)							B. Endwert der reinen Finanzanlage in $t_n$  (DM)		
	$t_0$	$t_5$		$t_{10}$		$t_{15}$		$t_5$	$t_{10}$	$t_{15}$
von $d_{20}$ auf	a) Invest. b) Finanz.	a) Invest. b) Finanz.	$\Sigma$	a) Invest. b) Finanz.	$\Sigma$	a) Invest. b) Finanz.	$\Sigma$			
$d_{30}$	2500 7500	3511 8951	12462	7933 10682	18615	12919 12749	25668	11934	14243	16998
$d_{45}$	4500 5500	6066 6564	12630	13700 7834	21534	22267 9349	31616	11934	14243	16998
$d_{60}$	7500 2500	7277 2984	10261	16400 3561	19961	26147 4250	30397	11934	14243	16998
$d_{75}$	10000 0	8346 0	8346	18785 0	18785	28601 0	28601	11934	14243	16998

Die Investitionsalternativen auf 60 und 75 kW haben nach Ablauf von 5 Jahren den Amortisationszeitpunkt noch nicht erreicht. Die Drosselungsstufen  $d_{30}$  und  $d_{45}$  weisen zu diesem Zeitpunkt einen höheren Endwert als die reine Finanzanlage auf und sind daher dieser Alternative vorzuziehen. Nach 15 Jahren liegen alle Endwerte der Investitionsalternativen (A.) höher als die der reinen Finanzanlage (B.), so daß eine Anhebung der Drosselungsstufe generell wirtschaftlich sinnvoll ist. Die optimale WKA-Leistungsstufe nach 15 Jahren ist diejenige mit dem höchsten Vermögensendwert, in dem vorliegenden Beispiel wird dieses Ziel mit der Stufe  $d_{45}$  (45 kW) erreicht. Die Vorteilhaftigkeit bzw. Optimierung der WKA-Drosselungsstufe ist wesentlich von der Einschätzung der Nutzungsdauer der Netzverstärkungsinvestition abhängig, die i.d.R. wiederum eng mit der Lebensdauer der Windkraftanlage verknüpft ist.

#### **4.1.3 Die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage in Abhängigkeit von den Investitionsausgaben und den Vergütungspreisen**

Einen erheblichen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen haben die WKA-Anlagekosten. Der Preisvergleich einiger Windkraftanlagenhersteller für den Zeitraum von 1986 - 1989 ergab jährliche Preissteigerungsraten bis zu 15%. Berücksichtigt werden muß bei dieser Betrachtung, daß eine Reihe von Anlagenkomponenten (z.B. Generatoren, Flügel oder Beton,- bzw. Stahlmasten) von den Herstellerfirmen zugekauft und Preissteigerungen "durchgeleitet" werden. Die Simulation einer abweichenden Investitionsausgabe auf den Amortisationszeitpunkt soll anhand des Standardbeispiels vorgenommen werden. Dabei sei angenommen, daß durch die Variation der Förderungssatz von 50% beibehalten werden kann.

**Tab. 15: Die Änderung der Amortisationszeit einer Windkraftanlage durch Variation der WKA-Investitionsausgaben (Standardbeispiel \*)**

Investitionsausgaben (nur der Netto-Eigenanteil)	Amortisationszeit
(DM)	(Jahre)
100 000	19,8
90 000	17,4
*80 000	15,2
70 000	13,0
60 000	10,9
50 000	9,2

### **Der Einfluß des Vergütungspreises auf die Wirtschaftlichkeit der WKA-Investition**

Die derzeit von den EVU gezahlten Vergütungspreise (ca. 0,08 DM/kWh) werden in der Windenergiewirtschaft heftig diskutiert, denn viele Betreiber sehen in dem niedrigen Erlös für den eingespeisten Windstrom das Haupthindernis für einen wirtschaftlichen Betrieb. Ausgehend von dem Standardbeispiel sollen die Endvermögen der Sachinvestition in Abhängigkeit von den Vergütungspreisen berechnet werden. Dazu wird der Einspeisungsanteil  $S_{VK}$  (vgl. Gleichung 32) mit unterschiedlichen Preisen bewertet und die jährlichen Vermögensendwerte aus der WKA-Investition und der Wiederanlage bis zu einem Ablauf von 20 Jahren mittels des Vollständigen Finanzplanes ermittelt.

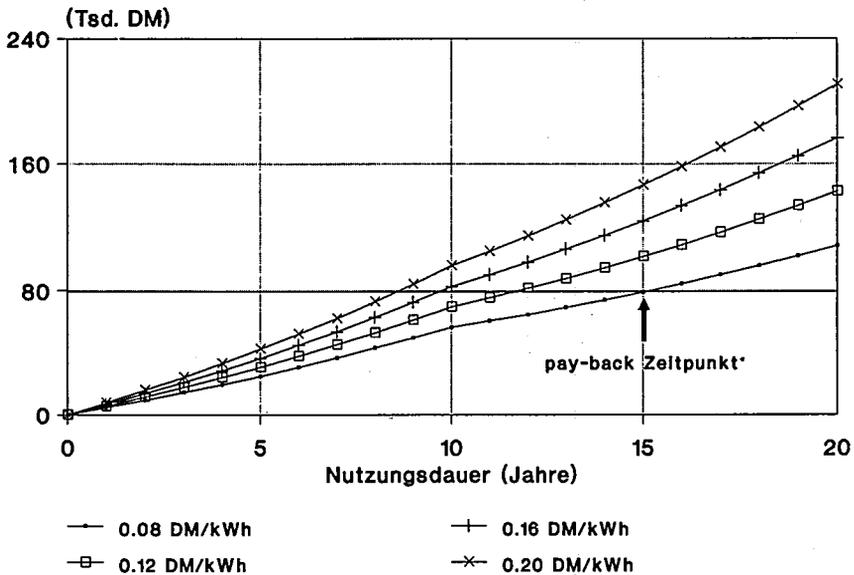


Abb. 36: Verlauf des Vermögensendwertes aus der WKA-Investition in Abhängigkeit von den Vergütungspreisen (Standardbeispiel \*)

Aus der graphischen Darstellung kann der jeweilige Amortisationszeitpunkt (pay-back-Zeitpunkt) für die geplante Investition abgelesen werden. Dabei werden die um den Zuschuß verminderten Anschaffungskosten in Höhe von 80 000 DM mit steigendem Vergütungspreis in einem deutlich kleineren Zeitraum zurückerwirtschaftet. Mit einer Anhebung des zu erzielenden Erlöses für den eingespeisten Windstrom auf die z. Z. im politischen Raum diskutierten rd. 90% des durchschnittlichen Stromerlöses der EVU (ca. 0,16 DM/kWh) haben bei dieser Vergütungsregelung die kumulierten Rückflüsse schon nach 10 Jahren die Investitionsausgabe wieder erreicht.

Zusammenfassend kann aufgrund der hier durchgeführten Investitionsrechnungen und Sensitivitätsanalysen festgehalten werden, daß eine generelle Antwort auf die aus der Privatwirtschaft immer wieder vorgebrachte Fragestellung nach der allgemeinen wirtschaftlichen Rentabilität

von Windkraftanlagen für private Investoren nicht gegeben werden kann. Zwar können - unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen - Größenordnungen aufgrund der hier durchgeführten Investitionsrechnungen abgelesen und angegeben werden, eine Pauschalierung und Übertragung auf andere Standorte ist aber nicht zulässig. Zum einen liegen fast immer unterschiedliche Rahmenbedingungen vor bzw. ist die jeweilige individuelle Zielsetzung des Investors abweichend, zum anderen muß aufgrund der Vielzahl der in die Investitionsrechnung einfließenden Faktoren und einer für jeden potentiellen Betreiber unterschiedlichen Parameterkonstellation eine Einzelprüfung in jedem Fall vorgenommen werden. Erst eine wirtschaftlich differenzierte Betrachtung des Investitionsvorhabens erlaubt es dem potentiellen Betreiber, eine bessere und fundiertere Entscheidung über die Windenergienutzung an seinem Standort zu treffen.

#### **4.2 Evaluation des Standortes Enniger**

Am Beispiel eines 40 km südöstlich von Münster und nahe der Ortschaft Enniger gelegenen landwirtschaftlichen Betriebes soll nachfolgend der potentielle WKA-Standort windklimatologisch analysiert und auf der Basis der gemessenen Wind- und Leistungswerte eine Optimierung der Nutzungskonzeption vorgenommen werden. Anhand des Evaluationssystems werden zunächst die vorgegebenen Rahmenbedingungen einzelner Standortfaktoren erfaßt bzw. analysiert und anschließend um die auf der Basis der Meßergebnisse zu den Wind- und Energieverhältnissen erzielten Ergebnisse erweitert. Ausgangspunkt sind die Meßdaten aus dem Jahr 1989 über Windgeschwindigkeit und -richtung in den Höhen 5, 18 und 24 m. Zeitgleich mit den Windwerten erfolgte die Messung der elektrischen Leistungsaufnahme mit hoher zeitlicher Auflösung (5 min-Intervall). Ein Schwerpunkt in den folgenden Ausführungen liegt vor allem auf der wirtschaftlichen Optimierung unterschiedlicher Windkraftanlagenoptionen

(Wahl zwischen verschiedenen Konvertertypen bzw. unterschiedlichen Nabenhöhen).

#### 4.2.1 Der potentielle WKA-Standort und die vorgegebenen Rahmenbedingungen einzelner Standortfaktoren

##### *Standortmorphologie*

##### Kenndaten

Lage : Rechtswert 3428,22; Hochwert 5746,60

Höhe : 79,6 m NN

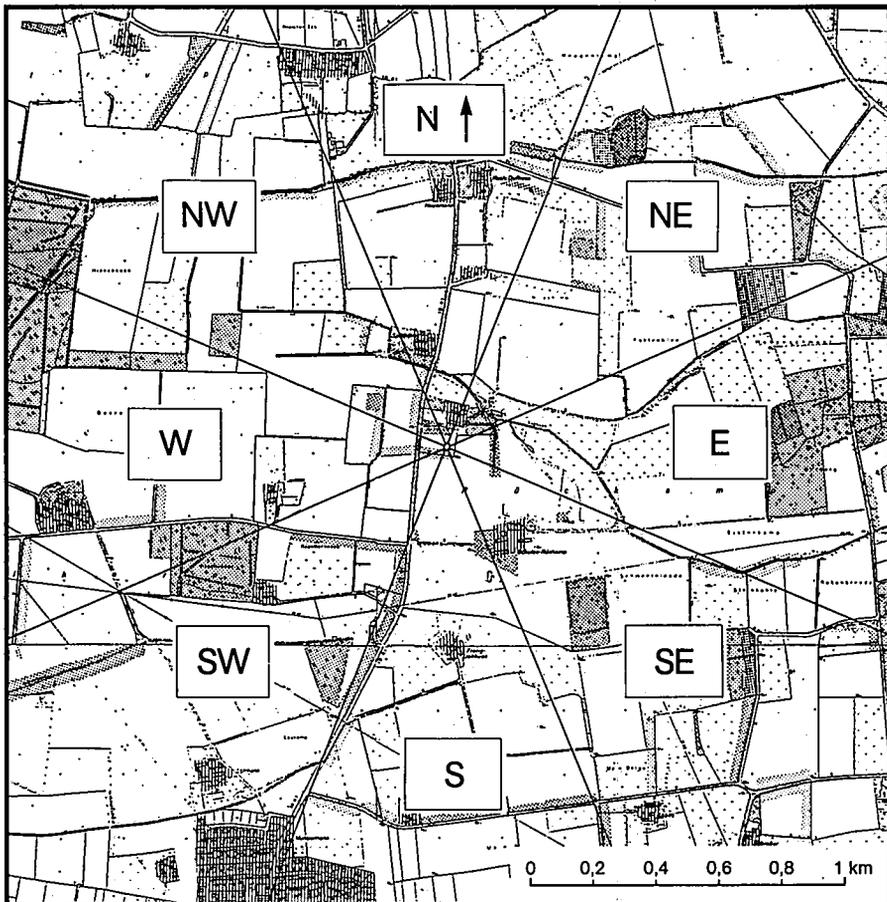


Abb. 37: Die sektorielle Einteilung der räumlichen Umgebung anhand der 8 Hauptwindrichtungen am Standort Enniger

Der potentielle WKA-Errichtungsort liegt im Außenbereich von Enniger, ca. 1 km vom Ortskern entfernt. Das umliegende Gelände ist hier allseitig eben bis leicht wellig und weist die typischen münsterländischen Geländeformen und Rauigkeitsstrukturen (Häuser, Baumparzellen, etc.) auf. Die Abbildung 37 zeigt den Standort Enniger mit den 8 abgegrenzten Windrichtungssektoren, wobei der Kartenausschnitt so gewählt ist, daß innerhalb eines Radius von 1,5 km radial um den Standort die Hindernisse und Rauigkeitsmerkmale einem Sektor zugeordnet und auf dieser Basis mittels der Kartierungsmethode der aerodynamische Einfluß auf das Windfeld bestimmt werden kann.

Nach N behindert zunächst in ca. 8 m Entfernung der Hof mit einem baumbestandenen Zufahrtsweg quer zur Windrichtung den Standort. Daran schließen sich Ackerflächen an, die durch eine in N-S-Richtung verlaufende Straße (mit paralleler seitlicher Bepflanzung) geteilt werden. In rd. 900 m Entfernung folgen mehrere Höfe mit kleineren Baumbeständen. Im E steht in unmittelbarer Nähe des Standortes eine Strauchreihe mit etwa 1,5 m Höhe. In 150 m Entfernung folgt quer zur Luvrichtung eine ca. 15 m hohe Laubreihe, die sich nach NW verdichtet. In der sich anschließenden offenen, landwirtschaftlich genutzten Fläche wird das Windfeld in ca. 900 m Entfernung durch mehrere Laub- und Nadelwälder beeinflusst.

Der Sektor im SE ist bis zu einer Entfernung von 300 m von Ackerflächen geprägt. Dem sich anschließenden Hof mit umstehenden Laubbaumbeständen folgen weitere kleinere Waldbestände.

Im S wird der Standort zunächst durch eine ca. 4 m hohe Gebüschreihe in unmittelbarer Nähe behindert. Im weiteren Verlauf folgen Ackerflächen, die nur durch einen Hofkomplex in 600 m, kleineren Gebüschreihen und einer Baumreihe in 1,2 km Entfernung unterbrochen werden.

Der SW ist nur durch einen in 800 m Entfernung stehenden Laubbaumbestand behindert.

### *Technische und baurechtliche Voraussetzungen*

Aufgrund der vorhandenen Netz- und Transformatorauslegung ist an diesem Standort eine max. Einspeisungsleistung von 50 kW ohne zusätzliche Verstärkungsmaßnahmen zulässig. Ein Transformator befindet sich nahe dem WKA-Standort, so daß für den Fall einer vorzunehmenden Netzverstärkung (installierte WKA-Nennleistung über 50 kW, ohne Drosselung) die zusätzlichen Leitungskosten nicht allzusehr ins Gewicht fallen.

In der Bauvoranfrage wurde für die vorgesehene Windkraftanlage eine max. Nabenhöhe von 42 m festgelegt. Die Planungen für den ursprünglichen WKA-Standort mußten allerdings geändert und der Aufstellungsort nach den Vorgaben der Baubehörden in die "unmittelbare Hofnähe" verlegt werden. Aufgrund des eingeschränkten Handlungsspielraumes war es notwendig, eine windklimatologisch ungünstigere Option zu wählen, die in ca. 50 m Entfernung südlicher Richtung vom Hof liegt. An der nun endgültig festgelegten WKA-Errichtungsstelle wurde ein Windmeßsystem zur windklimatologischen Analyse der Windverhältnisse installiert.

### *Energiestatistik*

Der ca. 40 ha große landwirtschaftliche Betrieb mit Schweine- und Bullenmast hat einen jährlichen Strombedarf von ca. 60 000 kWh. Die Mahl- und Mischanlagen zur Futterherstellung bzw. -aufbereitung und die vor allem in den Sommermonaten betriebenen Ventilatoren zählen zu den stromintensiven Maschinen mit hoher Leistungsaufnahme.

### *Einsatzkonzeption*

Die Einsatzkonzeption zur Windenergienutzung am Standort Enniger sieht den WKA-Betrieb zur additiven Stromversorgung vor. Gedacht ist dabei an eine netzgekoppelte Windkraftanlage, die im Verbundbetrieb mit dem

EVU eingesetzt werden soll. Ein Speichersystem ist nicht vorgesehen, so daß nur der Synchronisationsbetrieb möglich ist.

### *Nutzungskonzeption*

In diesem Beispielfall sei angenommen, daß der potentielle Betreiber eine Windkraftanlage in jedem Fall errichten will. Mittels der Investitionsrechnung soll die günstigste Alternative zwischen zwei verschiedenen WKA-Anlagentypen mit den folgenden unterschiedlichen Optionen (in Klammern) ermittelt werden:

#### 1. WKA-Typ A

Leistung: 50 kW

Nabenhöhen: 24 m (A1), 30 m (A2), 36 m (A3)

#### 2. WKA-Typ B

Leistung: 80 kW

Nabenhöhe: 30 m (B2).

Während der WKA-Typ A mit drei unterschiedlichen Mastlängen geliefert werden kann, ist für den Typ B nur eine einzige Nabenhöhenoption (30 m) erhältlich. Mit Hilfe der Wirtschaftlichkeitsrechnung soll die Entscheidung fundiert werden, welche der insgesamt vier WKA-Alternativen aus wirtschaftlicher Sicht die günstigste Option darstellt.

### *Kosten der WKA*

Die unter dem Standortfaktor *Nutzungskonzeption* aufgeführten WKA-Optionen führen zu den nachfolgend angenommenen WKA-Investitions- und Betriebskosten, die in der nachfolgenden Tabelle 16 aufgeführt sind.

Tab. 16: Die Brutto-Investitionskosten der Konvertertypen A (A1, A2, A3) und B (B2) in Abhängigkeit von der Nabenhöhe sowie die jährlichen Betriebskosten				
Konvertertyp	Brutto-Investitionskosten (DM)			Betriebskosten p.a. (DM)
	24 m	30 m	36 m	
Typ A	130 000,- (A1)	136 000,- (A2)	142 000,- (A3)	1 000,-
Typ B	-	200 000,- (B2)	-	2 000,-

Während die 50 kW-Anlage (Typ A) die volle Nennleistung ohne bauliche Veränderungen erreichen kann, muß für die uneingeschränkte Inbetriebnahme der 80 kW-Windkraftanlage eine Transformatorverstärkung vorgenommen werden. Die zusätzlichen Kosten sind in den Brutto-Investitionskosten bereits enthalten.

Eine Änderung des Stromtarifs (netto 0,20 DM/kWh) - und damit eine Abweichung der variablen Kostensituation - ist im Falle des WKA-Betriebs nicht zu erwarten, da

- a) auch bisher kein Nachtstrom zum günstigeren Tarif bezogen wurde und
- b) durch eine Verringerung der Stromabnahme vom EVU ein Wechsel der Tarifgruppe nicht zu erwarten ist.

### *Finanzierung*

Die Finanzierung des WKA-Investitionsvorhabens erfolgt in diesem Beispiel zu 50% aus Fördermitteln und der restliche Anteil aus vorhandenem Eigenkapital.

## 4.2.2 Auswertung der Meßergebnisse

### 4.2.2.1 Die Windverhältnisse

Die durchschnittliche Größe der Windgeschwindigkeit erlaubt eine erste Einschätzung der Windverhältnisse am potentiellen WKA-Standort. Für das Jahr 1989 wurde am Enniger-Meßmast in 18 m Höhe eine mittlere Windgeschwindigkeit von 3,4 m/s ermittelt. Aus windklimatologischer Sicht kann der Meßzeitraum durchaus als "normal" eingestuft werden (vgl. *Windstatistik*, zeitliche Repräsentativität), so daß eine Anpassung der gemessenen Windwerte an die langjährigen Mittelwerte nicht erforderlich wird.

Zur Bestimmung des Windpotentials für verschiedene Nabenhöhen müssen die gemessenen Windwerte extrapoliert werden (vgl. *vertikales Windprofil*). Liegen die Windgeschwindigkeitswerte als Zeitreihe und nur in einer Meßhöhe vor, können mit Hilfe der kartierten Standortsektoren und unter Zugrundelegung der jeweiligen Abklingfunktionen die Parameterwerte  $z_0$  und  $d$  für jeden Windrichtungssektor bestimmt und mittels der logarithmischen Windprofilfunktion die Windgeschwindigkeiten für verschiedene Höhen berechnet werden. In dem hier zu analysierenden Beispielfall liegen die Windwerte in drei unterschiedlichen Meßniveaus vor, so daß auf die Kartierungsmethode verzichtet und ein approximativer Ansatz gewählt werden kann. In der nachfolgenden Abbildung 38 (links) sind die gemessenen Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit für die Masthöhen 5, 18 und 24 m und der Verlauf der exponentiellen Approximationsfunktion dargestellt.

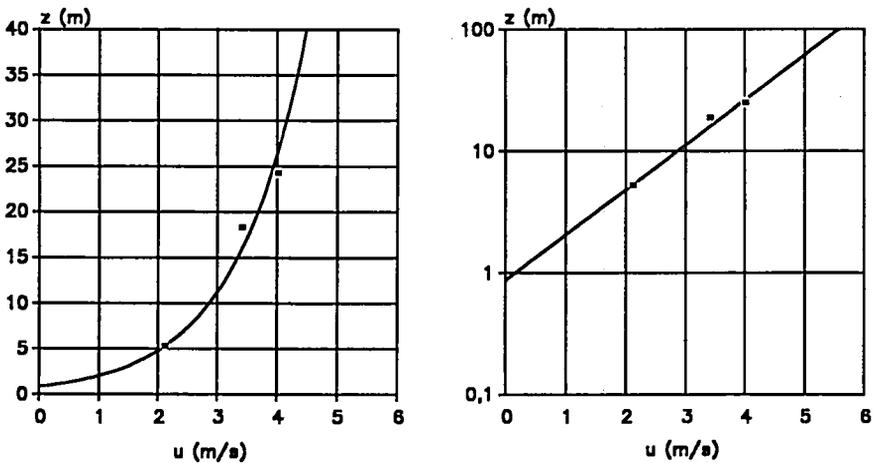


Abb. 38: Verlauf des mittleren vertikalen Windprofils am Standort Enniger

In der halb-logarithmischen Darstellung (rechts) wird der Verlauf der vertikalen Windprofilfunktion zu einer Geraden. Der Schnittpunkt der Ausgleichsgeraden mit der y-Achse gibt in beiden Darstellungsvarianten die Brutorauigkeit  $z_{bo}$  an, aus der, unter Verwendung der Gleichung (8), die mittlere wirksame geometrische Höhe  $h$  am potentiellen WKA-Errichtungs-ort bestimmt und mit Hilfe der Formeln (6) und (7) die Rauigkeitslänge  $z_0$  bzw. die Verdrängungsschichtdicke  $d$  berechnet werden kann. Für den Standort Enniger kann aus der o.g. Abbildung eine mittlere Brutorauigkeit von  $z_{bo} = 0,9$  m abgelesen werden, was einer - über alle Windrichtungen gemittelten - durchschnittlich wirksamen geometrischen Höhe aller Rauigkeitsmerkmale von  $h = 1,2$  m entspricht.

Neben der Methode, die Extrapolation der auf Zeitreihenbasis vorliegenden Windgeschwindigkeitsintervalle vorzunehmen, können auch Häufigkeitsverteilungen als Grundlage zur Bestimmung des Windpotentials für verschiedene Nabenhöhen dienen (vgl. *Windstatistik*).

Die in der nachfolgenden Abbildung 39 dargestellte gemessene Jahres-Häufigkeitsverteilung wurde mittels der Weibullverteilung (vgl. *Windstatistik*) approximiert. Erkennbar ist an der eingipfligen Häufigkeitsverteilung in 18 m Höhe, daß in der Klasse 2 - 3 m/s mit einem Anteil von ca. 24% ein Maximum auftritt, während in den höheren Klassen die Anteilswerte kontinuierlich niedriger liegen.

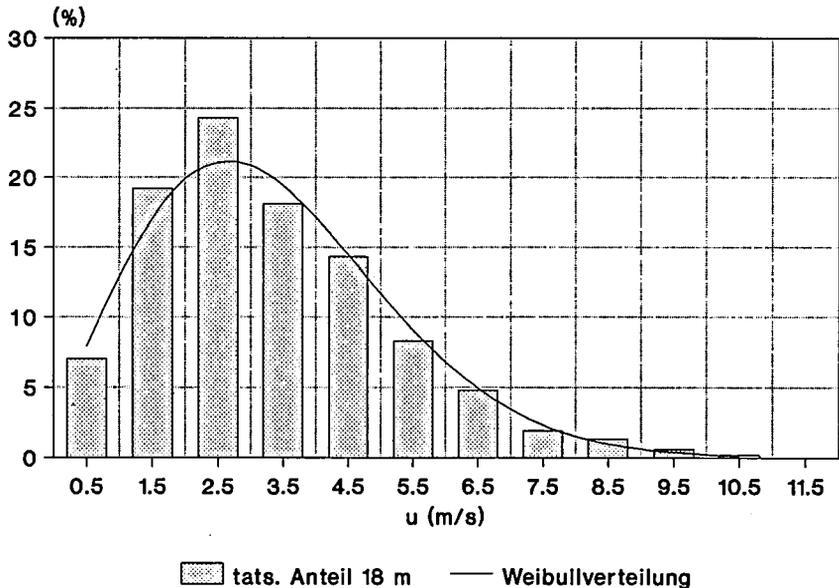


Abb. 39: Die Jahreshäufigkeitsverteilung am Standort Enniger in 18 m Höhe und die approximierte Weibullverteilung

Die linkssteile Verteilung der relativen Häufigkeiten wird mittels der Approximationsfunktion sehr gut abgebildet. Mit dem Extrapolationsansatz (Gleichungen 17, 20 und 21) wurde die Weibullverteilung anschließend auf die für diesen Beispielfall relevanten Nabenhöhen extrapoliert. In der nachfolgenden Abbildung 40 ist der Verlauf der Weibullfunktionen für die Höhen 24, 30 und 36 m aufgeführt. Deutlich wird, daß sich das Maximum mit zunehmender Höhe zu höheren Windgeschwindigkeiten verschiebt und der Anteil höherer Windgeschwindigkeiten zunimmt.

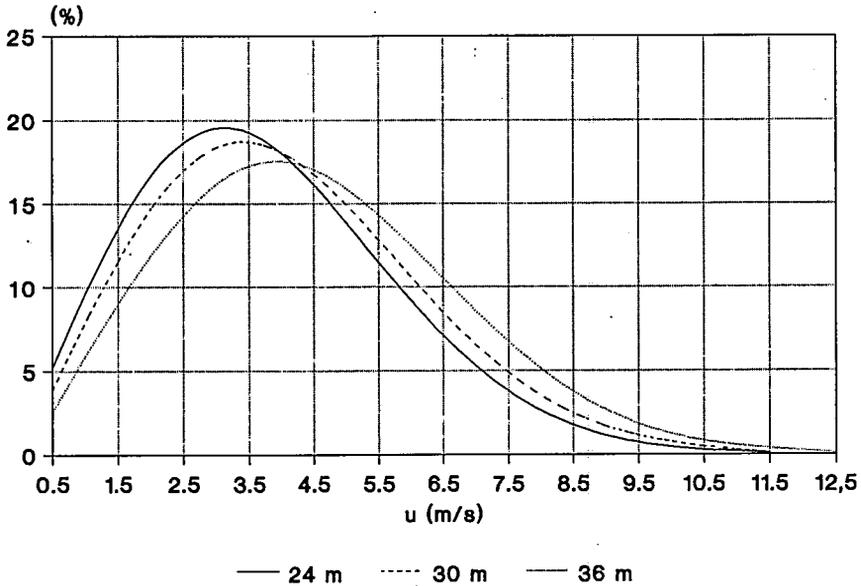


Abb. 40: Die Weibulldichtefunktionen am Standort Enniger für die Nabenhöhen 24, 30 und 36 m

Die so ermittelten Verteilungsfunktionen bilden die Grundlage zur anschließenden Bestimmung der WKA-Jahresenergieausbeute.

#### 4.2.2.2 Die WKA-Energieausbeute und der Energieverbrauch

Die Berechnung des WKA-Energieertrages wurde mit Hilfe der Leistungskennlinien der beiden unterschiedlichen Konvertertypen (A und B) und unter Zugrundelegung des höhenabhängigen Verlaufs der Weibullfunktionen berechnet. In der nachfolgenden Tabelle 17 sind die jeweiligen Energieausbeuten der unterschiedlichen Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Nabenhöhe aufgeführt, wobei die z.T. erheblichen Ertragsabweichungen deutlich werden.

Tab. 17: Die berechnete Jahres-Energieausbeute der Konvertertypen A und B für verschiedene Nabenhöhen am Standort Enniger			
Konvertertyp	Energieausbeute (kWh/a) in der Nabenhöhe		
	24 m	30 m	36 m
Typ A	28 000 (A1)	35 000 (A2)	48 000 (A3)
Typ B	-	76 000 (B2)	-

Der Jahresstromverbrauch des landwirtschaftlichen Betriebes am Standort Enniger beträgt ca. 60 000 kWh. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist der Anteil des selbstgenutzten Windstromes bei den derzeit gezahlten Vergütungspreisen von Bedeutung, so daß auf der Basis des elektrischen Verbrauchs vorab die Ermittlung der Substitutionsrate vorgenommen werden

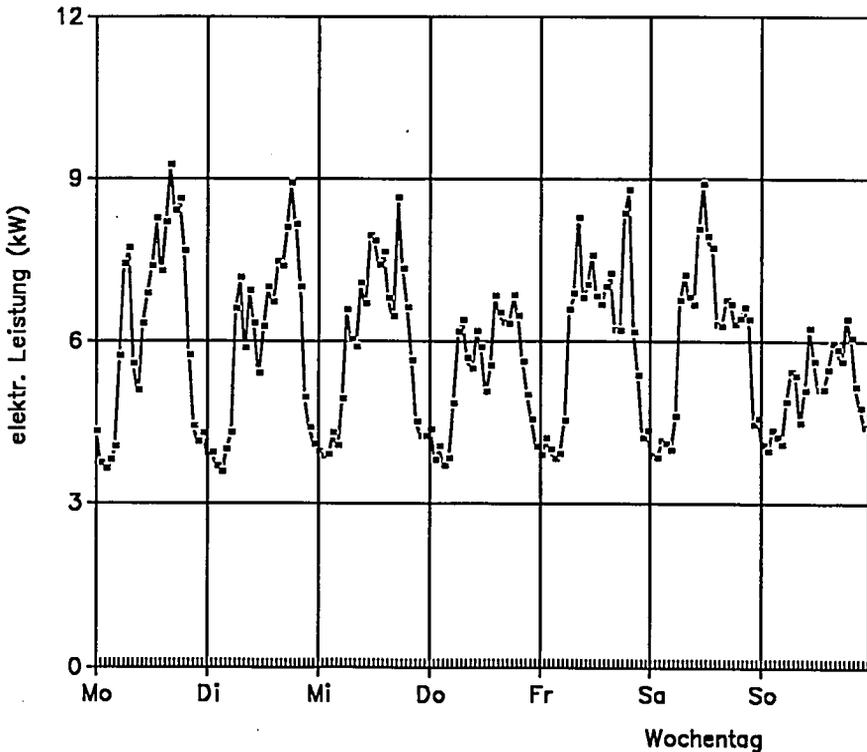


Abb. 41: Wochengang der über eine Stunde gemittelten elektrischen Leistungsaufnahme am Standort Enniger

muß (vgl. *Energiestatistik*). Aus der in Abbildung 41 wiedergegebenen mittleren wöchentlichen Lastganglinie dieses landwirtschaftlichen Betriebes ist schon die Größenordnung der Leistungsaufnahme und die Volatilität deutlich sichtbar. Neben dem typischen Tagesgang fällt die fehlende Spitzenlast an den beiden Wochentagen Donnerstag und Sonntag auf, für deren Ursache sich allerdings keine zwingenden Gründe fanden. Andererseits ist die Differenz von ca. 2 kW bis zur durchschnittlichen max. Aufnahmeleistung von rd. 9 kW nicht sehr gravierend.

Einen differenzierteren Einblick in die Energieverbrauchsstruktur liefern Häufigkeitsverteilungen der elektrischen Leistungsaufnahme. In der Abbildung 42 ist die relative Verteilung der über 10 min gemittelten Leistungswerte dargestellt. Wie auch schon anhand der Abbildung 41 ersichtlich ist, liegt die Grundlast dieses landwirtschaftlichen Betriebes bei rd. 3 kW. Neben dem augenscheinlichen Maximum mit über 60% Anteil in der Klasse 3 - 6 kW wird zudem in der kumulierten Betrachtung deutlich, daß

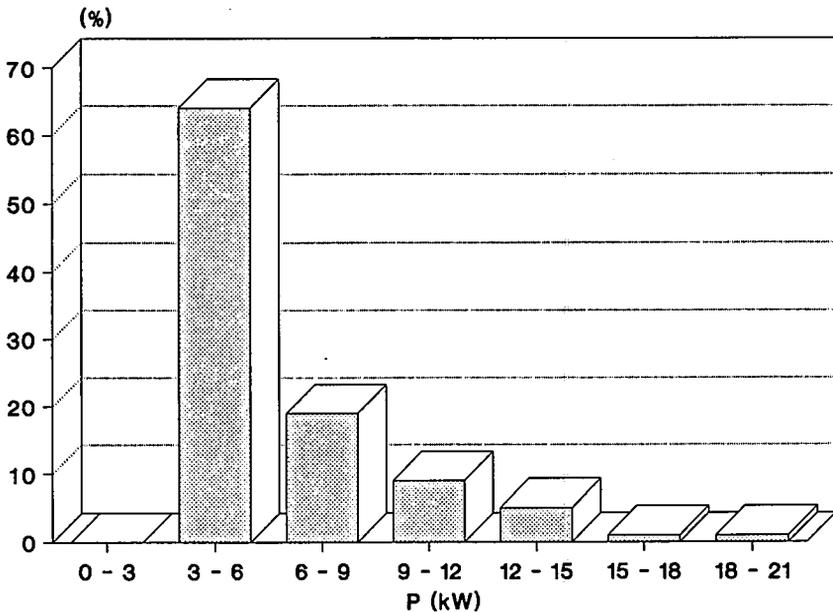


Abb. 42: Häufigkeitsverteilung der elektrischen Leistungsaufnahme am Standort Enniger

bei einer Leistungsaufnahme von 12 kW schon rd. 90% aller Fälle berücksichtigt sind.

Zur Ermittlung der Substitutionsraten für die verschiedenen Konvertertypen A und B und deren mögliche Optionen wurde in diesem Beispielfall aus der Zeitreihe der gemessenen Wind- und Leistungswerte eine repräsentative Stichprobe gezogen. Im nächsten Schritt kann dann die erzielbare WKA-Leistung je Zeitreihenintervall aus den extrapolierten Windwerten und unter Zugrundelegung der Leistungskennlinie des jeweiligen Konvertertyps für die vorgesehene Nabenhöhe berechnet werden. Mit den hypothetischen WKA-Intervallerträgen und den zeitgleich vorliegenden tatsächlichen Leistungsaufnahmewerten ist es abschließend möglich, aus den durch Summation und Quotientenbildung ermittelten Einzel-Substitutionsraten den mittleren Deckungsgrad über den gesamten Stichprobenumfang zu bestimmen.

Tab. 18: Der Deckungsgrad der Konvertertypen A (A1, A2 und A3) und B (B2) in Abhängigkeit von der Nabenhöhe am Standort Enniger

Konvertertyp	Deckungsgrad $\delta_2$ in der Nabenhöhe		
	24 m	30 m	36 m
Typ A	0,20 (A1)	0,24 (A2)	0,29 (A3)
Typ B	-	0,35 (B2)	-

#### 4.2.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung und Optimierung der Nutzungskonzeption

Sind die Windverhältnisse an einem Standort bekannt, stehen viele WKA-Betreiber vor dem Entscheidungsproblem, ob z.B. ein verhältnismäßig preisgünstiger Konverter mit einem relativ niedrigen Jahresertrag oder eine vergleichsweise teure Anlage mit einer höheren Energieausbeute wirtschaftlich vorteilhafter ist. Neben den unterschiedlichen Netto-Investitions-

kosten erschweren zusätzlich die uneinheitlichen Betriebskosten (vgl. *Kosten der WKA*) die Vergleichbarkeit einzelner WKA-Investitionsalternativen. Gemäß der hier in der *Nutzungskonzeption* definierten Zielsetzung einer optimalen WKA-Auswahl steht die Beurteilung und Auswahl zwischen mehreren Investitionsalternativen im Vordergrund.

Unter Zugrundelegung der verschiedenen Jahreserträge (Tabelle 17), der jeweiligen Deckungsgrade (Tabelle 18) und der unterschiedlichen Investitionskosten (Tabelle 16) wird für jede Investitionsalternative in Analogie zum Standardbeispiel der Vollständige Finanzplan bis zum Ablauf von 20 Jahren aufgestellt. Die nachfolgend für die Wirtschaftlichkeitsrechnung relevanten Eckdaten für die jeweilige Investitionsoption sind in der Tabelle 19 zusammengefaßt:

Tab. 19: Eckdaten für die Vollständigen Finanzpläne mehrerer WKA-Investitionsalternativen am Standort Enniger					
Kriterium	Art	Investitionsalternative			
		A1 50 kW (24 m)	A2 50 kW (30 m)	A3 50 kW (36 m)	B2 80 kW (30 m)
Investorbezogene Daten	Stromverbrauch p.a (kWh)	60 000			
	Steuersatz (%)	30			
WKA-Anlage- und Betriebsdaten	Netto-Investitionskosten (DM) (Eigenanteil)	65 000,-	68 000,-	71 000,-	100 000,-
	WKA-Stromproduktion p.a. (kWh)	28 000	35 000	48 000	76 000
	Deckungsgrad $\delta_2$	0,20	0,24	0,29	0,35
	Betriebskosten p.a. (DM)	1 000,-	1 000,-	1 000,-	2 000,-
Finanzierungsdaten	Eigenkapital (DM)	100 000,-	100 000,-	100 000,-	100 000,-

Die folgenden Annahmen sind gegeben:

- Damit das Entscheidungsproblem gelöst werden kann, müssen - in Analogie zur Wahl der optimalen Drosselungsstufe - die unterschiedlichen Kapitaleinsätze berücksichtigt werden. Diesem Umstand wird mit der Annahme Rechnung getragen, daß die max. Netto-Investitionszahlung (DM 100 000 für die Option B2) auch in den drei anderen Fällen (A1, A2, A3) in Form von Eigenkapital sowohl für den Desinvestitions- als auch für den Investitionsfall zur Verfügung steht. Wird durch die einmalige Investitionsauszahlung für eine mögliche WKA-Alternative das max. zur Verfügung stehende Eigenkapital nicht ausgeschöpft, so wird unterstellt, daß der Restbetrag in Form einer Finanzanlage zum Habenzinssatz angelegt werden kann.
- Alle übrigen allgemeinen Rahmenbedingungen, die finanzwirtschaftlichen und steuerlichen Prämissen aus dem Standardbeispiel bleiben gültig.

Die Abbildung 43 zeigt den Verlauf der finanziellen Rückflüsse aus den jeweiligen WKA-Investitionsalternativen mit einem Vergütungspreis für den eingespeisten Windstrom in Höhe von 0,08 DM/kWh. Da bei den WKA-Alternativen A1, A2 und A3 nicht das gesamte zur Verfügung stehende Eigenkapital für die WKA-Investition eingesetzt wird, kann der Restbetrag gemäß der Annahme (max. Investitionsvolumen 100 000 DM) als Finanzanlage angelegt werden. Ausgehend von den jeweiligen Sockelbeträgen ergeben sich für den Konvertertyp A in Abhängigkeit von der installierten Nabhöhe sehr differenzierte Kurvenverläufe. Allein mit der 36 m-Anlage wird mittels der Kombination aus WKA-Investition und Finanzanlage der eingesetzte Investitionsbetrag in Höhe von 100 000 DM nach rd. 20 Jahren wieder erwirtschaftet. Unter der Berücksichtigung der Zielsetzung (Wahl zwischen mehreren WKA-Alternativen) und einer vorzunehmenden Einschätzung der WKA-Nutzungsdauer, liegt beispielsweise nach 15 Jahren in

der Rangfolge die Option A3 (50 kW-Anlage mit 36 m Nabenhöhe) vor der Variante B2, A2 und A1.

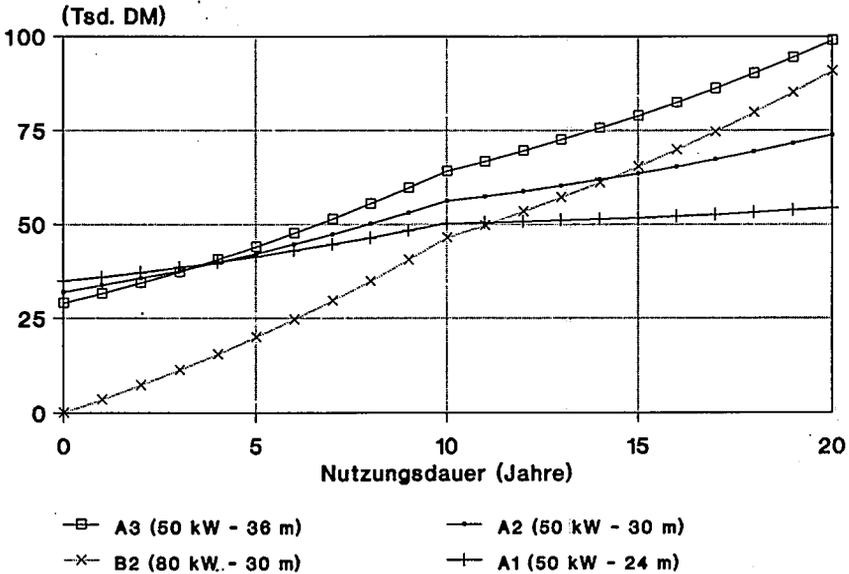


Abb. 43: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-  
Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,08 DM/kWh)

In den Abbildungen 44 bis 46 sind die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den Vergütungspreisen 0,12, 0,16 und 0,20 DM/kWh dargestellt. Bei einem Erlös von 0,12 DM/kWh für den eingespeisten Windstrom weisen die Kurvenverläufe der Investitionen in die 36 m-Anlage (50 kW) und in die 30 m-Anlage (80 kW) bei rd. 14 Jahren einen Schnittpunkt auf. Wird angenommen, daß die Nutzungsdauer einer Windkraftanlage zwischen 15 und 20 Jahren beträgt, so kann aus der Abbildung 44 die Rangfolge in der Beurteilung der WKA-Alternativen abgelesen werden. Nach ca. 15 Jahren wird zudem bei B2 und A3 der ursprüngliche Investitionsbetrag durch die WKA-Investition und die Wiederanlagemöglichkeit wieder erwirtschaftet.

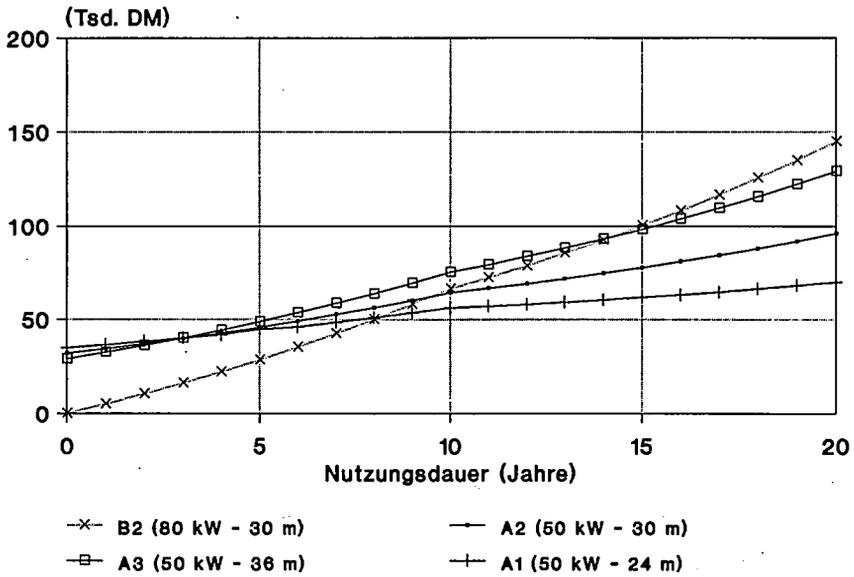


Abb. 44: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-  
Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,12 DM/kWh)

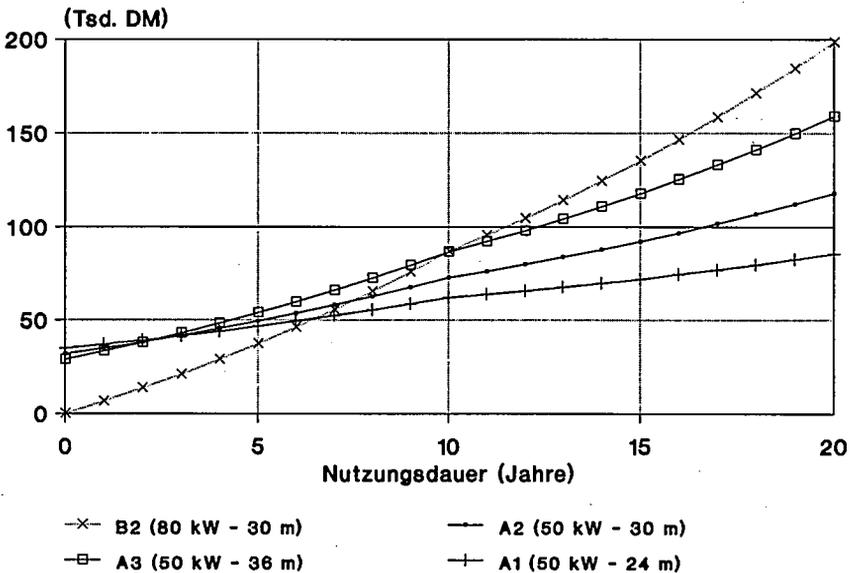


Abb. 45: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-  
Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,16 DM/kWh)

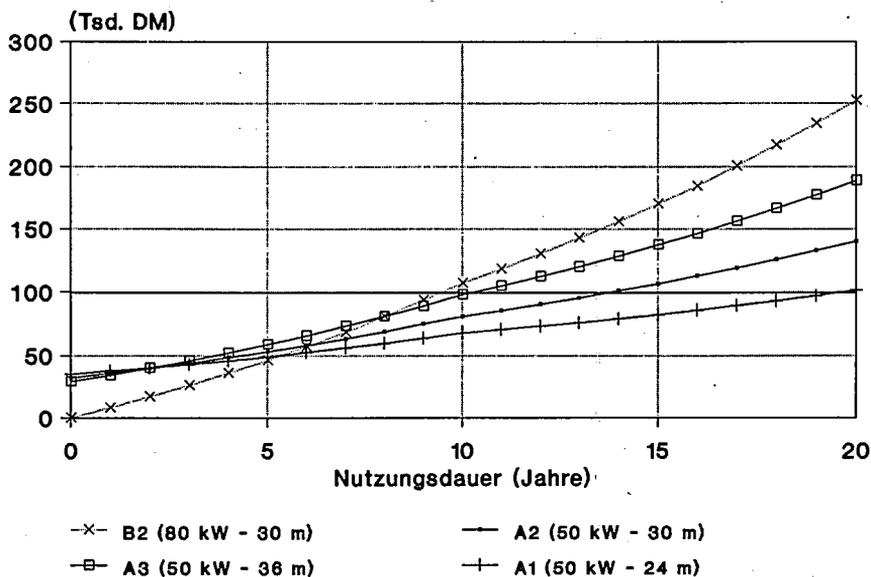


Abb. 46: Die kumulierten Rückflüsse in Abhängigkeit von den WKA-  
Investitionsalternativen (Vergütungspreis: 0,20 DM/kWh)

Bei weiter steigendem Vergütungspreis (0,16 bzw. 0,20 DM/kWh) wird die Anlageoption B2 zunehmend günstiger gegenüber den anderen Optionen. Jetzt wirkt sich - trotz der doppelten jährlichen Betriebskosten - vor allem der höhere Jahresenergieertrag des Konverters positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Anhand der hier dargestellten Szenarien über die Änderung des Endvermögens einzelner Investitionsalternativen in Abhängigkeit von den Vergütungspreisen werden die Konsequenzen für die Windenergiewirtschaft im Binnenland bereits in ihren Umrissen sichtbar. Während die Auslegung der Windkraftanlagen in den Schwachwindregionen bisher vor allem auf eine möglichst hohe Deckung des eigenen Strombedarfs abzielte, dürfte in der Zukunft (höhere Vergütungspreise unterstellt) wahrscheinlich die Maximierung des WKA-Jahresertrages im Vordergrund stehen.

## 5. Schlußfolgerung und Ausblick

### 5.1 Diskussion der Anwendbarkeit des Evaluationssystems auf Einzelstandorte

Die Bewertung eines WKA-Standortes zur Windkraftnutzung ist komplex und von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig. Mit dem hier vorgestellten Standortevaluationssystem für die Windenergienutzung im Binnenland verbindet sich das Ziel, die interdisziplinären Zusammenhänge der WKA-Nutzung für die Privatwirtschaft zu verdeutlichen und eine praxisnahe, praktikable Planungsgrundlage sowie Auswertungsmethoden zur Gesamtbeurteilung eines WKA-Standortes vorzustellen. Neben den ausgewählten theoretischen Grundlagen sind die zahlreichen praktischen Beispielrechnungen in dieser Arbeit mit der Absicht durchgeführt worden, vor allem für den Anwender (z.B. Planungsbüros) die Basis für

- a) die prognostische Kompetenz zur Quantifizierung des standörtlichen Windenergiepotentials zu verbessern und
- b) Lösungsansätze zu wirtschaftlichen Entscheidungsproblemen bzw. zur einsatztechnischen und wirtschaftlichen Optimierung von WKA-Investitionsvorhaben potentieller privater Betreiber bereitzustellen.

Ausgangspunkt und Arbeitsgrundlage zu einer umfassenden Aussage über die Standortgüte eines potentiellen WKA-Errichtungsortes für die Privatwirtschaft ist das hier entwickelte und vorgestellte 3-Komponentenmodell mit den fachspezifischen Schwerpunkten **Windklimatologie**, **WKA-Technik** und **Wirtschaftlichkeit**. Voraussetzung für die Konzeption und Anwendung der hier dargestellten Systemgestaltung war und ist u.a. die Überwindung von "Sprachunterschieden", die den jeweiligen Fachdisziplinen entstammen. Vor allem die bei der Vernetzung von fachspezifischen Einflußgrößen und Methoden auftretenden "Inhomogenitäten" erforderten in dieser Arbeit die

Ausbalancierung des jeweiligen fach-theoretischen Anspruchs unter Berücksichtigung des Grundsatzes, die praktische Relevanz nicht zu vernachlässigen.

Von dieser Basis ausgehend ermöglichen die "Schnittstellen" (Standortfaktoren) zu Modellen und Verfahren aus den jeweiligen Fachdisziplinen, eine multidisziplinäre Standortbeurteilung vorzunehmen. Mit Hilfe des Systems gelingt es, an Einzelstandorten im nordwestdeutschen Binnenland die entscheidungsrelevanten Parameter nicht nur in ihren fachlich "isolierten" Auswirkungen zu analysieren. Ein fachimmanentes Optimierungskriterium kann daher auf einer höher aggregierten Ebene - im Rahmen einer WKA-Gesamtbewertung - an Bedeutung verlieren oder ein stärkeres Gewicht erhalten.

Die Anwendung dieser Systemgestaltung ist nicht nur auf die Nutzung der Windenergie beschränkt. In einer multidisziplinären Betrachtung der regenerativen Energien können die Komponenten Energieangebot (Wind, Sonne, Biogas, etc.), die technischen Energiewandler (Windkraftanlagen, Sonnenkollektoren, Biogasanlagen) und die Wirtschaftlichkeit immer als die Eckpfeiler eines Beurteilungssystems aufgefaßt werden. Grundsätzlich besteht daher die Möglichkeit, eine standörtliche Evaluation anderer regenerativer Energien durch Austauschen der Komponenteninhalte und Standortfaktoren nach derselben Grundkonzeption durchzuführen.

Die Grenzen der Anwendung des Standortevaluationssystems finden sich bei der Behandlung theoretischer Grundlagenthemen oder bei der Lösung von Teilproblemen innerhalb einer Fachdisziplin. Der Grund liegt vor allem darin, daß für die praktische Anwendbarkeit des Evaluationssystems als Ausgangsbasis eine Verdichtung aller einfließenden Faktoren notwendig wird. Die Folge ist aber, daß nicht alle Teilaspekte der Windkraftnutzung sichtbar werden und die Schwerpunkte der Faktoren in dieser Arbeit auf die Belange der potentiellen Privatinvestoren ausgerichtet sind.

## 5.2      **Zukunftsaspekte der Windenergienutzung im nordwestdeutschen Binnenland**

Die Entwicklung der Windenergienutzung im nordwestdeutschen Binnenland, die bisher fast ausschließlich auf das Engagement der Privatwirtschaft zurückzuführen ist, hat gerade erst begonnen. Aufgrund der Förderungsprogramme des Bundes und der Länder hat zwar in den letzten beiden Jahren eine spürbare Zunahme des Interesses an der Windkraftnutzung eingesetzt, dennoch ist bei vielen potentiellen WKA-Betreibern noch ein beträchtliches Maß an Unsicherheit zu spüren. Ausschlaggebend sind nicht zuletzt die hohen Investitionskosten, die trotz der Förderungsmaßnahmen darüber hinaus noch eine erhebliche Kapitalaufbringung vom potentiellen Betreiber erfordern.

Trotz der bisherigen Förderungsprogramme sind die Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche WKA-Nutzung im Binnenland bei vielen potentiellen Betreibern voraussichtlich noch nicht gegeben. Die derzeit im politisch-parlamentarischen Raum diskutierte Erhöhung der Mindestvergütungspreise auf rd. 0,16 DM/kWh für den eingespeisten Windstrom wird voraussichtlich bei der Einführung dazu führen, daß auch das Binnenland für WKA-Hersteller zunehmend als Absatzmarkt an Bedeutung gewinnt. Gleichwohl ändert sich wahrscheinlich mit den günstigeren finanziellen Voraussetzungen auch die bisherige konzeptionelle Nutzung der Windenergie bei der Privatwirtschaft. Steht bisher eher die Deckung des eigenen Strombedarfs - auch aus wirtschaftlichen Gründen - im Vordergrund, wird mutmaßlich durch die Nivellierung zwischen dem vom WKA-Betreiber zu zahlenden Arbeitspreis und dem Erlös für den eingespeisten Windstrom die technische Auslegung der Windkonverter auf eine Maximierung der Jahresenergieausbeute vorgenommen werden. Inwieweit dann auch Windkraftanlagen mit einer installierten Generatorleistung über 100 kW im Binnenland von der Privatwirtschaft eingesetzt werden, wird die Zukunft zeigen.

Unter den WKA-Herstellern und den privatwirtschaftlichen Betreibern ist z. Zt. eine gewisse Aufbruchstimmung zu spüren und der Wandel vom Pionierzeitalter in den Einstieg einer ernstzunehmenden Windenergie-wirtschaft wird sichtbar. Angesichts dieser positiven Tendenzen wäre es wünschenswert, daß sich die negativen Erfahrungen privater Investoren aus der kommerziellen Nutzung der Sonnenenergie in den siebziger Jahren nicht wiederholen. Vor allem die teilweise weit überzogenen Versprechungen hinsichtlich des wirtschaftlichen Erfolges mit dem Einsatz von Sonnenkollektoren haben der Weiterentwicklung regenerativer Energien letztendlich mehr geschadet als genützt. Viel wird daher auch von der Qualität der Beratung potentieller Betreiber abhängen, ob die Windenergienutzung im Binnenland auf Dauer eine angemessene und fundierte Stellung wird einnehmen können. Der Verfasser hofft, daß mit seiner Dissertation die Grundlagen zu einem umfassenden und multidisziplinären Beratungssystem für die Nutzung der Windenergie gelegt werden konnten. In der Zukunft sind auf dieser Basis wissensbasierte Systeme (Experten-systeme) denkbar, die unter Zugrundelegung des 3-Komponentensystems für die privatwirtschaftliche Nutzung der Windenergie, aber auch anderer regenerativer Energien, eingesetzt werden können.

## Literaturverzeichnis

ALLNOCH, N. (1990): Zur Abschätzung des Windenergiepotentials im nordwestdeutschen Binnenland. Vortrag auf der VDE-GTW-Tagung am 07.06.1990 in Dortmund.

ALLNOCH, N.; J. WERNER (1990): Zum Windstrompotential in Nordrhein-Westfalen. Unveröffentlichte Studie.

APPELHANS, B. (1974): Untersuchungen der lokalen Windverhältnisse im Raum von Wetter (Ruhr) und Hagen anhand winddeformierter Bäume. Staatsarbeit im Fach Geographie an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster. (Prof. Dr. Holtmeier). Unveröffentlicht.

AUER, F.; H. BLEY; M. MÜLLER (1982): Das Verhalten eines Langzeit-Wärmespeichers in Verbindung mit einer Windkraftanlage (Phase I). BMFT Bericht T 82-057.

BÄUERLE, M.; T. GEBHARD; W. FLOHR; U. HARTMANN; S. SCHULIEN (1989): Wasserstoff-Motor für dezentrale Energieversorgung. - In: Wind Kraft Journal 9, 2, S. 13 - 18.

BAUMGARTNER, A.; H. Mayer; W. Metz (1977): Weltweite Verteilung des Rauigkeitsparameters  $z_0$  mit Anwendung auf die Energiedissipation an der Erdoberfläche. - In: Meteorologische Rundschau 30, S. 43 - 48.

BENESCH, W.; G. DUENSING; G. JURKSCH; R. ZÖLLNER (1978): Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft. - In: Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147. 1. Auflage. Offenbach/Main.

BETZ, A. (1926): Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. - In: Naturwissenschaft und Technik, 2, Göttingen.

BIERBRAUER, H.; H. ERNST; H. KLENK; C. MERKEL; K. PETER; H. WINNING (1985): Darstellung realistischer Regionen für die Errichtung insbesondere großer Windkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland. BMFT-Bericht T 85-053.

BOUILLON, H.; R.-D. MACHATE; G. TETZLAFF (1989): Leistungseffekt von Windkraftanlagen. - In: Elektrizitätswirtschaft 88, 24, S. 1752 - 1759.

BUSINGER, J.A.; J.C. WYNGAARD; I. IZUMI; E.F. BRADLEY (1971): Journal of the Atmospheric Sciences 28, S. 181 - 189.

CHRISTOFFER, J.; M. ULBRICHT-EISSING (1989): Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland. - In: Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147. 2. Auflage. Offenbach/M.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (Ed.) (1989): European Wind Atlas. Brüssel.

DER BUNDESMINISTER FÜR FORSCHUNG UND TECHNOLOGIE (1989): Richtlinie zur Förderung der Erprobung von Windenergieanlagen "100 MW Wind" im Rahmen des zweiten Programms Energieforschung und Energietechnologie. - In: Bundesanzeiger Nr. 101 vom 3. Juni 1989, S. 2733 - 2734.

DER MINISTER FÜR STADTENTWICKLUNG, WOHNEN UND VERKEHR DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN (1989): Baurechtliche Behandlung von Windkraftanlagen. Runderlaß vom 13.03.1989.

DER MINISTER FÜR WIRTSCHAFT, MITTELSTAND UND TECHNOLOGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN (1989): Richtlinien über die Gewährung von Zuwendungen im Rahmen des Programms "Rationelle Energieverwendung und Nutzung unerschöpflicher Energiequellen". Runderlaß vom 01.10.1989.

DER NIEDERSÄCHSISCHE MINISTER FÜR WIRTSCHAFT, TECHNOLOGIE UND VERKEHR (1987/1989): Richtlinien über die Gewährung von Zuwendungen zur verstärkten Anwendung und Nutzung neuer und erneuerbarer Energien. Runderlaß vom 01.11.1987 und 04.06.1989.

DINKELACKER, O. (1949): Über spezielle Windverteilungsfunktionen. Wetter und Klima 2, 5/6, S. 129 - 138.

DÜWALL, P.; M. LANGE-HÜSKEN; G. ZYBELL (1985): Lastganglinien der Haushalte. - Sonderdruck aus: Elektrizitätswirtschaft 84, 25.

GIPE, P. (1989): Die Integration von nicht bewertbaren Faktoren in Standortangeboten. - In: Wind Kraft Journal 9, 2, S. 4 - 6.

GOSENBERGER, M.; H.-G. KRÜBER; P. SCHLUSNUS; R. BOLLIN; G. TETZLAFF; S. THEUNERT; R. TRAPP; D. SCHMITT; A. SCHMITZ; P.H. SUDING (1986): Untersuchung zur Nutzung von Windenergie im Mittelgebirge unter Berücksichtigung von vorhandenen Speichermöglichkeiten. BMFT Bericht T 86-024.

GRAUTHOFF, M.; W. KUTTLER (1988): Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland. - In: Geographische Rundschau 40, 2, S. 14 - 22.

- GUTENBERG, E. (1952): Zur neueren Entwicklung der Wirtschaftlichkeitsrechnung. - In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft 108, S. 630 - 645.
- HAU, E. (1989): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin-Heidelberg-New York-London-Paris-Tokyo.
- HEINE, K. (1987): Statistik einiger Windenergie-Erträge von WEA in Norddeutschland (1986). - In: Wind Kraft Journal 7, 2, S. 115.
- HELLMANN, G. (1917): Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. Meteorologische Zeitschrift 34, S. 273 - 285.
- HENNESSEY, J. P. (1977): Some aspects of wind power statistics. J. Appl. Met. 16, 2, S. 119 - 128.
- HOFF, A.M. (1987): Ein analytisches Verfahren zur Bestimmung der mittleren horizontalen Windgeschwindigkeit über zweidimensionalen Hügeln. - In: Berichte des Instituts für Meteorologie und Klimatologie der Universität Hannover Nr. 28.
- HOHMEYER, O. (1988): Soziale Kosten der Energiewirtschaft. Berlin-Heidelberg-New York.
- HOLTMEIER, F.-K. (1981): Einige Besonderheiten des Krummholzgürtels in der Colorado Front Range. - In: Wetter und Leben 33, S. 150 - 160.
- INNENMINISTERIUM DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN Hrsg. (1990): Hausmitteilung Nr. 8.
- JACKSON, P.S.; J.C.R. HUNT (1975): Turbulent wind flow over a low hill. - In: Quart. J. R. Met. Soc. 101, S. 929 - 955.
- JARASS, L. (1981): Strom aus Wind - Integration einer regenerativen Energiequelle. Berlin-Heidelberg-New York.
- JARASS, L.; G.M. OBERMAIR (1983): Dezentrale Windkraftanlagen zur Öleinsparung: technische und einzelwirtschaftliche Kenndaten. - In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4, S. 292 - 300.
- JUSTUS, C. G.; A. MIKHAIL (1976): Height variation of wind speed and wind distributions statistics. - In: Geophys. Res. Lett. 3, S. 261 - 264.
- JUSTUS, C. G.; W.R. HARGRAVES; A. MIKHAIL; D. GRABER (1978): Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. - In: J. Appl. Met. 17, S. 350 - 353.

KAIER, U.; F. CZINK et al. (1983): Heizen mit Windenergie. Teil B. BMFT-Bericht 83-131.

KFA JÜLICH (1990): Mündliche Mitteilungen.

KIESE, O. (1972): Bestandsmeteorologische Untersuchungen zur Bestimmung des Wärmehaushalts eines Buchenwaldes. - In: Berichte des Instituts für Meteorologie und Klimatologie der T. U. Hannover Nr. 6.

KLAAS, U. (1990): Großwetter-Singularitäten in Mitteleuropa. Dissertation am Institut für Geographie der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster.

KLEINKAUF, W.; W. LEONHARD et al. (1984): Betriebsverhalten von Windenergieanlagen. BMFT-Bericht 84-154 (2 Bände).

KRIVSKY, L. (1958): Bestimmung der vorherrschenden Windrichtung aus Windfahnenbäumen. - In: Meteorologische Rundschau 11, S. 86 - 90.

LANDKREISTAG NORDRHEIN-WESTFALEN (Hrsg.) (1989): Bauwesen. Baugenehmigung für Windkraftanlagen vereinfacht. - In: Eildienst, LKT NW Nr. 8 - 9/89 - 6310-10, S. 156.

LEFEBVRE, CH.; G. JURKSCH; H. SCHMIDT; B. MORGENEYER; M. ULBRICHT-EISSING (1983): Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft (insbesondere Verbundnetzplanung). - In: Berichte des Dt. Wetterdienstes Nr. 165. Offenbach/M.

LETTAU, H. (1969): Note on an aerodynamic roughness-parameter estimation on the basis of roughness-element distribution. - In: J. Appl. Met. 8, S. 828 - 832.

MALBERG, H.; R. RÖDER (1980): Über den Zusammenhang zwischen Bodenwind und geostrophischem Wind sowie die empirische Bestimmung des Reibungskoeffizienten. - In: Meteorologische Rundschau 33, S. 161 - 167.

MANIER, G.; W. BENESCH (1977): Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit bis 250 m Höhe für die Bundesrepublik Deutschland. - In: Meteorologische Rundschau 30, S. 144 - 152.

MANIER, G.; H. WEINGÄRTNER (1978): Untersuchungen zum Einfluß von Orographie, Stabilität und Baroklinität auf den Zusammenhang zwischen dem Bodenwind und dem geostrophischen Wind. - In: Meteorologische Rundschau 31, S. 145 - 154.

MANIG, M. (1952): Karte der Windgeschwindigkeiten für das westliche Deutschland. - In: Berichte des Dt. Wetterdienstes in der US-Zone Nr. 34. Bad Kissingen.

MASON, P.J.; R.I. SYKES (1979): Flow over an isolated hill of moderate slope. - In: Quart. J. R. Met. Soc. 105, S. 383 - 395.

MENGELKAMP, H.P. (1986): Die Bestimmung des Windenergieangebotes in verschiedenen Höhen am Beispiel Pellworm. - In: Wind Kraft Journal 6, 1, S. 40 - 43.

METEOCONSULT (1989): Persönliche Mitteilungen.

MOLLY, J.-P. (1990): Windenergie. Theorie, Anwendung, Messung. 2. Auflage. Karlsruhe.

MONIN, A.S.; A.M. OBUCHOW (1958): Fundamentale Gesetzmäßigkeiten in der turbulenten Vermischung in der bodennahen Schicht der Atmosphäre. - In: Sammelband zur statistischen Theorie der Turbulenz. Berlin.

MÜLLER-WILLE, W. (1981): Westfalen - Landschaftliche Ordnung und Bindung eines Landes. 2. Auflage. Münster.

NITSCHKE, J. (1989): Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland. Entwicklungsstand 1989. - In: Elektrizitätswirtschaft 88, 24, S. 1710 - 1719.

N.N. (1990): Statistik report. - In: Windpower Monthly 6, 2, S. 25.

NOGUCHI, J. (1979): Deformation of trees in Hawaii and its relation to wind. - In: Journal of Ecology 67, S. 611 - 628.

REED, J.W. (1975): Wind Power Climatology of the United States, Sandia Laboratories, SANDA74-0348.

PERRIDON, L.; M. STEINER (1988): Finanzwirtschaft der Unternehmung. 5. Auflage. München.

RUNGE, F. (1980): Windgeformte Bäume auf Juist. - In: Abh. Naturwiss. Verein Bremen 39, S. 293 - 296.

RUNGE, F. (1981): Windgeformte Bäume und Sträucher auf Wangerooge. - In: Oldenburger Jahrbuch 81, S. 381 - 383.

RUNGE, F. (1984): Windgeformte Bäume in Westfalen. - In: Decheniana (Bonn) 137, S. 22 - 24.

- SCHIERENBECK, H. (1987): Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre. 9. Auflage. München-Wien-Oldenbourg.
- SCHINDLER, H. (1966): Investitionsrechnung in Theorie und Praxis. 3. Auflage. Meisenheim/Glan.
- SCHNEIDER, D. (1990): Investition, Finanzierung und Besteuerung. 6. Auflage. Wiesbaden.
- SCHULTE, K. W. (1986): Wirtschaftlichkeitsrechnung. 4. Auflage. Würzburg-Wien.
- STEWART, D.A.; O.M. ESSENWANGER (1978): Frequency Distribution of Wind Speed Near the Surface. - In: J. Appl. Met. 17, S. 1633 - 1642.
- SVERDRUP, H.U. (1936): Austausch und Stabilität in der untersten Luftschicht. - In: Meteorologische Zeitschrift 53, S. 10 - 15.
- TAYLOR, P.A. (1977): Numerical studies of neutrally stratified planetary boundary-layer flow above gentle topography, I: two-dimensional cases. - In: Boundary-Layer Met. 12, S. 37 - 60.
- TETZLAFF, G.; S. THEUNERT; A.M. HOFF; H. LAUDE; H. BELITZ; R. BEYER (1984): Meteorologische Messungen zur Standortwahl für Windenergieanlagen im Küstengebiet. BMFT Bericht T 84-017.
- TETZLAFF, G.; S. THEUNERT; A.M. HOFF; W. RUHE; R. TRAPP (1986): Windmessungen in großer Höhe (150-m-Mast). BMFT Bericht T 86-169.
- THIEMANN, R. (1983): Möglichkeiten zur Nutzung und Speicherung der Windenergie. KTBL-Schrift Nr. 288. Darmstadt.
- TROEN, I.; N.G. MORTENSEN; E.L. PETERSEN (1988): WASP - Wind Atlas Analysis and Application Programme. - Veröff. d. Risø National Laboratory, Denmark, v. 01.03.1988.
- UMSCHALTEN E.V. (Hrsg.) (1990): Monatsinfo umweltbewußter Energieverbraucher 2, Dezember 1989.
- VORMBAUM, H. (1975): Wirtschaftlichkeitsrechnung. Handwörterbuch der Betriebswirtschaft. 4. Auflage. Stuttgart.
- WALMSLEY, J.L.; J.R. SALMON; P.A. TAYLOR (1982): On the application of a model of boundary-layer flow over low hills to real terrain. - In: Boundary-Layer Met. 23, S. 17 - 46.

WEISCHET, W. (1951): Zur systematischen Beobachtung von Baumkronendeformationen mit klimatologischer Zielsetzung. - In: Meteorologische Rundschau 6, S. 185 - 187.

WEISCHET, W. (1955): Die Geländeklimate der Niederrheinischen Bucht und ihrer Rahmenlandschaften. Eine geographische Analyse subregionaler Klimadifferenzierungen. Münchener Geographische Hefte 8.

WELSCH, H. (1989): Erschöpfbare Energieressourcen und die sozialen Kosten der Elektrizitätserzeugung. - In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3, S. 208 - 213.

WERNER, J. (1986): Der Wind als Geofaktor in Westfalen. - Erträge geographisch-landeskundlicher Forschung in Westfalen. Münster 1986. (Westfälische Geographische Studien Nr. 42).

WERNER, J. (1988): Was kann der Wind in der nordwestdeutschen Tiefebene leisten? - Vortrag auf der 2. Deutsch - Niederländischen Windenergietagung am 23./24.04.1988 in Leer/Ostfriesland.

WIERINGA, J.; P. J. RIJKOORT (1983): Windklimat van Nederland. Staatsuitgeverij. Den Haag.

WILSON, R.E.; P.B.S. LISSAMAN (1974): Applied Aerodynamics of Wind Power Machines. Oregon State University.

