

Prof. Dr. L. **JARASS**, M.S. (Stanford Univ./USA)

University of Applied Sciences, Wiesbaden, [www.JARASS.com](http://www.JARASS.com), [mail@JARASS.com](mailto:mail@JARASS.com)

Prof. Dr. G.M. **OBERMAIR**

Universität Regensburg

Dipl. Volkswirtin A. **JARASS**

ATW-Forschung Wiesbaden

1

2

3

4

5

6

# **Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Windenergie**

7

8

9

10

**Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für  
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

11

12

13

14

Überarbeiteter Schlussbericht

15

16

Wiesbaden, 02. Mai 2007

17

18

# Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Windenergie

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>3</b>
1 Ausgangslage und Zielsetzung der Untersuchung .....	14
<b>Teil A : Für die Optimierung relevante technische und wirtschaftliche Grundlagen .....</b>	<b>21</b>
2 Physikalisch-technische Grundlagen von Windenergie und von Stromnetzen .....	21
3 Kosten von Windstromerzeugung und von Stromübertragung.....	38
4 Einspeisevergütungen und Strompreise .....	53
<b>Teil B : Optimierung .....</b>	<b>60</b>
5 Verfahren zur Bestimmung von Richtwerten.....	60
6 Richtwerte für Netzausbau und Leistungsbegrenzung.....	75
7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	102
Literaturverzeichnis.....	110

Wirtschaftlich zumutbar ist der windbedingte Netzausbau bis zu der Grenze, wo der Wert der zusätzlich einspeisbaren Windenergie die zusätzlichen Netzkosten noch übersteigt.

Aus wenigen Daten, insbesondere den Leistungsdauerlinien der Windparks, lässt sich dieses volkswirtschaftliche Optimum für eine Region bestimmen. Ergebnis: Das Netz muss für Onshore-Windparks in Höhe von 90% bis 95% der jeweils installierten Leistung ausgebaut werden, Offshore bis zu 100%. Weniger als 1% der erzeugbaren Windenergie bleibt dabei 'ausgesperrt'.

Die Netzausbaukosten betragen für Onshore knapp 5% der WEA-Kosten, für Offshore-Anlagen vermutlich bis zu 25%.

# Kurzfassung

## (1) Problemstellung

Der von der Bundesregierung vorgesehene massive Ausbau der Windenergie wird derzeit durch Engpässe in der Übertragungsleistung des bestehenden Hochspannungsnetzes wesentlich behindert. Unbestritten verlangt das EEG eine Netzverstärkung, aber in welchem Ausmaß? Die Untersuchung entwickelt eine einfache Methode und gibt Zahlengrundlagen, um für jede Region zu entscheiden, bis zu welcher Höhe das Netz nach EEG-Verpflichtung wirtschaftlich zumutbar, d.h. bis zum volkswirtschaftlichen Optimum auszubauen ist: Grenzkosten gerade noch niedriger als Grenznutzen. →Kap. 1

## (2) Technische Grundlagen

Zur Bestimmung dieses Ausbau-Optimums werden Grundlagen aus Meteorologie, Statistik, Windenergieanlagentechnik und Stromnetztechnik bereitgestellt. →Kap. 2

## (3) Wirtschaftliche Grundlagen

Die Kosten der Stromerzeugung aus Wind, die durch die Einspeisevergütung abgedeckt werden müssen, werden ermittelt. Für die Bestimmung der Netz-Grenzkosten werden die Investitions-, Betriebs- und Verlustkosten von Freileitungen und Erdkabeln (Onshore) sowie von Seekabeln (Offshore) erhoben. →Kap. 3

## (4) Einspeisevergütungen und Strompreise

Die Einspeisevergütungen für Onshore- und Offshore-Windenergie werden erhoben und als Untergrenze für den monetarisierten volkswirtschaftlichen Nutzen angesetzt. Übrigens: Würden die Mindesteinspeisevergütungen – wie in Dänemark – durch aktuelle Strombörsenpreise ersetzt, würde der Nutzen der Windenergie weit unterschätzt und der Zubau von Windenergieanlagen zum Erliegen gebracht. →Kap. 4

## (5) Optimierung von Netzausbau und Leistungsbegrenzung

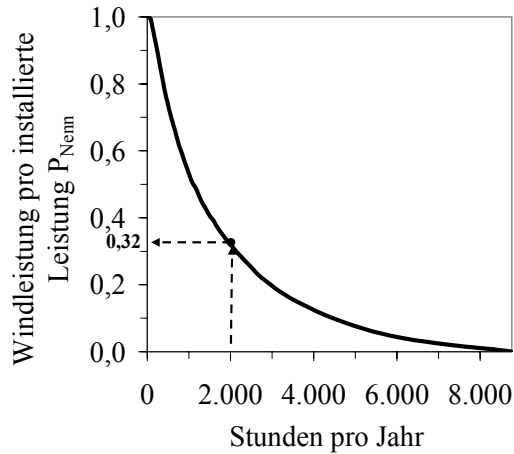
Nach EEG-Begründung ist der Netzausbau nur bis zu **der** Grenze 'wirtschaftlich zumutbar', bei der der Wert der zusätzlich ermöglichten Einspeisung Erneuerbarer Energien die Kosten des Ausbaus deutlich übersteigt. In volkswirtschaftlicher Terminologie: Der zusätzliche Nutzen der Einspeisung muss größer sein als die zusätzlichen Kosten der Netzverstärkung. Dieses volkswirtschaftliche Optimum kann in vier Schritten bestimmt werden, vgl. Abbildung K1:

### Schritt 1: Ausgangspunkt Leistungsdauerlinie

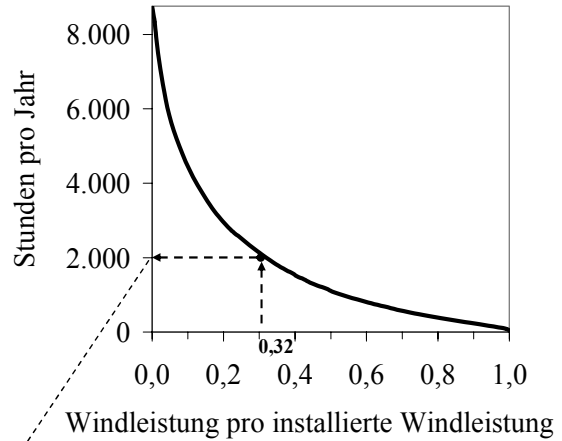
Ausgangspunkt der Ermittlung des Grenznutzens der Windenergieeinspeisung ist deren Leistungsdauerlinie. Sie gibt für jede Zahl von Jahresstunden an, welcher Bruchteil der Nennleistung der an diesem Standort installierten Anlagen für diese Stundenzahl mindestens erzeugt werden kann.

### Abbildung K.1 : Bestimmung des 'wirtschaftlich zumutbaren' Netzausbaus

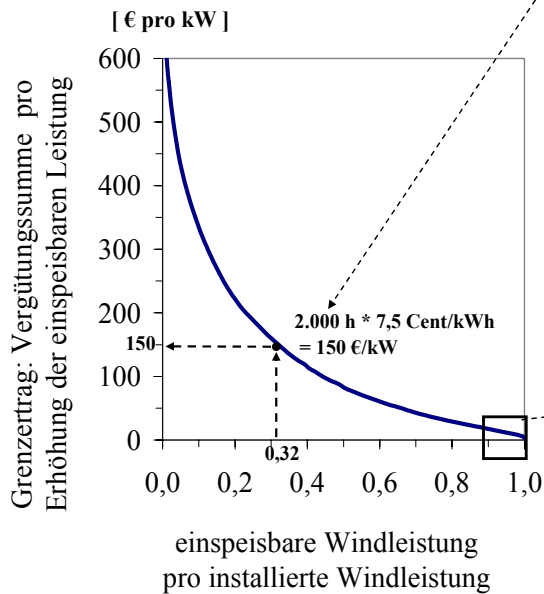
**Schritt 1:** Bestimmung einer typischen, über mehrere Jahre gemittelten Leistungsdauerlinie des Windparks



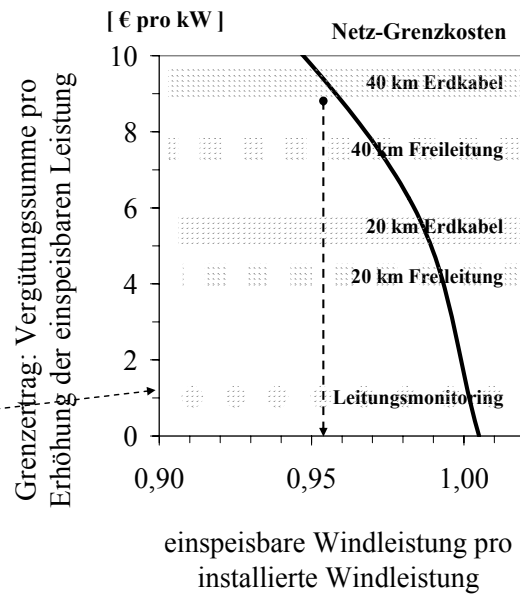
**Schritt 2:** Spiegelung der Leistungsdauerlinie an ihrer Diagonale ergibt die Zeit-Leistungs-Kurve



**Schritt 3:** Der zusätzliche Nutzen einer Netzverstärkung ergibt sich aus einer EEG-Bewertung der Zeit-Leistungs-Kurve



**Schritt 4:** Vergleich mit zusätzlichen Kosten einer Netzverstärkung → wirtschaftlich zumutbare Netzverstärkung



**Schritt 2:** Durch Spiegelung an der Diagonale entsteht die Zeit-Leistungs-Kurve, die die Zahl der Stunden angibt, an denen der jeweilige Bruchteil der Nennleistung  $P/P_{\text{Nenn}}$  erreicht oder überschritten wird. Die Gesamtfläche unter dieser Kurve gibt die Volllaststundenzahl an, d.h. die jährliche Stromproduktion pro installierte Windleistung.

**Schritt 3:** Zusätzlicher Ertrag der Netzverstärkung

Aus der Zeit-Leistungs-Kurve entsteht durch Bewertung (Multiplikation) mit der langfristig erzielbaren EEG-Vergütung (hier mit 7,5 Cent pro kWh<sub>e</sub> angenommen) die Grenznutzen-

1 Kurve, die die zusätzliche Vergütungssumme, also den zusätzlichen Ertrag in € pro  
2 kW zusätzlich einspeisbarer Windleistung angibt.

#### 3 **Schritt 4:** Vergleich mit den zusätzliche Kosten der Netzverstärkung

4 Der in den Schritten 1 bis 3 ermittelte zusätzliche Nutzen der Windenergieeinspei-  
5 sung wird nun mit den (annuisierten) zusätzlichen Kosten einer Netzverstärkung vergli-  
6 chen, die in der gezeigten Ausschnittsvergrößerung als horizontale Bänder einge-  
7 zeichnet sind.

8 **Ergebnis:** Falls der zusätzliche Nutzen der Windenergieeinspeisung größer ist als die  
9 zusätzlichen Kosten der Netzverstärkung, ist diese Netzverstärkung wirtschaftlich  
10 zumutbar. Links vom Schnittpunkt der beiden Kurven ist also dieses EEG-Kriterium  
11 für eine Netzverstärkung erfüllt.

12 Beispiel: Für die hier zugrunde liegenden Windenergieanlagen der Elbe-Weser-  
13 Küstenregion ist eine Netzverstärkung von bis zu 95% der insgesamt installierten  
14 Windleistung wirtschaftlich zumutbar, selbst wenn die Verstärkung mit einem Zwei-  
15 system-Erdkabel über 40 km vorgenommen werden muss. →Kap. 5

#### 16 **(6) Richtwerte für Netzausbau und Leistungsbegrenzung**

17 Aus veröffentlichten Leistungsdauerlinien sowie von WEA-Betreibern zur Verfügung  
18 gestellten Wind- und Leistungsdaten wurden Grenznutzen-Kurven für reale Wind-  
19 parks in den wichtigsten Standortregionen von der Nordsee bis zu windstarken Bin-  
20 nenlagen errechnet und jeweils die standorttypische wirtschaftlich zumutbare Netz-  
21 verstärkung abgeschätzt. Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt 7.2 zusam-  
22 mengefasst. →Kap. 6.1-6.4

23 Bei Neubau und Repowering wird die Installation einer wesentlich höheren Genera-  
24 torleistung pro Rotorfläche überlegt, etwa statt derzeit 2 MW bei 80 m Rotordurch-  
25 messer ( $400 \text{ W/m}^2$ ) auf bis zu 3 MW ( $600 \text{ W/m}^2$ ). Auch an sehr windstarken Küsten-  
26 standorten würde dadurch der mögliche Jahresenergieertrag nur wenig ansteigen. Der  
27 wirtschaftlich zumutbare Netzausbau würde dann allerdings wegen der seltenen Nut-  
28 zung der zusätzlichen Generatorleistung statt gut 95% (von 2 MW) auf rund 80% (von 3  
29 MW) absinken, absolut aber von derzeit 1,9 MW auf 2,4 MW ansteigen. Zahl und  
30 Dauer der Einspeisebeschränkungen würden trotz zusätzlichem Netzausbau steigen.  
31 Zudem würde die Dauerwechsellast an den kritischen Anlagenkomponenten zuneh-  
32 men und ebenso der Bedarf an Regel- und Reserveenergie. →Kap. 6.5

33 Bei hoher Windleistung werden die Freileitungen durch den Starkwind stark gekühlt.  
34 Die Temperaturüberwachung der Freileitungen erhöht nach ersten Abschätzungen die  
35 mögliche Windenergieeinspeisung fast immer um 30% bis 50%, die in vielen Teil-  
36 netzen einen Neubau zumindest für die nächsten 10 Jahre überhaupt entbehrlich  
37 macht, in anderen Fällen eine geringere Auslegung der Neubaustrecken ermöglicht.  
38 Für quantitative Auswertungen sind die Ergebnisse der 2006 in Nordfriesland ange-  
39 laufenen Feldversuche abzuwarten. →Kap. 6.6, →Kap. 7.2.4

## (7) Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### (7.1) Szenario Windenergieausbau

Plausible Szenarien des Windenergieausbaus zeigen: Werden im nächsten Jahrzehnt Onshore etwa 10.000 MW durch Neubau und Repowering zusätzlich installiert, und wird das Netz durch die jeweils erforderlichen Maßnahmen – von Temperaturmonitoring bis zum Neubau längerer Zweisystem-Erdkabelstrecken – auf 90% bis 95% dieser Leistung verstärkt, so liegen die Gesamtkosten für den Netzausbau nur bei etwa 5% der Kosten der zusätzlichen Windenergieanlagen. Für einen Offshore-Ausbau zeigen vorläufige Schätzungen Netzkosten von etwa 25% der WEA-Kosten. →Kap. 7.1

### (7.2) Richtwerte für einen optimalen Netzausbau

Tabelle K.1 zeigt Richtwerte für den volkswirtschaftlich optimalen Netzausbau für verschiedene Regionen bei jeweils gegebener Nennleistung der einspeisenden Windenergieanlagen. Die Netzbetreiber sind in allen hier behandelten Onshore-Fällen, auch bei 40 km Leitungslänge mit Zweisystem-Erdkabelauführung, zur Bereitstellung von mindestens knapp 90%, in windbegünstigten Lagen von über 95% der insgesamt angeschlossenen Generatornennleistung gesetzlich verpflichtet, bei Offshore in der Nordsee von 100%. Davon muss noch die technische Nichtverfügbarkeit der Windenergieanlagen, typischerweise 2% bis 4%, abgezogen werden, bei Offshore vermutlich mehr. →Kap. 7.2.1

**Tabelle K.1 : Richtwerte für den erforderlichen Netzausbau für einige Regionen einschließlich Offshore-Bereich**

Region	(1a) Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau (Mindesthöhe)		(1b) Durch Einspeisebeschränkung entgangene Vergütung (Obergrenze)	
	Leitungslänge 20 km	Leitungslänge 40 km	[€ pro kW und Jahr]	[Teil der Jahresvergütung]
	[% der installierten Nennleistung]			
(1) Schleswig-Holstein	98%	95%	0,25	0,30%
(2) Elbe-Weser	98%	95%	0,60	0,80%
(3) Weser-Ems	99%	97%	0,20	0,25%
(4) Binnenland versch. Regionen	94%	89%	0,45	0,70%
	100 km	200 km		
(5) Offshore - Nordsee	100%	100%	0,00	0,00%

1 **Entgangene Vergütung:** Aus den Grenznutzen-Kurven ('Schritt 4') lässt sich auch  
2 berechnen, welche Vergütungssummen den WEA-Betreibern durch wirtschaftlich  
3 zumutbare Einspeisebeschränkungen im optimal ausgebauten Netz entgehen, nämlich  
4 in allen Fällen deutlich unter 1% der typischen Jahresvergütung (Tabelle K1, Sp. 2b).

5 →Kap. 7.2.2

6 **Priorität Erdkabelauführung:** Die EEG-Verpflichtung zum unverzüglichen Netz-  
7 ausbau kann wegen der öffentlichen Ablehnung von Freileitungen in vielen Fällen  
8 nur durch Erdkabel erfüllt werden. Erdkabel sind in allen untersuchten Fällen wirt-  
9 schaftlich zumutbar. Weitere Behinderungen des Windenergieausbaus durch das Be-  
10 harren einiger Netzbetreiber auf unrealistischen Freileitungsplanungen sind nicht hin-  
11 zunehmen.

→Kap. 7.2.3

12 **Temperaturmonitoring** kann grundsätzlich auch im 380kV-Bereich insbesondere in  
13 windstarken Zeiten die Übertragungsleistung besonders stark erhöhen<sup>1</sup>. Dies sollte  
14 unbedingt bei der im Verlauf des Jahres 2007 anlaufenden DENA<sup>12</sup>-Folgestudie be-  
15 rücksichtigt werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die laut DENA – Windener-  
16 gie bedingt – als unabdingbar betrachteten neuen Höchstspannungsleitungen von den  
17 zuständigen Obergerichtsinstanzen als unzureichend begründet zurückgewiesen  
18 werden könnten.

→Kap. 7.2.4

### 19 (7.3) Einspeisebegrenzungen für Windenergiespitzen

20 Selbst nach optimiertem Netzausbau verbleiben volkswirtschaftlich gerechtfertigte,  
21 seltene und meist kurze Einspeisebeschränkungen bei Netzüberlastung, v.a. durch  
22 Netzstörungen. Die Umsetzung dieser verbleibenden Einspeisebegrenzungen für  
23 Windenergiespitzen sollte in Zukunft nicht – wie bisher – vorrangig den zuletzt ange-  
24 schlossenen Windenergieanlagen aufgebürdet werden. Nur eine gleichmäßige Vertei-  
25 lung der Begrenzungen auf alle Windenergieanlagen der betroffenen Netzregion si-  
26 chert die Investitionsbereitschaft in neue Anlagen.

→Kap. 7.3.1

27 **Ausgleichszahlungen:** Wenn allerdings wegen eines unzureichend ausgebauten Net-  
28 zes Windenergie 'ausgesperrt' wird, sollten Netzbetreiber Ausgleichszahlungen an die  
29 Windkraftwerksbetreiber leisten müssen. Potentielle WEA-Investoren und ihre Geld-  
30 geber könnten dann sicher sein, dass sie bei ungerechtfertigten Einspeisebeschrän-  
31 kungen eine gewisse Vergütung für den 'ausgesperrten' Teil der Windenergie erhal-  
32 ten.

→Kap. 7.3.2

33 **Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung durch Windenergieanlagen:** Wür-  
34 den die Anlagen im Normalfall knapp unterhalb der momentan erzeugbaren Leistung  
35 gefahren, so könnten sie im Bedarfsfall rasch heraufgeregelt, aber auch heruntergere-  
36 gelt werden und damit positive wie negative Regelenergie anbieten, die an der Börse  
37 derzeit zu hohen Preisen gehandelt wird. Es müsste untersucht werden, wie weit der

---

<sup>1</sup> Vgl. Abschnitt 6.6.

<sup>2</sup> DENA (2004) .

1 laufende Verlust an EEG-Vergütungssummen durch die erhöhte Vergütung für Re-  
2 gelenergie kompensiert wird. →Kap. 7.3.3

### 3 **(7.4) Verfahrensregeln**

4 Das jeweilige Optimum der Übertragungsleistung für Windenergie kann nur in einem  
5 fortdauernden, organisierten Prozess zwischen WEA-Betreibern und Netzbetreibern  
6 erreicht werden. Es müssen hierfür Regeln festgelegt werden, die beide Seiten syste-  
7 matisch zur Zusammenarbeit veranlassen und ggf. dazu verpflichten. Das Ziel, auf  
8 jeder Stufe der Entwicklung Grenznutzen und Grenzkosten möglichst anzugleichen,  
9 ist klar definiert. Der Gesetz- und Verordnungsgeber kann die Spielregeln definieren,  
10 unter denen dieser Interessenausgleich in der Praxis vollzogen werden kann. →Kap. 7.4



1 **INHALT**

2 **Kurzfassung ..... 3**

3 1 Ausgangslage und Zielsetzung der Untersuchung ..... 14

4 1.1 Energiepolitische Ziele der Bundesregierung – Engpass Netzkapazität 14

5 1.2 Netzverstärkung zur EEG-gemäßen vorrangigen Einspeisung unter dem Vorbehalt

6 der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“ 14

7 1.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Optimierung des Netzausbaus 16

8 **Teil A : Für die Optimierung relevante technische und wirtschaftliche**

9 **Grundlagen ..... 21**

10 2 Physikalisch-technische Grundlagen von Windenergie und von Stromnetzen ..... 21

11 2.1 Windenergie 21

12 2.1.1 Windcharakteristik 21

13 2.1.2 Charakteristik von Windenergieanlagen 25

14 2.2 Stromnetze 31

15 2.2.1 Versorgungssicherheit: (n-1)-Kriterium 31

16 2.2.2 Notwendigkeit einer Erhöhung der Übertragungsleistung unstrittig 34

17 2.2.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung 35

18 2.2.4 Freileitung versus Erdkabel 36

19 3 Kosten von Windstromerzeugung und von Stromübertragung..... 38

20 3.1 Einzelwirtschaftliche Kosten der Stromerzeugung aus Wind 38

21 3.1.1 Onshore-Windenergieanlagen 38

22 3.1.2 Offshore-Windenergieanlagen 39

23 3.2 Einzelwirtschaftliche Kosten der Onshore-Netzanbindung 40

24 3.2.1 Investitions-, Betriebs- und Verlustkosten von Onshore-Hochspannungsleitungen 40

25 3.2.2 Kosten von Erdkabel versus Freileitung 44

26 3.2.3 Bestimmung der jährlichen Kosten einer Übertragungsleistung von 1 kW pro km

27 Leitungslänge für Onshore-Windenergieanlagen 45

28 3.2.4 Kosten für Umspannanlagen 46

29 3.2.5 Gesamtkosten der Onshore-Netzanbindung 47

30 3.3 Einzelwirtschaftliche Kosten der Offshore-Netzanbindung 48

31 3.4 Externe Kosten der Stromerzeugung 50

32 3.5 Externe Kosten der Stromübertragung: Freileitung und Erdkabel 52

33 4 Einspeisevergütungen und Strompreise ..... 53

34 4.1 Einspeisevergütungen laut Erneuerbare-Energien-Gesetz 53

35 4.2 Windenergie senkt Strompreise an den Strombörsen 56

36 4.3 Reine Börsenvergütung verhindert Zubau von Windenergieanlagen 57

37 **Teil B : Optimierung ..... 60**

38 5 Verfahren zur Bestimmung von Richtwerten..... 60

39 5.1 Einzelwirtschaftliche Optimierung durch die WEA-Betreiber 60

40 5.1.1 Neubau eines Windparks 60

1	5.1.2 Wahl der elektrischen Nennleistung der WEA-Generatoren	61
2	5.2 Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Verhältnismäßigkeit von volkswirtschaftlichen	
3	Nutzen und Kosten	63
4	5.3 Kriterien für einen marktgerechten Kosten-Nutzen-Vergleich des Netzausbaus	66
5	5.4 Ermittlung von Nutzen und Grenznutzen eines Windparks an einem gegebenen	
6	Standort	67
7	5.5 Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für eine gegebene	
8	installierte Windleistung	72
9	5.5.1 Grenznutzen der Windenergieeinspeisung	72
10	5.5.2 Grenzkosten des Netzausbaus	73
11	5.5.3 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau	73
12	<b>6 Richtwerte für Netzausbau und Leistungsbegrenzung.....</b>	<b>75</b>
13	6.1 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau in den Regionen Schleswig-Holstein, Elbe-	
14	Weser und Weser-Ems	76
15	6.1.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven	77
16	6.1.2 Richtgrößen für den Netzausbau	78
17	6.2 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für einzelne Windparks	82
18	6.2.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven	83
19	6.2.2 Richtgrößen für den Netzausbau	83
20	6.3 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für einzelne Windenergieanlagen	85
21	6.3.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven	86
22	6.3.2 Richtgrößen für den Netzausbau	87
23	6.4 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für Offshore-Windparks	88
24	6.4.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven	88
25	6.4.2 Richtgrößen für den Netzausbau	92
26	6.5 Repowering und Netzausbau	93
27	6.6 Auswirkung von Netzoptimierung, insbesondere von Temperaturmonitoring auf den	
28	Netzausbaubedarf	96
29	<b>7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....</b>	<b>102</b>
30	7.1 Szenario Onshore-Windenergieausbau 2006 - 2014	102
31	7.2 Empfehlungen zur volkswirtschaftlich optimalen Höhe von Netzverstärkung und	
32	Netzausbau	103
33	7.2.1 Zumutbarer Netzausbau	104
34	7.2.2 Entgangene Vergütung	105
35	7.2.3 Erdkabel-Ausführung von erforderlichen 110kV-Netzverstärkungen	105
36	7.2.4 Verringerung des Netzausbaubedarfs durch Temperaturmonitoring	106
37	7.3 Empfehlungen zur Durchführung der verbleibenden Einspeisebegrenzungen von	
38	Windenergiespitzen	107
39	7.3.1 Empfehlung zur Aufteilung von Einspeisebeschränkungen auf alle Windenergieanlagen einer	
40	Netzregion	107
41	7.3.2 Ausgleichzahlungen	108
42	7.3.3 Einspeisebeschränkungen und Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung durch	
43	Windenergieanlagen	109
44	7.4 Verfahrensregeln	109
45	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>110</b>

1	<b>Liste der Abbildungen</b>	
2	Abbildung K.1 : Bestimmung des 'wirtschaftlich zumutbaren' Netzausbaus .....	4
3	Abbildung 1.1 : Rechnerisch erzeugte Summenganglinien aller Windenergieanlagen in	
4	Deutschland 2005 .....	18
5	Abbildung 1.2 : Zeitlicher Verlauf der Leistung einer Einzelanlage und einer Windparkgruppe	
6	an der Küste an 10 Starkwindtagen .....	19
7	Abbildung 2.1 : Windgeschwindigkeits-Verteilung der FINO 1 Plattform in 100 m Höhe und	
8	korrespondierende Weibull-Verteilung .....	22
9	Abbildung 2.2 : Geschwindigkeitsdauerlinie der FINO1-Plattform .....	23
10	Abbildung 2.3 : Betz-scher Leistungsbeiwert einer Windenergieanlage .....	25
11	Abbildung 2.4 : Gesamtwirkungsgrad von Enercon E70-2,3MW und von E82-2,0MW .....	26
12	Abbildung 2.5 : Leistungskurven von Enercon E70-2,3MW, E82-2,0MW und von Repower	
13	126/5,0MW .....	27
14	Abbildung 2.6 : Flächenleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit .....	28
15	Abbildung 2.7 : Leistungskurven von Vestas V90 mit unterschiedlichen installierten Leistungen ..	29
16	Abbildung 2.8 : Windstromproduktion pro Monat in Deutschland, 2004-2006 .....	30
17	Abbildung 2.9 : Schwankungen der Zeit-Leistungs-Kurven bei verstärktem Offshore-Zubau,	
18	2020 .....	30
19	Abbildung 3.1 : Kosten der Netzanbindung für Onshore-Windenergie .....	47
20	Abbildung 4.1 : Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Wind .....	54
21	Abbildung 4.2 : Einzelwirtschaftliche Kosten der Onshore-Windstromerzeugung versus EEG-	
22	Vergütung .....	55
23	Abbildung 5.1 : Vermiedene Kosten konventioneller Stromerzeugung .....	65
24	Abbildung 5.2 : Leistungsdauerlinie der Windstromeinspeisung in der E.ON-Regelzone 2004 .....	68
25	Abbildung 5.3 : Leistungsdauerlinien und resultierende Zeit-Leistungs-Kurven .....	69
26	Abbildung 5.4 : Zeit-Leistungs-Kurve 2004 eines küstennahen Windparks .....	70
27	Abbildung 5.5 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für einen küstennahen	
28	Windpark .....	72
29	Abbildung 6.1 : Untersuchungsgebiet mit WEA-Standorten .....	76
30	Abbildung 6.2 : Leistungsdauerlinien 1996-2001 und Zeit-Leistungs-Kurven von Schleswig-	
31	Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems .....	78
32	Abbildung 6.3 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Schleswig-	
33	Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems .....	79
34	Abbildung 6.3a : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Elbe-Weser und	
35	Elbe-Weser/nur Küste .....	80
36	Abbildung 6.3b : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Weser-Ems und	
37	Weser-Ems/nur Küste .....	81
38	Abbildung 6.4 : Leistungsdauerlinien 2005 und Zeit-Leistungs-Kurven von Windparks an der	
39	Küste und im Binnenland .....	83
40	Abbildung 6.5 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Windparks an der	
41	Küste und im Binnenland .....	84
42	Abbildung 6.6 : Leistungsdauerlinien 2004/05 und Zeit-Leistungs-Kurven von	
43	Windenergieanlagen in Nordfriesland und in Nordbayern .....	86

1	Abbildung 6.7 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für	
2	Windenergieanlagen in Nordfriesland und in Nordbayern.....	87
3	Abbildung 6.8 : Leistungskurven der für Offshore untersuchten Windenergieanlagen .....	89
4	Abbildung 6.9 : Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven für Offshore (FINO1) mit	
5	unterschiedlichen Windenergieanlagen.....	91
6	Abbildung 6.10 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für unterschiedliche	
7	Windenergieanlagen .....	92
8	Abbildung 6.11 : Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven für einen Küstenstandort mit	
9	unterschiedlichen Windenergieanlagen.....	94
10	Abbildung 6.12 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für unterschiedlich	
11	installierte Flächenleistungen .....	95

12

### 13 Liste der Tabellen

14	Tabelle K.1 : Richtwerte für den erforderlichen Netzausbau für einige Regionen einschließlich	
15	Offshore-Bereich .....	6
16	Tabelle 2.1 : Windgeschwindigkeiten an der Küste und im Binnenland – Weibullparameter für	
17	2004/05 .....	23
18	Tabelle 3.1 : Typische Investitionskosten von Onshore-Windkraftanlagen.....	39
19	Tabelle 3.2 : Thermische Grenzleistung und angesetzte Übertragungsleistung.....	41
20	Tabelle 3.3 : Einzelwirtschaftliche Kosten von Hochspannungsleitungen bei 2.365	
21	Vollverluststunden und 120 €/kW Leistungskosten .....	42
22	Tabelle 3.4 : Einzelwirtschaftliche Kosten von Hochspannungsleitungen bei 1.200	
23	Vollverluststunden für 110kV-Leitungen und ohne Berücksichtigung von	
24	Leistungskosten .....	43
25	Tabelle 3.5 : Investitions- und Vollkosten von Erdkabeln als Vielfaches der Kosten von	
26	Freileitungen .....	44
27	Tabelle 3.6 : Jährliche Leitungskosten pro km für 1 kW Übertragungsleistung .....	46
28	Tabelle 3.7 : Typische Onshore-Netzanbindungskosten pro kW .....	48
29	Tabelle 3.8 : Typische Offshore-Netzanbindungskosten pro kW, Schätzwerte .....	49
30	Tabelle 4.1 : EEG-Mindestvergütungen für Windenergie .....	53
31	Tabelle 4.2 : Von E.ON-Netz in 2005 bezahlte EEG-Vergütungen .....	56
32	Tabelle 4.3 : Spotmarktpreise an der skandinavischen Strombörse.....	58
33	Tabelle 5.1 : Nutzen und Kosten der Windenergie .....	64
34	Tabelle 5.2 : Untersucher Windpark – Standort und technische Daten.....	69
35	Tabelle 5.3 : Jährlicher Grenznutzen eines küstennahen Windparks und jährlich entgangene	
36	Einspeisevergütung bei strikter Begrenzung der Einspeisung auf $P_{Grenz}$ - Beispiel .....	72
37	Tabelle 6.1 : Untersuchte Regionen.....	77
38	Tabelle 6.2 : Richtgrößen für den Netzausbau in Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems	
39	Tabelle 6.3 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten .....	82
40	Tabelle 6.4 : Betriebsergebnis 2005 und Richtgrößen für den Netzausbau.....	85
41	Tabelle 6.5 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten .....	86
42	Tabelle 6.6 : Betriebsergebnis 2003/4 bzw. 2005 und Richtgrößen für den Netzausbau.....	88
43	Tabelle 6.7 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten .....	89

1	Tabelle 6.8 : Betriebsergebnis 2004/5 und Richtgrößen für den Netzausbau.....	93
2	Tabelle 6.9 : Spezifische Flächenleistung und optimierte Netz-Übertragungsleistung.....	96
3	Tabelle 6.10 : Temperaturmonitoring: Außentemperaturen bei hohen Windgeschwindigkeiten.....	98
4	Tabelle 6.11 : Einsätze des Erzeugungsmanagements in der E.ON-Netzregion .....	100
5	Tabelle 7.1 : Richtwerte für den erforderlichen Netzausbau für einige Regionen einschließlich	
6	Offshore-Bereich .....	104

# 1 Ausgangslage und Zielsetzung der Untersuchung

## 1.1 Energiepolitische Ziele der Bundesregierung – Engpass Netzkapazität

Die Staats- und Regierungschefs der EU einigten sich am 9. März 2007 verpflichtend darauf, bis 2020 den Ausstoß der klimaschädlichen Treibhausgase im Vergleich zu 1990 um mindestens 20% zu verringern, und sogar um 30%, falls sich die anderen Industrieländer zu vergleichbaren Reduzierungen verpflichten. Der Anteil von Energie aus Sonne, Wasser, Wind und Biomasse soll bis 2020 auf 20% erhöht werden, eine Verdreifach gegenüber 2007. Übrigens: In Deutschland betrug 2006 der Anteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Primärenergieeinsatz rund 5,3 %<sup>3</sup>.

Ein wesentlicher Teil des Zuwachses an der Stromerzeugung soll durch Onshore-Windenergie und in Zukunft verstärkt durch die Nutzung von Offshore-Windenergie erreicht werden. Der vorgesehene massive Ausbau der Windenergie wird derzeit wesentlich behindert durch den sich immer stärker abzeichnenden Engpass an Übertragungsleistung des bestehenden Hochspannungsnetzes, vor allem in den windbegünstigten, aber mit Leitungen hoher Übertragungskapazität wenig erschlossenen Küstengebieten. Verfahrensregeln zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie Konfliktregelungen bei der Abwägung unterschiedlicher Interessen („nicht zuviel, aber auch nicht zu wenig“), wie sie in der nachfolgenden Studie vorgestellt werden, sollen dazu dienen, Hindernisse bei der Umsetzung der förderpolitischen Ziele der Bundesregierung zu verringern.

## 1.2 Netzverstärkung zur EEG-gemäßen vorrangigen Einspeisung unter dem Vorbehalt der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2004) legt mit aller Klarheit fest<sup>4</sup>: „Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien ... unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom ... vorrangig abzunehmen und zu übertragen.“

In den letzten Jahren bestehende Engpässe in der Übertragungsleistung der Netze für Onshore-Windenergieanlagen v.a. in den 110kV-Netzen der Küstenregionen, für den zukünftigen Ausbau der Offshore-Erzeugung aber vermehrt auch im bundesweiten 380kV-Netz<sup>5</sup> bilden derzeit ein gravierendes Hindernis für das vorrangige Ziel des Gesetzgebers, die Windenergieerzeugung rasch und massiv zu erhöhen. Doch auch bezüglich dieses Problems ist die Rechtslage im EEG klar definiert<sup>6</sup>: „... in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet.“ Der geforderte „Netzausbau“, also die Erhöhung der Übertra-

<sup>3</sup> 26,2 Mio. to SKE von insgesamt 14.467 Mio. to SKE Primärenergieverbrauch, vgl. Energiebilanzen (2007), Tabelle Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.

<sup>4</sup> EEG (2004), § 4(1).

<sup>5</sup> DENA (2004).

<sup>6</sup> EEG (2004), § 4(2), Satz 2, zweiter Halbsatz.

1 gungsleistung des betroffenen Stromnetzes kann abgestuft durch Maßnahmen der  
2 Netzoptimierung, der Netzverstärkung und, falls dann noch erforderlich, eines Neu-  
3 baus von Stromleitungen erfolgen<sup>7</sup>.

4 Diese Verpflichtung zum „unverzöglichen Ausbau“ steht allerdings unter dem Vor-  
5 behalt der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“: Ein Netz gilt auch dann als „technisch  
6 geeignet“ (für die Abnahme von Erneuerbarer Energie), „wenn die Abnahme des Stroms ...  
7 erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird.“

8 Was ist „**wirtschaftlich zumutbar**“ und vor allem: **Wem** soll der „Netzausbau“ wirt-  
9 schaftlich zumutbar sein?

10 Anders als etwa bei der ‚wirtschaftlichen Zumutbarkeit‘ von Umweltauflagen, für  
11 deren Kosten im Allgemeinen der betroffene Betrieb selbst aufkommen muss, was  
12 unter Umständen seine Konkurrenzfähigkeit, insbesondere auf dem Weltmarkt beein-  
13 trächtigen kann, geht es hier nicht um die betriebswirtschaftlichen Kosten des Netz-  
14 betreibers, sondern ausschließlich um volkswirtschaftliche Kosten. Dies ergibt sich  
15 nicht nur aus der Zweckbestimmung schon im ersten Satz des EEG: „... die volks-  
16 wirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung lang-  
17 fristiger externer Effekte zu verringern ...“<sup>8</sup>, sondern vor allem aus der Vorgabe des  
18 EEG zur Kostenüberwälzung. Es heißt dort nämlich hinsichtlich der „notwendigen  
19 Kosten eines ... erforderlichen Ausbaus des Netzes ... zur Abnahme und Übertragung  
20 des Stroms aus Erneuerbaren Energien“<sup>9</sup>: „Der Netzbetreiber kann die auf ihn entfal-  
21 lenden Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.“<sup>10</sup> Dies  
22 zeigt, dass ‚wirtschaftliche Zumutbarkeit‘ keinesfalls im Sinne der einzelwirtschaftli-  
23 chen Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers zu verstehen ist. Das Entscheidungskrite-  
24 rium ist vielmehr die Verhältnismäßigkeit<sup>11</sup> des volkswirtschaftlichen Nutzens ver-  
25 mehrter Einspeisemöglichkeit von Erneuerbaren Energien zu den volkswirtschaftli-  
26 chen Kosten des hierfür erforderlichen Netzausbaus: Der Nutzen muss die Kosten  
27 deutlich übersteigen<sup>12</sup>. Letztlich zahlen dann die Verursacher, die Stromverbraucher,  
28 über den Strompreis die Kosten für vermiedene fossile Brennstoffe und die entspre-  
29 chende CO<sub>2</sub>-Vermeidung, einerseits in Form von höheren EEG-Einspeisevergütun-  
30 gen und zudem als entsprechenden Anteil der Netznutzungsentgelte.

31 Auch die Netzbetreiber stellen mittlerweile nicht mehr auf ihre einzelwirtschaftlichen  
32 Kosten, sondern auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten ab: „Neben einem Vergleich  
33 der gesamtwirtschaftlichen Kosten findet die wirtschaftliche Zumutbarkeit ihre Gren-  
34 ze nach der Gesetzesbegründung jedenfalls dort, wo der sich aus den Vergütungs-  
35 summen im Vergütungszeitraum ergebende Wert der Gesamtstrommenge aus den

---

<sup>7</sup> E.ON-Netz (2006d).

<sup>8</sup> EEG (2004), §1(1).

<sup>9</sup> EEG (2004), §13(2), Satz 1.

<sup>10</sup> EEG (2004), §13(2), Satz 3.

<sup>11</sup> Prall (2006).

<sup>12</sup> Vgl. hierzu auch die Begründung zu § 4 EEG in EEG-Begründung (2004), S. 34.

1 durch den Ausbau anzuschließenden Erzeugungsanlagen die Kosten des Ausbaus  
2 nicht deutlich übersteigt.“<sup>13</sup>

3 Ziel der nachfolgenden Untersuchung ist es, als Grundlage für die Anwendung dieses  
4 Kriteriums der wirtschaftlichen Zumutbarkeit einen marktgerechten **Kosten-Nutzen-**  
5 **Vergleich** eines windenergiebezogenen Netzausbaus zu erarbeiten, siehe Kapitel 5  
6 dieser Untersuchung. Mit dieser Abwägung von (Grenz)Nutzen und (Grenz)Kosten ist  
7 es möglich, einen nachvollziehbaren Maßstab zu gewinnen für das volkswirtschaftli-  
8 che Optimum des Netzausbaus bei einem geplanten Zubau von Windenergieanlagen,  
9 die an einem bestimmten Punkt in das Verbundnetz einspeisen:

10 **Ergebnis:** Richtgrößen für die zeitlich fortzuschreibende Höhe der jeweils wirtschaft-  
11 lich zumutbaren und unverzüglich bereitzustellenden Übertragungsleistung sowohl  
12 für bestehende als auch für in die Ausbauplanung aufgenommene Windenergie-  
13 anlagen.

14 Das angestrebte volkswirtschaftliche Optimum lässt sich nach Abschluss des ange-  
15 messenen Netzausbaus allerdings nur zumindest näherungsweise einhalten, wenn si-  
16 multane Leistungsspitzen der Windstrom-Einspeisung in kritischen Situationen, also  
17 vor allem bei Starkwind und gleichzeitig geringer Stromnachfrage, durch zeitabhän-  
18 gige Drosselung der abgegebenen Leistung jeweils so begrenzt werden können, wie  
19 es die momentane Höchstaufnahmekapazität des bereits Kosten-Nutzen-optimiert  
20 ausgebauten Netzes zulässt:

21 **Ergebnis:** Maßstab und Ermächtigung für eine, von der momentanen Netzbelastung  
22 abhängige und gegenüber den WEA-Betreibern zu begründende dynamische Begren-  
23 zung der momentan zulässigen Einspeisung bei kurzzeitigen Erzeugungsspitzen. Ü-  
24 berschreiten die hierdurch entgangenen Einspeisevergütungen im ein- oder mehrjäh-  
25 rigen Mittel die Nutzen-Kosten-Verhältnismäßigkeit, so ist das Netz offensichtlich  
26 unzureichend ausgebaut und die Übertragungsleistung ist unverzüglich zu erhöhen.

27 Sowohl Erhöhung der Übertragungsleistung als auch Begrenzung der Einspeiselei-  
28 stung richten sich nach der schrittweisen zeitlichen Entwicklung der Erzeugungs- wie  
29 der Leitungskapazität. Ziel dieser Untersuchung war es, Richtgrößen und geeignete  
30 Verfahrensregeln zu erarbeiten, um diesen dynamischen Prozess einer geordneten  
31 Entwicklung zu unterwerfen, so dass man jeweils möglichst nahe am Optimum liegt.

### 32 **1.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Optimierung des Netzausbaus**

33 Der volkswirtschaftlich wünschenswerte und von der Bundesregierung beschlossene  
34 weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien macht schon heute in wachsendem Um-  
35 fang eine entsprechende Erhöhung der Netz-Übertragungsleistung zur großräumigen  
36 Abführung von Windenergie im Raume der Einspeiseorte erforderlich. Bei massivem  
37 weiteren Zubau, insbesondere von Tausenden von Windenergieanlagen der 3MW-

---

<sup>13</sup> VDN (2006), S. 5(5).



1 bis 5MW-Klasse im Offshorebereich, müssen wohl in den nächsten Jahren Verstär-  
2 kungen und Neubauten im 380kV-Netz realisiert werden.

3 Können die Ergebnisse des derzeit laufenden Feldversuchs zu Temperaturmonito-  
4 ring<sup>14</sup> an den Leiterseilen von Freileitungen verallgemeinert und so bei starkem Wind  
5 und niedriger Außentemperatur generell eine Strombelastung von bis zu 150% und  
6 mehr der bisherigen Norm zugelassen werden, so entschärfen sich kurzfristig die  
7 Probleme, die heute zu dem verstärkten Einsatz von Erzeugungsmanagement führen.  
8 Das Verfahren wird in Abschnitt 6.6 dieser Untersuchung beschrieben, ebenso seine  
9 mögliche Auswirkung auf den dadurch verminderten Bedarf an zusätzlichen Leitun-  
10 gen.

11 Da sowohl die Stromnachfrage als auch insbesondere der momentane Windenergie-  
12 anfall starken, voneinander statistisch unabhängigen Fluktuationen unterliegen, kön-  
13 nen auch nach dem Kosten-Nutzen-optimierten Ausbau des Netzes Extremsituationen  
14 eintreten, etwa simultan Nennleistung an allen Windenergieanlagen einer Netzan-  
15 schlussstelle bei sehr geringer regionaler Nachfrage, für die das Netz nicht  
16 'wirtschaftlich zumutbar' ausgelegt werden musste. Um jenseits des volkswirtschaft-  
17 lichen Optimums liegende Überinvestitionen zu Lasten der Stromverbraucher nicht  
18 erforderlich werden zu lassen, sollte bei solchen seltenen und kurzen Ereignissen eine  
19 Leistungsbeschränkung der Einspeisung in der betreffenden Anschlussregion in ge-  
20 nau definiertem Umfang rechtlich zulässig und technisch möglich sein. Solche Ein-  
21 griffe in die Leistungsabgabe der Windenergieanlagen sind unter dem Stichwort  
22 'Erzeugungsmanagement'<sup>15</sup> in den letzten Jahren in wachsendem Umfang durchge-  
23 führt worden, allerdings nur als möglicherweise vorübergehender Notbehelf.

24 Das entscheidende Problem besteht jedoch wie gesagt auch jenseits der Übergangssi-  
25 tuation weiter: Die sehr starken, nur kurzzeitig, etwa für Stunden oder bestenfalls Ta-  
26 ge annähernd prognostizierbaren zeitlichen Schwankungen des Windenergieangebots  
27 verlaufen ziemlich unkorreliert zu dem bekannten Tages-, Wochen- und Jahresgang  
28 der Nachfrage nach elektrischer Energie<sup>16</sup>.

29 Abbildung 1.1 zeigt den zeitlichen Verlauf der Leistung aller WEA in Deutschland in  
30 2005. Dargestellt sind die Tagesmittelwerte der Leistung in MW. Selbst diese durch  
31 Mittelwertbildung und Aufsummierung bereits geglättete Abbildung vermittelt noch  
32 einen Eindruck von diesen seltenen steilen Spitzen des Windenergieangebots: Nach  
33 der rechnerischen Summierung der jeweils über einen Tag gemittelten Leistung aller  
34 in 2005 in Deutschland operierenden Windenergieanlagen ergeben sich immer noch  
35 erstaunlich steile und kurze Maxima an nur wenigen Tagen des Jahres.

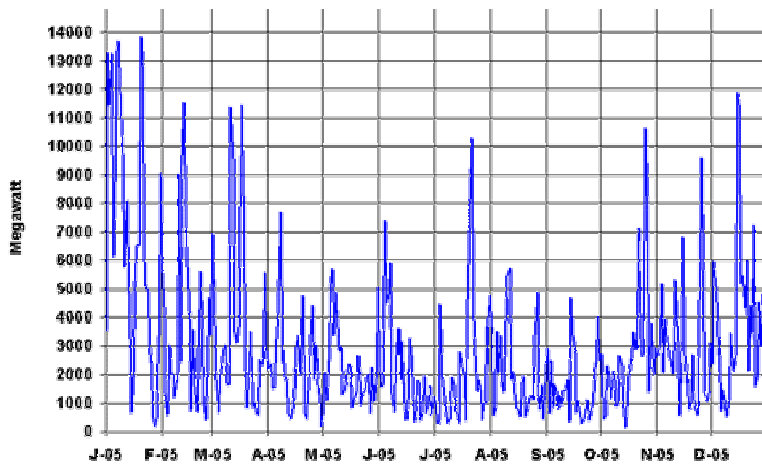
---

<sup>14</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006d) und E.ON-Netz (2006e).

<sup>15</sup> Vgl. zum Hintergrund von ERZMAN und seiner angemessenen Weiterentwicklung ECOFYS (2006), S. 3-5.

<sup>16</sup> Ein Gegenbeispiel ist Kalifornien, wo Tagesgang und Spitzenlast der Stromnachfrage stark mit dem Meer-Land-Wind der heißen Tage in der warmen Jahreszeit korreliert ist, da dann sowohl die Stromnachfrage als auch der Wind durch die starke Erwärmung der kalifornischen Hochebene bedingt sind, vgl. Jarass (1976).

**Abbildung 1.1 : Rechnerisch erzeugte Summenganglinien  
aller Windenergieanlagen in Deutschland 2005**



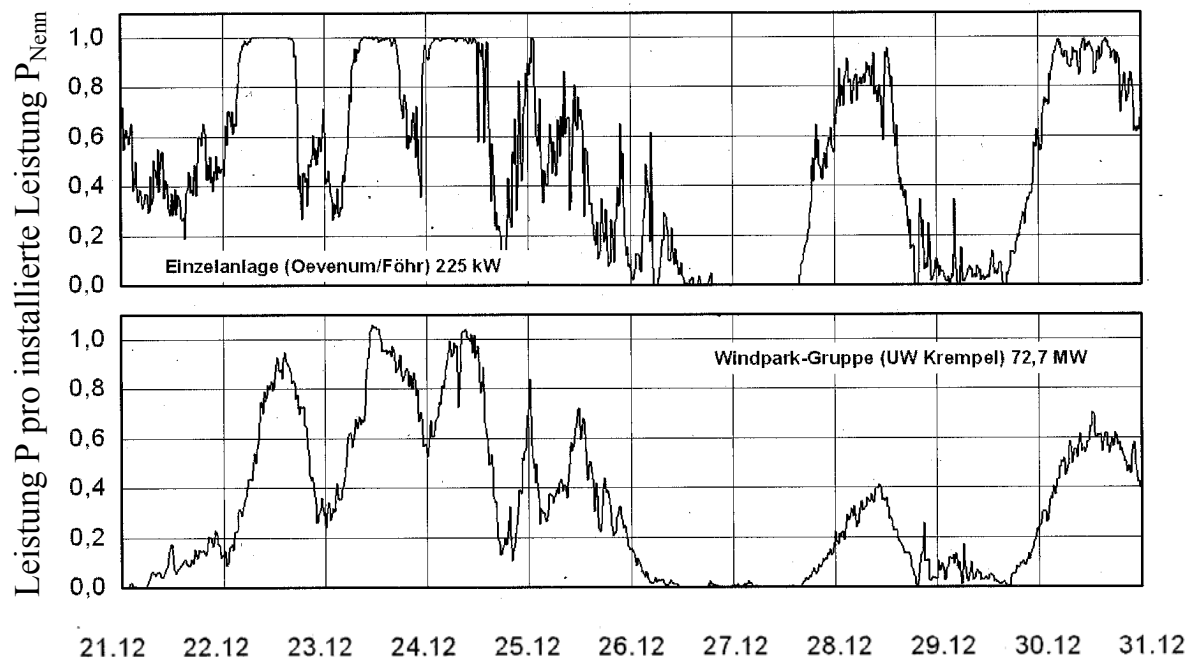
Quelle: Windenergiereport (2005), REISI. Diese Reihen werden mit dem am ISET entwickelten Simulationsprogramm SEPCaMo berechnet und regelmäßig aktualisiert.

Relevant für den notwendigen Netzausbau ist freilich nicht dieser zeitlich und räumlich gemittelte Verlauf der gesamten deutschen Windenergieproduktion. Hier kommt es vielmehr darauf an, was an jedem gegebenen Anschlusspunkt zum 110kV-Netz bzw. für Offshore-Windenergieanlagen zum 380kV-Netz, an Spitzenleistung wie oft und jeweils für wie lange im Verlauf der Lebensdauer zu erwarten ist.

Einen Eindruck vom detaillierten Zeitverlauf der einspeisbaren Leistung in einer 10-Tage-Periode vom 21.-31.12.2004 mit überwiegend sehr starkem Wind vermitteln die Kurven in Abbildung 1.2 mit ihren extrem starken Anstiegen und Abfällen.

Die obere Kurve zeigt deutlich, wie bei einer Einzelanlage die Leistung durch Regelung der Rotorblätter bei Erreichen der Generatormennleistung begrenzt, ja scharf abgeschnitten wird. Die untere Kurve zeigt die Leistung für einen Windpark, also den für einen erforderlichen Netzausbau an einem Einspeisepunkt relevanten Fall. Kommt man – wie in Kapitel 5ff. der Untersuchung berechnet – zum Ergebnis, dass das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus für einen Windpark an der Küste bei 90% und mehr der installierten Generatorleistung liegt, so würde die eingespeiste Leistung – jedenfalls bei schwacher regionaler Stromnachfrage – bei dieser Grenzleistung durch Erzeugungsmanagement beschnitten, die Spitzen der Kurven würden also gekappt. Es zeigt sich in den Rechnungen auch, dass die dadurch entgangene Einspeisungsvergütung weit weniger als 1% der gesamten Jahresvergütung ausmacht.

1 **Abbildung 1.2 : Zeitlicher Verlauf der Leistung einer Einzelanlage und**  
 2 **einer Windparkgruppe an der Küste an 10 Starkwindtagen**



Quelle: Windenergiereport (2005), S. 61, Abb. 34.

6 Für diese Berechnungen muss für das Hoch- bzw. das Höchstspannungsnetz in dem  
 7 Regelbereich des Netzbetreibers, in dem die jeweilige Übergabestation gelegen ist,

8 • **die Grenznutzenfunktion:**

9 Zusatznutzen als Funktion der Erhöhung der Übertragungsleistung  
 10 ermittelt werden und mit der

11 • **Grenzkostenfunktion:**

12 Zusatz-Netzausbaukosten als Funktion der Erhöhung der Übertragungsleistung  
 13 verglichen werden.

14 Hieraus ergibt sich das in Kapitel 5 beschriebene Optimierungsverfahren, das in Ka-  
 15 pitel 6 auf die für die Windenergieerzeugung besonders wichtigen Regionen ange-  
 16 wandt wird.

17 Besonders berücksichtigt werden muss sowohl bei den Kosten wie auch beim Nutzen  
 18 der teilweise Einsatz von Erdkabeln statt Freileitungen: Aufgrund der u.U. um Jahre  
 19 verkürzten Genehmigungsdauer von Erdkabeln erhöht sich deren kumulierter Nutzen,  
 20 was die höheren Investitionskosten überkompensiert.

21 Die praktischen Ergebnisse sind in den Regeln und Verfahren zur volkswirtschaftli-  
 22 chen Optimierung von Netzausbau und Einspeisemanagement in Kapitel 7 darge-  
 23 stellt. Es ergeben sich:

- 24 • Für den Netzbetreiber die 'wirtschaftlich zumutbare' Grenzleistung, d.h. die Auf-  
 25 nahmekapazität, bis zu der er – ohne Überschreitung des Kosten-Nutzen-  
 26 Optimums – zur Erhöhung der Übertragungsleistung verpflichtet ist, um geplante

1 oder bereits genehmigte Windparks mit einer gegebenen Gesamtnennleistung an  
2 einem gegebenen Anschlusspunkt einspeisen zu lassen:

3 **zeitlich fortzuschreibende Bestimmung der notwendigen und zumutbaren Er-**  
4 **höhung der Übertragungsleistung.**

- 5 • Für die WEA-Betreiber eine zeitabhängige, d.h. durch die jeweilige Gesamtsituati-  
6 on des Netzes gegebene Schranke, bei der die momentane Leistung der Windein-  
7 speisung zur Vermeidung von Netzüberlastung durch Erzeugungsmanagement be-  
8 grenzt werden kann:

9 **vom momentanen Netzzustand abhängige Begrenzung der zumutbaren Ein-**  
10 **speisung.**

- 11 • Sowohl Netzausbau als auch Begrenzung der Einspeiseleistung unterliegt der zeit-  
12 lichen Entwicklung der Erzeugungs- wie der Leitungskapazität. Dieser dynamische  
13 Prozess sollte durch geeignete Verfahrensregeln einer geordneten Entwicklung un-  
14 terworfen werden, so dass man jeweils möglichst nahe am Optimum liegt:

15 **‘road map’.**

## 1 **Teil A : Für die Optimierung relevante** 2 **technische und wirtschaftliche Grundlagen**

3 In diesem Teil A der Untersuchung werden die physikalisch-technischen, die einzel-  
4 wirtschaftlichen und die gesamtwirtschaftlichen Grundlagen der Optimierung von  
5 Windenergieerzeugung und Netzausbau bereitgestellt.

## 6 **2 Physikalisch-technische Grundlagen** 7 **von Windenergie und von Stromnetzen**

### 8 **2.1 Windenergie**

#### 9 **2.1.1 Windcharakteristik**

10 Wie fast alle auf der Erde verfügbaren Energieformen ist auch Windenergie eine ab-  
11 geleitete Form von Sonnenenergie. Die unterschiedliche Erwärmung der Erdatmo-  
12 sphäre durch die Einstrahlung der Sonne auf verschiedene Gebiete der Erdoberfläche  
13 führt zu Dichte- und Druckunterschieden, die in fluktuierenden Luftströmungen auf  
14 allen Längen- und Zeitskalen von Metern bis zu Tausenden von Kilometern und von  
15 Sekunden bis zu Wochen und Monaten ihren Ausgleich suchen.

16 Den großräumigen Strömungen vom atmosphärischen 'Hoch' zum 'Tief' mit ihrer  
17 jahreszeitlichen Variation, von der Corioliskraft als Folge der Erdrotation zu Zyklonen  
18 umgebogen, woraus die in Westeuropa vorherrschenden Winde zwischen West  
19 und Süd resultieren, sind stets Turbulenzen, d.h. kleinräumigere Schwankungen der  
20 Richtung und Geschwindigkeit des Windes überlagert, aber auch ziemlich unregel-  
21 mäßige großräumige Variationen von Jahr zu Jahr, bei denen schließlich der elfjähri-  
22 ge Sonnenfleckenzyklus eine Rolle spielt, sowie Effekte des Klimawandels durch  
23 CO<sub>2</sub>-Emission etc..

24 Die lokale räumliche Dichte der Bewegungsenergie (kinetische Energie  $E_{kin}$ ) ist durch  
25 das Quadrat der momentanen lokalen Windgeschwindigkeit  $v_{mom}$  gegeben gemäß der  
26 Formel

$$27 E_{kin} / V = \rho/2 * v_{mom}^2 \text{ [J/m}^3\text{]},$$

28 mit  $\rho$  := Massendichte der Luft (1,225kg/m<sup>3</sup> auf Meereshöhe bei 15°C)

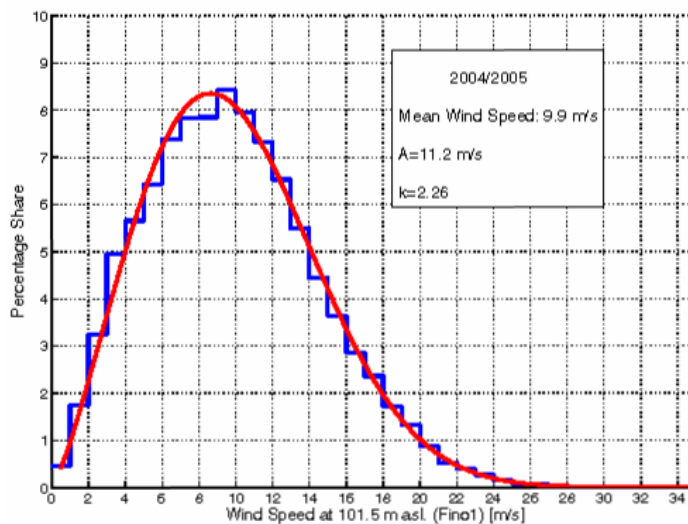
29  $V$  := Volumen

30 Um die – etwa für ein ganzes Jahr oder in einem gegebenen Monat – zu erwartende  
31 Energieausbeute einer **Windenergieanlage (WEA)** an einem gegebenen Standort zu  
32 ermitteln – siehe Abschnitt 2.2 – wird also eine statistische Beschreibung der zeitlich  
33 stark fluktuierenden Verteilung der Windgeschwindigkeiten  $v_{mom}(t)$  benötigt. Da der  
34 Rotor der WEA über seine Rotorfläche  $F$  und über eine typische Umlaufdauer  $T$  von  
35 einigen Sekunden zeitlich mittelt, braucht man genau genommen die Statistik dieser  
36 Raum-Zeit-Mittelwerte  $v_{F,T}$  des Betrags der Geschwindigkeit, im Folgenden stets oh-  
37 ne weiteren Zusatz mit  $v$  bezeichnet. Die an einem Messturm in Nabenhöhe des Ro-

tors einer WEA gemessenen oder mit standort- und wetterabhängigen Parametern auf Nabenhöhe umgerechnete statistische Verteilung von  $v$  wird im Allgemeinen als gute Annäherung an die Verteilung der für die Energieerzeugung der WEA relevanten Größe  $v_{F,T}$  benutzt.

Das Ergebnis einer (meist mehrjährigen) Messkampagne wird durch eine 'Dichte'  $f(v)$  der relativen Häufigkeit der Geschwindigkeit  $v$  oder durch die zugehörige Verteilungsfunktion  $F(v)$ , dem Integral der Dichte wiedergegeben. Diese charakterisiert das Windfeld am Standort und etwa in Nabenhöhe über Grund der typischen WEA. Abbildung 2.1 zeigt das Ergebnis einer solchen Messkampagne an der FINO1-Messplattform, ca. 45 km nördlich von Borkum, gemessen in 100 m Höhe über der offenen Nordsee in den Jahren 2004 und 2005.

**Abbildung 2.1 : Windgeschwindigkeits-Verteilung der FINO 1 Plattform in 100 m Höhe und korrespondierende Weibull-Verteilung**



Quelle: Neumann/Riedel (2006), Fig. 1.

Das Messergebnis lässt sich gut approximieren durch eine zweiparametrische Standardverteilung, die so genannte Weibull-Verteilung. Ihre Dichtefunktion gibt den typischen asymmetrischen Verlauf in Bezug auf das Maximum – in diesem Fall knapp 9 m/s – gut wieder:

$$f(v; A, k) = k/A * (v/A)^{k-1} * \exp\{-(v/A)^k\}$$

mit exp: Exponentialfunktion

Die gestufte Kurve zeigt die Aufteilung der gemessenen Häufigkeiten auf die Geschwindigkeitsintervalle von 0 bis 1 m/sec, von 1 bis 2 m/sec, ..., von 24 bis 25 m/sec usw., die durchgezogene glatte Kurve die beste Approximation durch eine einfache mathematische Funktion, eben die Weibull-Dichte  $f(v)$ . Man erkennt, dass etwa 0,5% der gemessenen Werte zwischen 0 und 1 m/sec liegen, etwa 8,5% zwischen 9 und 10 m/sec usw..

**Tabelle 2.1 : Windgeschwindigkeiten an der Küste und im Binnenland – Weibullparameter für 2004/05**

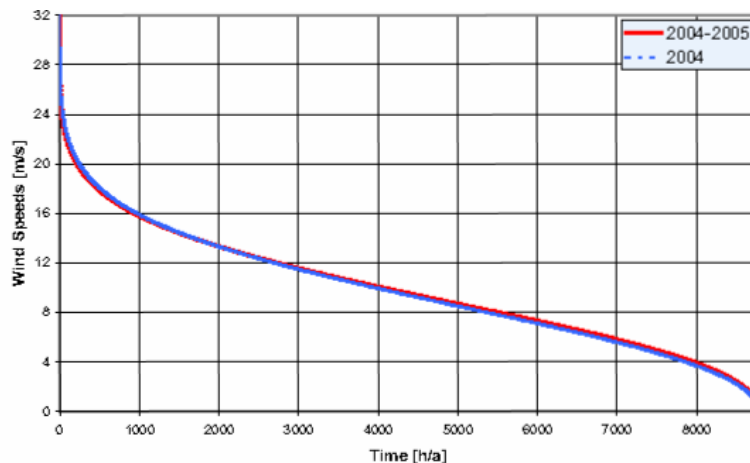
(1)	(1a)	(1b)	(2)	(3a)	(3b)
Standort	Höhe ü. NN	Mess- höhe	Ø Wind- geschwin- digkeit	Weibull- Parameter	
	[m]	[m]	[m/s]	A	k
				[m/s]	[-]
(1) FINO1 - 45 nördlich von Borkum	0	100	9,9	11,2	2,26
(2) Unmittelbare Nordseeküste	5	100	7,17	8,1	2,74
(3) 100 km südlich der Küste	50	100	6,71	7,6	2,25
(4) Mittelgebirge	565	100	5,94	6,7	2,21
Quelle zu Zeile 1: Neumann/Riedel (2006).					
Quelle zu Zeilen 2 bis 4: Meier. H., Aufwind Schmack, Regensburg.					
Messungen von Weibullparametern A und k für 360° Windrose für 100 m Höhe über Grund.					
Die Größe der Parameter hängt auch von ihrem nahen Umfeld (Bewuchs etc.) ab.					

Das Integral der Dichte  $f(v)$ , die Weibull-Verteilung  $F(v)$  mit  $F(0) = 0$ , gibt die Häufigkeit an, mit der die gemessene Geschwindigkeit einen Wert kleiner oder gleich  $v$  annimmt:

$$F(v; A, k) = 1 - \exp\{-(v/A)^k\}$$

Abbildung 2.2 zeigt die 'Geschwindigkeitsdauerlinie', die sich aus der Umkehrfunktion  $F^{-1}(t)$  der Verteilungsfunktion  $F(v)$  ergibt:  $v = F^{-1}(t)$ , wobei die Zeit  $t$  hier in Stunden pro Jahr gegeben ist. Diese Kurve gibt an, für wie viele Stunden pro Jahr die gemessene Geschwindigkeit einen Wert  $v$  überschreitet. So war am FINO1-Standort die Geschwindigkeit für 1.000 Stunden im Jahr mehr als 16 m/s, für etwa 2.700 Stunden mehr als 12 m/s usw..

**Abbildung 2.2 : Geschwindigkeitsdauerlinie der FINO1-Plattform**



Quelle: Neumann/Riedel (2006), Fig. 3.

1 Statistische Verteilungen der Windgeschwindigkeit, beschrieben oder vielmehr ap-  
2 proximiert etwa durch eine Weibull-Verteilung, enthalten offensichtlich keine Infor-  
3 mationen darüber, wie das Verhalten des Windes sich in Realzeit abspielt, also z.B.  
4 darüber, wie oft und wie rasch die Geschwindigkeit von einem Wertintervall zu ei-  
5 nem anderen wechselt, ob also die Geschwindigkeit 10 mal im Jahr für 24 Stunden  
6 mehr als 18 m/sec beträgt, oder 240 mal für 1 Stunde oder 960 mal für 15 Minuten –  
7 der Verlauf der Geschwindigkeitsdauerlinie wäre in jedem dieser drei Fälle im Be-  
8 reich von größer 18 m/s der gleiche. Ebenso gleich wäre die Gesamtenergie, die ein  
9 Windpark in jedem der Fälle während der insgesamt 240 Stunden ins Netz einspeisen  
10 könnte.

11 Für den Netzbetreiber und das Gesamtsystem der bei ihm einspeisenden Kraftwerke  
12 ergeben sich aber in den drei Fällen jeweils gänzlich unterschiedliche Probleme: Um  
13 den vorgegebenen zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage jederzeit zu befriedigen,  
14 müssen bei jeder kurzfristigen Änderung der Windleistung andere, schnell regelbare  
15 Kraftwerke, etwa Gasturbinen oder Wasser-Speicherkraftwerke, am Netz sein und  
16 herauf- oder heruntergefahren werden. Der Kapital- und Brennstoff-Aufwand hierfür  
17 hängt entscheidend von der Häufigkeit und Dauer solcher Last-Umverteilungen ab.

18 Es gibt zwar durchaus Darstellungen<sup>17</sup> der Häufigkeit von Leistungsänderungen der  
19 bestehenden Windparks, auch werden die 24-Stunden- und die 4-Stunden-Prognosen  
20 der Windgeschwindigkeit laufend verbessert. Dennoch können bei starken Abwei-  
21 chungen von der Prognose (und gleichzeitig hohem momentanen Windaufkommen) kritische  
22 Netzsituationen entstehen. Diese Fragen wurden von Haubrich<sup>18</sup> ausführlich unter-  
23 sucht, insbesondere die Möglichkeiten der raschen Änderung der Kraftwerks-  
24 Einsatzplanung (so genanntes 'redispatch'), sowie technische Maßnahmen zur raschen  
25 Regelung des Leistungsbeiwerts (siehe Abschnitt 2.1.2 unten) der WEA, die bei hoher  
26 Penetration von Windenergie im Netz angewandt werden können sowie weitere Stra-  
27 tegien zur Beherrschung kritischer Situationen.

28 Ergebnis: Nicht nur netztechnische, sondern auch system- und anlagentechnische  
29 Gründe machen zumindest kurzzeitiges Erzeugungsmanagement bei hohem Wind-  
30 energieanteil und stark fluktuierenden Windgeschwindigkeiten sinnvoll. Eine aero-  
31 dynamische Zurückregelung<sup>19</sup> bei dem oft extrem böigen Starkwind kommt überdies  
32 auch der Lebensdauer der WEA zugute und kann deshalb auch im Interesse der  
33 WEA-Betreiber liegen.

---

<sup>17</sup> Z.B. Windenergiereport (2005), Abb. 35 und 36.

<sup>18</sup> ECOFYS (2006), S. 51ff.: Windenergieerzeugungsmanagement, Technische Grenzen und Folgen für den Kraftwerksbetrieb.

<sup>19</sup> Pitch-Verstellung in Richtung geringerer Kraft auf die Rotorblätter, vgl. Abschn. 2.1.2.



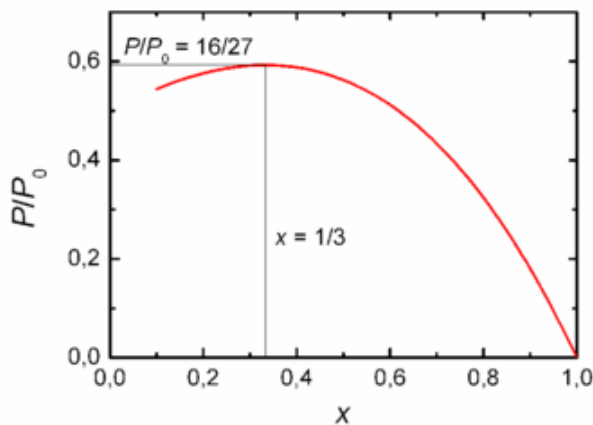
## 2.1.2 Charakteristik von Windenergieanlagen

Die Bewegungsenergie der oben angegebenen räumlichen Dichte  $\rho/2 * v_{\text{nom}}^2$  strömt mit der Geschwindigkeit  $v_{\text{nom}}$  durch ein senkrecht zur Windrichtung stehendes Flächenelement  $F$ . Die Flächendichte  $P_{\text{kin}}$  der Leistung dieser Energieströmung ist also

$$P_{\text{kin}} = v_{\text{nom}} * \rho/2 * v_{\text{nom}}^2 \quad [\text{W}/\text{m}^2]$$

In einer grundlegenden Arbeit hat Betz vor 80 Jahren gezeigt, dass eine ideale Windturbine bei homogener turbulenzfreier Durchströmung der von den Rotorflügeln überstrichenen Fläche maximal einen Bruchteil von  $c_{P\text{-Betz}} = 16/27 \approx 0,59$  dieser Leistungsdichte in mechanische Energie an der Turbinenwelle umwandeln kann: Der tatsächlich umgewandelte Bruchteil wird als Leistungsbeiwert  $c_p$  bezeichnet.

**Abbildung 2.3 : Betz-scher Leistungsbeiwert einer Windenergieanlage**



Der Betz-sche Leistungsbeiwert einer WEA wird gezeigt in Abhängigkeit des Bruchteils  $x$  der einlaufenden Windgeschwindigkeit  $v_{\text{ein}}$ , mit dem die Luft die WEA im Abwind verlässt:  $x = v_{\text{aus}} / v_{\text{ein}}$ .

Quelle: Wikipedia, Betz-scher Leistungsbeiwert.

Für eine reale Turbine ergibt sich ein Leistungsbeiwert  $c_p$ , der stets deutlich kleiner als der Betz-sche Wert  $c_{P\text{-Betz}}$  ist und bei einer gegebenen technischen Ausführung stark von der tatsächlichen Momentangeschwindigkeit abhängt:

$$c_p = c_p(v_{\text{mom}}).$$

Damit beträgt die Leistung an der Turbinenwelle einer WEA mit einer Rotorfläche  $F = \pi * r^2$  ( $r$  = effektive Flügellänge)

$$P = c_p(v) * \rho/2 * v_{\text{mom}}^3 * F \quad [\text{W}]$$

Um die elektrische Leistung am Generatorausgang zu erhalten, ist diese Zahl noch mit dem leistungsabhängigen Wirkungsgrad  $\eta(P)$  des Generators (und ggf. des Getriebes) zu multiplizieren:

$$P_{\text{el}} = \eta(P) * c_p(v) * \rho/2 * v_{\text{mom}}^3 * F \quad [\text{W}]$$

$\eta * c_p$  wird häufig als effektiver Leistungsbeiwert  $c_{\text{eff}}$  oder als Gesamtwirkungsgrad  $c_{P\text{ges}}$  bezeichnet und erreicht bei heutigen Anlagen Werte nahe 0,5, vgl. Abbildung 2.4.

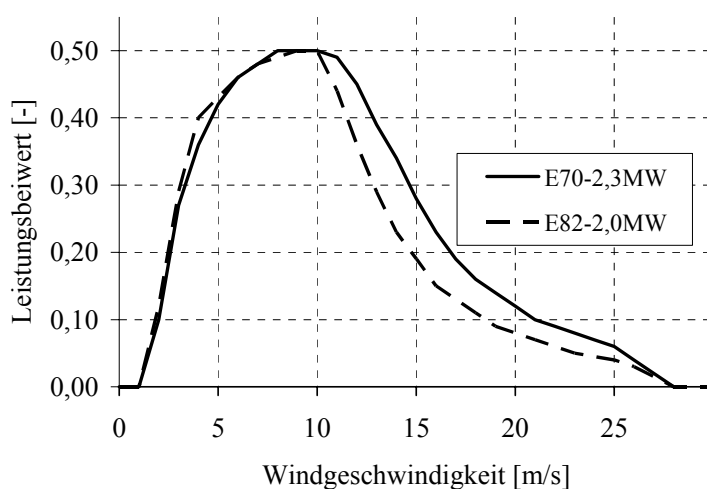
Der Leistungsbeiwert der WEA wird in der Praxis durch das Zusammenwirken der

- aktiven Regelung: 'pitch-control', d.h. Regelung des Anstellwinkels der Rotorblätter) mit der
- passiven Regelung: 'stall-control', d.h. Strömungsabriss und damit Aufhebung der Auftriebskraft auf den Flügel bei starker Abweichung vom optimalen Anstellwinkel der Rotorblätter

so eingestellt, dass am gewählten Standort jeweils die optimale Energieausbeute und die geringste mechanische Überlastung der WEA zustande kommt.

Abbildung 2.4 zeigt typische Verläufe dieses geregelten Leistungsbeiwerts der beiden hier untersuchten Enercon-Anlagen: E70-2,3MW für Starkwindstandorte und E82-2,0MW für normale Standorte. Der maximale Gesamtwirkungsgrad von rund 0,5 wird bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 8 m/s erreicht, fällt dann aber oberhalb von 10 m/s (E82) bzw. 12 m/s (E70), sobald der angeschlossene Generator seine Nennleistung erreicht, stark ab, so dass der Generator bei Starkwind nicht überlastet wird. Bei typischerweise rund 25 m/s erfolgt schließlich die Sturmabschaltung, indem der Leistungsbeiwert schrittweise auf Null gestellt wird.

**Abbildung 2.4 : Gesamtwirkungsgrad  
von Enercon E70-2,3MW und von E82-2,0MW**

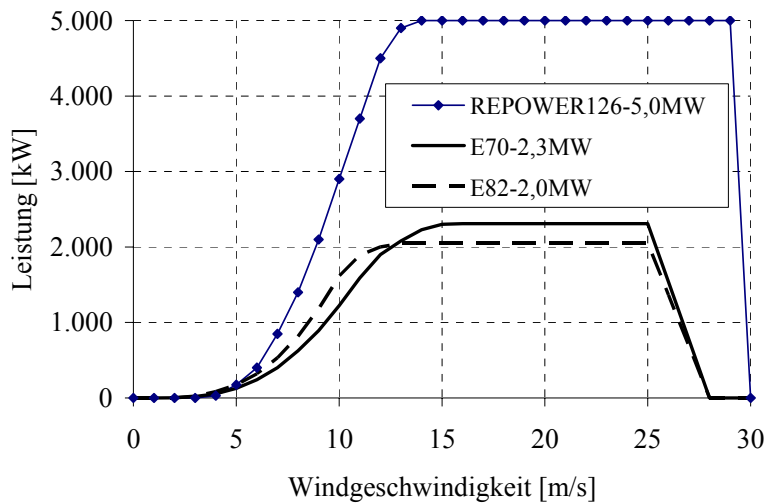


Angegeben ist der effektive Leistungsbeiwert  $c_{p \text{ ges}}$ .  
Quelle: Enercon (2006), S. 6/7.

Abbildung 2.5 zeigt die gemessenen Leistungskurven beider Windenergieanlagen mit dem typischen Anstieg mit der dritten Potenz der Geschwindigkeit in dem Bereich von 4 m/s bis etwa 12 bis 15 m/s, wo bei diesen WEA die konstante Nennleistung erreicht wird<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Die ENERCON-Anlagen haben kein Getriebe und deshalb liefert der Generator keinen 50 Hz Drehstrom wie z.B. die Vestas-Generatoren. Deshalb muss der erzeugte vielphasige Generatorwechselstrom variabler Frequenz zu Gleichstrom und von dort zu 50 Hz Drehstrom über elektronische Gleich-Wechselrichter umgewandelt werden. Siehe hierzu auch Gasch/Twele (2005), Kap. 13, 1.3.

**Abbildung 2.5 : Leistungskurven von Enercon E70-2,3MW, E82-2,0MW und von Repower 126/5,0MW**



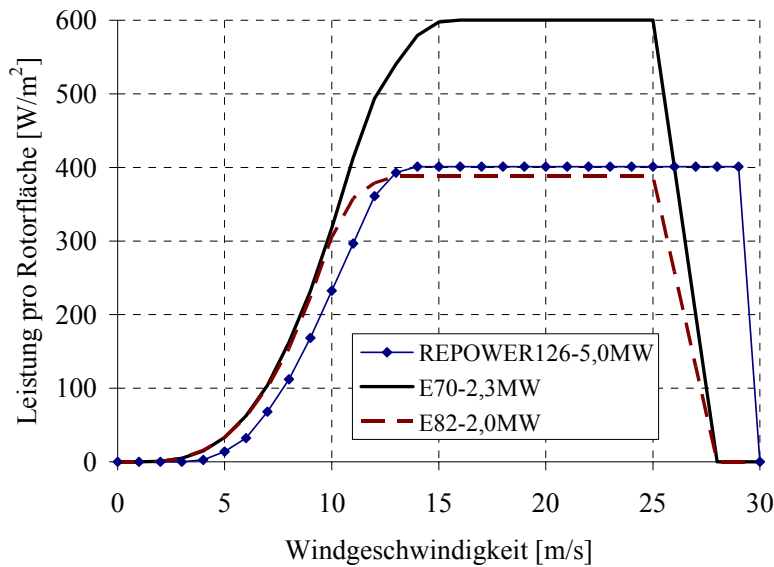
Quelle: Enercon (2006), S. 6/7; Repower (2006), S. 7.

Je nach Standort und Nabenhöhe werden die Generatornennleistung und die Rotorfläche (Flügelänge) aufeinander abgestimmt, wie beim Vergleich der Kurven in Abbildung 2.5 zu sehen ist: Bei bester Windlage, wo Geschwindigkeiten bis 15 m/s häufig und länger erreicht werden, sind die Mehrkosten für Verstärkungen des Generators und der Rotoren durch den höheren erzielbaren Jahresenergieertrag gerechtfertigt. Bei windschwächeren Standorten hingegen wird die Länge der Rotorblätter und damit die Rotorfläche vergrößert. Entsprechend hat die für Starkwindgebiete ausgelegte Windenergieanlage E70-2,3MW eine spezifische Flächenleistung von  $600 \text{ W/m}^2$ , die für windschwächere Gebiete ausgelegte E82-2,0MW nur  $400 \text{ W/m}^2$ . Im Gegensatz dazu hat die für windstarke Gebiete, insbesondere auch für Offshore-Standorte angebotene Repower-WEA mit 126 m Rotordurchmesser und 5 MW installierter Leistung nur eine spezifische Flächenleistung von rund  $400 \text{ W/m}^2$ ; offensichtlich machen sich hier die absoluten Beschränkungen für die auf See installierbare Generatorgröße bemerkbar, vgl. Abschnitt 5.1.1(2).

Deutlich sind im Verlauf der Kurven in Abbildung 2.6 vier Stufen zu sehen:

- Einschalten bei einer Mindestwindgeschwindigkeit, hier etwa 4 m/s;
- Drosselung der Leistungsaufnahme aus dem Windfeld bei Erreichen der Nennleistung  $P_{\text{nenn}}$ , hier bei etwa 12 m/s (E82) bzw. 15 m/s (E70);
- bei weiterer Erhöhung der Windgeschwindigkeit weitere Drosselung, um annähernd konstant die Nennleistung abgeben zu können und damit den Generator nicht zu überlasten;
- Herunterregelung bei Sturm; ab etwa 25 m/s bis 28 m/s wird die Leistung bis auf Null heruntergefahren.

Abbildung 2.6 : Flächenleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit



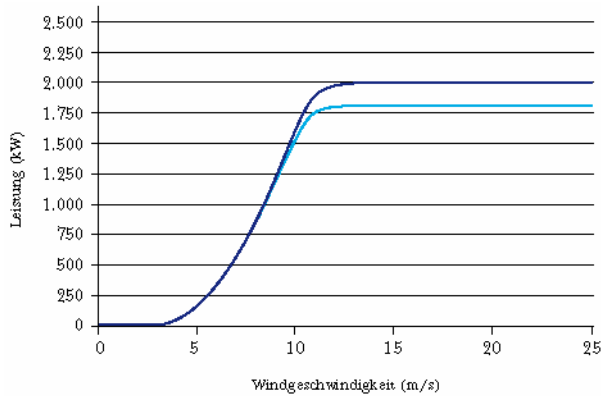
Die spezifische Flächenleistung  $P_{\text{nenn}} / F$  wird bei großen Anlagen in Küstennähe heute meist mit etwa  $500 \text{ W/m}^2$  installiert und wird im skizzierten Fall bei etwa  $13 \text{ m/s}$  erreicht; die hier gezeigte E70-2,3MW hat sogar eine besonders hohe spezifische Flächenleistung von  $600 \text{ W/m}^2$ , die erst bei  $15 \text{ m/s}$  erreicht wird. Für Offshore-Standorte und Anlagen der 3 bis 5MW-Klasse wird die installierte Flächenleistung wohl eher bei  $600 \text{ W/m}^2$  und darüber liegen, falls nicht Probleme der mechanischen Stabilität des Turms, seiner Fundierung am Meeresboden und maximale Traglasten von Installationsschiff und -kran eine Begrenzung des Gondelgewichts und damit der absoluten Generatorleistung ohnehin notwendig machen, vgl. die leistungsstärkste derzeit gebaute Anlage Repower126-5,0MW mit ihrer für Starkwindgebiete sehr niedrigen spezifischen Flächenleistung.

Die Wahl der kostenoptimalen spezifischen Flächenleistung wird also, wie in Abschnitt 6.5 genauer gezeigt, für den WEA-Betreiber von der Windgeschwindigkeitsverteilung und der Einspeisevergütung (sowie den spezifischen Generatorkosten in €/W) bestimmt. Sie bestimmt ihrerseits den Ausbaubedarf des Netzes, in das eingespeist wird: Durchwegs hohe spezifische Flächenleistungen erhöhen den Kapazitätsbedarf für eine geringe Zahl von Benutzungsstunden. Eine degressive Vergütung für Windstrom in Starkwindstunden könnte Überinvestitionen an Generatorleistung und damit auch an benötigter Netzkapazität dämpfen.

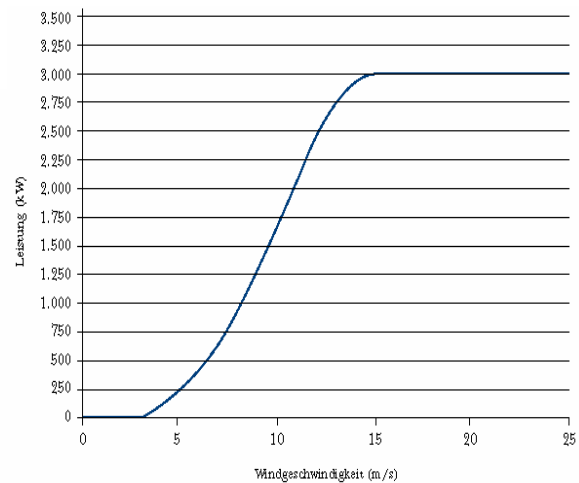
Die bisherigen Überlegungen bezogen sich auf Enercon- und Repower-Anlagen. Abbildung 2.7 zeigt zum Vergleich die Leistungskurven von Vestas-Anlagen mit unterschiedlich installierten Generatorleistungen.

**Abbildung 2.7 : Leistungskurven von Vestas V90 mit unterschiedlichen installierten Leistungen**

**a) Generatorleistung 1,8MW (untere Linie) und 2,0MW (obere Linie)**



**b) Installierte Generatorleistung 3,0MW**



Quelle: Vestas (2006), V90-3,0 MW.

Die Repower Systems AG wird jetzt sechs<sup>21</sup> Windenergieanlagen für den ersten Offshore-Windpark in der deutschen Nordsee liefern. Bundesumweltminister Sigmar Gabriel gab am 2.10.2006 in der Bundespressekonferenz in Berlin die Unterzeichnung einer Vereinbarung zur 2008 geplanten Errichtung von „Borkum West“ bekannt. Der Windpark umfasst insgesamt 12 Windkraftanlagen der 5-Megawatt-Klasse. Für Forschung und Entwicklung im 45 km vor der Insel Borkum gelegenen Offshore-Testfeld sicherte das Bundesumweltministerium Fördermittel in Höhe von 50 Mio. € über fünf Jahre zu.

### WEA-Leistungsdauerlinie

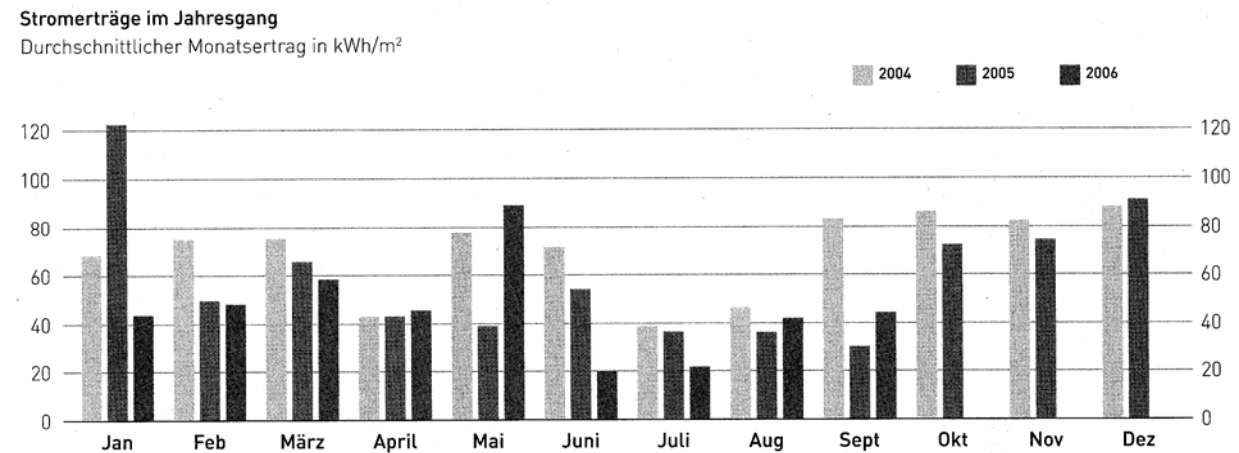
Die Leistungsdauerlinien ergeben sich aus der Gewichtung der jeweiligen Windgeschwindigkeitsdauerlinie (z.B. wie in Abbildung 2.2) mit der Leistungskurve der dort installierten WEA (z.B. wie in Abbildung 2.5). Die WEA-Leistungsdauerlinien geben an für wie viele Stunden im Jahr diese WEA an diesem Standort mindestens die Leistung  $P$  zur Verfügung stellt<sup>22</sup> und ist folglich eine der Grundlagen zur Beurteilung der notwendigen Aufnahmeleistung des Netzes. Die spätere Abbildung 5.3a zeigt z.B. die WEA-Leistungsdauerlinie für 2005 für eine einzelne WEA, für einen küstennahen Windpark und für alle in Deutschland installierten WEA.

Die Windenergieproduktion schwankt stark von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr. Abbildung 2.8 zeigt die monatliche Stromproduktion bezogen auf die von den Rotoren überstrichene Rotorkreisfläche für die Jahre 2004 bis 2006.

<sup>21</sup> statt vier Anlagen, wie ursprünglich geplant.

<sup>22</sup> bzw. den Bruchteil  $P/P_{\text{nenn}}$  der insgesamt installierten WEA-Leistung.

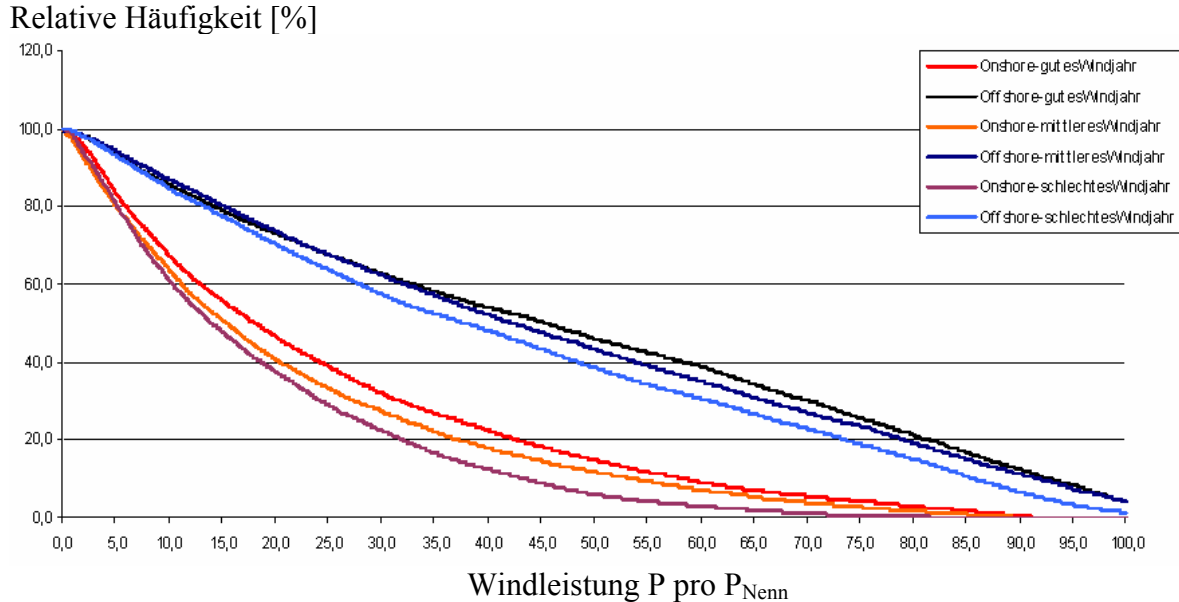
**Abbildung 2.8 : Windstromproduktion pro Monat in Deutschland, 2004-2006**



Quelle: neue energie, BWE, Osnabrück, Heft 11/2006, S. 105.

Abbildung 2.9 zeigt eine Abschätzung der Windstromproduktion für das Jahr 2000 bei einer verstärkten Nutzung der Offshore-Windenergie, und zwar für ein gutes, ein mittleres und ein schlechtes Windjahr. Abbildung 2.9 ist nicht als Leistungsdauerlinie dargestellt, sondern mit vertauschten Achsen als Zeit-Leistungs-Kurve<sup>23</sup>.

**Abbildung 2.9 : Schwankungen der Zeit-Leistungs-Kurven bei verstärktem Offshore-Zubau, 2000**



Quelle: Sensfuss/Ragwitz/Wietschel (2003), S. 6.

Diese starken Schwankungen von Jahr zu Jahr müssen bei der Bestimmung des wirtschaftlichen zumutbaren Netzausbaus berücksichtigt werden, indem z.B. aus der Mittelung der einzelnen Leistungsdauerlinien eine typische Leistungsdauerlinie für jede

<sup>23</sup> Vgl. Abschnitt 5.5.

1 Netzregion erhoben wird, ähnlich der in Abbildung 2.9 angegebenen mittleren Leis-  
2 tungsdauerlinie.

## 3 2.2 Stromnetze

4 Die regionalen Übertragungsnetze werden in Deutschland fast ausschließlich als  
5 110kV-Netze betrieben: Hochspannungsnetz; die überregionale Übertragung ge-  
6 schieht heute immer stärker auf der 380kV-Ebene: Höchstspannungsnetz.

7 Für beide Spannungsebenen sind bis heute Freileitungen vorherrschend. Im 110kV-  
8 Bereich werden insbesondere in sensiblen Regionen mehr und mehr auch Erdkabel  
9 eingesetzt, so wie es im Mittelspannungsbereich schon seit langem üblich ist. Im  
10 380kV-Bereich hingegen sind bisher Erdkabel nur im innerstädtischen Bereich auf  
11 kurzen Strecken im Einsatz. Kunststoffisolierte so genannte VPE-Kabel sind weltweit  
12 der bewährte technische Standard.

13 Die großtechnische Entwicklung der Windenergie mit schon jetzt Einspeisung bis zu  
14 einem Viertel der gesamten deutschen momentanen Stromnachfrage wirft völlig neue  
15 Probleme der Energieübertragung auf:

- 16 • Die besten Erzeugerstandorte liegen in Deutschland typischerweise sehr weit von  
17 den Verbraucherschwerpunkten entfernt.
- 18 • Die Höhe der Erzeugung unterliegt extremen kurzfristigen und nur für kurze Zeit  
19 voraussagbaren Schwankungen.

### 20 2.2.1 Versorgungssicherheit: (n-1)-Kriterium

21 Die WEA-Betreiber bauen üblicherweise nur eine Leitung zur Anbindung an den  
22 nächsten Netzknotenpunkt des Öffentlichen Netzes mit einer Übertragungsleistung in  
23 Höhe der installierten Generatorleistung. Fällt diese 'Entsorgungsleitung' aus, wird  
24 der Windpark bis zum Abschluss der Leitungsreparatur stillgelegt. Wie die offizielle  
25 Störfallstatistik<sup>24</sup> zeigt, sind jedenfalls bei Onshore-Leitungen Ausfallwahrscheinlich-  
26 keiten so niedrig und typische Reparaturdauern so kurz, dass im Durchschnitt nur für  
27 wenige Stunden im Jahr die Erzeugung abgeschaltet werden muss und die WEA-  
28 Betreiber aus Kostengründen windparkintern ausnahmslos nur Einfach-Leitungen  
29 bauen.

30 Soll für den Weitertransport der im Übergabepunkt ins Öffentliche Netz eingespei-  
31 ten Windenergie hinsichtlich der 'Entsorgungssicherheit' ein anderer Maßstab gel-  
32 ten? Im Öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in  
33 Deutschland extrem hohe Standards der Versorgungssicherheit: Nicht nur Kranken-  
34 häuser und Industriebetriebe, sondern auch private Haushalte könnten damit rechnen,  
35 dass jährlich höchstens wenige Male und nur für wenige Minuten die Stromversor-

---

<sup>24</sup> Vgl. Verfügbarkeitsstatistik (2005), aber auch Obermair/Jarass/Gröhn (1985), Kap. 4; Brakelmann (2006a).

1 gung ausfällt, abgesehen von zum Glück bisher äußerst seltenen Naturkatastrophen  
2 oder Schaltfehlern<sup>25</sup>.

3 Ist diese extrem hohe **Versorgungssicherheit** auch für den Abtransport von Wind-  
4 strom erforderlich und sinnvoll?

- 5 • Die Versorgung der Verbraucher muss ohnehin wegen des stark stochastischen  
6 Anfalls der Windenergie z.B. in Zeiten einer deutschlandweiten Windflaute, durch  
7 den konventionellen Kraftwerkspark sichergestellt werden.
- 8 • Moderne WEA sind – im Gegensatz zu großen thermischen Kraftwerken – prob-  
9 lemlös und ohne jede technische Gefährdung abregelbar.

#### 10 **Beispiel:**

11 Angenommen wird ein küstennaher Bereich des 110kV-Netzes in einer Region mit einer maxi-  
12 malen Stromnachfrage von 120 MW, in den Windkraftwerke mit einer installierten Leistung von  
13 200 MW einspeisen.

14 Maximale Stromnachfrage	120 MW	
15 Niedrige Stromnachfrage	80 MW	(z.B. von 0-6 und am So);
16 Windproduktion bei Starkwind	200 MW	(unkorreliert mit der Last);
17 Windproduktion bei Schwachwind	0 MW	.

18 Zur Versorgung der Stromkunden ist – unabhängig von der erst in den letzten Jahren installierten  
19 Windleistung – in diesem Netzbereich mindestens eine 2 \* 120 MW **Versorgungsleitung** vor-  
20 handen, da nur so die maximale Nachfrage von 120 MW (n-1)-gesichert befriedigt werden kann,  
21 selbst wenn gleichzeitig überhaupt keine Windproduktion zur Versorgung der Nachfrage zur  
22 Verfügung steht.

23 Die 200 MW Windproduktion bei Starkwind könnte also auch bei niedriger Nachfrage sogar (n-  
24 1)-gesichert abtransportiert werden: 80 MW werden direkt an die Verbraucher geliefert, 120  
25 MW werden an die nächste 110/380kV-Umspannstation zum großräumigen Weitertransport ge-  
26 liefert. Sobald allerdings weiter Windenergieanlagen zugebaut werden, müsste bei Überschreiten  
27 der 200 MW Windproduktion eine kurzfristige Abschaltung eines Teils der Windenergieanlagen  
28 bei Ausfall einer der beiden Leitungen sichergestellt sein. Erst bei einem massiven weiteren  
29 WEA-Zubau über 320 MW Höchstleistung hinaus wäre eine Netzverstärkung unabdingbar, in  
30 einem ersten Schritt z.B. durch Temperaturmonitoring, in einem zweiten Schritt dann ggf. durch  
31 einen Leitungsneubau.

32 Bei der Entsorgung, also dem großräumigen Abtransport von Windenergie, kann man  
33 also die **Entsorgungssicherheit** sehr viel kleiner halten als die **Versorgungssicherheit**.  
34 Ausschließlich für den Abtransport von Windenergie gebaute Stromleitungen brau-  
35 chen nicht mit den extrem hohen Verfügbarkeiten von **Versorgungsleitungen** ausge-  
36 legt zu werden. Zwar fließt durch diese Leitungen u.U. aus physikalischen Gründen  
37 bei Windflaute auch Strom in entgegen gesetzter Richtung zu Verbrauchern, doch  
38 würden diese Verbraucher auch ohne die zusätzlich geschaffene Leitung versorgt.  
39 D.h., für den Abtransport der Windenergie reichen **Entsorgungsleitungen** in einem  
40 Umfang aus, dass jedenfalls im ungestörten Regelfall die Windenergie abtransportiert

<sup>25</sup> Allerdings häufig sich in den letzten Jahren Netzausfälle wegen mangelnder Wartung und zunehmender Schaltfehler in den immer komplexeren Netzsystemen, verstärkt durch häufigere Naturkatastrophen.



1 werden kann. Bei einer der seltenen Netzstörungen wird dann eben die Windenergie-  
2 produktion vorübergehend heruntergefahren, ohne dass dadurch in irgendeiner Weise  
3 die **Versorgungssicherheit** der Stromverbraucher beeinträchtigt würde<sup>26</sup>.

4 Die Angemessenheit dieser Vorgehensweise ergibt sich aus einer volkswirtschaftli-  
5 chen Kosten-Nutzen-Optimierung, also eines Vergleichs des Nutzens durch die er-  
6 mögliche zusätzliche Windenergieeinspeisung gegenüber den Kosten der Erhöhung  
7 der Übertragungsleistung. Derzeit wird aber von den Netzbetreibern Windenergie nur  
8 dann zur Einspeisung ins Öffentliche Netz zugelassen, wenn der Abtransport unter  
9 Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, also mit der sehr hohen Sicherheit des **Versor-**  
10 **gungsnetzes**<sup>27</sup>, gewährleistet ist; anderenfalls werden die WEA über ERZMAN o.Ä.  
11 in der Einspeiseleistung reduziert. Diese Vorgehensweise widerspricht eklatant einer  
12 volkswirtschaftlichen Optimierung.

13 „Die Stromnetze im Europäischen Verbund werden im Allgemeinen (n-1)-sicher aus-  
14 gelegt, was aber nicht heißen muß, daß in jede neue Trasse zwei Übertragungssyste-  
15 me gelegt werden müssen. Entscheidend ist, daß bei Ausfall eines Übertragungssys-  
16 tems dessen Funktion vom Gesamtnetz übernommen werden kann. Von daher könnte  
17 für die betroffenen Trassen (n-1)-Sicherheit bei einsystemiger Ausführung auch dann  
18 gegeben sein, wenn die technischen und rechtlichen Voraussetzungen geschaffen  
19 werden, im Störfall Windkraftanlagen entsprechend der Ausfalleistung abzu-  
20 schalten oder herunterzuregeln. Bei den zweisystemig ausgeführten Freileitungstras-  
21 sen geht die (n-1)-Redundanz dann verloren, wenn Mastumbrüche auftreten. Dieser  
22 Redundanzverlust kann bei Kabel-Doppelsystemen dann auftreten, wenn z.B. der  
23 Bagger die Möglichkeit hat, zwei Kabeladern benachbarter Kabelsysteme gleichzeitig  
24 zu beschädigen.“<sup>28</sup>

25 Ergebnis: Die für die Erreichung einer hohen **Versorgungssicherheit** (Einhaltung des (n-  
26 1)-Kriteriums) erforderlichen Reserveleitungen können grundsätzlich zur Entsorgung  
27 der Windenergie mitbenutzt werden. Das so genannte (n-1)-Kriterium, das die unter-  
28 brechungsfreie Versorgung auch beim Ausfall von einem von n-vielen Betriebsmit-  
29 teln sicherstellen soll, muss bei reinen **Entsorgungsleitungen** nicht angewendet wer-  
30 den. Im Gegenteil: Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums im Entsorgungsfall, für des-  
31 sen Kosten ja auch der Stromkunde aufkommen muss, würde zu unnötigen Kosten  
32 führen und ist volkswirtschaftlich nicht optimal.

---

<sup>26</sup> Vgl. hierzu auch ECOFYS (2006), S. 20. Ganz anders VDN (2006), S. 9, 4.4(2), die auf einem jederzeit (n-1)-gesicherten Abtransport der Windenergie beharren.

<sup>27</sup> Nämlich genauso hoch wie die Versorgungssicherheit von deutlich über 99,9%, das durch Einhaltung des (n-1)-Kriteriums erreicht wird. D.h., mindestens ein Leitungssystem bleibt ungenutzt bzw. zwei werden nur maximal mit der halben Transportleistung ausgelastet, so dass bei Ausfall eines Systems das andere sofort die ausgefallenen Leistung übernehmen kann.

<sup>28</sup> Brakelmann (2006b), S. 2. Bisher gehen bei Spannungsproblemen Windkraftanlagen schlagartig vom Netz („Abwurf“), was dann zu unbeherrschbaren Spannungseinbrüchen führen kann, vgl. DENA (2004).

## 2.2.2 Notwendigkeit einer Erhöhung der Übertragungsleistung unstrittig

Mitte 2006 waren in den von netzbedingten Einspeiseengpässen besonders betroffenen Landkreisen Nordfriesland, Dithmarschen und Ostholstein WEA mit einer Nennleistung von insgesamt rund 1.500 MW am Netz; die Ausbauplanung<sup>29</sup> für Windenergie sieht für diese drei Kreise für 2010 fast 2.700 MW Nennleistung vor, ein Zuwachs von rund 80% in nur 4 Jahren. Die Gebietsschwachlast beträgt in ganz Schleswig-Holstein nur rund 1.200 MW, so dass dann bei Starkwind und Schwachlast allein aus den drei Landkreisen insgesamt mindestens 1.500 MW weiträumig abgeführt werden müssten.

Obwohl die starken Zuwächse in der Windeinspeisung seit längerem absehbar waren und die Pflicht der Netzbetreiber zur vorrangigen Abnahme und Übertragung des gesamten Stroms aus Erneuerbaren Energien durch das EEG bereits Mitte 2004 gesetzlich geregelt wurde, ist die Vergrößerung der Übertragungsleistung des 110kV-Netzes in diesen besonders betroffenen Regionen noch nicht in Gang gekommen. So wurde z.B. das Planfeststellungsverfahren für den Bau einer dringend benötigten 110kV-Leitung in Nordfriesland, die den Einspeisepunkt Breklum an der Nordsee mit dem etwa 30 km entfernten 380/110kV-Umspannwerk Flensburg verbinden soll, erst am 15.12.2005 eingeleitet<sup>30</sup>. Die Leitung wurde als Freileitung beantragt, obwohl hier nach allgemeiner Einschätzung wegen der Einsprüche von Bürgern und Gemeinden mit einer Verzögerung des Baus der Leitung von vielen Jahren zu rechnen ist<sup>31</sup>, wenn eine Freileitung überhaupt je durchgesetzt werden kann. Die von den WEA-Betreibern vorgeschlagene Ausführung als Erdkabel würde das Verfahren sicher wesentlich beschleunigen, wird aber von E.ON-Netz wegen Mehrkosten der Investition nachhaltig zurückgewiesen. Die beiden anderen 110kV-Planungen in Dithmarschen und Ostholstein sind ebenfalls als Freileitung geplant und stoßen vor Ort ebenfalls auf massive Widerstände.

Somit ist für die kommenden Jahre mit einer weiteren Zunahme der Einspeisebeschränkungen durch Erzeugungsmanagement (ERZMAN) zu rechnen. Hierzu ein Beispiel: ein 14MW-Windpark in der Gemeinde Norstedt in Nordfriesland konnte im Jahr 2004 mit rund 880 MWh<sub>e</sub> rund 3% der möglichen Jahreserzeugung wegen netzbedingter Einspeiseengpässe nicht ins Netz einspeisen, im Jahre 2005 waren es mit 1.350 MWh<sub>e</sub> schon knapp 5%, in 2006 allein bis 8. September mit 2.620 MWh<sub>e</sub> bereits fast 10% der möglichen Jahreserzeugung.

Es ist bei allen Beteiligten – WEA-Betreibern, Netzbetreibern, Aufsichts- und Genehmigungsbehörden und dem zuständigen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – unbestritten, dass eine möglichst umgehende Vergrößerung der zulässigen Übertragungsleistung des 110kV-Netzes vor allem in einigen

---

<sup>29</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006d).

<sup>30</sup> Vgl. E.ON-Energie (2006).

<sup>31</sup> Vgl. Jarass/Obermair, G.M. (2005b), S. 399 und die dort zitierten Belegstellen.

küstennahen Gebieten unabdingbar ist für einen weiteren Anstieg der Windenergienutzung:

- zum einen zur EEG-konformen Einspeisung des Windenergie-Leistungsangebots von bereits arbeitenden WEA und damit zur Verringerung von netzbedingten Einspeiseengpässen<sup>32</sup> insbesondere bei Starkwind und Schwachlast,
- zum anderen, um genehmigte Ausbauanträge und Repowering in diesen Regionen erfolgreich EEG-konform ohne netzbedingte Einspeiseengpässe realisieren zu können.
- Zudem ist in diesen Regionen eine drastische Verringerung insbesondere netzbedingter Einspeiseengpässe eine notwendige Voraussetzung für weitere Ausbauplanungen.

Der für das nächste Jahrzehnt geplante massive Bau von Offshore-WEA wird jedenfalls Verstärkungen einiger 380kV-Verbindungen insbesondere in Norddeutschland erforderlich machen. So wird in einer maßgeblichen Studie<sup>33</sup> für die Netzintegration von zusätzlich 25 GW Windenergie der Neubau von 850 km 380kV-Leitungen vor allem in Norddeutschland, aber auch in Zentral- und Süddeutschland für erforderlich erachtet. Bei dieser Abschätzung blieben allerdings die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen zur Netzoptimierung und zur Netzverstärkung, etwa durch Temperaturmonitoring unberücksichtigt.

### 2.2.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung

Der durch das EEG geforderte „Netzausbau“, also die Erhöhung der Übertragungsleistung des betroffenen Stromnetzes kann laut E.ON-Netz<sup>34</sup> abgestuft erfolgen durch folgende Maßnahmen:

- Netzoptimierung und Netzverstärkung, insbesondere durch Temperaturmonitoring und entsprechender Verstärkung von Umspannwerken und Schaltfeldern;
- Neubau von Stromleitungen.

#### (1) Netzoptimierung, insbesondere Temperaturmonitoring und Netzverstärkung

Ertüchtigung der bestehenden Freileitungen zur Ermöglichung einer zeitweilig höheren Übertragungsleistung<sup>35</sup>: Stärkere Auslastung der Netze durch eine saisonal differenzierte und von der Windgeschwindigkeit und der lokalen Umgebungstemperatur abhängige Überschreitung der Grenzwerte der Strombelastung, wie in Abschnitt 6.6 genauer beschrieben. Die Überschreitung kann durch Freileitungsmonitoring<sup>36</sup>, also eine laufende Überwachung der Temperatur der Leiterseile besonders versorgungssicher durchgeführt werden, was eine weitere Erhöhung der zulässigen Übertragungs-

---

<sup>32</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006c), Tabelle Erzeugungsmanagement.

<sup>33</sup> DENA (2004).

<sup>34</sup> E.ON-Netz (2006d), S. 4.

<sup>35</sup> Vgl. Brakelmann, H. (2004), S. 18-23; bereits 2004 wurden dort alle Details der Netzoptimierung und Netzverstärkung ohne die Erfordernis eines Netzneubaus erläutert und ihre Auswirkungen quantifiziert.

<sup>36</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006e).

leistung ermöglicht. Eine entsprechende Netzverstärkung durch entsprechende Dimensionierung des zulässigen Höchststroms von Schaltern, Sicherungen, Drosseln etc. ist unabdingbar zur Nutzung des Temperaturmonitoring.

## (2) Neubau von Leitungen

Neubau von Leitungen; ggf. Umrüstung von bestehenden Leitungen auf Hochtemperatur-Leiterseile.

### 2.2.4 Freileitung versus Erdkabel

Seit Jahren wird sehr kontrovers diskutiert, ob der Neubau von 110kV-Leitungen zu einem erheblichen Anteil mit Erdkabeln statt Freileitungen ausgeführt werden kann und soll<sup>37</sup>. Zum Kostenvergleich der beiden Ausführungen hier nur so viel: Die langfristigen gesamtwirtschaftlichen Kosten von 110kV-Kabeltrassen liegen je nach lokalen Bedingungen und entsprechender Ausführung nicht wesentlich über denen von Freileitungen<sup>38</sup>. Hierbei spielt zusätzlich eine Rolle, dass das Planungs- und Genehmigungsverfahren für Freileitungen heute durch Einsprüche bis hin zu Gerichtsverfahren mit entsprechenden wirtschaftlichen Verlusten um Jahre verzögert wird, teilweise sogar überhaupt nicht zum Abschluss gebracht werden kann, was für Erdkabel nicht der Fall ist<sup>39</sup>.

Weiterhin zeigt die offizielle Störungsstatistik<sup>40</sup>, dass die Versorgungssicherheit der Verbraucher durch den Einsatz von Erdkabeln nicht vermindert, sondern im Gegenteil erhöht wird: Bei heutiger Kabel- und Kabelverlegungstechnik ist, v.a. im ländlichen Bereich, in dem die windbezogenen Leitungen überwiegend verlaufen, die Störungshäufigkeit äußerst gering und die Reparaturdauer im Durchschnitt kurz genug, um Kabelleitungen versorgungssicherer als Freileitungen zu machen.

Bei gleichzeitiger Nutzung von Freileitungen und Erdkabeln in einem Netz muss folgendes berücksichtigt werden:

- Ohne zusätzliche Maßnahmen fließt bei Parallelschaltung von leistungsmäßig gleich ausgelegten Freileitungen und Erdkabeln, wie sie in einem vermaschten Netz mit Kabelstrecken vorkommen, stets mehr Strom durch das Erdkabel<sup>41</sup>; dies lässt sich durch so genannte Längsdrosseln mit geringen Mehrkosten fast vollständig kompensieren.

---

<sup>37</sup> Kürzlich hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hierzu die wesentlichen Argumente unter dem wegweisenden Titel 'Netzausbau durch Freileitungen **und** Erdkabel zusammengestellt, vgl. BMU (2006a). [Hervorhebung von 'und' durch die Verfasser dieser Untersuchung.]

<sup>38</sup> Zu den Einzelheiten vgl. Abschn. 3.2.2.

<sup>39</sup> Jarass/Obermair (2005a), (2005b).

<sup>40</sup> Verfügbarkeitsstatistik (2005), S. 16-22. Die Störungshäufigkeit von Erdkabeln ist im Mittelspannungsbereich halb so hoch wie bei Freileitungen, die Unterbrechungsdauer je Störung etwas geringer. Die so genannte „Münsterland-Störung“ durch einen großflächigen Ausfall von Freileitungsmasten wurde in dieser offiziellen Statistik nicht berücksichtigt. Sie ist „auf ein extremes Einzelereignis zurückzuführen, so dass eine Aufnahme insbesondere in einen langfristigen Kennzahlenvergleich ungerechtfertigt erscheint.“ (vgl. Verfügbarkeitsstatistik (2005), S. 7).

<sup>41</sup> Wegen der niedrigeren 'Impedanz' des Erdkabels.

- 1 • Erst bei sehr hohem Kabelanteil in einem Netz muss eine durchgängige, aufwändi-  
2 ge Systemumstellung zu 'starrer Sternpunktterdung' durchgeführt werden.
- 3 • An den Übergangsstellen von Freileitung und Erdkabel sind<sup>42</sup> zum Schutz des Erd-  
4 kabels vor Überspannungen, etwa bei Blitzeinschlag, Überspannungsableitungen  
5 einzubauen; auch dafür ist der finanzielle Aufwand im Vergleich zu den Kosten  
6 der Leitung als solcher gering.

7 Zu den technischen und umweltbezogenen Vor- und Nachteilen von Freileitung ver-  
8 sus Erdkabel:

- 9 • Offensichtlich ist die Umweltbelastung durch Erdkabel im Vergleich zu Freilei-  
10 tungen in fast allen Fällen vernachlässigbar gering. Weder der Vogelflug noch die  
11 landschaftlich-ästhetische Qualität wird durch Erdkabel beeinträchtigt.
- 12 • Ob die elektromagnetischen Felder unter Freileitungen, die bis zu einem Abstand  
13 von einigen Masthöhen messtechnisch gerade noch nachweisbar sind, irgendeine  
14 biologische Wirkung haben, ist bis heute äußerst umstritten. Fest steht jedenfalls,  
15 dass die elektromagnetischen Felder über Erdkabel schon im Abstand weniger Me-  
16 ter auf extrem niedrige Werte abgefallen sind.
- 17 • Eine geringfügige Erwärmung und Austrocknung des Bodens über einem mit Dau-  
18 erstrom belasteten Erdkabel lässt sich durch geeignete Verlegung jedenfalls ver-  
19 mindern. Die von Bebauung, tiefwurzelnenden Pflanzen und hochwachsenden Bäu-  
20 men freizuhaltende Fläche ist bei Kabelführung mit 4 m bis 6 m wesentlich  
21 schmaler als bei 110kV-Freileitungen mit 20 m bis 40 m. In beiden Fällen muss  
22 eine Zufahrtstrasse für Reparaturen freigehalten werden.
- 23 • Erdkabel haben gegenüber Freileitungen aufgrund der Wärmekapazität eine für  
24 Stunden bis wenige Tage reichende Überlastkapazität, die man beim Abtransport  
25 des stark fluktuierenden Winds besonders gut nutzen kann.

26 Aus den genannten Gründen erhöht sich der Druck der öffentlichen Meinung zur ge-  
27 nerellen Ausführung von Hochspannungsleitungen durch Erdkabel, vor allem auf  
28 Strecken erhöhter Umweltsensibilität. So empfahl z.B. die EU-Kommission<sup>43</sup> schon  
29 im Dezember 2003, an sensiblen Stellen den Leitungsbau wegen der naturschutz-  
30 rechtlichen Widerstände gegen Freileitungen durch Einsatz von Erdkabeln zu be-  
31 schleunigen. Zudem betont sie für den Fall einer generellen Politik der Verkabelung  
32 die positiven Wirkungen für „... the likely beneficiaries: utilities, their customers,  
33 local residents and the wider community.“

34 Es gibt noch wenig großtechnische Erfahrungen mit längeren 380kV-Kabelab-  
35 schnitten in vermaschten Netzen. Deshalb erscheinen erste Feldversuche angezeigt,  
36 um mittelfristig entsprechende Erfahrungen mit längeren 380kV-Kabelabschnitten zu  
37 gewinnen.

---

<sup>42</sup> v.a. bei Zwischenverkabelung von kürzeren Abschnitten.

<sup>43</sup> EU (2003).

### 3 Kosten von Windstromerzeugung und von Stromübertragung

In diesem Kapitel werden einerseits Windstromerzeugung und andererseits Stromübertragung betrachtet, und zwar jeweils die einzelwirtschaftlichen wie die externen Kosten.

Alle technischen Produkte wie Windenergieanlagen und Hochspannungsleitungen sind nur in wenigen Größen erhältlich, die wiederum den entsprechend erhältlichen Vorprodukten entsprechen. Z.B. sind 110kV-Leitungskabel nicht in beliebigen Durchmessern und damit beliebigen Leitungskapazitäten, sondern nur in wenigen Normgrößen erhältlich, die wiederum mit den Normgrößen von Schaltern und Umspannfeldern korrespondieren.

Die Kosten einer Erhöhung der installierten Leistung von Windenergieanlagen sind also wie auch die Kosten einer Erhöhung der Netz-Übertragungsleistung sprungfix, weil die physikalischen Größen nicht stetig, sondern nur in mehr oder weniger großen Sprüngen geändert werden können. Eine Optimierung des Netzausbaus kann also nicht in stetigen Schritten erfolgen, sondern muss im Sinne einer ganzzahligen Optimierung letztlich eine der verfügbaren Normgrößen auswählen. Verschärft wird dies bei Überschreiten gewisser handelsüblicher Größen, falls z.B. im Offshore-Bereich sehr teure Spezialschiffe und Spezialkräne für die Installation von extrem großen Generatoren o.Ä. erforderlich sind, was zu massiven Kostensprüngen führen kann.

#### 3.1 Einzelwirtschaftliche Kosten der Stromerzeugung aus Wind

##### 3.1.1 Onshore-Windenergieanlagen

Tab. 3.1 zeigt typische Investitionskosten von Onshore-Windkraftanlagen. Typische Baukosten von Onshore-WEA in der 2MW-Klasse liegen bei rund 1.000 € pro installiertem kW, zzgl. Planungs- und Genehmigungskosten von bis zu ca. 20%. Wartungs- und Betriebskosten liegen bei 2 bis 3 Cent/kWh<sub>e</sub>.

Die Generatornennleistung der einzelnen WEA ergibt sich aus der Kosten-Nutzen-Optimierung der WEA-Betreiber<sup>44</sup>. Für neue Onshore-Anlagen der MW-Klasse liegt dieses Optimum bei rund 400 Watt pro m<sup>2</sup> Rotorfläche<sup>45</sup>.

Ein größerer Generator rechnet sich bei z.B. 250 € Mehrkosten pro kW<sup>46</sup> Leistungserhöhung bei

- 25 € jährlichen Kosten (10% der Investitionskosten<sup>47</sup>) und
- 5 Cent/kWh<sub>e</sub> EEG-Einspeisevergütung,

<sup>44</sup> Wichtig: Alle Windenergieanlagen werden nur in wenigen gegebenen Produktionsgrößen geliefert. Es liegen also üblicherweise so genannte sprungfixe Kosten vor.

<sup>45</sup> Vgl. Kap. 6.5.

<sup>46</sup> zzgl. einige € Mehrkosten für Exportleitung, vgl. Abb. 3.1.

<sup>47</sup> für Abschreibung + Verzinsung + Wartungs- und Betriebskosten.

1 wenn im mehrjährigen Durchschnitt durch die Generatorvergrößerung mindestens  
2 500 kWh<sub>e</sub> zusätzlich erzeugt und eingespeist werden können<sup>48</sup>.

3 **Tabelle 3.1 : Typische Investitionskosten von Onshore-Windkraftanlagen**

		(1a)	(2a)	(2b)	(2c)	(3a)	(3b)	(3c)	(3d)	
		VESTAS				Enercon				
(1)	Rotordurchmesser	[m]	80	90	90	90	70	70	82	114
(1a)	Überstrichene Fläche	[1.000 m <sup>2</sup> ]	5,0	6,4	6,4	6,4	3,8	3,8	5,3	10,2
(2)	Nennleistung	[MW]	2,0	1,8	2,0	3,0	2,0	2,3	2,1	6,0
(2a) <sub>(1a)</sub> <sup>=(2)/</sup>	Spezifische Leistung	[W/m <sup>2</sup> ]	398	283	314	472	520	600	388	588
(3)	Turmhöhe	[m]					98	98	98	
(4)	Preis, nur WEA, ohne Fundament	[Mio. €]	2,05		2,15	2,5	2,06	2,1	2,36	
(4a) <sub>(1a)</sub> <sup>=(4)/</sup>	Preise pro m <sup>2</sup>	[€/m <sup>2</sup> ]	408	0	338	393	535	546	447	0
(4b) <sub>(2)</sub> <sup>=(4)/</sup>	Preise pro kW	[€/kW]	1.025	0	1.075	833	1.030	909	1.151	0
(4c) <sub>Δ(2)</sub> <sup>=Δ(4)/</sup>	Preise pro zusätzlichem kW	[€/ΔkW]				350		129		
(5a)	Einschaltgeschwindigkeit	[m/sec]	4	3,5	2,5	4	4	4	4	~ 4
(5b)	Nennwindgeschwindigkeit	[m/sec]	15	12	13	15	15	15	13	~ 15
(5c)	Abschaltgeschwindigkeit	[m/sec]	25	25	25	25	>25	>25	>25	>25

4

5

6

### 3.1.2 Offshore-Windenergieanlagen

7 Zu Offshorekosten liegen für Deutschland noch keine Erfahrungen vor, da das deut-  
8 sche Offshore-Testfeld erst 2008 in Betrieb gehen wird.

9 Das UK Wirtschaftsministerium gibt für die ersten kommerziellen Offshore-  
10 Windkraftwerke, insgesamt gut 300 MW Ende 2006, Investitionskosten<sup>49</sup> von rund  
11 2.000 € pro kW an, für die bis 2009 in Betrieb gehenden rund 900 MW werden rund  
12 2.500 € pro kW geschätzt. **Das ist gut das Doppelte der derzeit für Onshore-WEA  
13 an der norddeutschen Küste anfallenden Kosten.**

14 Zudem wird von drastisch höheren Wartungskosten ausgegangen. Scroby Sands, eine  
15 Offshore-WEA-Entwicklung der E.ON-UK, hatte z.B. in 2005 eine Nichtverfüg-  
16 barkeit des Zugangs von 145 Tagen<sup>50</sup> mit entsprechend resultierenden sehr hohen

<sup>48</sup> Vgl. hierzu auch Abschnitt 4.4(2).

<sup>49</sup> DTI (2006), Round 1 - Status: 1,22 bis 1,36 Mio. £, also 1,55 bis 1,85 Mio. €.

<sup>50</sup> E.ON-UK (2006), Operations and Maintenance Challenges.

1 Wartungskosten, da die Wartungsmannschaften viele Tage nur beim guten englischen  
2 Ale abwarten konnten; die technische Verfügbarkeit der Anlagen<sup>51</sup> betrug in 2005  
3 auch deshalb nur 89%.

4 Für Deutschland wurde Anfang November 2006 gesetzlich festgelegt<sup>52</sup>, dass nicht die  
5 WEA-Betreiber, sondern die Netzbetreiber die Netzanbindung der Offshore-Anlagen  
6 vom Offshore-Standort bis zum Höchstspannungsnetz durchführen und bezahlen  
7 müssen, wobei die Kosten auf das Netzentgelt der Stromverbraucher umgelegt wer-  
8 den können. Damit entfällt für die Offshore-WEA-Betreiber bei ihrer Optimierung  
9 der installierten Flächenleistung das zusätzliche Begrenzungskriterium der Kosten  
10 der Verbindung bis zum Einspeisepunkt.

11 Es stellt sich nun die Frage, welche Übertragungsleistung der Netzbetreiber für den  
12 Abtransport der Offshore-Windenergie zur Verfügung stellen muss<sup>53</sup>. Die Bestim-  
13 mung der wirtschaftlich zumutbaren Übertragungsleistung für eine gegebene instal-  
14 lierte Leistung eines Offshore-Windparks wird in Abschnitt 6.4 behandelt.

### 15 **3.2 Einzelwirtschaftliche Kosten der Onshore-Netzanbindung**

16 Im Folgenden werden Bau- und Betriebskosten einer Kapazitätserhöhung im Hoch-  
17 und Höchstspannungsnetz für Onshore-Windenergieanlagen dargestellt.

#### 18 **3.2.1 Investitions-, Betriebs- und Verlustkosten** 19 **von Onshore-Hochspannungsleitungen**

20 BRAKELMAN hat 2004 in einer umfassenden Studie<sup>54</sup> beispielhaft für eine 30 km  
21 lange Leitung in Nordfriesland (Brekum-Flensburg) die Investitions-, Betriebs- und  
22 Verlustkosten erhoben für

- 23 • Erdkabel und Freileitung,
- 24 • 1 und 2 Systeme,
- 25 • 110kV, 220kV und 380kV.

26 Tabelle 3.2 zeigt thermische Grenzleistungen und die für die Kostenberechnungen  
27 angesetzten Übertragungsleistungen für je 1 System für die Spannungsebenen 110kV,  
28 220kV und 380kV.

---

<sup>51</sup> E.ON-UK (2006), Scroby Sands Generation Performance - 2005.

<sup>52</sup> Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006), Artikel 7 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, EnWG §17(2a)neu.

<sup>53</sup> Es steht wohl auch diese Verpflichtung unter dem Vorbehalt der 'wirtschaftlichen Zumutbarkeit'.

<sup>54</sup> Brakelmann (2004a).



Tabelle 3.2 : Thermische Grenzleistung und angesetzte Übertragungsleistung

Alle Werte für 1 System	thermische Grenz leistung	angesetzte Übertragungs leistung	Leitertyp
	[MVA]	[MVA]	
(1) <b>110kV</b>			
(1.1) Freileitung	260	260	Al/St 2*264-AL1/34-ST1A
(1.2) Erdkabel	280	260	2XS2Y 3*1*1400/50
(2) <b>220kV</b>			
(2.1) Freileitung	520	520	Al/St 2*264-AL1/34-ST1A
(2.2) Erdkabel	550	520	2XS2Y 3*1*1400/50
(3) <b>380kV</b>			
(3.1) Freileitung	1.790	900	Al/St 4*264-AL1/34-ST1A
(3.2) Erdkabel	925	900	2XS2Y 3*1*1400/50

In Tabelle 3.3 werden die Ergebnisse dargestellt für einen Kalkulationszinssatz von real 5%/a<sup>55</sup>, für Erdkabel wird die ca. 25% kostenaufwändigere Variante **inkl.** Schräg-  
regler<sup>56</sup> zugrunde gelegt. Tabelle 3.3 unterscheidet folgende Kostenangaben<sup>57</sup>:

- Investitionskosten der Leitung;
- Wartung der Leitung;
- Leistungskosten,  
die den Mehraufwand bei den Kraftwerken und den Netzen berücksichtigen, der zur Bereitstellung der Übertragungsverluste aufgebracht werden muss; jährlicher Leistungspreis 125 €/kW<sup>58</sup>;
- Verlustkosten,  
bewertet mit einem EEG-Satz von durchschnittlich 7,2 Cent/kWh<sub>e</sub><sup>59</sup> bei durchschnittlich 2.365 Vollverluststunden<sup>60</sup>.

Die Ergebnisse werden für eine feste Übertragungsleistung dargestellt, die zum einen durch 1 System übertragen wird, zum anderen (n-1)-gesichert durch 2 Systeme.

<sup>55</sup> Es resultiert ein Barwertfaktor von 14,1: Fallen 25 Jahre lang jedes Jahr identische Zahlungen, z.B. für Betriebs- und Verlustkosten, von 1 Mio. € an, so beträgt der Barwert dieser Zahlungen 14,1 Mio. €.

<sup>56</sup> Neuere Untersuchungen wie Brakelmann (2005) und Forwind (2005) zeigen kostengünstigere Lösungen, z.B. Einsatz von Längsdrosseln. Damit überschätzt Tab. 3.4 in diesem Punkt die Kosten für Erdkabel um vielleicht 10% bis 15%.

<sup>57</sup> Brakelmann (2004a); für 110kV: S. 67, Tab. 18; für 220kV: S. 83, Tab. 21; für 380kV: S. 98, Tab. 25.

<sup>58</sup> Brakelmann (2004), S. 55.

<sup>59</sup> Brakelmann (2004a), S. 55: Vergütung 0,091 €/kWh<sub>e</sub> über 9 Jahre, 0,062 €/kWh<sub>e</sub> über die restlichen 16 Jahre.

<sup>60</sup> Brakelmann (2004a), S. 50. Für die Bestimmung der Leitungsverluste wird von einem Verlustmittelwert von 0,276 ausgegangen, also von 2.365 Vollverluststunden.

**Tabelle 3.3 : Einzelwirtschaftliche Kosten von Hochspannungsleitungen bei 2.365 Vollverluststunden und 120 €/kW Leistungskosten**

Barwerte in T€ pro km	eine feste Übertragungsleistung wird aufgeteilt auf			
	1 System Freileitung	2 Systeme	1 System Erdkabel	2 Systeme
<b>(1) 110kV</b>				
(1.1) Investitionen	220	300	450	745
(1.2) Wartung	28	42	7	14
(1.3) Leistungskosten	687	346	241	157
(1.4) Verluste	1.018	520	430	318
(1.5) Summe	1.953	1.208	1.128	1.234
<b>(2) 220kV</b>				
(2.1) Investitionen	250	350	680	1.115
(2.2) Wartung	28	42	7	14
(2.3) Leistungskosten	689	350	311	236
(2.4) Verluste	1.032	539	631	574
(2.5) Summe	1.999	1.281	1.629	1.939
<b>(3) 380kV</b>				
(3.1) Investitionen	620	706	1.220	2.040
(3.2) Wartung	28	42	7	14
(3.3) Leistungskosten	350	184	417	360
(3.4) Verluste	540	320	946	987
(3.5) Summe	1.538	1.252	2.590	3.401
Quelle: Brakelmann (2004a); für 110kV: S. 67, Tab. 18; für 220kV: S. 83, Tab. 21; für 380kV: S. 98, Tab. 25.				

Die in Tabelle 3.3 angegebenen Werte werden in Tabelle 3.4 wie folgt korrigiert:

(a) Die Investitionskosten für 380kV-Leitungen werden mit 620 T€ pro km für 1 System und mit 706 T€ pro km für 2 Systeme angesetzt<sup>61</sup>.

(b) Der herkömmliche Kraftwerkspark muss in Starkwindphasen zurückgefahren werden, um die dann sehr hohe Windenergieeinspeisung voll nutzen zu können<sup>62</sup>. Deshalb brauchen für die windbedingten Netzverluste nur die Arbeitskosten laut Tabelle 3.3, Zeile 1.4, hingegen keine Verlustleistung laut Zeile 1.3 in Ansatz gebracht werden.

<sup>61</sup> ForWind (2005), S. 60 gibt für die Investitionskosten von 380kV-Freileitungen 620 T€ pro km für 1 System an, 706 T€ pro km für 2 Systeme, also rund 40% mehr als Brakelmann laut Tab. 3.4. In Abstimmung mit Brakelmann werden diese höheren Werte verwendet.

<sup>62</sup> Vgl. Brakelmann (2005), S. 19.

**Tabelle 3.4 : Einzelwirtschaftliche Kosten von Hochspannungsleitungen bei 1.200 Vollverluststunden für 110kV-Leitungen und ohne Berücksichtigung von Leistungskosten**

Barwerte in T€ pro km	eine feste Übertragungsleistung wird aufgeteilt auf			
	1 System	2 Systeme	1 System	2 Systeme
	Freileitung		Erdkabel	
(1) <b>110kV</b>				
(1.1) Investitionen	220	300	450	745
(1.2) Wartung	28	42	7	14
(1.3) Leistungskosten	0	0	0	0
(1.4) Verluste	509	260	215	159
(1.5) Summe	757	602	672	918
(2) <b>220kV</b>				
(2.1) Investitionen	250	350	680	1.115
(2.2) Wartung	28	42	7	14
(2.3) Leistungskosten	0	0	0	0
(2.4) Verluste	1.032	539	631	574
(2.5) Summe	1.310	931	1.318	1.703
(3) <b>380kV</b>				
(3.1) Investitionen	620	706	1.220	2.040
(3.2) Wartung	28	42	7	14
(3.3) Leistungskosten	0	0	0	0
(3.4) Verluste	540	320	946	987
(3.5) Summe	1.188	1.068	2.173	3.041

(c) Für die Bestimmung der Leitungsverluste geht Tabelle 3.3 von 2.365 Vollverluststunden aus entsprechend einem Verlustmittelwert von 0,276 für den Normalfall einer Versorgungsleitung. Dies erscheint aus folgenden Gründen zu hoch:

Die Auslastung für eine reine Wind-Entsorgungsleitung dürfte deutlich niedriger liegen als für eine Versorgungsleitung. Andererseits wird die Wind-Entsorgungsleitung stark schwankend genutzt, was die Verluste stark erhöht, da die Verluste mit dem Quadrat der Stromstärke ansteigen, im Gegensatz zur Versorgungsleitung, deren Nutzung nur ganz langsam während des Tages ansteigt und dann wieder abfällt. E.ON-Netz geht von nur 1.000<sup>63</sup> Vollverluststunden für die geplante 110kV-Wind-Entsorgungsleitung Breklum-Flensburg aus. Brakelmann hat seine ursprünglichen

<sup>63</sup> In Brakelmann (2005) wurde für den Kostenvergleich der geplanten 110kV-Leitung Breklum-Flensburg mit den von E.ON-Netz vorgegebenen niedrigen 1.000 Verlustbenutzungsstunden gerechnet. Diese Vorgabe begünstigte die von E.ON-Netz präferierte Ausbauvariante Freileitung statt Erdkabel. Wird allerdings zukünftig gerade in windstarken Zeiten, z.B. durch Temperaturmonitoring, die Leitung regelmäßig über die Nennlast hinaus genutzt, so erscheinen diese Verlustbenutzungsstunden als zu niedrig.

Berechnungen, die der Tabelle 3.4 zugrunde liegen, Ende 2004 alternativ mit 1.600<sup>64</sup> Vollverluststunden durchgeführt.

Für die folgenden Berechnungen wird für reine Wind-Entsorgungsleitungen, die nur im 110kV-Bereich vorkommen, typisierend und pauschalisierend von 1.200 Vollverluststunden ausgegangen, also etwa der Hälfte der in Tabelle 3.4 für Versorgungsleitungen angesetzten 2.365 Verlustbenutzungsstunden. Entsprechend gehen 110kV-Leitungen in die Tabelle 3.3 nur mit der Hälfte der in Tabelle 3.4 angesetzten Verlustkosten ein.

### 3.2.2 Kosten von Erdkabel versus Freileitung

„Aussagen zum Kostenverhältnis Erdkabel versus Freileitung müssen fallweise getroffen werden, Verallgemeinerungen sind mit großer Vorsicht zu genießen. Entscheidende Faktoren sind beispielsweise die Trassenverhältnisse, die momentanen Rohstoffkosten, die Übertragungs-Höchstleistung und die zeitliche Auslastung der Strecke, die Kostenbewertung der Netzverluste und die Frage einer ein- oder zweisystemigen Ausführung bei Erhaltung der (n-1)-Systemredundanz. Außerdem muss bei Kostenaussagen unterschieden werden in die Investitionskosten und in die unter Berücksichtigung der Betriebskosten (Übertragungsverluste) ermittelten Vollkosten (Barwerte). Nach den heute vorliegenden Erkenntnissen lassen sich für Hoch- und Höchstspannungstrassen **in ländlichen Bereichen** folgende Kostenspannen Kabel/Freileitung überschlägig abschätzen.“<sup>65</sup>

**Tabelle 3.5 : Investitions- und Vollkosten von Erdkabeln als Vielfaches der Kosten von Freileitungen**

Spannung	Investkosten-Faktor		Vollkosten-Faktor	
	1 System	2 Systeme	1 System	2 Systeme
380kV	2 bis 4	4 bis 7	1,5 bis 3	2 bis 3,5
110kV	1,5 bis 2,0	2,5 bis 4,0	0,9 bis 1,8	1,2 bis 2,5

Quelle: Brakelmann (2006a), S. 2.

„Je nach Auslegung der Kabelstrecke kann demnach nahezu Vollkostengleichheit zur Freileitung erreicht werden.“ ... „Kürzlich wurden detaillierte Vorschläge zur deutlichen Kostenreduzierung von Erdkabeln vorgelegt, die insbesondere auch die drastisch gestiegenen Kupferpreise berücksichtigen durch Einsatz deutlich kostengünstiger Aluminium-Erdkabel. Durch ein gezieltes Störungsmanagement bei Ausfall eines Erdkabels oder eines Freileitungssystems kann zudem vorübergehend die Übertragungskapazität des verbleibenden Systems um rund 50% erhöht werden. Stehen beide Erdkabel zur Verfügung, kann durch Übertragungsoptimierung, z.B. ein geeignetes

<sup>64</sup> Brakelmann (2004b).

<sup>65</sup> Brakelmann (2006a).

1 Temperaturmonitoring, die Übertragungskapazität beider Erdkabel deutlich erhöht  
2 werden.

3 Bei allen Anlagen und Kostenanalysen zeigt sich, dass Freileitungen weitaus mehr  
4 Verlustwärme erzeugen als Kabel. Für die Höhe der Verlustkosten ist es entschei-  
5 dend, ob sie unter betriebswirtschaftlichen Aspekten mit den normalen Gestehungs-  
6 kosten des Netzbetreibers (z.B. mit 3,5 bis 6 Cent/kwh<sub>e</sub>) oder aber unter energiepoliti-  
7 schen Gesichtspunkten nach EEG als 'verlorene Windenergie' (z.B. mit 7,5 Cent/kwh<sub>e</sub>)  
8 bewertet werden.<sup>66</sup>

### 9 **3.2.3 Bestimmung der jährlichen Kosten einer Übertragungsleistung von** 10 **1 kW pro km Leitungslänge für Onshore-Windenergieanlagen**

11 Das in Kapitel 5 entwickelte Optimierungsmodell für die optimale Netzverstärkung  
12 gibt den jährlichen Nutzen der Windenergieeinspeisung pro installiertem kW. Des-  
13 halb werden die in Tabelle 3.4 angegebenen Barwerte pro km Leitung in zwei Schrit-  
14 ten in jährliche Kosten pro kW umgerechnet:

#### 15 **Schritt 1:**

16 Umrechnung der Barwerte pro km Leitung aus Tabelle 3.4  
17 in jährliche Kosten pro km Leitung:

- 18 • Die Investitionen aus Tabelle 3.4, Zeilen 1.1 und 1.5 werden mit dem Kalkulati-  
19 onszinsfuß von 5%/a auf die angesetzte Lebensdauer von 40 Jahren verteilt; es re-  
20 sultiert ein Annuitätsfaktor von 5,83%. Multiplikation mit den Investitionskosten  
21 ergibt die jährlichen Kosten.
- 22 • Die laufenden Kosten für Wartung, Zeile 1.2 und für Verluste, Zeile 1.4 ergeben  
23 sich, indem der in Tabelle 3.4 gezeigte Barwert dieser Kosten durch den von Bra-  
24 kelmann angesetzten Barwertfaktor von 14,1 (5 %/a, 25 Jahre) dividiert wird.

#### 25 **Schritt 2:**

26 Umrechnung der jährlichen Kosten pro km Leitung  
27 in jährliche Kosten pro km Übertragungsleistung von 1 kW:

- 28 • Die in Schritt 1 berechneten Werte werden nun durch die jeweils angesetzte Über-  
29 tragungsleistung in Tabelle 3.2 dividiert.

30 Es resultieren die in Tabelle 3.6 gezeigten jährlichen Kosten von 1 kW Übertragungs-  
31 leistung pro km.

32 Bei Erdkabeln überwiegen die Investitionskosten, bei Freileitungen die Verlustkos-  
33 ten<sup>67</sup>. Durch die für die Berechnung von Tabelle 3.3 und 3.4 gewählten Annahmen,  
34 nämlich generelle Notwendigkeit eines Schrägreglers für Erdkabel und Halbierung  
35 der Verlustbenutzungsstunden für windbedingte 110kV-Leitungen, werden die Kos-  
36 ten von Erdkabeln gegenüber Freileitungen deutlich erhöht. Das in Tabelle 3.6 resul-

---

<sup>66</sup> Brakelmann (2006b).

<sup>67</sup> Verlustkosten hängen einerseits von der angelegten Spannung ab, andererseits von der durchgeleiteten Energiemenge.

1 tierende Kostenverhältnis von Erdkabeln zu Freileitungen stellt also eine obere Ab-  
 2 schätzung dar. Dies ist bei den Werten in Tabelle 3.6, die Grundlage für die weiteren  
 3 Untersuchungen ist, zu berücksichtigen.

4 **Tabelle 3.6 : Jährliche Leitungskosten pro km für 1 kW Übertragungsleistung**

Cent/km für 1 kW Übertragungs- leistung	eine feste Übertragungsleistung wird aufgeteilt auf			
	1 System Freileitung	2 Systeme	1 System Erdkabel	2 Systeme
(1) <b>110kV</b>				
(1.1) Investitionen	4,9	6,7	10,1	16,7
(1.2) Wartung	0,8	1,1	0,2	0,4
(1.3) Verlustleistung	0,0	0,0	0,0	0,0
(1.4) Verluste	13,9	7,1	5,9	4,3
(1.6) Summe	19,6	15,0	16,1	21,4
(2) <b>220kV</b>				
(2.1) Investitionen	2,8	3,9	7,6	12,5
(2.2) Wartung	0,4	0,6	0,1	0,2
(2.3) Verlustleistung	0,0	0,0	0,0	0,0
(2.4) Verluste	14,1	7,4	8,6	7,8
(2.6) Summe	17,3	11,8	16,3	20,5
(3) <b>380kV</b>				
(3.1) Investitionen	4,0	4,6	7,9	13,2
(3.2) Wartung	0,2	0,3	0,1	0,1
(3.3) Verlustleistung	0,0	0,0	0,0	0,0
(3.4) Verluste	4,3	2,5	7,5	7,8
(3.6) Summe	8,5	7,4	15,4	21,1

### 6 3.2.4 Kosten für Umspannanlagen

7 Die Kostenangaben enthalten **nicht** die Kosten für Umspannanlagen an beiden Seiten  
 8 der Leitungen. Diese Kosten müssen ja nach örtlicher Situation noch hinzugerechnet  
 9 werden, falls die Netzverstärkung auch eine Verstärkung der Umspannanlagen erforder-  
 10 lich macht.

11 Als Investitionskosten für eine typische 110/380kV-Umspannanlage können 20 € pro  
 12 kW angesetzt werden, davon reine Transformatorkosten rund 10 € pro kW<sup>68</sup>. Hinzu  
 13 kommen Installation und Bau der sonstigen Anlagen, die bei erforderlichem Neubau  
 14 mit weiteren 10 € angesetzt werden können. Wird wie bei den Investitionskosten der  
 15 Leitungen in Tabelle 3.7 mit einem Annuitätsfaktor von 5,83% gerechnet, so resultie-  
 16 ren rund 1 € pro kW.

<sup>68</sup> RWE (2004).

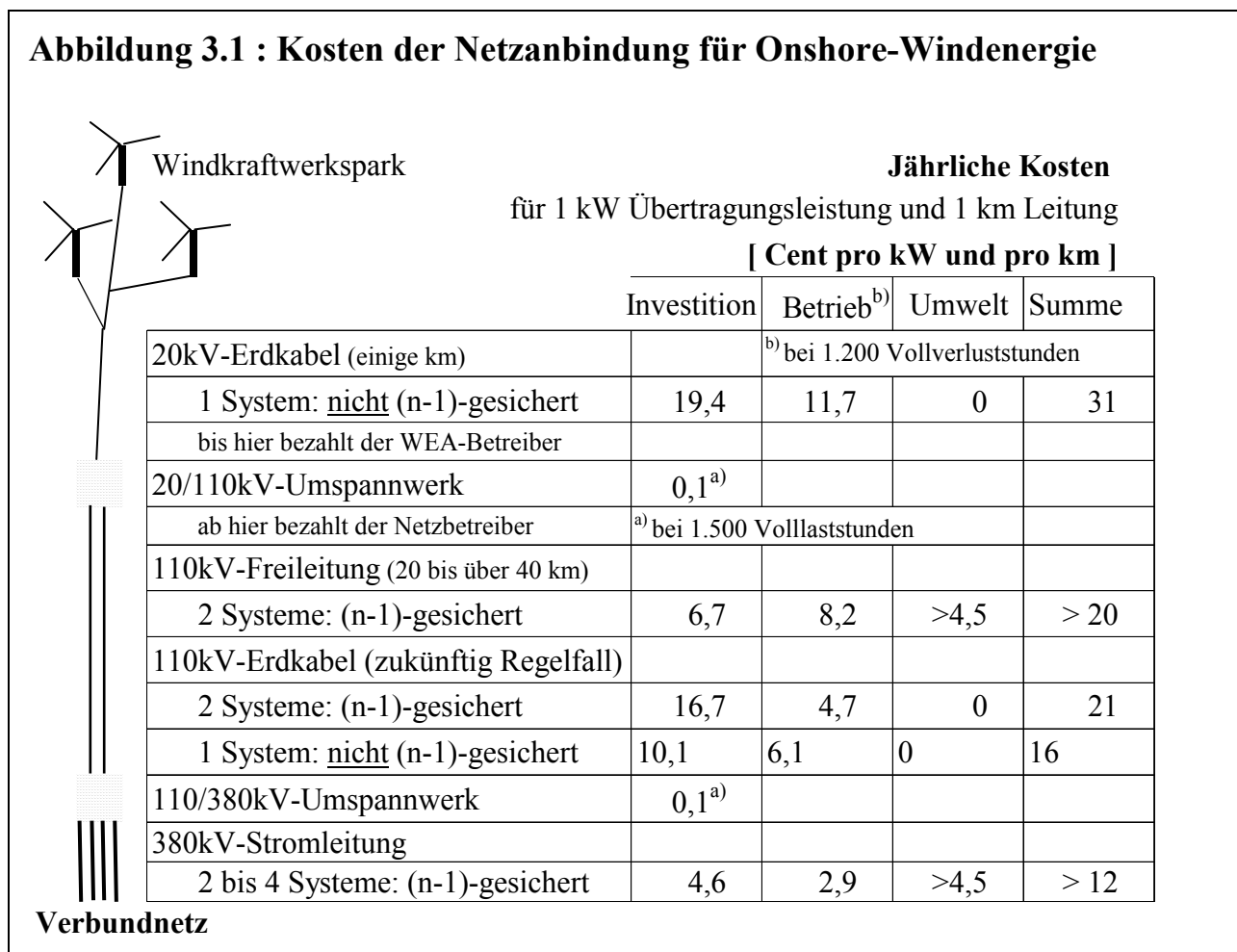
1 Entsprechend müssen bei der Bestimmung der Netz-Grenzkosten einmalig und weitestgehend unabhängig von der Leitungslänge und der Ausführungsart (Freileitung oder Erdkabel) jährliche Kosten von ca. 1 € pro kW zu den reinen Leitungskosten addiert werden.

5 **3.2.5 Gesamtkosten der Onshore-Netzanbindung**

6 Für eine 110kV-Freileitung mit 2 Systemen ergeben sich 15 Cent/km für 1 kW Übertragungsleistung, bei 20 km Leitungslänge also rund 3 € pro kW, bei 40 km Leitungslänge rund 6 € pro kW, jeweils zzgl. 1 € pro kW für Umspannung.

9 Für ein 110kV-Erdkabel mit 2 Systemen ergeben sich 21,4 Cent pro km für 1 kW Übertragungsleistung, bei 20 km Leitungslänge also rund 4 € pro kW, bei 40 km Leitungslänge gut 8 € pro kW, jeweils zzgl. 1 € pro kW für Umspannung.

12 Abbildung 3.1 gibt eine Übersicht über die Ergebnisse.



15 Im 110kV-Bereich resultieren damit für die dort typischen Leitungslängen von 20 bis  
16 40 km die in Tabelle 3.7 dargestellten typischen Netzanbindungskosten.

**Tabelle 3.7 : Typische Onshore-Netzanbindungskosten pro kW**

Jährliche Kosten [ €/kW ]	2 Systeme Freileitung		2 Systeme Erdkabel	
	20 km	40 km	20 km	40 km
Leitungslänge				
110kV-Leitung	3	6	4	8
110/380kV-Umspannung	1	1	1	1
Gesamtkosten	4	7	5	9

Da sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten von Leitungsverstärkungsmaßnahmen einer gegebenen Spannungsebene in guter Näherung proportional zur Übertragungsleistung verlaufen, sind die Grenzkosten, also die Kosten pro Verstärkung für jede der möglichen technischen Lösungen jeweils durch einen annähernd konstanten Wert charakterisiert, dessen exakte Höhe noch von den örtlichen Gegebenheiten abhängt, etwa auch von einer notwendigen Verstärkung anderer Netzkomponenten wie Schalter etc..

Gemäß der in Abschnitt 2.2.3 dargestellten Abfolge von technischen Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung im 110kV-Netz wird bei positiven Ergebnissen des jetzt angelauten Feldversuchs zum Temperaturmonitoring der Freileitungen in der ersten Stufe eine Erhöhung der durchschnittlichen maximalen Übertragungsleistung um mindestens 20% bis 30% erwartet. Die Kosten hierfür werden wohl deutlich unter denen eines Freileitungsneubaus liegen, auf das Jahr bezogen also nur bei 0,5 bis 1 € pro kW bei typischen Leitungslängen von 20 bis 30 km<sup>69</sup>.

Ist eine Erhöhung der Transportleistung durch Temperatormonitoring und Netzoptimierung bei einer weiteren Erhöhung der anzuschließenden Windleistung ausgeschöpft, so muss jedenfalls ein Zubau von Leitungen erfolgen. Die spezifischen einzelwirtschaftlichen Kosten betragen gemäß Tabelle 3.8 für 20 km Leitungslänge rund 4 €/kW für die Doppelfreileitung und gut 5 €/kW für das Zweisystem-Erdkabel, für 40 km entsprechend 7 €/kW bzw. gut 9 €/kW.

Diese Kostenwerte werden in den Kapitel 5 und 6 als Netz-**Grenzkosten** angesetzt.

### 3.3 Einzelwirtschaftliche Kosten der Offshore-Netzanbindung

#### Bestimmung der jährlichen Kosten einer Übertragungsleistung von 1 kW pro km Leitungslänge

Bei Offshore-Windenergieanlagen ist ausschließlich eine Anbindung als Seekabel möglich. Die der Tabelle 3.2 zugrunde liegenden Drehstrom-Erdkabel sind wirtschaftlich nur bis max. 150 km Länge zu betreiben. Für größere Entfernungen sind in jedem Fall Gleichstromkabel erforderlich.

<sup>69</sup> Vgl. hierzu Abschn. 6.6.



Die Offshore-Netzanbindung besteht aus vom Öffentlichen Netz vollständig getrennten reinen Windenergie-Entsorgungsleitungen. Sie werden deshalb nicht (n-1)-gesichert als Zweisystemleitungen, sondern nur als Einsystemleitungen ausgeführt; daraus resultieren erhebliche Kosteneinsparungen von knapp der Hälfte der Leitungskosten<sup>70</sup> eines Zweisystem-Kabels. Andererseits haben diese Offshore-Leitungen wegen der höheren Volllaststunden der Offshore-Windenergieanlagen deutlich höhere Benutzungsdauern und damit höhere Vollverluststunden<sup>71</sup> als 110kV-Onshore-Windentsorgungsleitungen; daraus resultieren Kostenerhöhungen, vielleicht 0,5 € pro km.

Die Offshore-Netzkosten sind derzeit noch nicht genau bekannt. Die Kostenschätzungen für derartige Seekabel hängen stark vom Abstand zur Küste und der entsprechend erforderlichen Leitungslänge ab. Zudem führen größere Verlegungstiefen und ein schwieriger Untergrund, z.B. in der Nordsee häufig anzutreffende Treibsände, zu Kostenerhöhungen. Die tatsächliche Kostenentwicklung wird auch stark von Art und Umfang neuer Kabel- und Verlegetechniken abhängen<sup>72</sup>.

Die DENA-Studie gibt Investitionskosten<sup>73</sup> von rund 3 € pro km und kW an für Leitungslängen bis 100 km, für 120 km bis 140 km Leitungslängen 4 € pro km und kW. Dies entspricht jährlichen Kosten von etwa 18 bis 23 Cent pro km und kW. Die jährlichen Netzkosten liegen dann bei einer Leitungslänge von 100 km bei rund 20<sup>74</sup> € pro kW. Für 200 km Leitungslänge wird nur ein Wert angegeben, und zwar 3 € Investitionskosten pro km und kW, also jährliche Kosten von rund 18 Cent pro km und kW. Die jährlichen Netzkosten liegen dann bei einer Leitungslänge von 200 km bei rund 35<sup>75</sup> € pro kW. Diese Kostenschätzungen unterstellen, dass die **Kosten pro km** für ein 40 km langes Landkabel, für ein 100 km langes Seekabel und für ein 200 km langes Seekabel in etwa gleich hoch sind.

**Tabelle 3.8 : Typische Offshore-Netzanbindungskosten pro kW, Schätzwerte**

Jährliche Kosten [ €/kW ]	Seekabel 1 System	
	100 km	200 km
Leitungslänge		
Gesamtkosten	20	35

Diese Werte werden in Abschnitt 6.4 als Grenznetzkosten angesetzt. Die tatsächlichen Kosten sind allerdings erst bekannt, wenn mehrere kommerzielle Offshore-Projekte in der Nord- und Ostsee gebaut worden sind. Erfahrungsgemäß sind die tat-

<sup>70</sup> Vgl. Tab. 3.4, Z. (1.1).

<sup>71</sup> Vgl. die Anmerkungen zur Überleitung von Tab. 3.4 auf Tab. 3.5.

<sup>72</sup> Vgl. etwa Brakelmann (2006b) und Brakelmann (2006d).

<sup>73</sup> DENA (2004), S. 226, Abb. 10-11. Zu ersten Kostenabschätzungen für Offshore-Seekabel siehe z.B. Brakelmann (2006b), Folien 27-30 und Weber (2006), slide 61, die zu ähnlichen Ergebnissen kommen.

<sup>74</sup> = 18 bis 23 Cent pro kW und km mal 100 km.

<sup>75</sup> = 18 Cent pro kW und km mal 200 km.

sächlichen Baukosten höher als ursprünglich erwartet. Deshalb werden in den Abbildungen in Abschnitt 5.5 und Kapitel 6 Spannbreiten mit bis zu 20% höheren Kosten eingezeichnet.

Bei den Grenzkosten für zusätzliche Übertragungsleistung ist zu berücksichtigen, dass Seekabel wie alle anderen Hochspannungsleitungen nur in wenigen normierten Größen lieferbar sind. Deshalb fallen in der Praxis zusätzliche Kosten für eine Erhöhung der Übertragungsleitung erst dann an, wenn die Übertragungsleistung eines bestimmten Seekabeltyps überschritten wird, dann aber gleich in einem großen Sprung ('sprungfixe Kosten').

### 3.4 Externe Kosten der Stromerzeugung

Beherrschendes Ziel der anstehenden großen Transformation des Energiesystems ist die drastische Verringerung des Einsatzes der fossilen Energieträger Kohle, Öl und Erdgas zugunsten der Erneuerbaren Energien. Die langfristigen Perspektiven werden hierbei so eingeschätzt, dass Erneuerbare Energien bis 2050 die Hälfte der gesamten Energieversorgung (Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt) und zwei Drittel der Stromversorgung bestreiten können<sup>76</sup>.

Für eine solche Neuausrichtung der Energietechnik und Energiewirtschaft gibt es drei parallel gerichtete zwingende Ursachen:

- Eine massive Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist zur Verlangsamung des bedrohlichen Klimawandels unabdingbar.
- Ebenso dringend sollten die durch andere Luftschadstoffe aus fossiler Energie verursachten Gesundheits- und Materialschäden sowie land- und forstwirtschaftliche Ertragsverluste weiter erheblich verringert werden.
- Die Endlichkeit der Vorräte und die geopolitische Lage führt zu einem immer weiteren Anstieg der fossilen Energiepreise und damit zu wachsender wirtschaftlicher Instabilität; die Abhängigkeit v.a. von Erdöl und Erdgas muss deshalb entscheidend verringert werden.

Die genannten schädlichen Wirkungen, die durch den Umbau des Energiesystems vermieden werden sollen, oder – weil eher abschätzbar – die Aufwendungen, die zu dieser Vermeidung erforderlich sind, werden von Ökonomen als 'Externe Kosten' oder gleichbedeutend als 'Soziale Kosten' des Energiesystems bezeichnet und monetär zu beziffern versucht. Der Begriff 'Externe Kosten' verweist darauf, dass solche Kosten in der unmittelbaren Wirtschaftsbeziehung weder beim Hersteller oder Lieferanten noch beim Käufer des fraglichen Gutes, im hier relevanten Fall also beim Käufer und Nutzer einer Energiedienstleistung<sup>77</sup>, anfallen. Sie belasten vielmehr einen dazu überwiegend 'externen' Kreis von Betroffenen, etwa die 'Allgemeinheit', im Fall des Klimawandels letztlich die gesamte Biosphäre.

---

<sup>76</sup> Vgl. etwa BMU (2006d).

<sup>77</sup> Zum Begriff der Energiedienstleistung vgl. Jarass (1988).

1 Kürzlich wurde im Auftrag des BMU eine umfassende Untersuchung<sup>78</sup> zu den Exter-  
2 nen Kosten der Stromerzeugung vorgelegt. Obwohl die zitierten Abschätzungen für  
3 die Externen Kosten der Schäden der Emission einer Tonne CO<sub>2</sub> extrem weit zwi-  
4 schen 15 € und 280 € auseinanderklaffen bei einem zentralen Schätzwert von 70 €,  
5 geben die Autoren doch einen Konsens an über den **Mindestbetrag** an Externen Kos-  
6 ten, den man der Erzeugung einer kWh elektrischer Energie aus fossilen Energieträ-  
7 gern zuschreiben muss: 6 bis 8 Cent pro kWh<sub>e</sub> bei Erzeugung aus Kohle, 3 Cent pro  
8 kWh<sub>e</sub> aus modernen Gaskraftwerken. Hierbei sind v.a. die Klimaschäden berücksich-  
9 tigt, weitere noch unzureichend quantifizierbare Kosten kommen hinzu. Demgegen-  
10 über werden die Externen Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien  
11 mit weniger als 0,5 Cent pro kWh<sub>e</sub> sehr niedrig abgeschätzt.

12 Seit Pigou vor 80 Jahren den Begriff der Externen Kosten<sup>79</sup> eingeführt hat und Kapp  
13 dazu in den 1950er Jahren umfangreiches empirisches Material vorgelegt hat<sup>80</sup>, gilt  
14 die „Reinternalisierung“ dieser Kosten als geeignete Maßnahme ein volkswirtschaft-  
15 liches Optimum zu erreichen. Reinternalisierung der Externen Kosten bedeutet die  
16 Setzung solcher Rahmenbedingungen, dass **der** Teil der Kosten einer wirtschaftli-  
17 chen Aktivität, welcher derzeit als Soziale Kosten einer anonymen Öffentlichkeit  
18 aufgebürdet ist, nun wieder den Akteuren dieser unmittelbaren Wirtschaftsbeziehung  
19 als den **Verursachern** monetär zurechenbar angelastet wird.

20 Im Falle der Sozialen Kosten der Stromerzeugung kann diese Durchsetzung des Ver-  
21 ursacherprinzips dadurch geschehen, dass die Stromverbraucher – also zumindest in  
22 Industrieländern annähernd alle Einwohner – nach Maßgabe ihres Verbrauchs mit  
23 den Vermeidungskosten belastet werden, die durch die schrittweise Umrüstung auf  
24 Erneuerbare Energieträger anfallen. Solche Rahmenbedingungen schafft das Erneuer-  
25 bare-Energien-Gesetz<sup>81</sup>. Das bahnbrechend Neue an diesem Gesetz: Das Verursa-  
26 cherprinzip wird hier in solcher Weise durchgesetzt, dass die verursachenden Strom-  
27 verbraucher, also tendenziell die gesamte Wohnbevölkerung und die ansässigen Be-  
28 triebe, mit einer geringen Erhöhung der heutigen Strompreise einem viel größeren  
29 mittel- und langfristigen Preisanstieg entgegenwirken, der aufgrund weiterer Ver-  
30 knappung und politischer Instrumentalisierung des Angebots von Erdöl und Erdgas  
31 mit Sicherheit zu erwarten ist. Gleichzeitig trägt eben diese Allgemeinheit mit ihren  
32 Zahlungen auch auf längere Sicht entscheidend zur Verbesserung ihrer eigenen Le-  
33 bensqualität bei, indem gesundheitliche Gefährdungen durch Schadstoffe und globale  
34 Klimaschäden durch Treibhausgase vermieden werden. Als Instrument dieser Politik  
35 der Reinternalisierung dienen die Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energie ge-  
36 mäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

---

<sup>78</sup> Krewitt/Schlomann (2006).

<sup>79</sup> Vgl. dazu Krewitt/Schlomann (2006).

<sup>80</sup> Siehe dazu Obermair/Jarass (2007).

<sup>81</sup> Vgl. Tab. 3.1.

1 Darüber hinaus wird auch kurzfristig der Anstieg der Verbraucherpreise gedämpft:  
2 Durch die EEG-bedingte beschleunigte Nutzung von Erneuerbaren Energieträgern,  
3 insbesondere von Windenergieeinspeisung in das Öffentliche Stromnetz, wird z.B.  
4 nachweislich der Spotmarktpreis für elektrische Energie an der Leipziger Strombörse  
5 reduziert<sup>82</sup> und damit die Verbraucherpreise gedeckelt.

### 6 **3.5 Externe Kosten der Stromübertragung: Freileitung und Erdkabel**

7 Freileitungen sind gegenüber Erdkabeln in zweifacher Hinsicht höhere externe Kos-  
8 ten zuzuschreiben:

- 9 • Durch Landschaftsbeeinträchtigungen, die vor allem in Küstenlandschaften, Erho-  
10 lungsgebieten und wenig industrialisierten Regionen stark ins Gewicht fallen und  
11 erheblichen Widerstand in der Bevölkerung hervorrufen; dies wiederum führt zu
- 12 • langwierigen und kostenträchtigen Genehmigungsverfahren, die überdies die durch  
13 die Leitung angestrebte Einspeisung von Windenergie und den damit erzielbaren  
14 volkswirtschaftlichen Nutzen um Jahre blockieren<sup>83</sup>.

15 Frühere Arbeiten der Verfasser dieses Gutachtens zur Quantifizierung von Land-  
16 schafts- und Umweltbelastungen von Freileitungen haben Soziale Kosten<sup>84</sup> von 0,1  
17 Mio. € bis 0,3 Mio. € pro km Freileitung ergeben, je nach Bauausführung und Art der  
18 durchschnittlichen Landschaft, dagegen vernachlässigbare Soziale Kosten für VPE-  
19 Erdkabel, sofern sie nicht durch Naturschutz- oder Feuchtgebiete verlegt werden.

20 Ein Beispiel: Die Leitung Breklum-Flensburg ist von E.ON-Netz als schwere 110-  
21 kV-Freileitung in völlig ebener, teilweise touristisch genutzter Landschaft geplant. Es  
22 ist hier deshalb für die Freileitung mit nicht unerheblichen Umweltkosten zu rechnen:  
23 Nimmt man unter Berücksichtigung der unterschiedlichen durchschnittlichen Land-  
24 schaftstypen pauschal den Mittelwert der oben angegebenen Kosten, also 0,2 Mio. €  
25 pro km an, so ergeben sich für die Sozialen Kosten der Freileitungsausführung etwa 6  
26 Mio. €; bei den für die Berechnungen zu Abb. 3.1 verwendeten 1.200 Volllaststunden  
27 ergeben sich jährliche Kosten von rund 4,5 Cent pro km Leitungslänge für 1 kW Ü-  
28 bertragungsleistung, also gut die Hälfte der in Abb. 3.1 für 110kV angegebenen lau-  
29 fenden Kosten für Bau und Betrieb von 8,2 Cent pro km und kW.

30 Durch diese höheren Umweltkosten von Freileitungen muss der in den Abschnitten  
31 3.1 und 3.2 angegebene einzelwirtschaftliche Kostenvergleich von Freileitung versus  
32 Kabel noch ergänzt werden.

33 Auch die beim Versuch der Durchsetzung einer Freileitungslösung zu erwartenden  
34 erheblichen Mehrkosten durch langwierige Verwaltungsverfahren und gegebenenfalls  
35 gerichtliche Auseinandersetzungen sind den Sozialen Kosten zuzurechnen.

---

<sup>82</sup> May, H. (2006).

<sup>83</sup> Vgl. hierzu etwa Jarass/Obermair (2005c), S. 49-51.

<sup>84</sup> Barwert in heutigen Preisen für die gesamte Lebensdauer der Leitungen. Vgl. zum Grundprinzip Jarass/Nießlein/  
Obermair (1989), S. 67, Apfelstedt/Jarass/Obermair (1996), zu den Zahlenwerten siehe Jarass/Obermair (2005c), S.  
48/49.

## 4 Einspeisevergütungen und Strompreise

### 4.1 Einspeisevergütungen laut Erneuerbare-Energien-Gesetz

Während die großen Anbieter von elektrischer Energie aus konventionellen Kraftwerken ihre Vergütung gemäß den von ihnen selbst kalkulierten und teilweise von den Aufsichtsbehörden überprüften Stromtarifen erhalten, sind durch das EEG Mindestvergütungen für die verschiedenen Klassen von Erneuerbarer Energie vorgegeben, und zwar unabhängig von Tages- und Jahreszeit. Sie setzen sich im Fall der Windenergieeinspeisung aus einer Basisvergütung zusammen, die für 20 Jahre ab Inbetriebnahme mit einem festen Satz bezahlt wird, und einer Zusatzvergütung für die ersten Jahre. Tabelle 4.1 zeigt diese Mindestvergütungen sowohl für Onshore- wie für Offshore-Windenergieanlagen (WEA).

**Tabelle 4.1 : EEG-Mindestvergütungen für Windenergie**

Anmerkungen zu Tabelle 4.1:  
Degression der Vergütungssätze 2% pro Jahr der Inbetriebnahme.

Die Vergütungssätze des Jahres der Inbetriebnahme werden in fester Höhe über 20 Jahre bezahlt.

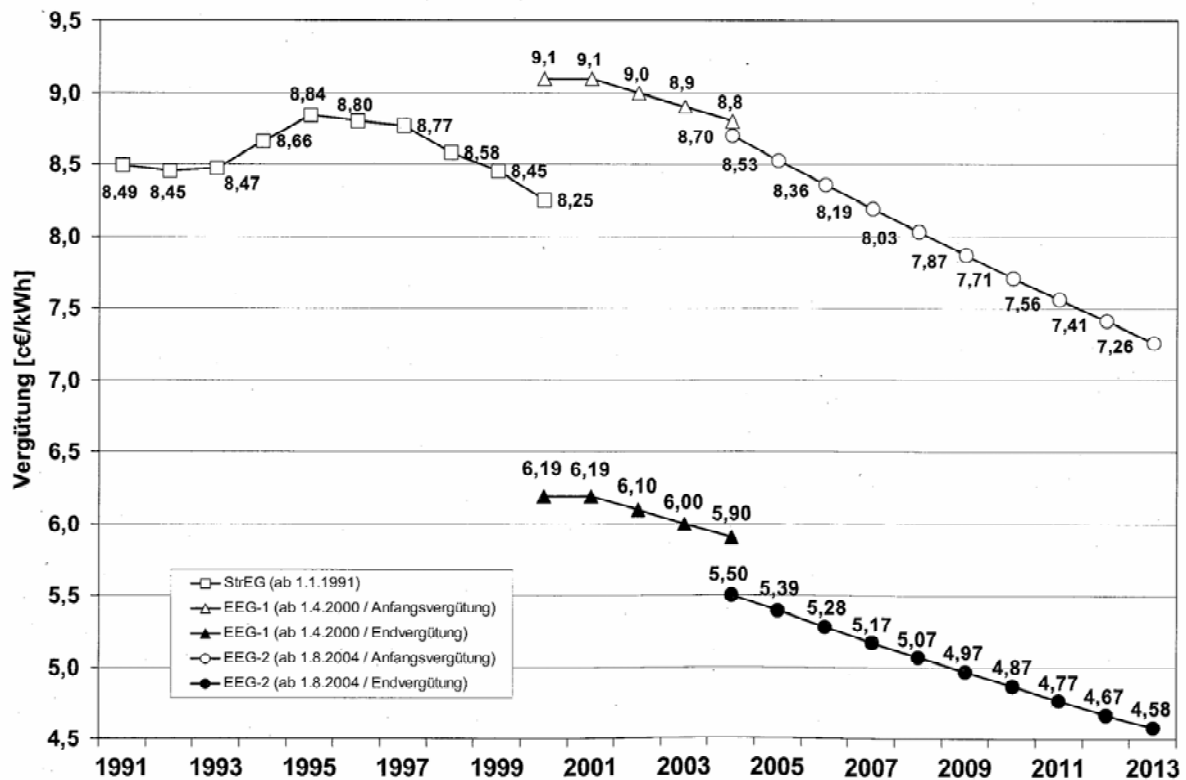
Die erhöhte Anfangsvergütung wird bei Onshore-Anlagen bei sehr guten Küstenstandorten mindestens 5 Jahre lang bezahlt, bei schlechten Standorten bis zu 20 Jahren.

Die erhöhte Anfangsvergütung wird bei Offshore-Anlagen mindestens 12 Jahre lang bezahlt, bei großer Entfernung von der Küste und Wassertiefen über 20 m bis zu 20 Jahren.

Cent pro kWh <sub>e</sub>	Onshore-WEA		Offshore-WEA	
	erhöhte Anfangsvergütung	Basisvergütung	erhöhte Anfangsvergütung	Basisvergütung
Jahr der Inbetriebnahme	insgesamt 20 Jahre lang ab Inbetriebnahme			
	mind. 5 Jahre	Rest bis 20 Jahre	mind. 12 Jahre	Rest bis 20 Jahre
2004	8,70	5,50	9,10	6,19
2005	8,53	5,39	9,10	6,19
2006	8,36	5,28	9,10	6,19
2007	8,19	5,17	9,10	6,19
2008	8,03	5,07	8,92	6,07
2009	7,87	4,97	8,74	5,95
2010	7,71	4,87	8,57	5,83
2011	7,56	4,77	5,71	5,71
2012	7,41	4,67	5,60	5,60
2013	7,26	4,58	5,49	5,49
Quelle: EEG-Mindestvergütungssätze (2004).				

Abbildung 4.1 zeigt die zeitliche Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Wind nach altem EEG und nach dem seit 1.4.2004 gültigem EEG, unterschieden in Anfangs- und in Endvergütung.

Abbildung 4.1 : Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Wind



Quelle: Windenergiereport (2005), S. 90, Abb. 58.

Auch wegen der hohen Netzanbindungskosten (vgl. Kap. 3.3) plädierten 2006 sieben im Windsektor tätige Verbände und Institutionen für ein zeitlich befristetes Offshore-Marktanreizprogramm, das bereits Ende 2006 in Kraft treten sollte<sup>85</sup>. Sie forderten zusätzlich zur bestehenden EEG-Vergütung von derzeit 9,1 Cent/kWh<sub>e</sub> einen „Betriebskostenzuschuss in Höhe von 6 Cent/kWh<sub>e</sub> für die Dauer der ersten 12 Betriebsjahre“. Den Zuschlag sollte es geben, „bis die Gesamtleistung aller vertraglich bezuschussten Windparks 3.000 MW überschreitet.“ Nach der vom Gesetzgeber Ende 2006 beschlossenen Regelung zur Übernahme der Netzanschlusskosten von Offshoreanlagen durch den zuständigen Netzbetreiber wurde der Vorschlag zurückgezogen, könnte aber nach Auslaufen dieser Bestimmung wieder in ähnlicher Form eingebracht werden.

Abbildung 4.2 stellt die Einspeisevergütung in Beziehung zu typischen Windstromerzeugungskosten:

Kurve 1 gibt die EEG-Vergütung bei Inbetriebnahme der WEA in 2005 an, Kurve 2 bei Inbetriebnahme in 2013. Beide sind abhängig vom Referenzertrag<sup>86</sup> der Anlage und liegen durchschnittlich bei Inbetriebnahme in 2005 für Anlagen an sehr windrei-

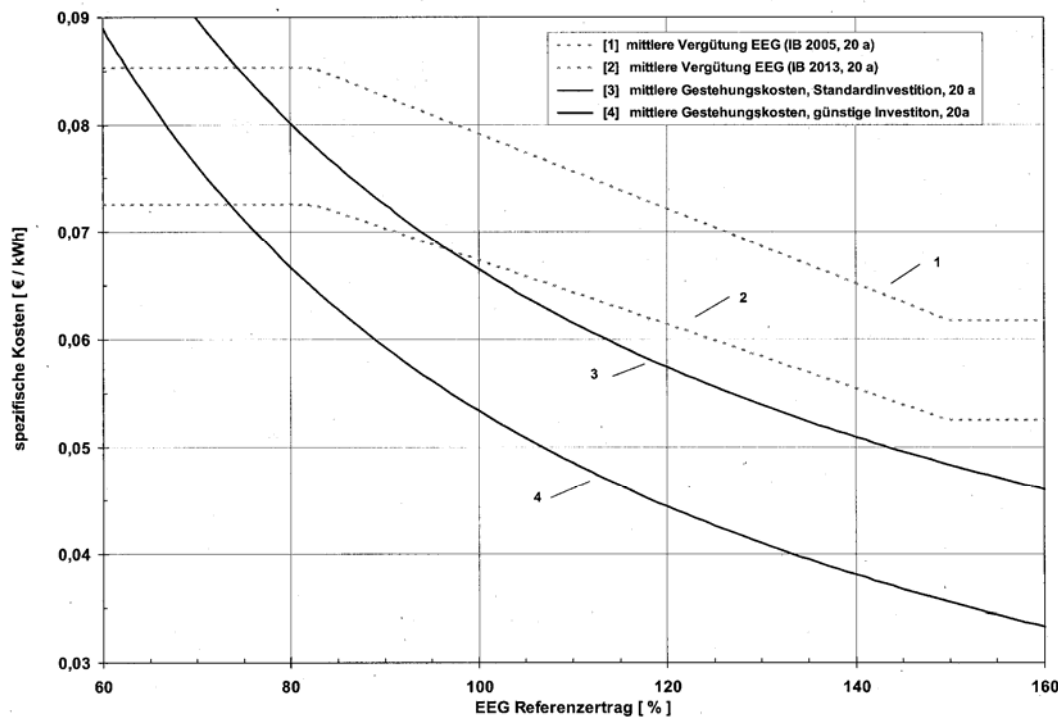
<sup>85</sup> WPD (2006b).

<sup>86</sup> Ein Referenzertrag von 100% steht für einen Standort mit guten Windverhältnissen, Spitzenstandorte direkt an der Küste haben einen Referenzertrag von 140% und darüber, Binnenlandstandorte mit hoher Rauigkeit haben einen Referenzertrag deutlich unter 100%.

1 chen Standorten bei 6,5 Cent/kWh<sub>e</sub>, für Anlagen an windschwachen Standorten bei  
 2 rund 8,5 Cent/kWh<sub>e</sub>. Bei Inbetriebnahme in 2013 verringert sich die EEG-  
 3 Einspeisevergütung auf gut 7 Cent/kWh<sub>e</sub> bzw. gut 5 Cent/kWh<sub>e</sub>.

4 Kurve 3 zeigt die spezifischen Stromgestehungskosten der derzeit den Markt domi-  
 5 nierenden Windenergieanlagen der 2,0 MW-Klasse, Kurve 4 eine Variante mit etwas  
 6 günstigeren Annahmen bezüglich Investitionsnebenkosten und Finanzierungsbedin-  
 7 gungen. Die Daten wurden hier über die jeweilige Gültigkeitsdauer der Einspeisever-  
 8 gütungen nach EEG über einen Zeitraum von 20 Jahren gemittelt. Die Berechnungen  
 9 beruhen auf folgenden Eckdaten: spezifische WEA-Kosten ab Werk 900 €/kW, In-  
 10 vestitionsnebenkosten 30% (Kurve 4: 20%), Betriebskosten 4,5% (3,0%), kalkulatori-  
 11 scher Zins 7,5% (5,5%), Finanzierungszeitraum entsprechend der Abschreibungsdauer  
 12 16 Jahre, Lebensdauer 20 Jahre, Energieertrag 60% bis 160% des Referenzertrags.

13 **Abbildung 4.2 : Einzelwirtschaftliche Kosten der Onshore-**  
 14 **Windstromerzeugung versus EEG-Vergütung**



15 durchgezogene Linien: einzelwirtschaftliche Kosten der Windstromerzeugung  
 16 gestrichelte Linien: EEG-Vergütung

17 Quelle: Windenergiereport (2005), S. 91, Abb. 59.  
 18

19 Tabelle 4.2 zeigt beispielhaft die von E.ON-Netz in 2005 insgesamt bezahlten EEG-  
 20 Vergütungen. In das E.ON-Netz wurden in 2004 gut 40% der gesamten deutschen  
 21 Windenergieerzeugung eingespeist<sup>87</sup>.

<sup>87</sup> EEG-Jahresabrechnung (2004).

1 **Tabelle 4.2 : Von E.ON-Netz in 2005 bezahlte EEG-Vergütungen**

	Stromeinspeisung		Vergütung	
	[Mrd. kWh <sub>e</sub> ]	[Mrd. €]	[Cent pro kWh <sub>e</sub> ]	
Wasserkraft	2,22	0,16	7,29	
Deponiegas etc.	0,43	0,03	5,87	
Biomasse	2,62	0,30	11,53	
Windenergie	12,04	1,08	8,96	
Solarenergie	0,63	0,33	52,82	
<b>Summe</b>	<b>17,94</b>	<b>1,90</b>	<b>10,59</b>	
Quelle: E.ON-Netz (2006f)				

2  
3 Photovoltaisch erzeugter Strom spielt mengenmäßig bisher nur eine geringe Rolle.  
4 Die mit über 40 Cent/kWh<sub>e</sub> derzeit noch sehr viel höhere steigt allerdings wertmäßig  
5 stark an und machte in 2005 schon gut ein Sechstel der gesamten EEG-Vergütung  
6 aus. Sie soll vor allem dazu dienen, Forschung, Entwicklung und großtechnische Fer-  
7 tigung so zu fördern, dass die Anlagenpreise, wie von der Fachwelt erwartet, im  
8 nächsten Jahrzehnt auf konkurrenzfähige Werte sinken. Sollten die vorläufig utopi-  
9 schen Pläne für photovoltaische Großkraftwerke am Südrand des Mittelmeeres dann  
10 verwirklicht werden, so ergäben sich allerdings völlig neue Herausforderungen für  
11 den Energietransport.

## 12 4.2 Windenergie senkt Strompreise an den Strombörsen

13 Spätestens ab 2015 wird ein immer größerer Anteil der Erneuerbaren Energien nicht  
14 mehr die EEG-Mindestvergütung nutzen, sondern am Markt zu Markt- bzw. Börsen-  
15 preisen gehandelt werden<sup>88</sup>. Dies rührt zum einen von den kontinuierlich sinkenden  
16 EEG-Vergütungen für Neuanlagen her<sup>89</sup>, zum anderen von den seit 2004 stark anstei-  
17 genden Preisen für Strom an der deutschen Strombörse in Leipzig.

18 Bei weiter steigenden Preisen wird also immer stärker Windstrom nicht mehr zu den  
19 Mindestvergütungssätzen eingespeist, sondern – jedenfalls in Hochpreiszeiten – di-  
20 rekt an der Strombörse angeboten.

21 Seit 2006 werden erstmalig Zeitscheiben von Windenergie an der Leipziger Börse  
22 verkauft. Soweit man am Vortag sehr sicher sein kann, am nächsten Tag zu Hoch-  
23 preiszeiten ('peak') eine bestimmte Menge Windstrom zu produzieren, wird dieser  
24 Windstrom am Spotmarkt in Leipzig verkauft und nicht an den örtlichen Netzbetrei-  
25 ber zu EEG-Mindestvergütungssätzen. Physikalisch ändert sich nichts, der an der  
26 Börse verkaufte Windstrom fließt wie der EEG-Strom ins Netz des örtlichen Netz-

<sup>88</sup> Vgl. etwa EEG-Vergütungszahlungen (2005), S. 51, Abbildung 22.

<sup>89</sup> 'Degression', vgl. Tab. 4.1.



betreibers. Während aber die Kosten des EEG-Stroms auf alle Endkunden umgelegt wird, geht die Rechnung für den Börsenstrom an den Käufer an der Börse, der dann auch über den Strom zum Zeitpunkt der Produktion verfügen kann. Ist die Windprognose allerdings zu optimistisch gewesen, so muss am nächsten Tag zu den dann aktuellen (meist deutlich höheren) Regel- und Reservepreisen dazugekauft werden.

Je mehr Windstrom produziert wird, desto stärker sinken die Großhandelspreise an der Leipziger Strombörse<sup>90</sup>. Dieses offensichtliche Ergebnis wird auch durch zwei neue Studien<sup>91</sup> bestätigt. Nach Angaben der Wissenschaftler erbringen Deutschlands Windkraftanlagen derzeit Einsparungen in Höhe von über einer Milliarde Euro pro Jahr. Vor allem die industriellen Stromverbraucher profitieren so von der Windenergie, da in ihrer Stromrechnung der Großhandelspreis stärker ins Gewicht fällt als beim Haushaltskunden.

Zukünftig wird das EEG gerade bei windgünstigen Standorten eine immer geringere Rolle spielen<sup>92</sup>, hingegen der Preis an der Leipziger Strombörse eine immer größere. Dieser Preis wird bei wachsendem Anteil der Windenergie immer stärker von der momentanen Windenergieeinspeisung dominiert und bei sehr starker Windenergieeinspeisung wahrscheinlich sehr niedrig sein.

### 4.3 Reine Börsenvergütung verhindert Zubau von Windenergieanlagen

Tabelle 4.3 zeigt die Spotmarktpreise an der skandinavischen Strombörse Nordpool für die Netzregionen Dänemark West (Jütland) und Dänemark Ost (Seeland inkl. Kopenhagen) für ausgewählte Zeiträume.

Der in Tabelle 4.3 dargestellte Ausschnitt aus den Informationen der Börse zeigt höchst aufschlussreiche Tendenzen:

- Spalte '(1) Jahr': Seit 2001 haben sich die durchschnittlich bezahlten Strompreise etwa verdoppelt.
- Spalte '(2) Tag': Es wird deutlich, dass die Durchschnittspreise von Tag zu Tag stark schwanken. Zum einen sind, wie erwartet, die Preise am Wochenende niedriger, aber nicht immer, wie das Wochenende 14./15.10.2006 zeigt. Zum anderen gibt es nachfragestarke Wochentage wie Mo, 2.10. oder Fr, 6.10., wo insbesondere in der windstarken West-Netzregion (v.a. Jütland) die Preise deutlich niedriger als sonst liegen, übrigens auch deutlich niedriger als in der Ost-Netzregion.
- Spalte '(3) Stunde': Starke Windenergieeinspeisung drückt die Spotpreise am Freitag, 27.10. von 01:00 bis 00:50 auf 0 Cent/kWh<sub>e</sub>. Der Großteil der konventionellen Stromerzeugung ist davon unbeeinträchtigt, weil deren Produktion über langfristige

<sup>90</sup> Vgl. hierzu WPD (2006a) und May, H. (2006).

<sup>91</sup> Bode/Groscurth (2006). Eine weitere, bereits im Frühjahr 2006 abgeschlossene Studie haben die Energiewirtschaftler der Universität Duisburg-Essen im Auftrag der E.ON-Energie AG erstellt. Einige Zahlen wurden im Juli in einem Fachbeitrag für die Zeitschrift „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ veröffentlicht. Die Studie selbst ist unter Verchluss.

<sup>92</sup> Vgl. Vergütungszahlungen (2005) und EEG-Stromerzeugung (2006).

1 Lieferverträge bezahlt wird. Aber für die Windenergie kann das bedrohliche Ver-  
 2 gütungsverluste bedeuten.

3 **Tabelle 4.3 : Spotmarktpreise an der skandinavischen Strombörse**

Spot-Strompreise an der Nord Pool Strombörse für <b>Dänemark</b> [EUR/MWh]														
(1) Jahr			(2) Tag			(3) Stunde								
Year	West	Ost		West	Ost	Uhrzeit	West	Ost	West	Ost	West	Ost	West	Ost
1996	-	-	So 01.10.2006	34	48	00-01	33	33	33	33	7	7	34	34
1997	-	-	Mo 02.10.2006	37	52	01-02	32	32	31	31	0	0	32	32
1998	-	-	Di 03.10.2006	42	51	02-03	32	31	30	30	0	0	31	31
1999	-	-	Mi 04.10.2006	51	55	03-04	31	31	28	28	0	0	31	31
2000	16	-	Do 05.10.2006	51	52	04-05	33	31	28	28	0	0	32	32
2001	24	24	Fr 06.10.2006	35	47	05-06	33	33	30	30	1	1	34	34
2002	25	29	Sa 07.10.2006	22	38	06-07	56	56	55	55	34	34	35	35
2003	34	37	So 08.10.2006	27	30	07-08	66	56	56	56	52	53	40	40
2004	29	28	Mo 09.10.2006	47	50	08-09	68	57	56	56	54	54	44	46
2005	37	34	Di 10.10.2006	50	50	09-10	68	57	56	56	54	54	53	53
2006	46	51	Mi 11.10.2006	51	52	10-11	69	57	56	56	54	54	55	55
			Do 12.10.2006	50	51	11-12	74	57	56	56	54	54	55	55
			Fr 13.10.2006	53	54	12-13	68	56	56	56	54	54	53	53
			Sa 14.10.2006	50	45	13-14	65	56	56	56	51	52	49	49
			So 15.10.2006	52	48	14-15	63	57	55	55	37	52	38	47
			Mo 16.10.2006	57	58	15-16	58	56	55	55	36	51	38	48
			Di 17.10.2006	54	56	16-17	56	56	55	55	38	49	38	49
			Mi 18.10.2006	58	53	17-18	68	57	55	55	52	52	47	53
			Do 19.10.2006	54	54	18-19	81	58	56	56	55	55	56	56
			Fr 20.10.2006	50	49	19-20	91	58	56	56	55	55	55	55
			Sa 21.10.2006	39	41	20-21	60	56	46	54	50	50	50	50
			So 22.10.2006	33	38	21-22	55	55	48	48	41	41	38	47
			Mo 23.10.2006	48	50	22-23	51	51	33	33	35	35	34	44
			Di 24.10.2006	48	48	23-24	43	46	25	25	33	33	30	35
			Mi 25.10.2006	56	50									
			Do 26.10.2006	46	47	Min	31	31	25	25	0	0	30	31
			Fr 27.10.2006	35	37	Max	91	58	56	56	55	55	56	56
			Sa 28.10.2006	42	44	Peak	69	57	56	56	49	53	48	52
						Off-peak 1	40	38	36	36	12	12	34	34
						Off-peak 2	52	52	38	40	40	40	38	44
						Avg	56	50	46	47	35	37	42	44

Quelle: Nordpool (2006).

1 In Dänemark wird und muss ein wachsender Anteil der dänischen Windstromproduk-  
2 tion an der Börse verkauft werden, weil seit rund 1999 neuere Windenergieanlagen  
3 keine Mindestpreise mehr garantiert bekommen, sondern nur noch einen staatlichen  
4 Zuschuss von 1,35 Cent (10 Öre) pro kWh<sub>e</sub>. Zudem fallen immer mehr ältere Anlagen  
5 aus der früheren staatlichen Förderung durch Mindestpreise heraus und müssen eben-  
6 falls ihre gesamte Produktion an der Börse anbieten. Dies war der Tod des Neubaus  
7 von Windenergieanlagen in Dänemark. Zudem wurden nur zwei der fünf geplanten  
8 Offshore-Windparks realisiert<sup>93</sup>: Horns Rev und Nystedt; hierfür erhalten die Investo-  
9 ren, zwei regionale Stromversorgungsunternehmen, vom Staat 6 Cent (45 Öre) pro  
10 kWh<sub>e</sub> garantiert und zudem den Anschluss ans Stromnetz.

11 Ein wachsender Teil der dänischen Windenergie wird an der skandinavischen Strom-  
12 börse gehandelt. Dies beeinflusst bereits heute bei sehr starker Windeinspeisung und  
13 gleichzeitig relativ geringer Nachfrage die dortigen Spotmarktpreise in einer systema-  
14 tischen Art und Weise: Bei starker Windstromproduktion sinken die Preise bis auf 0  
15 Cent/kWh<sub>e</sub>, bei wenig Wind steigen die Spotmarktpreise dann wieder auf das norma-  
16 le Niveau oder sogar noch stärker.

17 Durch wachsende Windenergieeinspeisung werden also die Börsenpreise, jedenfalls  
18 bei Starkwind, immer stärker gesenkt, wodurch die Verbraucher begünstigt werden.  
19 Wenn aber Windenergie zukünftig – nach einem möglichen Auslaufen des EEG –  
20 immer stärker nur noch über den Börsenpreis honoriert wird, dann wird der Großteil  
21 der Windenergieeinspeisung zu sehr niedrigen Börsenpreisen entgolten; das wäre der  
22 Tod des Baus von Windenergieanlagen und des Repowering, wie die dänische Erfah-  
23 rung zeigt.

24 Damit hätten aber mit dann schrumpfendem Windenergieanteil Verbraucher immer  
25 weniger Vorteile durch Windenergie; die durch Windenergie bedingte Umweltentlas-  
26 tung würde ebenfalls wieder geringer werden.

27 Dieser an Hand des Beispiels Dänemark vorhersehbare Markt-Zyklus mit seinen in  
28 zweifacher Hinsicht äußerst negativen Folgen kann unter Umständen durch eine ge-  
29 eignete Fortschreibung des EEG verhindert oder zumindest gedämpft werden.

---

<sup>93</sup> Hautmann (2006).

## Teil B : Optimierung

### 5 Verfahren zur Bestimmung von Richtwerten

#### Nutzen versus Kosten; Grenznutzen versus Grenzkosten

Über Zahl, Größe und technische Auslegung der Anlagen eines Windparks entscheiden die WEA-Betreiber autonom nach Maßgabe der Windverhältnisse und der Höhe und Struktur der EEG-Vergütung, vgl. den folgenden Abschnitt 5.1. Damit ist die gesamte installierte Generatornennleistung, die gemäß EEG an einem Einspeisepunkt angeschlossen werden muss, eine vorgegebene Größe.

Die zentrale Frage dieser Untersuchung lautet: In welcher Höhe ist der Netzbetreiber bei gegebener installierter Nennleistung<sup>94</sup> gesetzlich verpflichtet, die zulässige Übertragungsleistung am jeweiligen Übergabepunkt zur Verfügung zu stellen? Die Antwort ergibt sich, wie im Folgenden im Einzelnen gezeigt, aus dem Grenznutzen-Kriterium, wie es auch in der EEG-Begründung formuliert ist: Der zusätzliche Nutzen der Windenergieeinspeisung muss die zusätzlichen Netzkosten deutlich übersteigen<sup>95</sup>.

#### 5.1 Einzelwirtschaftliche Optimierung durch die WEA-Betreiber

##### 5.1.1 Neubau eines Windparks

###### (1) Onshore-Windpark

Die gesamten Investitionskosten eines Onshore-Windparks betragen in 2006 typischerweise rund 1.300 € pro kW, davon sind rund 1.000 € Kosten für Lieferung und Installation von Rotor und Turm, je nach Standort fallen zusätzlich rund 300 €/kW an für Planungs- und Genehmigungskosten, Grundstück, Fundament, Baubetreuung etc..

Die Investitionskosten für die Fortleitung des Stroms, selbst wenn ein Leitungsneubau zur Fortleitung des gesamten Windstroms erforderlich ist, betragen bei Freileitungsausführung rund 1 € pro kW und km, bei Erdkabelauführung gut das Doppelte<sup>96</sup>. Selbst bei 50 km Abstand zum nächsten 380kV-Einspeisepunkt also nur 50 bis gut 100 € pro kW, und damit nur rund 5% bis maximal 10% der Windpark-Investitionskosten. Die Netzbetriebskosten sind verglichen mit den Betriebskosten des Windparks vernachlässigbar.

Ob der Windpark volkswirtschaftlich sinnvoll ist hängt also im Wesentlichen vom Verhältnis seiner Investitionskosten zu seinem volkswirtschaftlichen Nutzen ab, denn

---

<sup>94</sup> Nennleistung der bestehenden sowie der in die Ausbauplanung aufgenommenen Windenergieanlagen.

<sup>95</sup> Vgl. hierzu auch Abschn. 1.2.

<sup>96</sup> Vgl. Tab. 3.4, bezogen auf die jeweilige Übertragungsleistung lt. Tab. 3.3.

1 die zusätzlichen Investitionen für einen Netzneubau fallen dabei jedenfalls für On-  
2 shore-Windenergieanlagen kaum ins Gewicht.

## 3 **(2) Offshore-Windpark**

4 Für zukünftige Offshore-Windparks mit vielen Hundert Megawatt Nennleistung, de-  
5 ren „Export-Leitungen“ über Entfernungen von 50 km und mehr als Seekabel gebaut  
6 werden und weiter im Inland in das Höchstspannungsnetz integriert werden müssen,  
7 fallen Leitungskosten sehr wohl ins Gewicht. Dem höheren Nutzen der Netzanbin-  
8 dung und dem erwarteten größeren volkswirtschaftlichen Nutzen dieser Anlagen trägt  
9 der Gesetzgeber dadurch Rechnung, dass die Verpflichtung zum Bau der Exportlei-  
10 tungen vom Offshore-Windpark im Meer bis zur Küste und weiter bis zum bestehen-  
11 den Höchstspannungsnetz den Netzbetreibern übertragen wurde, die die entstehenden  
12 Kosten auf die Strompreise umlegen können<sup>97</sup>. Auf diese Weise werden die der Wind-  
13 energieerzeugung zugerechneten vermiedenen Externen Kosten auf doppelte Weise  
14 von den Stromverbrauchern als Verursacher getragen: zum einen über die an die  
15 WEA-Betreiber bezahlte, über dem Preis konventioneller Stromerzeugung bzw. über  
16 dem mittleren Börsenpreis liegende EEG-Vergütung, zum anderen über die umgeleg-  
17 ten Netzbaukosten.

18 Ob sich tatsächlich ein Investor findet, der aus einzelwirtschaftlichem Interesse die  
19 wesentlichen höheren Investitionen für einen Offshore-Windpark aufbringt, hängt  
20 von seiner erwarteten Jahresenergieproduktion und der Höhe der EEG-Einspeisever-  
21 gütung ab. Die derzeit für Inbetriebnahme ab 2011 geltenden knapp 6 Cent/kWh<sub>e</sub> sind  
22 jedenfalls sicher kein ausreichender Anreiz.

### 23 **5.1.2 Wahl der elektrischen Nennleistung der WEA-Generatoren**

24 Wie groß soll die spezifische Generatorleistung sein, also die installierte Generator-  
25 leistung pro Rotorfläche, gemessen in Watt pro m<sup>2</sup> Rotorfläche? Diese Entscheidung  
26 müssen die WEA-Betreiber treffen.

27 Ob die Erhöhung der Generatorleistung und die dafür erforderliche Erhöhung der  
28 Leitungskapazität volkswirtschaftlich sinnvoll sind, hängt vom zusätzlichen Nutzen  
29 ab, der durch die erhöhte Benutzungsdauer und die zusätzliche Windenergieerzeu-  
30 gung bei Starkwind erzielt wird. Der WEA-Betreiber wird den Generator und damit  
31 die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche nur dann größer wählen, wenn sei-  
32 ne zusätzliche EEG-Vergütung seine zusätzlichen einzelwirtschaftlichen Kosten ü-  
33 bersteigt.

## 34 **(1) Onshore-Windpark**

35 Die zusätzlichen Investitionskosten eines Betreibers für eine Erhöhung der Genera-  
36 torleistung liegen je nach Standortbedingungen und Hersteller<sup>98</sup> bei 130 bis 350 € pro

---

<sup>97</sup> Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006a), insbesondere Ergänzung des EnWG §17(2a)neu. Siehe hierzu auch Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006b).

<sup>98</sup> Vgl. Tab. 3.2, Zeile 4c.

1 zusätzliches kW Nennleistung, also bei rund einem Zehntel bis einem Drittel der o-  
2 ben angegebenen Investitionskosten für den gesamten Windpark.

3 Wie unten in Abschnitt 5.4 erläutert und in Abbildung 5.4 an der gepunktet darge-  
4 stellten Kurve ablesbar, kommen bei einer Einzelanlage den obersten 10% der **typi-**  
5 **schen** installierten Generatorleistung nur etwa 1,5% der Jahresenergieproduktion zu.  
6 Der Wert dieses Mehrertrages muss gegen die annuisierten Mehrkosten eines stärkeren  
7 Generators abgewogen werden.

8 Neben diesem Investitionskostenargument für eine Beschränkung der typischen spe-  
9 zifischen Generatorleistung<sup>99</sup> ist auch zu berücksichtigen, dass der Mehrertrag aus  
10 zwei Gründen gemindert wird:

- 11 • Eine erhöhte und sich bei Starkwind dauernd ändernde Leistungsaufnahme bringt  
12 auch eine höhere Materialermüdung mit sich;
- 13 • Es nimmt – auch **nach** volkswirtschaftlich optimiert ausgebautem Netz – die  
14 verbleibende Notwendigkeit von gelegentlichen ERZMAN-Eingriffen zu.
- 15 • Die Exportleitung vom WEA zum nächst gelegenen Übergabepunkt ist lt. EEG  
16 vom WEA-Betreiber zu bezahlen; eine höhere Übertragungsleistung dieser Leitung  
17 ist ein weiterer Kostenfaktor.

18 Die kostenoptimiert spezifische Flächenleistung wird deshalb nur für neue große An-  
19 lagen mit Nabenhöhen deutlich über 60 m, die an sehr windreichen Standorten ste-  
20 hen, Werte deutlich über 400 W/m<sup>2</sup> bis etwa 600 W/m<sup>2</sup> erreichen.

## 21 (2) Offshore-Windpark

22 Verfügbare Schiffs-, Transport- und Krankapazitäten begrenzen das maximal instal-  
23 lierbare Gondelgewicht derzeit auf 400 to bis 500 to. Auch die resultierende Belas-  
24 tung von Turm und Fundament sowie die bei noch höherer Auslegung vergrößerte  
25 Ermüdungsgefahr der Lager und Rotorblätter durch Dauerwechselbelastung be-  
26 schränken die Generatorleistung auf etwa 5 MW. Bei getriebelosen WEA (z.B. Ener-  
27 con) führt das größere Generatorgewicht zu noch niedrigerer Leistungsbegrenzung.

28 Deshalb werden derzeit standardmäßig nur 2MW- bis max. 5MW-Windgeneratoren  
29 angeboten, darüber nicht. Damit haben die neuen großen Offshore-WEA mit über  
30 120 m Rotordurchmesser (z.B. BARD AG) mit rund 450 W/m<sup>2</sup> eine ähnliche spezifische  
31 Generatorleistung wie die Onshore-WEA, obwohl Offshore die Windgeschwindigkeit  
32 mit rund 10 m/sec (FINO1) deutlich höher ist als in guten Küstenstandorten. Entspre-  
33 chend ist für die Offshore-Windparks eine sehr viel gleichmäßigere Windenergiepro-  
34 duktion mit gut 3.000 Volllaststunden zu erwarten statt der rund 1.500 bis 1.800  
35 Volllaststunden Onshore.

---

<sup>99</sup> also der installierten Generatorleistung pro von den Rotoren überstrichener Fläche, gemessen in W/m<sup>2</sup>.

## 5.2 Wirtschaftliche Zumutbarkeit als Verhältnismäßigkeit von volkswirtschaftlichen Nutzen und Kosten

Die Verpflichtung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zur unverzüglichen vorrangigen Abnahme und Übertragung des gesamten von Erneuerbaren-Energie-Anlagen angebotenen Stroms besteht auch, „wenn die Abnahme des Stroms erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird.“<sup>100</sup> Wie schon in Abschnitt 1.2 herausgestellt, lässt der Wortlaut des EEG, insbesondere die dort<sup>101</sup> explizit geregelte Überwälzung der Netzausbaukosten auf die Stromkunden, nicht den geringsten Zweifel daran, dass „wirtschaftliche Zumutbarkeit“ sich nicht darauf bezieht, ob der Netzausbau dem Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar ist. Die einzelwirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber und ihrer Eigentümer, an der angesichts ihrer Milliarden-Gewinne ohnedies nicht zu zweifeln ist, spielt insofern keine Rolle, als sie nur zu der risikolosen Vorleistung der Investitionskosten des Netzausbaus verpflichtet sind und diese später über Netznutzungsentgelte erstattet werden. Es ist vielmehr zu prüfen, ob volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen, also eine volkswirtschaftliche Abwägung der von allen Verbrauchern zu tragenden Kosten des Netzausbaus und des dadurch erzielten Nutzens der verringerten Abhängigkeit von nicht erneuerbaren Ressourcen vorzunehmen.

Die Grenze der „wirtschaftlichen Zumutbarkeit“ des Netzausbaus ergibt sich demnach daraus, dass der volkswirtschaftliche Nutzen vermehrter Erneuerbaren-Energien-Einspeisung deren volkswirtschaftliche Kosten deutlich übersteigt. Um die Ermittlung dieses Optimums geht es im Folgenden.

Empirische Daten, vor allem die bei den Betreibern vorliegenden Leistungsdauerlinien von Windenergieanlagen gegebener technischer Auslegung in einer gegebenen Standortregion können mit den exakten Methoden der ökonomischen Grenznutzentheorie kombiniert werden. Daraus ergeben sich – wie im folgenden Abschnitt 5.3 im Einzelnen beschrieben – für die realisierten und geplanten Windparks an einem bestimmten Einspeisepunkt wichtige Ergebnisse:

- Richtwerte für den volkswirtschaftlichen optimalen Netzausbau, zu dem der Netzbetreiber in der betroffenen Region gesetzlich verpflichtet ist;
- Abschätzungen für die auch nach optimiertem Netzausbau noch zumutbaren gelegentlichen Leistungsbeschränkungen, die – zeitlich variabel und nachfragebestimmt – erforderlich bleiben, um Überinvestitionen zu vermeiden.

Tabelle 5.1 gibt eine Übersicht zu Nutzen und Kosten der Windenergie. Zu den einzelnen Kostenangaben vgl. Abschnitt 3.1 zu WEA und Abschnitt 3.2 zu Leitungen.

---

<sup>100</sup> EEG (2004), § 4(2) Satz 2.

<sup>101</sup> EEG (2004), § 13 (2) Satz 3.

Der Nutzen der Windenergie besteht laut EEG §1 (Zweck des Gesetzes) aus folgenden Komponenten:

- Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung;
- Verringerung volkswirtschaftlicher Kosten der Energieversorgung durch Einbeziehung langfristiger externer Effekte;
- Schutz von Natur und Umwelt;
- Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen.

Dieser Nutzen ist ungefähr proportional zur pro Zeiteinheit aus Windenergie produzierter und ins Netz eingespeister elektrischer Energie. Eine Bewertung des Nutzens ergibt sich aus den insgesamt vermiedenen Kosten der Stromerzeugung aus nicht-erneuerbaren Ressourcen, vgl. Tabelle 5.1.

**Tabelle 5.1 : Nutzen und Kosten der Windenergie**

Alle Werte in Cent/kWh <sub>e</sub>		Kostenträger
<b>A. Volkswirtschaftlicher Nutzen der Windenergie</b> ( = vermiedene volkswirtschaftliche Kosten der herkömmlichen Stromerzeugung )		
= (1.1) Einzelwirtschaftliche Kosten	3 bis 5	EVU
+ (1.2) Externe Kosten		Gesellschaft
CO <sub>2</sub>	3 bis 8	EVU, falls CO <sub>2</sub> -Zertifikate
Andere Schadgase	> 1	Gesellschaft
Konfliktpotential	?	Gesellschaft
<b>B. Volkswirtschaftliche Kosten der Windenergie</b>		
= (2.1) Einzelwirtschaftliche Kosten	5 bis 8	WEA-Betreiber; über EEG-Vergütung umlegbar auf Stromkunden
+ (2.2) Externe Kosten (Landschaft, Natur)	0,5	Gesellschaft
+ (2.3) Zusätzlicher Netzausbau	0,3 bis 0,5	Netzbetreiber, falls "wirtschaftlich zumutbar"; umlegbar auf Stromkunden
+ (2.4) Zusätzliche Regel- und Reserveenergie	?	Netzbetreiber; umlegbar auf Stromkunden

Die vermiedenen einzelwirtschaftlichen Kosten betragen je nach Brennstoffart 3 bis 5 Cent/kWh<sub>e</sub>.

Die vermiedenen externen Kosten setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen und wurden in einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Auftrag gegebenen Untersuchung<sup>102</sup> wie folgt monetarisiert: Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten betragen 3 Cent/kWh<sub>e</sub> (Erdgas) bis 8 Cent/kWh<sub>e</sub> (Kohle).

<sup>102</sup> Vgl. Krewitt/Schlomann (2006).

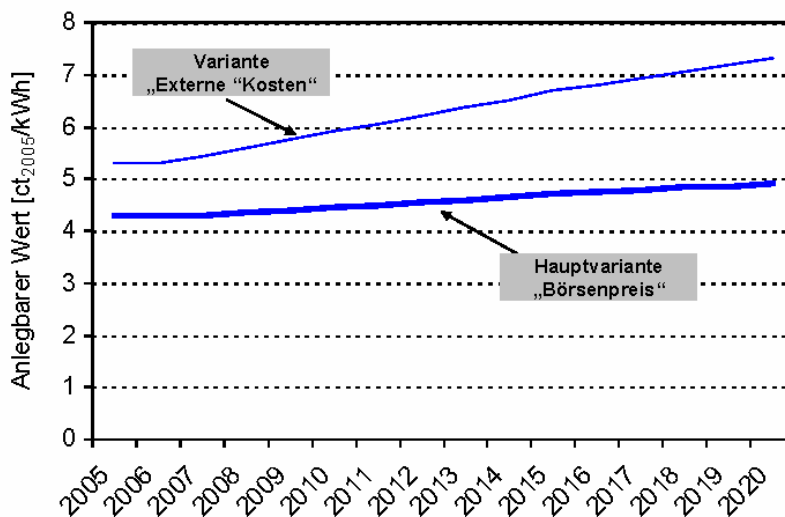


Hinzu kommen der Nutzen der Vermeidung von Schäden durch Emission anderer Schadgase (Korrosion, saurer Regen etc.) von deutlich über 1 Cent/kWh<sub>e</sub> sowie der (noch) nicht bezifferte Nutzen der Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen. Hiervon können die externen Kosten der Windenergieerzeugung von höchstens 0,5 Cent/kWh<sub>e</sub> abgezogen werden. Insgesamt ergeben sich als Untergrenze der Monetarisierung<sup>103</sup> der externen Kosten 6 Cent/kWh<sub>e</sub>.

Der volkswirtschaftliche **Nutzen** der Windstromproduktion beträgt also insgesamt mindestens rund 10 Cent/kWh<sub>e</sub>.

Eine andere Untersuchung<sup>104</sup> des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, vgl. Abbildung 5.1, gibt niedrigere vermiedene Kosten an, weil hier bei den externen Kosten der Stromerzeugung aus nicht-erneuerbaren Ressourcen nur das vermiedene CO<sub>2</sub> und nur bewertet durch den Preis von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten angesetzt werden.

**Abbildung 5.1 : Vermiedene Kosten konventioneller Stromerzeugung**



Quelle: EEG-Stromerzeugung (2006), S. 4.

Die **Kosten** der Einspeisung von Windenergie bestehen aus drei Komponenten:

- Einzelwirtschaftliche Kosten der Windenergieerzeugung, die von den WEA-Betreibern getragen werden. Die Betreiber erhalten dafür mindestens die EEG-Vergütung, für Neuanlagen derzeit rund 5 Cent/kWh<sub>e</sub> für 20 Jahre<sup>105</sup>.
- Kosten für eine windbedingte Erhöhung der Übertragungskapazität des Netzes, die unter dem Vorbehalt der 'wirtschaftlichen Zumutbarkeit'<sup>106</sup> von den Netzbetreibern

<sup>103</sup> Zu den Grundprinzipien der Monetarisierung, insbesondere im Energiebereich und bei Hochspannungsleitungen, vgl. Jarass/Nießlein/Obermair, G.M. (1989), Apfelstedt/Jarass/Nießlein/ Obermair, G.M. et al. (1996).

<sup>104</sup> EEG-Stromerzeugung (2006).

<sup>105</sup> Für mindestens die ersten 5 Jahre wird ein Zuschlag von rund 3 Cent/kWh<sub>e</sub> zur beschleunigten Markteinführung von Windenergie bezahlt, vgl. Abschn. 3.4.

<sup>106</sup> EEG §4(2), Satz 2.

1 getragen und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt<sup>107</sup> werden können. Zeile (2.3)  
2 in Tabelle 5.1 fasst das Ergebnis dieser Untersuchung zusammen: Zumindest für  
3 den Onshore-Bereich liegen die Netzausbaukosten unter 0,5 Cent/kWh<sub>e</sub> und damit  
4 unter 5% des genannten volkswirtschaftlichen Nutzens der Windstromproduktion  
5 von mindestens 10 Cent/kWh<sub>e</sub>.

- 6 • Der windbedingte Anteil der Kosten für Regel-, Ausgleichs- und Reserveenergie,  
7 die zur Aufrechterhaltung von Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromsystems in  
8 jedem Fall und **ohne**<sup>108</sup> einen Vorbehalt der 'wirtschaftlichen Zumutbarkeit' von  
9 den Netzbetreibern getragen werden müssen und als notwendige Betriebskosten in  
10 die Berechnung der Netznutzungsentgelte eingehen. Bei zunehmender Penetration  
11 von Windenergie im Erzeugungssystem wird die wirtschaftliche Bedeutung von  
12 Regel-, Ausgleichs- und Reserveenergie und ggf. Kurzzeitspeichern allerdings  
13 massiv zunehmen.

14 Da die letzt genannten Kosten für windbedingte zusätzliche Regel-, Ausgleichs- und  
15 Reserveenergie **nicht** dem gesetzlichen Vorbehalt der 'wirtschaftlichen Zumutbar-  
16 keit' unterfallen, sind sie nicht Gegenstand dieser Untersuchung<sup>109</sup>. Hingegen fallen  
17 die Kosten für eine windbedingte Erhöhung der Übertragungskapazität des Netzes  
18 unter diesen Vorbehalt. Sie sind der wesentliche Anlass der derzeitigen Konflikte  
19 zwischen WEA-Betreibern und Netzbetreibern und stehen im Vordergrund dieser  
20 Untersuchung.

### 21 **5.3 Kriterien für einen marktgerechten Kosten-Nutzen-Vergleich** 22 **des Netzausbaus**

23 „Die Zumutbarkeit des [Netz-]Ausbaus findet ihre Grenze dort, wo der aus den Vergü-  
24 tungssummen im Vergütungszeitraum sich ergebende Wert der Gesamtstrommenge  
25 aus den durch den Netzausbau anschließbaren Erzeugungsanlagen die Kosten des  
26 Ausbaus nicht deutlich übersteigt.“<sup>110</sup>

27 Zum einen wird hier deutlich auf die auch in dieser Untersuchung angewandte  
28 Grenznutzentheorie abgehoben, zum anderen wird die durch den Netzausbau ermög-  
29 lichte zusätzliche Einspeisevergütung als Maß für den Nutzen der zusätzlichen einge-  
30 speisten Erneuerbaren Energie den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt. Die  
31 Untersuchung folgt im Weiteren genau dieser Gleichsetzung des Nutzens der Wind-  
32 energieeinspeisung mit der erzielbaren EEG-Vergütung.

---

<sup>107</sup> EEG §13(2), Satz 3.

<sup>108</sup> Der einschlägige EnWG §13(1) sieht diesen Vorbehalt nicht vor.

<sup>109</sup> Diese Kosten könnten in späteren Untersuchungen zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit miteinbezogen werden. Es stellt sich dabei die Frage, ob die im Folgenden gezeigten Ergebnisse dadurch in Richtung verstärkte Begrenzung der Spitzeneinspeisung verändert würden, weil durch Einspeisebegrenzungen die Kosten für windbedingte zusätzliche Regel-, Ausgleichs- und Reserveenergie vermindert würden.

<sup>110</sup> EEG-Begründung (2004), S. 34.

Es ist also im Einzelnen das volkswirtschaftliche Optimum des Netzausbaus für die in ein bestimmtes Teilnetz einspeisenden oder geplanten (genehmigten) Windparks abzuschätzen. Das Optimum<sup>111</sup> ist erreicht, wenn der

- Grenznutzen: **zusätzlicher** volkswirtschaftlicher Nutzen der zusätzlichen Windenergie-Einspeisung  
gleich ist den
- Grenzkosten: **zusätzliche** volkswirtschaftliche Kosten für die zusätzlich zu erstellende Übertragungsleistung des Netzes.

Die für den Mathematiker so befriedigende scheinbar präzise Definition dieses Pareto-Optimums scheitert in der praktischen Anwendung im Allgemeinen daran, dass eine Monetarisierung, also eine von den Betroffenen als plausibel anerkannte geldliche Bewertung der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen, nicht erreicht werden kann. Im Fall von Erneuerbare-Energien-Einspeisung ist der Fall aber sehr viel günstiger: Die Rechtslage und bewährte Verfahren der Bewertung erlauben es, Nutzen und Kosten in Abhängigkeit von der durch Netzausbau erreichten Übertragungsleistung quantitativ abzuschätzen<sup>112</sup>.

Der volkswirtschaftliche Nutzen wird – wie oben beschrieben – vereinfachend mit dem Wert der in einem gegebenen Zeitraum tatsächlich eingespeisten elektrischen Energie (in kWh<sub>e</sub>) aus Wind gleichgesetzt. Solange die EEG-Vergütung angebots- und nachfragenunabhängig ist, also zeitlich konstant für jede eingespeiste Wind-kWh<sub>e</sub> bezahlt wird, ist dieser Wert proportional zur eingespeisten Windenergiemenge. Wird, wie heute schon in Dänemark, die Höhe der Vergütung zeitlich variabel, etwa von einem Spotmarktpreis abhängig gestaltet, so sinkt offenbar der rechnerische Nutzen in Perioden hoher Windenergieerzeugung und niedriger Stromnachfrage, da dann der Spotmarktpreis besonders niedrig ist.

Die Nutzenfunktion  $N(P)$  beschreibt die Abhängigkeit dieses Nutzens der Einspeisung in € von der am Einspeisepunkt verfügbaren maximalen Leistungsaufnahme  $P$  des Netzes. Sie wird wie oben begründet als Produkt aus Einspeisevergütung [€/kWh<sub>e</sub>] und eingespeister Energie [kWh<sub>e</sub>] angesetzt. Die Grenznutzenkurve, mathematisch als Ableitung der Nutzenfunktion nach der Leistung:  $N'(P) = dN/dP$  gegeben, beschreibt den zusätzlichen Nutzen pro zusätzlich zulässiger Einspeiseleistung in € pro kW.

#### 5.4 Ermittlung von Nutzen und Grenznutzen eines Windparks an einem gegebenen Standort

Es stellt sich heraus, dass die standort- und anlagenspezifische Leistungsdauerlinie der Windparks, die in einer Anschlussstelle einspeisen, direkt eine untere Schranke für die Grenznutzenkurve  $N'(P)$ , gemessen in €/kW, liefert.

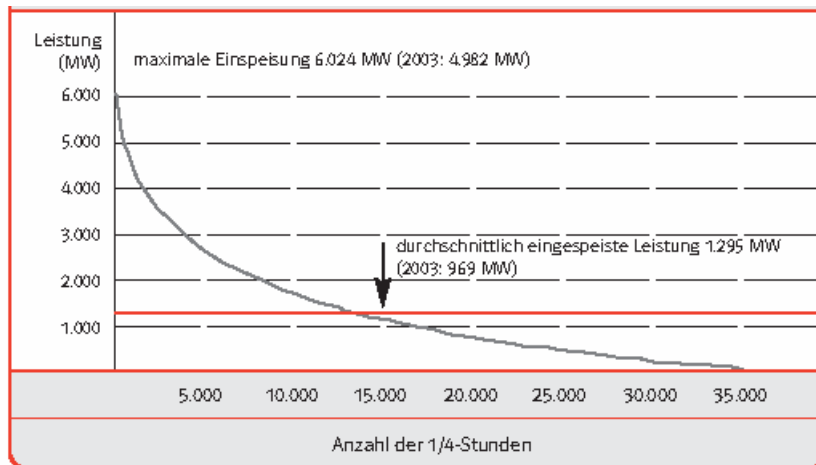
<sup>111</sup> Ein **Pareto-Optimum** in Bezug auf eine ökonomische Variable ist bekanntlich dann erreicht, wenn durch eine (infinitesimale) Änderung der Variablen, hier der Übertragungsleistung des Netzes im Bereich des Einspeisepunktes, kein Marktteilnehmer schlechter gestellt wird als zuvor.

<sup>112</sup> Vgl. auch BMU (2006b), S. 10ff. sowie Krewitt/Schlomann (2006) und EEG-Vergütungszahlungen (2005), S. 21ff..

1 In der üblichen Darstellung der Leistungsdauerlinien ist über der Betriebszeit T in  
 2 Stunden pro Jahr die für diese Stunden jeweils tatsächlich erzielbare Leistung P als  
 3 Bruchteil  $P/P_{\text{Nenn}}(T)$  der installierten Nennleistung  $P_{\text{Nenn}}$  der Windenergieanlagen auf-  
 4 getragen. Zwei Beispiele hierfür werden in den folgenden Abbildungen gezeigt:

5 Abbildung 5.2 zeigt eine Originalkurve für die Gesamteinspeisung von Windenergie  
 6 in die E.ON-Netz-Regelzone.

7 **Abbildung 5.2 : Leistungsdauerlinie der Windstromeinspeisung**  
 8 **in der E.ON-Regelzone 2004**



9 Quelle: EON-Netz (2006a), S. 8.  
 10

11 Für die folgenden Berechnungen werden Messreihen verwendet, die im Rahmen des  
 12 WMPE-Programms jährlich ausgewertet werden<sup>113</sup>:

- 13 • Einzelanlage mit 225 kW installierter Leistung in Oevenum/Föhr;
- 14 • Windpark mit insgesamt 72,7 MW installierter Leistung, Einspeisung nördlich von  
 15 Bremerhaven an der Küste am Umspannwerk Krempel/Langen,
- 16 • alle WEA in Deutschland, Nennleistung in 2004 15,9 GW.

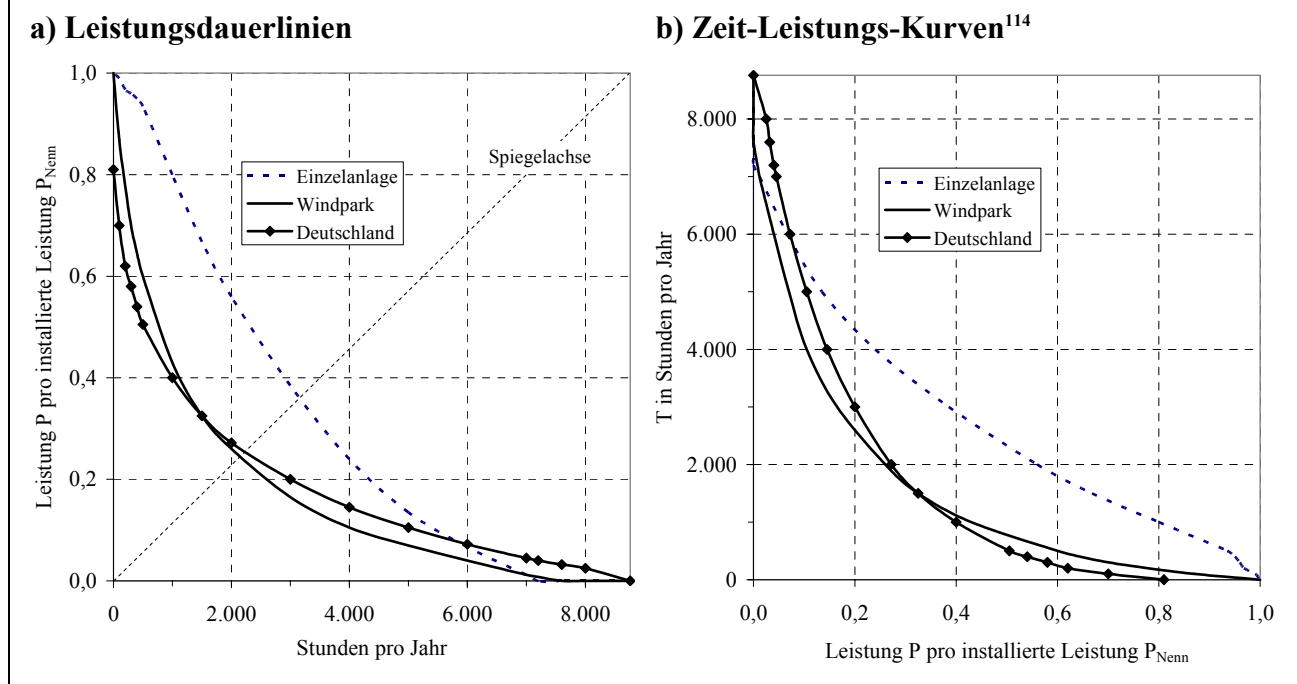
17 Tabelle 5.2 gibt einige Daten zu dem Windpark. Der Windpark besteht aus drei Teil-  
 18 len, die in einer Dreiecksform angeordnet und je etwa 5 km voneinander entfernt  
 19 sind.

<sup>113</sup> Windenergiereport (2005), S. 64, Abb. 37.

**Tabelle 5.2 : Untersucher Windpark – Standort und technische Daten**

UW 09 - Krempel		Windpark	Anzahl	Nennleistung	Gesamtleistung	Rotordurchmesser	spezif. Leistung	Nabenhöhe
PLZ	ORT	WEA		[MW]	[MW]	[m]	W/m <sup>2</sup>	[m]
27607	Langen Krempel	Nordex N60/1,3MW	16	1,3	20,8	60	460	60
27607	Langen Holßel	Nordex N54/1,0MW	25	1,0	25,0	54	437	60
27632	Midlum	Enercon E40/0,5MW	70	0,5	35,0	40,3	392	32

Abbildung 5.3a zeigt drei Leistungsdauerlinien für 2004. Durch Spiegelung der Abbildung 5.3a an der 45° geneigten Diagonale ergibt sich die Umkehrfunktion der Leistungsdauerlinie, nämlich die Zeit-Leistungs-Kurve  $T = T(P/P_{\text{Nenn}})$ , vgl. Abbildung 5.3b. Sie zeigt für jede relative Leistung  $P/P_{\text{Nenn}}$  die Zahl der Stunden, in denen diese Leistung erzeugt werden kann.

**Abbildung 5.3 : Leistungsdauerlinien und resultierende Zeit-Leistungs-Kurven**

Die Fläche  $F$  unter jeder der drei Kurven in Abbildung 5.3b gibt – nach Multiplikation mit der tatsächlich installierten Nennleistung – die Jahresstromproduktion der installierten Windenergieanlagen an:

$$E = P_{\text{Nenn}} * F \quad [\text{kWh}_e]$$

mit

$E = \text{Jahresenergieproduktion,}$

<sup>114</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45° Achse.

1  $P_{\text{Nenn}}$  = installierte Leistung der Windenergieanlagen,  
 2  $F$  : Fläche<sup>115</sup> unter der jeweiligen Kurve in Abbildung 5.3b.

3 Übersteigt die zulässige maximale Übertragungsleistung des Netzes, in das eingespeist wird, die maximal erzeugte Leistung der Anlagen, so kann diese Gesamtmenge an Energie vollständig abtransportiert werden. Der mit der EEG-Einspeisevergütung bewertete Nutzen ist demnach

$$7 \quad N = p_{\text{EEG}} * E \quad [\text{€}]$$

8 mit

$$9 \quad N = \text{Nutzen laut EEG} \quad [\text{€}]$$

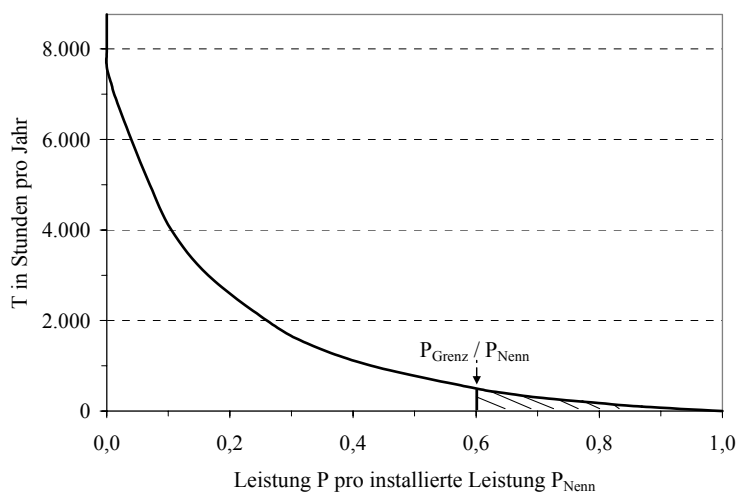
$$10 \quad p_{\text{EEG}} = \text{Einspeisevergütung laut EEG} \quad [\text{€/kWh}_e],$$

$$11 \quad E = \text{Jahresenergieproduktion} \quad [\text{kWh}_e].$$

12 Im Folgenden wird nur die durchgezogene Kurve aus Abbildung 5.3b betrachtet, die die Einspeisung eines Windparks an der genannten küstennahen Netzanschlussstelle charakterisiert und wo dann gegebenenfalls eine Netzverstärkung erforderlich wird; sie ist in Abbildung 5.4 nochmals dargestellt.

16 Wird die einspeisbare Leistung durch die maximale Übertragungsleistung des Netzes bei einer Grenzleistung  $P_{\text{Grenz}}$  an diesem Netzübergabepunkt begrenzt, so kann nur die Stromerzeugung eingespeist werden, die der Fläche unter der Kurve und links von  $P_{\text{Grenz}}/P_{\text{Nenn}}$  entspricht, vgl. Abbildung 5.4. Die der schraffierten Fläche rechts von der Begrenzung entsprechende potenzielle Stromerzeugung kann nicht eingespeist werden (ERZMAN-Verlust) und bleibt ungenutzt.

22 **Abbildung 5.4 : Zeit-Leistungs-Kurve 2004 eines küstennahen Windparks**



23  
 24 Die gesamte Fläche unter der Kurve gibt die Jahresenergieproduktion an, die bei un-  
 25 beschränkter Leistungsaufnahme des Übertragungsnetzes bis zur Nennleistung des  
 26 Windparks erzielbar wäre. Sie kann durch numerische Integration bestimmt werden

<sup>115</sup> Die physikalische Dimension dieser Flächen ist Zeit, gemessen in Stunden.

1 und beträgt in diesem Beispiel<sup>116</sup> knapp 1.500 kWh<sub>e</sub> pro kW installierte Nennleistung,  
2 also knapp 1.500 Volllaststunden.

3 Die schraffierte kleine Fläche rechts von der Begrenzung ergibt die entgangene Jah-  
4 resenergieproduktion, wenn die Aufnahmekapazität des Netzes strikt auf  $P_{\text{Grenz}}$  be-  
5 schränkt wäre und bei jeder Überschreitung die WEA des Einzugsgebiets auf  $P_{\text{Grenz}}$   
6 abgeregelt würde. Die verbleibende, nicht 'ausgesperrte' Jahresenergieproduktion  
7 [kWh<sub>e</sub>] multipliziert mit der Einspeisevergütung [€/kWh<sub>e</sub>] ergibt den Nutzen  $N(P_{\text{Grenz}})$   
8 [€], welcher der rechts begrenzten nicht-schraffierten Fläche unter der Kurve propor-  
9 tional ist.

10 Der Zuwachs an Fläche unter einer Kurve, der durch eine infinitesimale Verschie-  
11 bung der Grenze erreicht wird, ist proportional zur Höhe der Kurve an dieser Gren-  
12 ze<sup>117</sup>. Daraus folgt, dass die Kurve  $T(P/P_{\text{Nenn}})$  in Abbildung 5.4 selbst, multipliziert mit  
13 der EEG-Einspeisevergütung, die gesuchte Ableitung  $dN/dP(P_{\text{Grenz}})$ , also die Grenz-  
14 nutzenfunktion bei strikter Begrenzung auf  $P_{\text{Grenz}}$  darstellt.

15 Es ergibt sich also

$$16 \quad N'(P_{\text{Grenz}}) := dN/dP |_{P_{\text{Grenz}}} = p_{\text{EEG}} * T(P_{\text{Grenz}}/P_{\text{Nenn}}) \quad [€/kW]$$

17 mit

18  $p_{\text{EEG}}$  : anwendbare EEG-Vergütung [€/kWh<sub>e</sub>],

19  $T(P_{\text{Grenz}}/P_{\text{Nenn}})$  : Zahl T der Stunden, während der die Windleistung ohne Abregelung  
20 mindestens den Wert  $P_{\text{Grenz}}$  erreichen könnte  
21 (vgl. Abbildung 5.4).

22 Diese Formel gibt jedenfalls einen Mindestwert für den durch zusätzliche Windener-  
23 gieeinspeisung erzielbaren zusätzlichen Nutzen. Der Grenznutzen erhöht sich, wenn  
24 etwa bei starker Stromnachfrage im regionalen Netz und/oder kurzzeitiger Über-  
25 lastbarkeit<sup>118</sup> der Leitungen mehr als die Grenzleistung eingespeist werden kann.

26 Aus der Kurve in Abbildung 5.4 ergibt sich beispielhaft die folgende Tabelle 5.3 mit  
27 charakteristischen Werten für einen modernen Windpark in Küstenlage. Genauere  
28 Abschätzungen auf Grundlage unterschiedlicher gemessener Leistungsdauerlinien  
29 erfolgen in Kapitel 6.

30 Der in Abbildung 5.4 gezeigte Standort hat eine Jahresenergieproduktion von etwa  
31 1.500 kWh<sub>e</sub> pro installiertem kW; bei 5 Cent/kWh<sub>e</sub> ergeben sich also rund 75 € jähr-  
32 liche Vergütung pro installiertem kW.

33 Tabelle 5.3 zeigt in Zeile 3a die jährlich entgangene Einspeisevergütung des Windan-  
34 lagenbetreibers pro kW installierte Leistung bei einer starren Einspeisebegrenzung  
35 beim Wert  $P_{\text{Grenz}}$ . Dieser Wert ist proportional zu der schraffierten Fläche in Abbil-

<sup>116</sup> also für Anlagen des im Beispiel verwendeten Typs am Beispielstandort.

<sup>117</sup> Hauptsatz der Differential- und Integralrechnung.

<sup>118</sup> Vgl. Abschnitt 2.2.3, z.B. durch Temperaturmonitoring.

1 dung 5.4. Zeile 3b ergibt sich durch Vergleich mit der vollen Energieeinspeisung,  
2 also der Gesamtfläche unter der Kurve in Abbildung 5.5.

3 Es zeigt sich das bemerkenswerte Ergebnis, dass die entgangene Vergütung durch  
4 eine starre Einspeisebegrenzung auf das 0,8fache der installierten Nennleistung nur  
5 etwa 0,7% der Jahresenergieproduktion oder rund 0,5 €/kW<sub>Nenn</sub> ausmacht, bei Be-  
6 grenzung auf das 0,9fache nur 0,3%. Hierzu mehr im folgenden Abschnitt.

7 **Tabelle 5.3 : Jährlicher Grenznutzen eines küstennahen Windparks**  
8 **und jährlich entgangene Einspeisevergütung**  
9 **bei strikter Begrenzung der Einspeisung auf P<sub>Grenz</sub> - Beispiel**

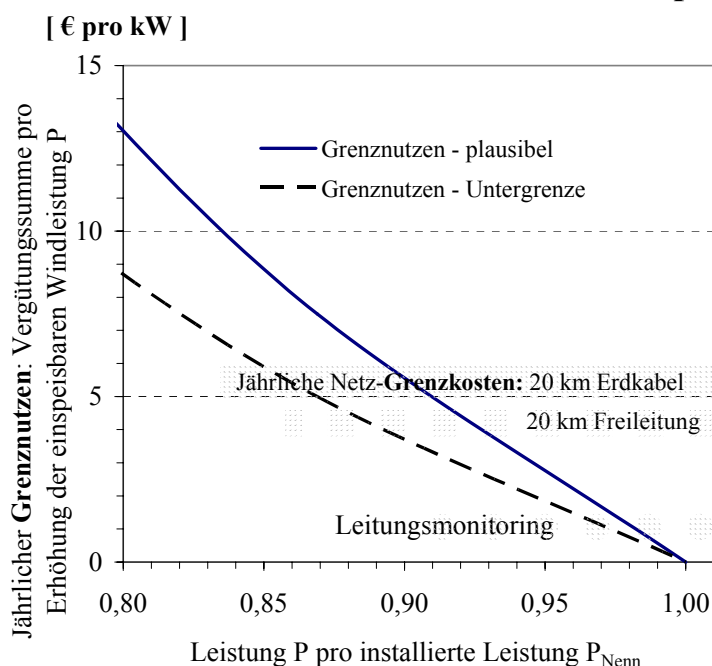
(1)	Begrenzung bei P <sub>Grenz</sub> /P <sub>nenn</sub>	70%	80%	85%	90%
(2)	Jährlicher Grenznutzen				
	bei 5 Cent/kWh <sub>e</sub> [€/kW]	15	8	6	4
(3)	Jährlich entgangene Vergütung				
(3a)	absolut [€/kW]	1,5	0,5	0,3	0,2
(3b)	pro Gesamtvergütung	2,0%	0,7%	0,5%	0,3%

## 11 5.5 Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für eine gegebene 12 installierte Windleistung

### 13 5.5.1 Grenznutzen der Windenergieeinspeisung

14 Die Abbildung 5.5 zeigt einen Ausschnitt der Kurve von Abbildung 5.4, allerdings  
15 nicht in Jahresstunden, sondern, durch Multiplikation mit dem längerfristigen Wert  
16 der EEG-Vergütung von 5 Cent/kWh<sub>e</sub>, als Mindest-Grenznutzenkurve dargestellt.

17 **Abbildung 5.5 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus**  
18 **für einen küstennahen Windpark**





1 Neben der Untergrenze, die bei starrer Begrenzung der Einspeisung ohne Berücksich-  
2 tigung der aktuellen Netzlastsituation gegeben wäre, ist noch eine um 50% erhöhte  
3 'plausible' Grenznutzenkurve eingezeichnet, die einer fallweisen Einspeisung ober-  
4 halb der starren Grenzleistung entspricht.

### 5.5.2 Grenzkosten des Netzausbaus

5 Diesem Mindestgrenznutzen sind die annuisierten Grenzkosten der Netzverstärkung  
6 gegenüberzustellen, also die jährlichen Kosten pro kW zusätzlicher Übertragungslei-  
7 stung für die typische Länge der zu verstärkenden bzw. hinzuzubauenden Leitung vom  
8 Einspeisepunkt bis zur Anschlussstelle an das überlagerte 380kV-Netz. Die Netz-  
9 Grenzkosten sind in Tabelle 3.8 dargestellt und begründet. Die einzelwirtschaftlichen  
10 Netzkosten betragen gemäß Tabelle 3.8 für 20 km Leitungslänge rund 4 €/kW für die  
11 Doppelfreileitung und gut 5 €/kW für das Zweisystem-Erdkabel, für 40 km entspre-  
12 chend 7 €/kW bzw. gut 9 €/kW.

14 Da sowohl die Investitions- wie die Betriebskosten von Leitungsverstärkungsmaß-  
15 nahmen einer gegebenen Spannungsebene in guter Näherung proportional zur Über-  
16 tragungsleistung verlaufen, sind die Grenzkosten, also die Kosten pro Verstärkung  
17 für jede der möglichen technischen Lösungen jeweils durch einen annähernd konstan-  
18 ten Wert charakterisiert, dessen exakte Höhe noch von den örtlichen Gegebenheiten  
19 abhängt, etwa auch von einer notwendigen Verstärkung anderer Netzkomponenten  
20 wie Schalter etc.. Deshalb sind die Grenzkostenkurven in Abbildung 5.5 nicht als Li-  
21 nien, sondern als horizontal verbreiterte Bänder vom rechten Rand her eingezeichnet.

22 Gemäß der in Abschnitt 2.2.3 dargestellten Abfolge von technischen Maßnahmen zur  
23 Kapazitätserhöhung im 110kV-Netz wird bei positiven Ergebnissen des jetzt angelaufenen  
24 Feldversuchs zum Temperaturmonitoring der Freileitungen in der ersten Stufe  
25 eine Erhöhung der durchschnittlichen maximalen Übertragungsleistung um mindes-  
26 tens 20% bis 30% erwartet. Die Kosten hierfür werden wohl deutlich unter denen ei-  
27 nes Freileitungsneubaus liegen, auf das Jahr bezogen also nur bei 0,5 bis 1 € pro kW  
28 bei typischen Leitungslängen von 20 km bis 30 km<sup>119</sup>.

29 Ist eine Erhöhung der Transportleistung durch Temperatormonitoring und Netzopti-  
30 mierung bei einer weiteren Erhöhung der anzuschließenden Windleistung ausgeschöpft,  
31 so muss jedenfalls ein Zubau von Leitungen erfolgen.

### 5.5.3 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau

33 Nun kommt es auf den Schnittpunkt dieser Grenzkostengeraden mit der fallenden  
34 Grenznutzenkurve an, wobei für die folgenden Überlegungen die Kurve 'Grenznut-  
35 zen - plausibel' verwendet wird. Links vom Schnittpunkt ist das EEG-Kriterium der  
36 Verhältnismäßigkeit des Netzausbaus erfüllt.

---

<sup>119</sup> Vgl. hierzu Abschn. 7.3.

1 Die Skizze in Abbildung 5.5 zeigt, dass der Schnittpunkt für jede der technischen Va-  
2 rianten einschließlich der teuersten, nämlich neues Zweisystem-Erdkabel, oberhalb  
3 von 90% der Nennleistung liegt.

4 **Schlussfolgerung:** Diese pauschale Abschätzung zeigt deutlich, dass nach dem Krite-  
5 rium der (volks-)wirtschaftlichen Zumutbarkeit die Netzbetreiber das Netz soweit aus-  
6 zubauen verpflichtet sind, dass in aller Regel mehr als 90% der installierten Nennleis-  
7 tung des einspeisenden Windparks an der Anschlussstelle weitertransportiert werden  
8 können; dies entspricht für eine Einzelanlage deutlich mehr als 95%.

9 Die Abschätzung zeigt auch<sup>120</sup>, dass diese Leistungsbegrenzungen der WEA, die bei  
10 Starkwind und hoher Gleichzeitigkeit der einzelnen WEA-Leistungen erforderlich  
11 sein können, nur Bruchteile eines Prozents der möglichen Jahreswindstromprodukti-  
12 on ungenutzt lassen.

13 Diese ersten Ergebnisse werden im folgenden Kapitel 6 durch die Auswertung empi-  
14 rischer Daten, insbesondere der veröffentlichten Leistungsdauerlinien von zahlrei-  
15 chen Windparks in Schleswig-Holstein, in der Elbe-Weser- und in der Weser-Ems-  
16 Region sowie der von WEA-Betreibern zur Verfügung gestellten Daten von Einzel-  
17 anlagen an unterschiedlichen Standorten von Küste bis Mittelgebirge erweitert und  
18 überprüft.

---

<sup>120</sup> auf der Basis des Mittelwerts der in die Daten eingeflossenen Jahre.

## 6 Richtwerte für Netzausbau und Leistungsbegrenzung

In Kapitel 5 wurde eine Methode entwickelt zur Bestimmung von Richtwerten. Für eine gegebene Nennleistung von Windenergieanlagen in einer gegebenen Region, die an einem bestimmten Verknüpfungspunkt ins Öffentliche Netz einspeisen, lässt sich mit diesem Verfahren die volkswirtschaftlich optimale und vom EEG gebotene Höhe der auszubauenden Übertragungsleistung des Netzes abschätzen. Dabei wird für jeden Windpark – ausgehend von seiner Leistungsdauerlinie – der zusätzliche Ertrag pro zusätzlich einspeisbarer Leistung ermittelt: **Grenznutzen**, und mit den zusätzlich anfallenden Netzkosten verglichen: **Grenzkosten**. Die 'wirtschaftliche zumutbare' Grenzleistung des Übertragungsnetzes ist erreicht, wenn der Nutzen der durch die Erhöhung der Übertragungsleistung ermöglichten zusätzlichen Einspeisung immer noch etwas höher ist als die Kosten einer weiteren Erhöhung der Übertragungsleistung.

Dieses methodische Programm wird im Folgenden auf Windenergieanlagen in unterschiedlichen Regionen angewandt. Für Onshore-Standorte lässt sich aus den Leistungsdauerlinien der dort bestehenden Windparks die Abhängigkeit der erzielbaren Jahresvergütung von der netzbedingten Begrenzung der Einspeisung bestimmen und so der **Grenznutzen** der Erhöhung der Übertragungsleistung abschätzen (vgl. Abschnitte 6.1 bis 6.3).

Abschnitt 6.1 liegen veröffentlichte Leistungsdauerlinien zugrunde, die aus 15-Minuten-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit berechnet wurden. Den Abschnitten 6.2 und 6.3 liegen 10-Minuten-Mittelwerte für die Windleistung zugrunde, die für diese Untersuchung als Leistungsdauerlinien dargestellt werden und durch Spiegelung an der 45°-Achse in Zeit-Leistungs-Kurven transformiert werden können.

Wie in Abschnitt 5.4 gezeigt, ergeben die Zeit-Leistungs-Kurven, multipliziert mit einem angemessenen Wert für die Einspeisevergütung eine Untergrenze für die Grenznutzenkurve. Für die folgenden Berechnungen wird von einem Wert von 5 Cent/kWh<sub>e</sub> ausgegangen, doch wird, wie schon in Abschnitt 5.5 bei Abbildung 5.6 erläutert, eine etwas höher liegende Grenznutzenkurve als plausibel angenommen: Statt der Untergrenze, die sich bei starrer Begrenzung der Einspeiseleistung aus der Zeit-Leistungs-Kurve ergibt, werden Perioden höherer Einspeisemöglichkeit berücksichtigt, etwa bei einer momentan höheren regionalen Stromnachfrage oder bei momentan höherer Belastbarkeit der Freileitungen wegen niedriger Lufttemperatur. Setzt man ein intelligentes nachfrage- und temperaturgesteuertes Einspeisemanagement voraus, so kann der Grenznutzen gegenüber starrer Lastbegrenzung deutlich gesteigert werden. Die in den folgenden Abbildungen gezeigten 'plausiblen' Grenznutzenkurven enthalten diesen Zuschlag von 50% zur Untergrenze.

Für Offshore-Standorte werden in Abschnitt 6.4

- aus vorliegenden Verteilungsfunktionen der Windgeschwindigkeit, die aus 10-Minuten-Mittelwerten berechnet wurden, und

1 • den Leistungskurven verschiedener neuer sehr großer Windenergieanlagen  
2 Leistungsdauerlinien für diese Anlagen rechnerisch gewonnen. Durch Multiplikation  
3 mit der für Offshore-Anlagen angenommenen EEG-Vergütung von 7,5 Cent/kWh<sub>e</sub>  
4 werden damit ebenfalls Grenznutzenkurven generiert.

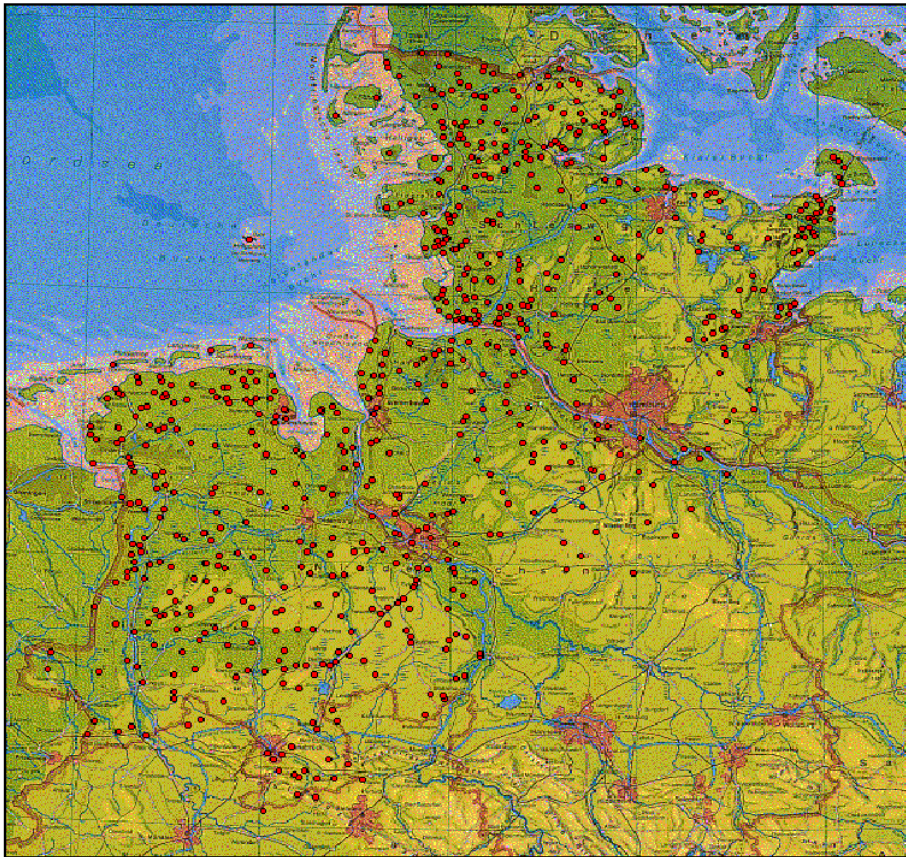
5 Daraus resultieren Richtwerte für das **Netzausbau-Optimum** und für die **erforderliche**  
6 **Leistungsbegrenzung**.

## 7 **6.1 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau in den** 8 **Regionen Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems**

9 Die in diesem Abschnitt verwendeten Daten stammen vorwiegend aus der bisher ein-  
10 gehendsten wissenschaftlichen Untersuchung zur Integration großer Windleistungen  
11 in die elektrische Energieversorgung<sup>121</sup>. Die Daten beziehen sich auf spezifische, geo-  
12 grafisch begrenzte Regionen und ergänzen die bereits in Abschnitt 5 verwendeten  
13 überwiegend höher aggregierten Daten<sup>122</sup>.

14 Abbildung 6.1 zeigt die Lage der Regionen und der einbezogenen Standorte von  
15 Windenergieanlagen.

16 **Abbildung 6.1 : Untersuchungsgebiet mit WEA-Standorten**



17  
18 Quelle: Rohrig (2003), S. 31.

<sup>121</sup> Rohrig (2003).

<sup>122</sup> Windenergiereport (2005).

Für die Analysen werden die in Tabelle 6.1 gezeigten Netzregionen näher betrachtet. Tabelle 6.1 gibt den Ausbauzustand der WEA für Dezember 2002 an, der auch für die Simulationen zugrunde gelegt wurde.

**Tabelle 6.1 : Untersuchte Regionen**

Region		Untersuchte WEA	
		Anzahl	MW
(1)	Schleswig-Holstein	2.495	1.748
(2)	Elbe-Weser	648	583
(2a)	davon nur Küste	586	458
(3)	Weser-Ems	1.785	1.474
(3a)	davon nur Küste	749	500
(4)	Summe	4.928	3.805

Die zugrunde gelegten Winddaten sind 15-Minuten-Mittelwerte<sup>123</sup> aus dem Zeitraum Januar 1996 bis Dezember 2001, insgesamt also rund 0,2 Mio. Winddaten je Standort. Damit wird die erhebliche Variation des Windenergieangebots von Jahr zu Jahr, die aus den Abbildungen 2.8 und 2.9 deutlich wird, herausgemittelt. Die zufällige Betrachtung nur eines 'guten' Windjahrs, in denen die Leistung während erheblich mehr Jahresstunden nahe bei der Nennleistung der WEA liegt, würde die Grenze des 'wirtschaftlich zumutbaren' Netzausbaus noch weiter in Richtung 100% der Nennleistung verschieben. Deshalb sind für eine endgültige Beurteilung zumindest grobe Informationen über Schwankungen der Leistungsdauerlinien im langjährigen Vergleich erforderlich.

Die für einen Zeitraum von sechs Jahren vorliegenden Leistungsdauerlinien wurden für die folgenden Darstellungen auf ein Standardwindjahr transformiert, indem die Zeitachse der vorliegenden Leistungsdauerlinien linear auf ein Jahr herunterskaliert wurde. Damit ist sichergestellt, dass die Daten nicht nur ein Einzeljahr repräsentieren<sup>124</sup>, sondern typisch sind für den jeweiligen Standort.

### 6.1.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven

Für die drei genannten Regionen ergeben sich aus der Durchschnittsbildung über die sechs Untersuchungsjahre 1996 bis 2001 die Leistungsdauerlinien in Abbildung 6.2a. Als Funktion der Stundenzahl wird die Leistung pro Nennleistung angegeben, die für diese Stundenzahl mindestens erreicht oder **überschritten** wird Beispiel aus Abbildung 6.2a: Für 2.000 Stunden im Jahr werden in Schleswig-Holstein mindestens das 0,37fache der Nennleistung erreicht oder überschritten.

<sup>123</sup> Vgl. Rohrig (2003), S. 28.

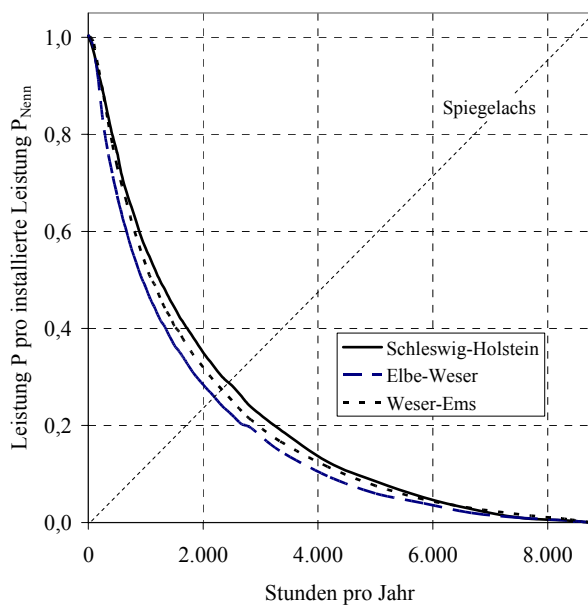
<sup>124</sup> Vgl. zu den starken monatlichen und jährlichen Schwankungen auch die frühere Abb. 2.8.

Die Definition der rein rechnerischen Größe 'Volllaststunden' ist: Jahresenergieproduktion geteilt durch Nennleistung der Generatoren; diese Größe ist deshalb genau gleich der Fläche unter der jeweiligen Kurve in Abbildung 6.2. Ein Abzählen und Addieren der Kästchen (jeweils 1.000 h mal 0,2 mal Nennleistung) ergibt für Schleswig-Holstein (oberste Kurve) knapp 1.800 Volllaststunden, für Elbe-Weser etwa 1.400 h und für Weser-Ems etwa 1.600 h.

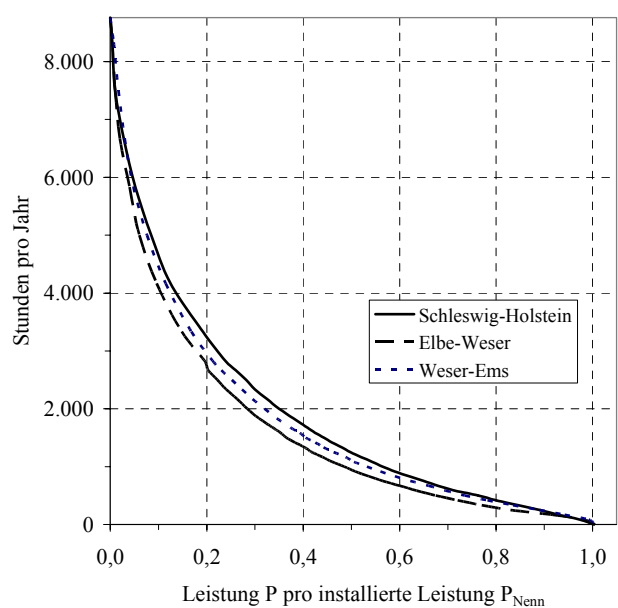
Die Umkehrfunktion<sup>125</sup> der Leistungsdauerlinien ergibt die Zeit-Leistungs-Kurven von Abbildung 6.2b.

**Abbildung 6.2 : Leistungsdauerlinien 1996-2001 und Zeit-Leistungs-Kurven von Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems**

**a) Leistungsdauerlinien**



**b) Zeit-Leistungs-Kurven<sup>126</sup>**



Quelle: Rohrig (2003), S. 39-41.

### 6.1.2 Richtgrößen für den Netzausbau

Die Zeit-Leistungs-Kurve multipliziert mit der Vergütung [€/kWh<sub>e</sub>] ergibt – wie in Abschnitt 5.5 gezeigt – die 'plausible' Grenznutzenkurve. Abbildung 6.3 zeigt den für die Netzausbaufrage relevanten vergrößerten Ausschnitt dieser plausiblen Grenznutzenkurven im Bereich von 80% bis knapp über 100% der installierten Nennleistung aller Windenergieanlagen der jeweiligen Region.

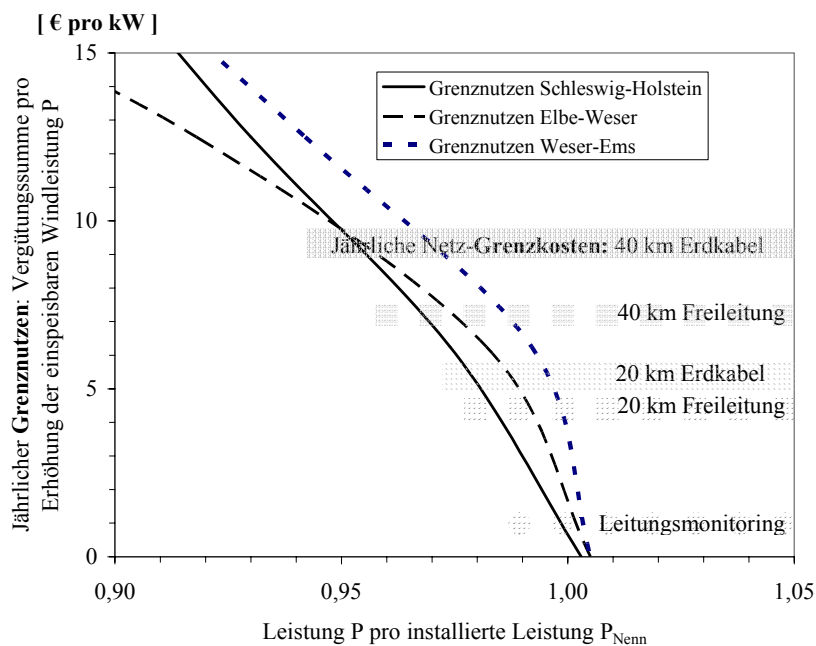
Von rechts her sind in der Abbildung als horizontale Bänder die Netz-Grenzkosten für je zwei Leitungslängen (20 km und 40 km) und zwei technische Ausführungen von Leitungsneubau: Doppelfreileitung und Zweisystem-Erdkabel eingezeichnet, vgl. Tabelle 3.8.

<sup>125</sup> grafisch einfach bewirkt durch Spiegelung der Kurven an der Diagonale, die den Ursprung mit dem Punkt ( $P/P_{\text{Nenn}} = 1$ ;  $T = 8.760$  h) verbindet.

<sup>126</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45°-Achse.

1 Auffällig ist der geringe Unterschied der drei Kurven: In diesem Bereich sehr hoher  
 2 prozentualer Leistung bei sehr geringer Nutzungsdauer liegen die Zeit-Leistungs-  
 3 Kurve und damit die Grenznutzen-Kurven der Anlagen in den drei Regionen eng zu-  
 4 sammen. Die Elbe-Weser-Region liegt etwas unterhalb der beiden anderen Regionen.  
 5 Dies ist wesentlich ein Resultat etwas schlechtere Windverhältnisse. Die Kurve von  
 6 Schleswig-Holstein ist weniger stark gebogen, weil dort eine viel größere Zahl von  
 7 Windenergieanlagen zusammengefasst ist und deshalb insbesondere die hier relevan-  
 8 te Spitzenproduktion stärker ausgeglichen wird.

9 **Abbildung 6.3 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus**  
 10 **für Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems**



11

12 Der Kurvenverlauf bei der gezeigten hohen Leistung wird entscheidend von der  
 13 Nennleistung pro Rotorfläche bestimmt. Dominieren in einer Region viele WEA mit  
 14 relativ niedriger Flächenleistung, die deshalb bei stärkerem Wind wegen Erreichen  
 15 der installierten Generatorleistung eher heruntergefahren werden müssen als die hö-  
 16 her installierten Anlagen, fällt die Kurve kurz vor Erreichen des Werts  $P_{Nenn}/P = 1$  ab.  
 17 Der gleiche Effekt zeigt sich auch beim Vergleich der in Windenergiereport (2005)  
 18 und früheren Ausgaben jährlich veröffentlichten Leistungsdauerlinien, etwa für einen  
 19 'Windpark Küste'. Wird in 1999/2000 80% der Nennleistung noch fast 1.000 Stun-  
 20 den erreicht oder überschritten, so sinkt diese Stundenzahl von Jahr zu Jahr und er-  
 21 reicht 2004 nur noch etwa 200 Stunden: Nicht der Wind hat abgenommen, sondern es  
 22 wurde die installierte Leistung pro Rotorfläche und damit die Windgeschwindigkeit,  
 23 bei der heruntergeregelt wird, erhöht. Folge: Bei gleichen Windverhältnissen errei-  
 24 chen die neuen, so ausgelegten Anlagen seltener und für kürzere Dauer ihre Nennlei-  
 25 stung.

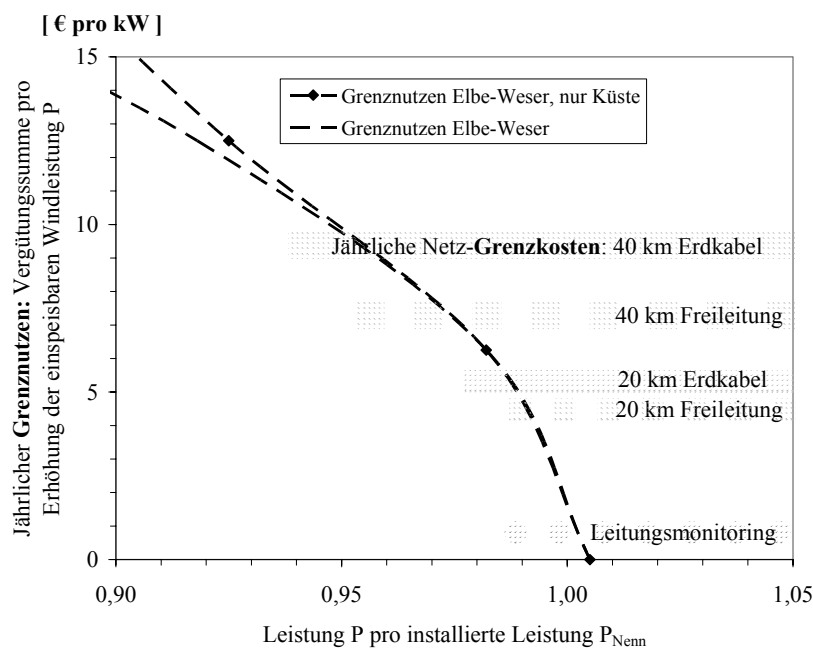
Damit zum Richtwert des jeweiligen volkswirtschaftlich gebotenen Netzausbaus: Er liegt jeweils links vom Schnittpunkt der Grenznutzen- mit der Grenzkosten-Kurve. Die gezeigten Schnittpunkte liegen alle rechts von 95% der Nennleistung, selbst im Fall der teuersten und längsten Variante eines Zweisystem-Erdkabels mit 40 km Länge. Es zeigt sich also, dass

- für Leitungslängen bis zu 40 km und
- bei Ausführung als Freileitung oder bei – für reine Windenergie-Entsorgungsleitung hinreichendem – Einsystem-Erdkabel, knapp sogar bei Zweisystem-Erdkabel

ein Ausbau der Netzübertragungsleistung je nach Region von 90% bis zu 95% der installierten Generatorleistung bei der hier behandelten Windparkstruktur in küstennahen Gebieten als 'wirtschaftlich zumutbar' im Sinne des EEG anzusehen ist. Die unter den Grenznutzenkurven zwischen 0,90 und 1,00  $P/P_{\text{Nenn}}$  der Zeit-Leistungs-Kurven liegende Fläche beträgt deutlich weniger als 1% der Gesamtfläche. Weniger als 1% der jährlich möglichen Einspeisevergütung werden also im Mittel vieler Jahre 'ausgesperrt', wenn die Leitungen nur maximal 90% der Nennleistung des Windparks aufnehmen können; bei 95% sinkt die 'Aussperrung' auf weniger als 0,5%.

Abbildung 6.3a zeigt nochmals den zumutbaren Netzausbau für die Elbe-Weser-Region aus Abbildung 6.3 und vergleicht ihn mit dem reinen Küstenteil dieser Region, der deutlich windstärker ist und eine deutlich höhere Volllaststundenzahl aufweist, weil in der gesamten Elbe-Weser-Region ähnliche Windkraftanlagen zum Einsatz kommen.

**Abbildung 6.3a : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Elbe-Weser und Elbe-Weser/nur Küste**





Wegen der höheren Volllaststundenzahl ist es wirtschaftlich zumutbar, das Netz für deutlich über 95% der installierten Leistung auszubauen, im südlich davon gelegenen Teil der Elbe-Weser-Region nur zu gut 90%, wenn ein Zweisystem-Erdkabel über 40 km erforderlich ist.

Ähnlich wie Abbildung 6.3a zeigt Abbildung 6.3b nochmals den zumutbaren Netzausbau für die Weser-Ems-Region aus Abbildung 6.3 und vergleicht ihn mit dem reinen Küstenteil dieser Region, der nur wenig windstärker ist und deshalb nur eine etwas höhere Volllaststundenzahl aufweist, weil auch hier in der gesamten Region ähnliche Windkraftanlagen zum Einsatz kommen. Wegen des steileren Abfallens der Grenznutzenkurve im Bereich nahe  $P/P_{\text{Nenn}} = 1$  ist es in dieser Region wirtschaftlich zumutbar, das Netz sogar für deutlich über 95% der installierten Leistung auszubauen, selbst wenn ein Zweisystem-Erdkabel über 40 km erforderlich ist.

**Abbildung 6.3b : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Weser-Ems und Weser-Ems/nur Küste**

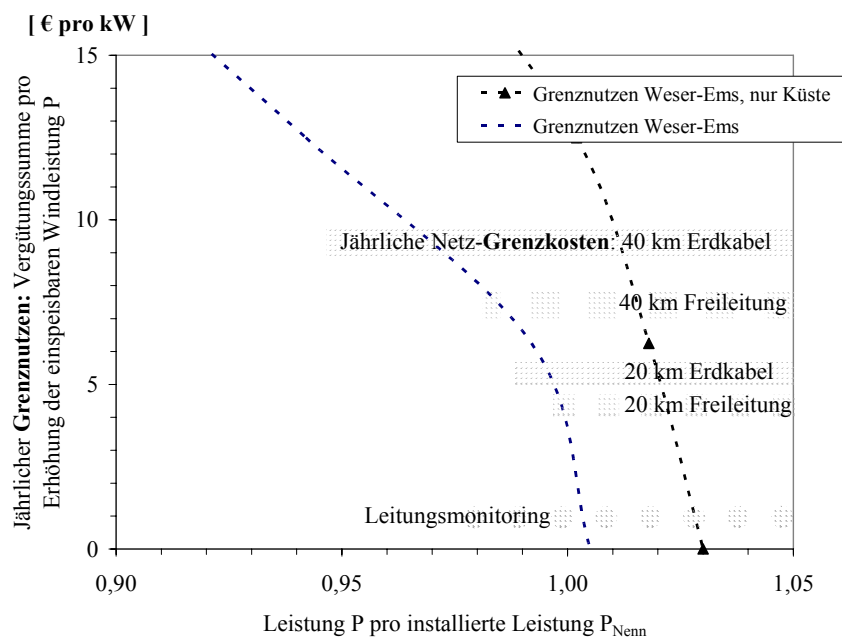


Tabelle 6.2 zeigt Richtgrößen des Netzausbaus für die Regionen Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems. Dabei wurden in jeder Region die Kosten eines Zweisystem-Erdkabels zugrunde gelegt.

**Tabelle 6.2 : Richtgrößen für den Netzausbau  
in Schleswig-Holstein, Elbe-Weser und Weser-Ems**

Region	(1a)	(1b)
	Richtgröße Netzausbau bei 20 km   40 km [% der Nennleistung]	
(1) Schleswig-Holstein	100%	98%
(2) Elbe-Weser	98%	95%
(2a) davon nur Küste	98%	96%
(3) Weser-Ems	99%	97%
(3a) davon nur Küste	100%	100%

## 6.2 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für einzelne Windparks

In Abschnitt 6.1 wurden drei norddeutsche Regionen auf der Basis von vorliegenden Leistungsdauerlinien untersucht. Für den folgenden Abschnitt werden Originalleistungsdaten von vier Windparks für das Jahr 2005 ausgewertet. Diese Daten liegen als 10-Minuten-Mittelwerte für 2005 vor, und zwar jeweils für drei Anlagen je Windpark. Tabelle 6.3 gibt einen Überblick über Standorte und technische Daten der dort eingesetzten Windenergieanlagen.

**Tabelle 6.3 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten**

(1) Standortregion	(2) Bundesland	(3)	(4)	(4a) = 3*4 Gesamt leistung	(5)	(5a)	(6) =4/5a Flächen leistung	(7) Naben höhe
		An zahl	Nenn leistung [MW]	[MW]	Rotor durch messer [m]	Rotor fläche [m <sup>2</sup> ]	[W/m <sup>2</sup> ]	[m]
(1) Nordseeküste ca. 70 km südl. der Küste, westlich von Oldenburg	Niedersachsen	5	1,30	6,5	62,0	3.019	431	68,5
(2) Ostseeküste ca. 25 km südlich von Stralsund	Mecklenburg- Vorpommern	6	1,30	7,8	77,0	4.657	279	68,5
(3) Binnenland ca. 30 km nördlich von Halle	Sachsen- Anhalt, Landkreis Köthen	10	1,30	13,0	62,0	3.019	431	68,5
(4) Binnenland ca. 50 km westlich von Berlin	Brandenburg, Landkr. Potsdam- Mittelmark	9	1,50	13,5	77,0	4.657	322	100,0

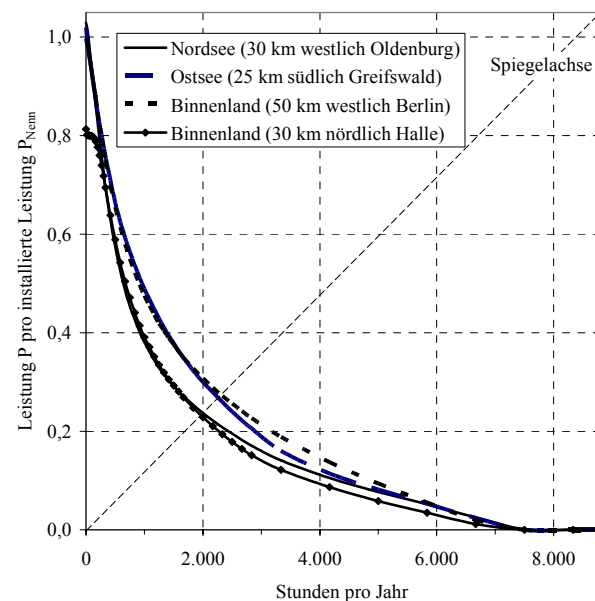
## 6.2.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven

Die Abbildung 6.4 zeigt für die vier hier untersuchten WEA-Gruppen Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven<sup>127</sup>.

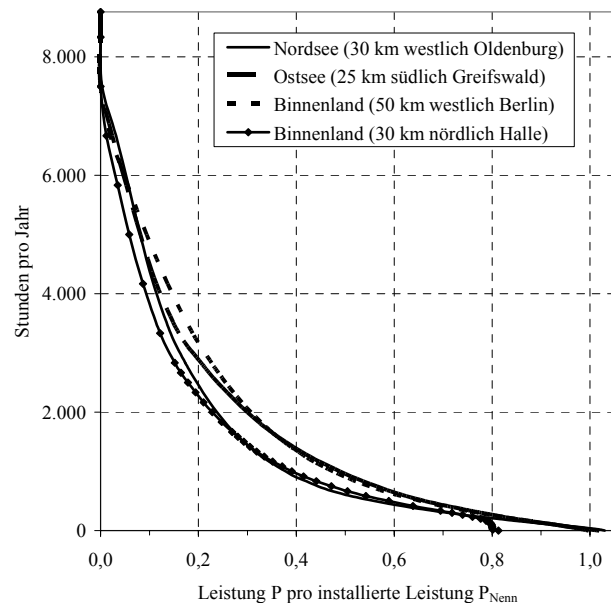
Man beachte vor allem das abrupte Abbiegen der Kurven für 'Binnenland nördlich Halle' bei 80% der Nennleistung dieser Anlagen: Sie unterliegen einer durch den zuständigen Netzbetreiber verfügten Einspeisebegrenzung von 1,05 MW pro Anlage.

**Abbildung 6.4 : Leistungsdauerlinien 2005 und Zeit-Leistungs-Kurven von Windparks an der Küste und im Binnenland**

**a) Leistungsdauerlinien**



**b) Zeit-Leistungs-Kurven<sup>128</sup>**



## 6.2.2 Richtgrößen für den Netzausbau

Die Ausschnittsvergrößerung in Abbildung 6.5 zeigt die Grenznutzenkurven der diskutierten Anlagen. Von rechts her sind wieder als horizontale Bänder Abschätzungen<sup>129</sup> für die Grenzkosten für je zwei Leitungslängen (20 km und 40 km) und zwei technische Ausführungen von Leitungsneubau (Freileitung und Erdkabel) eingezeichnet.

Wie schon erwähnt, hat der Netzbetreiber den Windenergieanlagen bei Halle eine strikte Leistungsbeschränkung auf 80% der Nennleistung auferlegt. Der Windparkbetreiber hat dagegen geklagt, und es bleibt wahrscheinlich nicht dabei, aber derzeit gilt die Begrenzung noch, deshalb produzieren die WEA maximal 1,05 MW, vgl. auch Abbildung 6.4a.

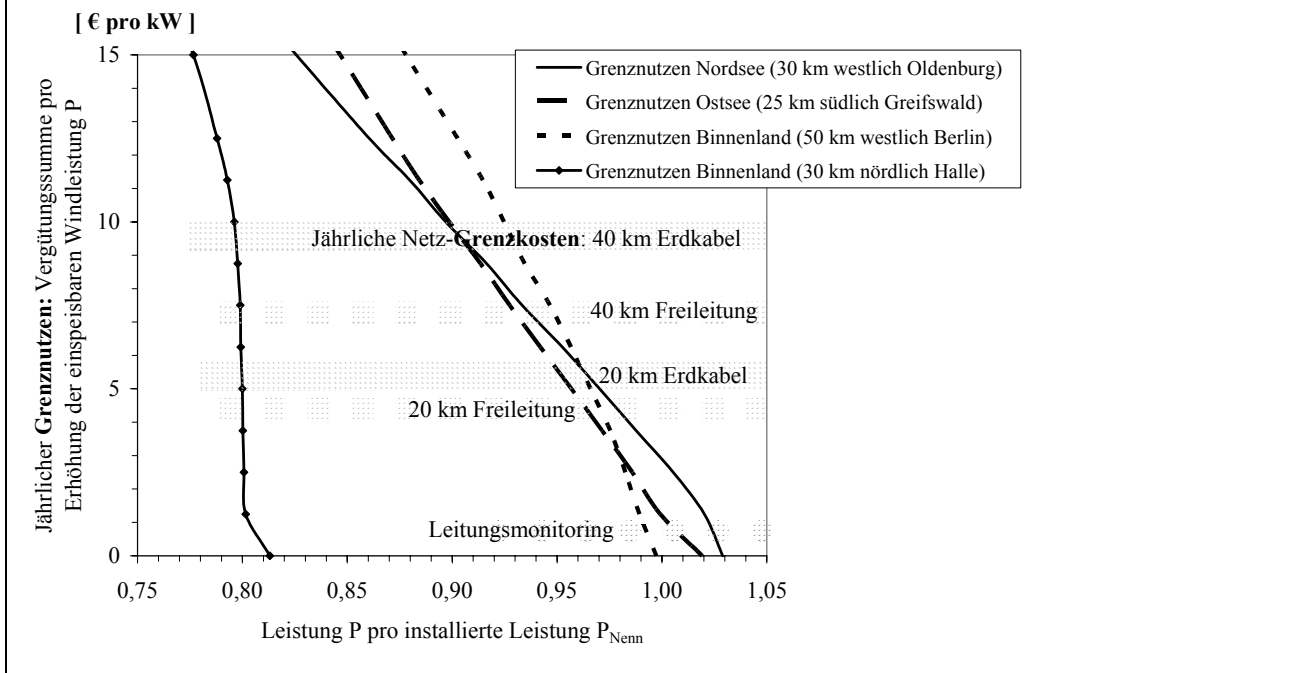
<sup>127</sup> Wie schon in Abb. 2.8 dargestellt, gibt es erhebliche Schwankungen der Windleistungen von Monat zu Monat und auch von Jahr zu Jahr. Für eine abschließende Beurteilung müssten mehrere Jahre ausgewertet werden; diese Daten liegen derzeit noch nicht vor.

<sup>128</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45°-Achse.

<sup>129</sup> Zu den Abschätzungen vgl. Abschn. 3.3.

1 Dies bewirkt eine Nichteinspeisung von Windstrom im Wert von etwa 1,5 €/kW, ent-  
 2 sprechend etwa 2% der Jahresvergütung; bei 'wirtschaftlich angemessener' netzfluss-  
 3 und temperaturabhängiger Beschränkung von durchschnittlich 95% der Nennleistung  
 4 würden nur etwa 0,5 €/kW oder 0,7% Verringerung der Jahresvergütung resultieren.

5 **Abbildung 6.5 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus**  
 6 **für Windparks an der Küste und im Binnenland**



8 Neben den Betriebsergebnissen der Anlagen der vier WEA-Gruppen sind in der an-  
 9 schließenden Tabelle 6.4 die Richtgrößen des jeweils angemessenen Netzausbaus  
 10 gemäß der jeweiligen Lage des Schnittpunkts in Abbildung 6.5 angegeben.

11

**Tabelle 6.4 : Betriebsergebnis 2005 und Richtgrößen für den Netzausbau**

10-Minuten-Mittelwerte für 2005	Anlagen nr.	(1) siehe Tab. 6.2		(3)	(4)	(5) = 4/1	(6a)   (6b) siehe Abb. 6.5	
		Nennleistung	Flächenleistung	Ø Windgeschwindigkeit	Ø Leistung	Volllaststunden	Richtgröße Netzausbau bei	
		[MW]	[W/m <sup>2</sup> ]	[m/s]	[MW]	[h]	20 km	40 km
(1) Nordseeküste ca. 70 km südl., westlich von Oldenburg	1	1,3	431	5,28	0,22	1.469	98%	93%
	2	1,3	431	4,95	0,21	1.381		
	3	1,3	431	5,34	0,21	1.442		
(2) Ostseeküste ca. 25 km südöstlich, zwischen Greifswald und Stralsund	1	1,3	279	6,01	0,25	1.685	97%	93%
	2	1,3	279	5,65	0,24	1.631		
	3	1,3	279	5,34	0,25	1.651		
(3) Binnenland ca. 30 km nördlich von Halle	1	1,3	431	4,99	0,20	1.327	Einspeisung wird vom Netzbetreiber starr auf 1,05 MW beschränkt.	
	2	1,3	431	4,88	0,20	1.354		
	3	1,3	431	4,90	0,19	1.294		
(4) Binnenland ca. 50 km westlich von Berlin	1	1,5	322	5,35	0,32	1.869	98%	95%
	2	1,5	322	4,90	0,27	1.577		
	3	1,5	322	4,99	0,32	1.869		

Zu Z. 3: Am 23.6.2004 wurde in der Nähe des Standorts ca. 30 km nördlich von Halle ein Tornado mit Windgeschwindigkeiten bis etwa 300 km/h gemessen, 70 % der 250 Gebäude im Ort trugen zum Teil massive Schäden davon.

Die in Abbildung 6.4 gezeigten Leistungsdauerlinien beziehen sich jeweils auf die Summe der von den einzelnen Windenergieanlagen am Generator abgegebenen Leistungen. Diese Leistungen werden dann an den nächsten Einspeisepunkt zum Öffentlichen Netz transportiert und dort auf (meist) 110kV hochgespannt. Durch Transport und Umspannung gehen rund 1-3% der am Generator gemessenen Leistung verloren.

Für den Standort Nordseeküste wurden die Auswirkungen dieser Effekte auf den wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau durch einen detaillierten Vergleich der jeweils momentan am Generator abgegeben Leistungen und der ins Öffentliche Netz eingespeisten Leistungen untersucht. Es zeigt sich, dass dadurch der wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau um rund 2%-Punkte reduziert wird. Entsprechend müssen die in Tab. 6.4, Zeile 1, Spalten 6a und 6b angegebenen Werte um jeweils rund 2%-Punkte von 98% auf 96% bzw. von 93% auf 91% reduziert werden. Es ist zu vermuten, dass bei vergleichbaren Standorten ähnliche Reduktionen vorgenommen werden müssen.

### 6.3 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für einzelne Windenergieanlagen

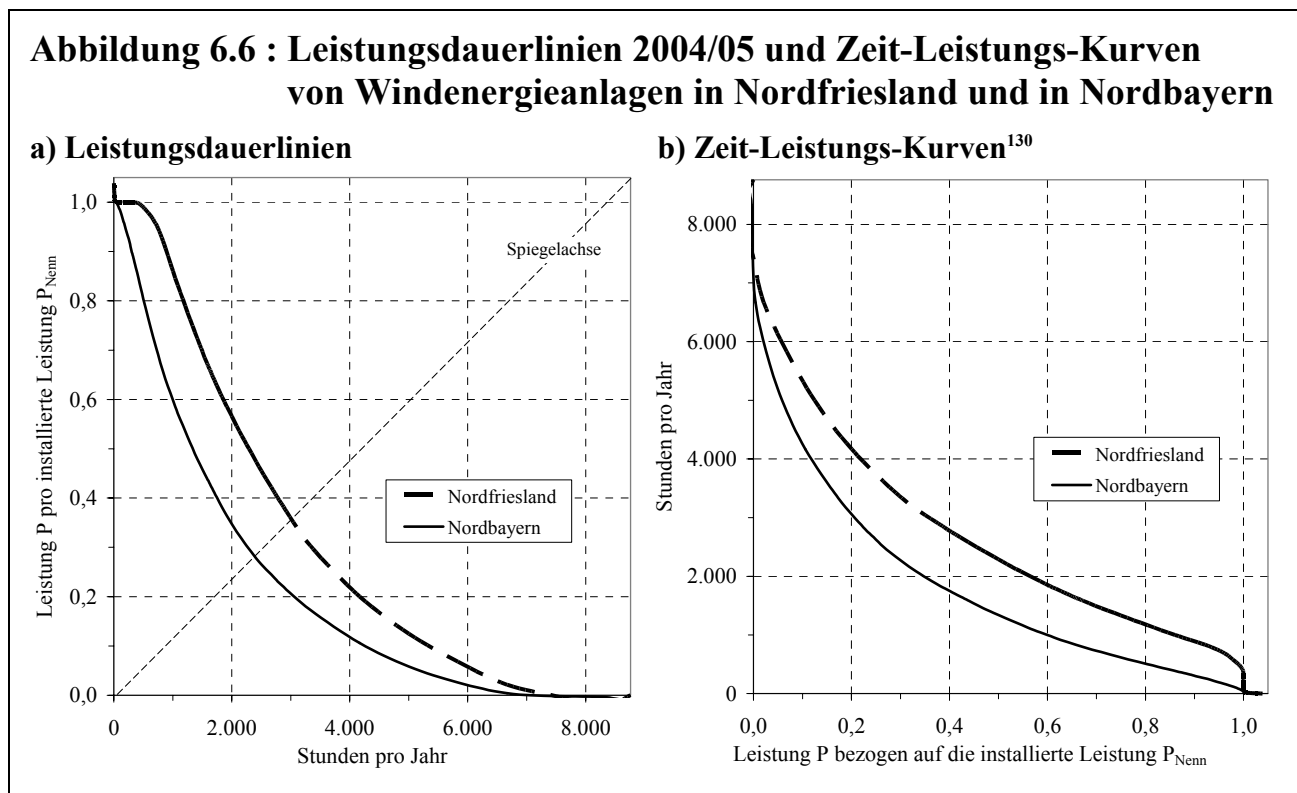
Tabelle 6.5 gibt einen Überblick über Standorte und technische Daten der dort eingesetzten Windenergieanlagen.

**Tabelle 6.5 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten**

Standort region	Bundesland	(1)	(2)	(2a)	(3)	(3a)	(4)	(5)
		An zahl	Nenn leistung [MW]	= 1*2 Gesamt leistung [MW]	Rotor durch messer [m]	Rotor fläche [m <sup>2</sup> ]	=2/3a Flächen leistung [W/m <sup>2</sup> ]	Naben höhe [m]
(1) Bay.-thüring. Mittelgebirge	Bayern	1	2,0	2,0	80	5.027	398	100
(2) Nordseeküste	Schleswig- Holstein	25	2,0	50,0	80	5.027	398	60

### 6.3.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven

Abbildung 6.6 zeigt die Leistungsdauerlinien und die Zeit-Leistungs-Kurven für je eine 2MW-Anlage in Nordfriesland und im bayerisch-thüringischen Mittelgebirge.



Der Unterschied zwischen Nordfriesland und Nordbayern ist eklatant: Die Dauerlinien liegen in Nordfriesland drastisch höher als in Nordbayern. Dies resultiert in 2.900 Volllaststunden in Nordfriesland gegenüber immerhin noch 1.800 Volllaststunden in Nordbayern, wie die spätere Tabelle 6.6, Sp. (5) zeigt.

<sup>130</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45°-Achse.

### 6.3.2 Richtgrößen für den Netzausbau

Wie in den vorangehenden Abschnitten werden die 'plausiblen' Grenznutzenkurven aus den Zeit-Leistungs-Kurven durch Gewichtung mit der Einspeisevergütung zzgl. Zuschlag ermittelt. Von rechts her sind wieder als horizontale Bänder die Grenzkosten für je zwei Leitungslängen (20 km und 40 km) und zwei technische Ausführungen von Leitungsneubau eingezeichnet, vgl. Tabelle 3.8.

Abbildung 6.7 zeigt den relevanten Ausschnitt dieser Kurven im Bereich von Leistungen oberhalb von 90% der Nennleistung. Auffallend ist der starke Abfall der Kurven kurz vor Erreichen der Nennleistung sowie das Abknicken und der flache Ausläufer im Leistungsbereich von 1,00 bis 1,05 der Nennleistung:

- Das starke Abfallen ist durch die – im Vergleich zur jeweils hohen Durchschnittswindgeschwindigkeit – niedrigen Flächenleistung der Anlage bedingt: Bei anhaltendem starken Wind regelt die Anlage die Leistung jedes Mal auf Nennleistung herunter.
- Nur die seltenen kurzen plötzlichen Böen können nicht immer ausgeregelt werden und führen in der Summe zu den Ausläufern, die für die Frage des Netzausbaus irrelevant sind, da für einige Minuten die Netze in jedem Fall um einige Prozent überlastet werden können.

**Abbildung 6.7 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für Windenergieanlagen in Nordfriesland und in Nordbayern**

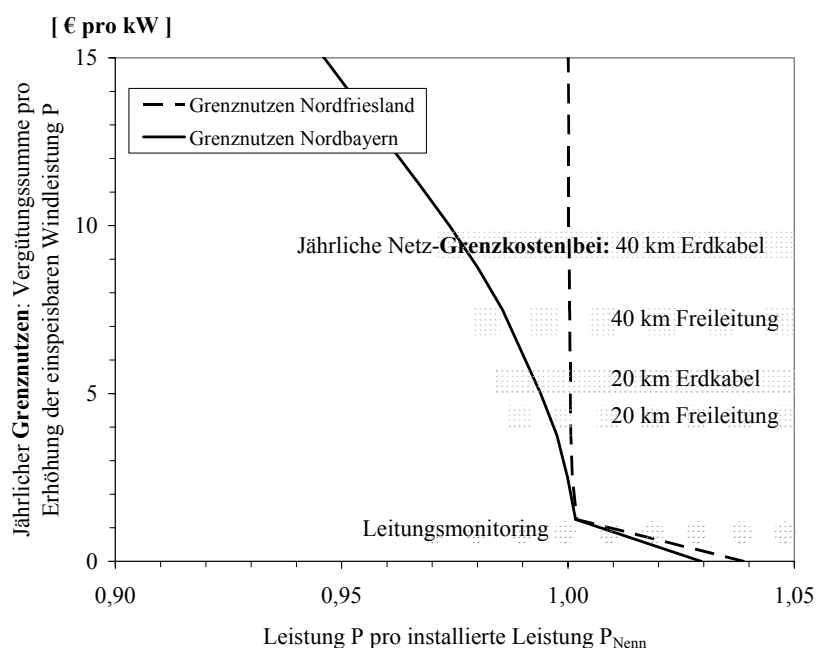


Tabelle 6.6 zeigt die resultierenden Betriebsergebnisse und Richtgrößen für den Netzausbau.

**Tabelle 6.6 : Betriebsergebnis 2003/4 bzw. 2005  
und Richtgrößen für den Netzausbau**

	Anlage Nr.	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6a)	(6b)
		siehe Tab. 6.5		Ø Geschwindigkeit	Ø Leistung	= 4/1 Volllast stunden	aus Abb. 6.7	
Standortregion		Nennleistung	Flächenleistung					
			[MW]	[W/m <sup>2</sup> ]	[m/s]	[MW]	[h]	20 km
							[% von Sp. 1]	
(1) Bay.-thüring. Mittelgebirge (2003-2004)	1	2,0	398	6,17	0,42	1.821	99%	98%
(2) Nordseeküste (2005)	1	2,0	398	7,62	0,66	2.908	100%	100%
	2	2,0	398	7,68	0,66	2.904	100%	100%

## 6.4 Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau für Offshore-Windparks

Für die folgenden Untersuchungen können nicht - wie in den vorhergehenden Abschnitten zu Onshore - tatsächlich gemessene Leistungsdauerlinien verwendet werden, da an Standorten wie dem der Windmessstation FINO1 45 km nördlich von Borkum bisher keine Windenergieanlagen existieren. Stattdessen werden rechnerisch aus der 2004 und 2005 in 100 m Höhe über der offenen Nordsee gemessenen Weibull-Verteilung<sup>131</sup> der Windgeschwindigkeiten und den Leistungskurven verschiedener großer Windenergieanlagen<sup>132</sup> Leistungsdauerlinien simuliert.

### 6.4.1 Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven

Die Berechnungen wurden für die in Tabelle 6.7 gezeigten Windenergieanlagen durchgeführt. Zum einen sind das Enercon70-2,3MW und Repower126-5,0MW<sup>133</sup>. Zudem werden die Berechnungen auch durchgeführt für die Repower126 mit 7,5 MW und mit 10,0 MW installierter Leistung, um den Effekt einer höheren spezifischen Nennleistung ( $P_{\text{Nenn}} / \text{Rotorfläche}$ ) auf den erforderlichen Netzausbau untersuchen zu können.

Diese Generatorgrößen werden derzeit noch nicht angeboten; die Zukunft wird zeigen, ob die Infrastrukturprobleme für Anlagen solcher Größen und Gewichte – Turmfundierung, Transport, Montage – technisch und kostendeckend gelöst werden können<sup>134</sup>.

<sup>131</sup> Vgl. Abb. 2.1.

<sup>132</sup> Siehe Abb. 6.8.

<sup>133</sup> Beide wurden bereits in Abschnitt 2.1.2, Abbildung 2.5 dargestellt.

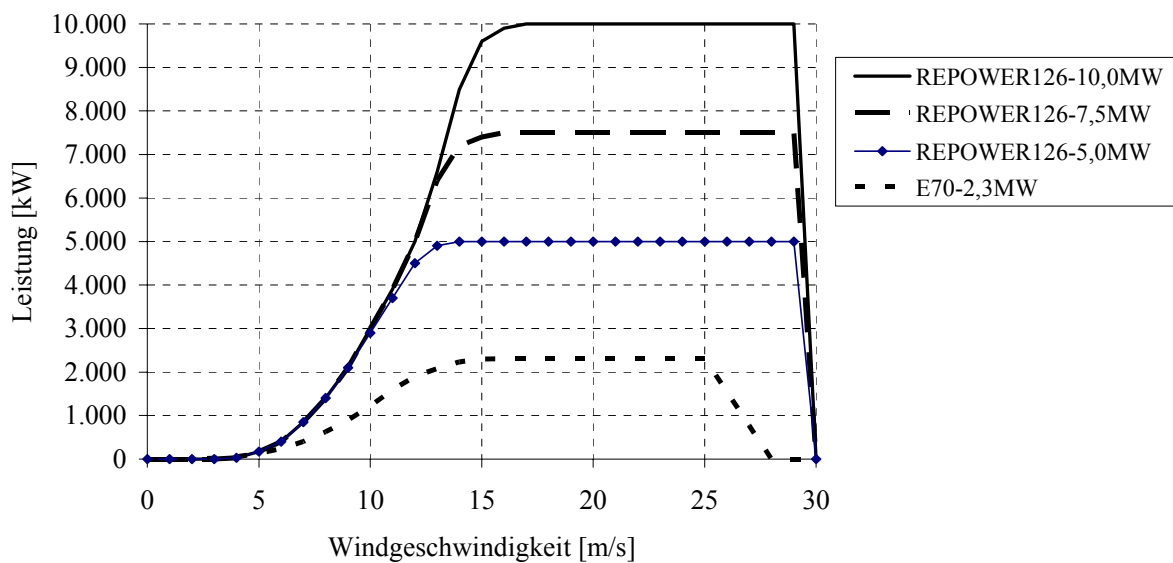
<sup>134</sup> Siehe hierzu und zur kostenoptimalen Auslegung von Offshore-WEA aus Sicht der WEA-Betreiber die Abschnitte 5.1.1(2) und 5.1.2(2).



**Tabelle 6.7 : Untersuchte Windenergieanlagen – Standort und technische Daten**

Standort region	(1) Hersteller	(2)	(3)	(3a)	(4) = 2/3a Flächen leistung	(5) Naben höhe
		Nenn leistung [MW]	Rotor durch messer [m]	Rotor fläche [m <sup>2</sup> ]	[W/m <sup>2</sup> ]	[m]
(1) FINO1 45 km nördlich von Borkum	Repower	5,0	126	12.469	401	100
	Enercon	2,3	70	3.848	598	
	Planung	7,5	126	12.469	601	
	Planung	10,0	126	12.469	802	

Abbildung 6.8 zeigt die verwendeten Leistungskurven die einzelnen Windenergieanlagen. Die Leistungskurven ordnen jeder Windgeschwindigkeit eine Leistung zu.

**Abbildung 6.8 : Leistungskurven der für Offshore untersuchten Windenergieanlagen**

Zumindest für die drei gezeigten REPOWER-Anlagen setzt das Abregeln erst bei einer Grenzgeschwindigkeit  $v_{\text{Grenz}}$  von 28 m/s ein. Wie die Geschwindigkeitsdauerlinie für den FINO1-Standort in Abbildung 2.2 zeigt, ist die Zahl der Stunden pro Jahr, in denen dieser Wert erreicht oder überschritten wird, selbst in der offenen Nordsee mit rund 3 Stunden vernachlässigbar.

Deshalb können die in Abbildung 6.9 gezeigten Leistungsdauerlinien wie folgt konstruiert werden:

- Die durch die Weibullverteilung gegebene Geschwindigkeitsdauerlinie gibt an, für wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Windgeschwindigkeit erreicht oder überschritten wird.

- Für ebenso viele Stunden wird dann offenbar die durch die Leistungskurve dieser Windgeschwindigkeit zugeordnete Leistung mindestens erreicht oder überschritten. Die jeweilige Leistung wird nun durch die Nennleistung dividiert.

Die so für alle<sup>135</sup> vorkommenden Windgeschwindigkeiten gewonnenen Koordinatenpaare aus Stunden pro Jahr und zugehöriger Windleistung pro Nennleistung werden in Abbildung 6.9a eingetragen und ergeben die Leistungsdauerlinie.

Mathematisch korrekt kann die Konstruktion der Leistungsdauerlinien wie folgt erfolgen:

Die Weibulldichte<sup>136</sup>  $f(v; A; k)$  ordnet jeder Geschwindigkeit  $v$  eine relative Häufigkeit  $f(v)$  zu. Mit dieser Häufigkeit erzeugt dann die betrachtete WEA die Leistung  $P(v)$  gemäß ihrer jeweiligen Leistungskurve. Durch Diskretisierung, z.B. in 30 Stützpunkte  $v_n = n$  (1 m/s),  $n = 0, 1, \dots, 29$ , entstehen  $n$ -viele Paare  $[P(v_n) := P_n; f(v_n) := f_n]$ . Indem diese Paare nach steigender Leistung von  $P = P_0 = 0$  bis  $P = P_{\text{Nenn}}$  geordnet und die Häufigkeiten von oben, d.h. von  $P_{\text{Nenn}}$  her bis zu einem bestimmten  $P_m$  summiert werden, und dann diese Summe mit 8.760 h multipliziert wird, entstehen die geordneten Paare

$$[P_m, 8760 * \sum_{n=m}^{29} f_n := T_m]$$

Durch diese  $n$ -vielen Stützpunkte wird die Leistungsdauerlinie  $P(T)$  approximiert.

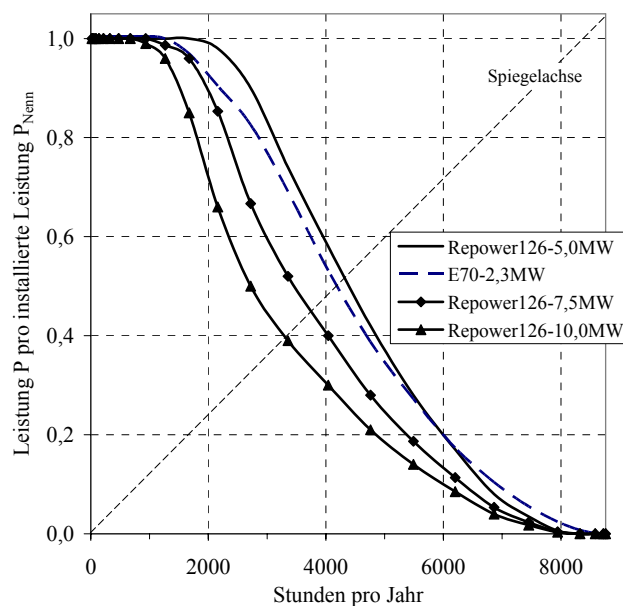
Zusätzlich wurde mit der schon in Abbildung 2.6 angegebenen Leistungskurve der kleineren, aber ebenfalls für sehr windstarke Standorte ausgelegten Enercon-Anlage E70-2,3MW deren Leistungsdauerlinien am FINO1-Standort berechnet. Anschließend werden die Leistungsdauerlinien an der 45°-Achse gespiegelt, und es resultieren die in Abbildung 6.9b gezeigten Zeit-Leistungs-Kurven.

<sup>135</sup> Bis zur Grenzgeschwindigkeit  $v_{\text{Grenz}}$ .

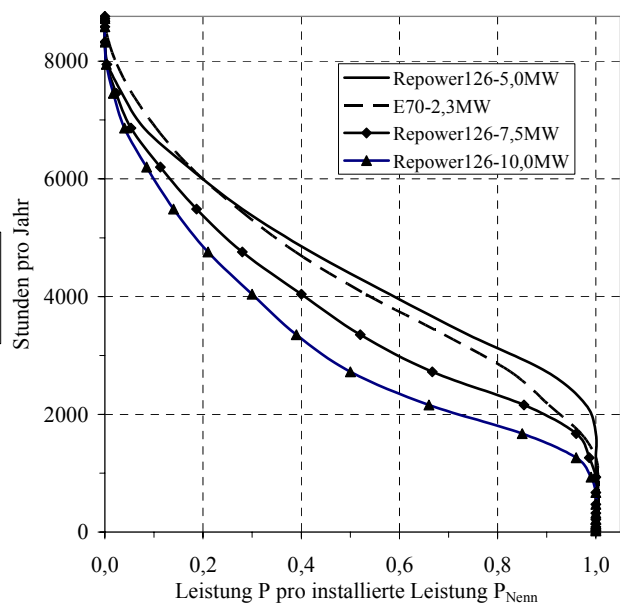
<sup>136</sup> Vgl. Abschnitt 2.1.1.

**Abbildung 6.9 : Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven für Offshore (FINO1) mit unterschiedlichen Windenergieanlagen**

**a) Leistungsdauerlinien**



**b) Zeit-Leistungs-Kurven<sup>137</sup>**



Es erscheint überraschend, dass selbst die mit 800 W/m<sup>2</sup> extrem hoch installierte hypothetische 10MW-Anlage ausweislich der Abbildung 6.9 noch fast 1.000 Stunden im Jahr mit voller Nennleistung gefahren werden kann. Ein Blick auf die FINO1-Geschwindigkeitsdauerlinie in Abbildung 2.2 zeigt jedoch, dass die für Nennleistung bei dieser 10MW-Anlage erforderliche Windgeschwindigkeit von etwa 16 m/s tatsächlich für annähernd 1.000 Jahresstunden erreicht oder überschritten wird.

Durch Multiplikation mit der für Offshore-Anlagen angenommenen EEG-Vergütung<sup>138</sup> von 7,5 Cent/kWh<sub>e</sub><sup>139</sup> erhält man aus den Zeit-Leistungs-Kurven die Grenznutzenkurven.

Abbildung 6.10 zeigt einen Ausschnitt der Grenznutzen-Kurven für Leistungen oberhalb von 80% der jeweils installierten Nennleistung. Von rechts her sind wieder als breite horizontale Bänder die aus unterschiedlichen Angaben annähernd abgeschätzten<sup>140</sup> Netz-Grenzkosten für zwei Leitungslängen – 100 km und 200 km – eingezeichnet.

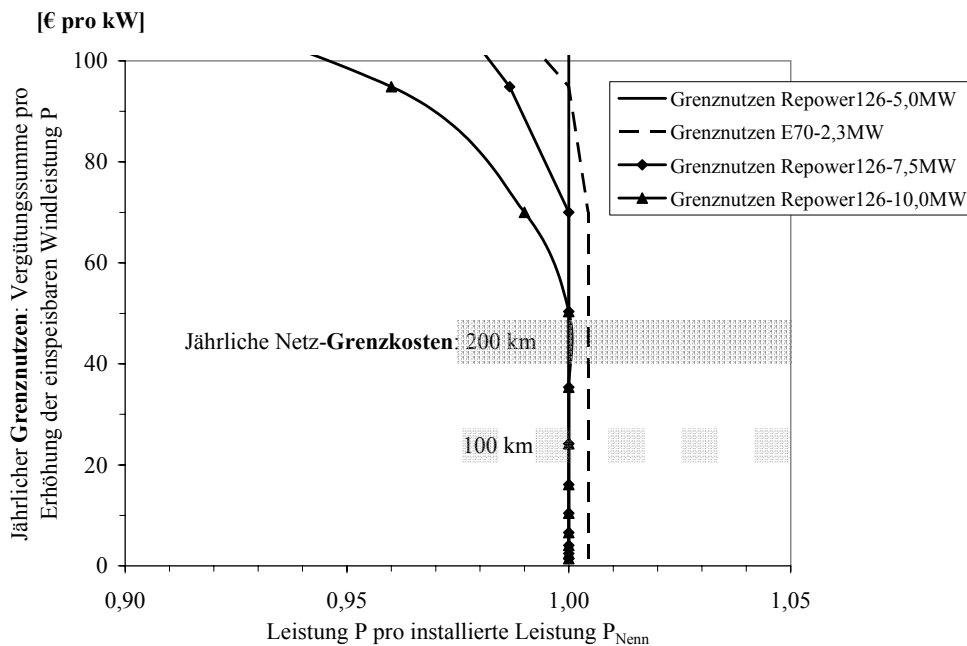
<sup>137</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45°-Achse.

<sup>138</sup> Vgl. die Ausführungen zu Beginn von Kap. 6.

<sup>139</sup> gegenüber 5 Cent/kWh<sub>e</sub> bei den Onshore-Anlagen in den Abbildungen 6.3, 6.5 und 6.7.

<sup>140</sup> Vgl. Abschn. 3.3.

**Abbildung 6.10 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für unterschiedliche Windenergieanlagen**



#### 6.4.2 Richtgrößen für den Netzausbau

Das wesentliche Ergebnis der Abschätzung des optimalen Netzausbaus für die untersuchten Offshore-Windenergieanlagen kann wie folgt zusammengefasst werden:

Für keinen der vier Anlagentypen<sup>141</sup> und für keine plausible Kostenannahme der erforderlichen Seekabel- und Landverbindungen bis zu 200 km Länge liegt der Schnittpunkt von Grenznutzen- und Grenzkosten-Kurve links von 100% der installierten Nennleistung.

Die technisch bedingten Nichtverfügbarkeiten von Windenergieanlagen im echten Offshore-Bereich sind noch ganz und gar unbekannt und derzeit kaum abschätzbar. Insbesondere Inspektion, Wartung und Reparatur stellen bisher wegen der extrem schwierigen Wetterverhältnisse ungelöste Probleme dar, die zu hohen Stillstandszeiten der ersten Versuchsanlagen vor der englischen Küste führen.

Nimmt man optimistischer Weise an, dass die Ausfallraten und Stillstandszeiten in der zweiten Generation der Anlagen nur noch 5% betragen, so sind also 95% der Nennleistung der Offshore-Windenergieanlagen die Richtgröße für den erforderlichen Offshore-Netzausbau.

Dies wäre, wie Abbildung 6.10 ebenfalls zeigt, auch dann noch richtig, wenn sich herausstellen sollte, dass die Netzbaukosten im Offshore-Bereich noch um 50% höher ausfallen werden.

<sup>141</sup> Vgl. Abbildung 6.8.

Tabelle 6.8 gibt einen Überblick über das resultierende Betriebsergebnis für die vier untersuchten Windenergieanlagen.

**Tabelle 6.8 : Betriebsergebnis 2004/5 und Richtgrößen für den Netzausbau**

Standort region	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6a)	(6b)
	siehe Tab. 6.7		Ø Wind geschwindigkeit	Ø Leistung	= 4/1 Volllast stunden	aus Abb. 6.10 Richtgröße Netzausbau bei	
	Nenn leistung	Flächen leistung				100 km	200 km
	[MW]	[W/m <sup>2</sup> ]	[m/s]	[MW]	[h]	[% von Sp. 1]	
FINO1 45 km nördlich von Borkum	(1)	5,0	9,9	2,60	4.555	100%	100%
	(2)	2,3		1,07	4.082	100%	100%
	(3)	7,5		3,27	3.821	100%	100%
	(4)	10,0		3,75	3.285	100%	100%

Unabhängig von den Leistungskosten zeigt sich ein für mögliche Investoren wichtiges Resultat: Die 2,3MW-Anlage mit 4.200 Volllaststunden und die 5MW-Anlage mit über 4.500 Volllaststunden bekommen bei 7,5 Cent/kWh<sub>e</sub> immerhin eine jährliche Vergütung von deutlich über 300 €/kW, dürfen also bis zu 3.000 €/kW<sup>142</sup> kosten, das Zwei- bis Dreifache der Onshore-Anlagen.

Die 10MW-Anlage dagegen erbringt nur 250 € Vergütung im Jahr und könnte einzelwirtschaftlich nur bei Investitionskosten von deutlich unter 3.000 €/kW gebaut werden; wegen der derzeit sehr hohen Fundamentkosten, die weitgehend unabhängig von Rotorgröße und installierter Leistung anfallen, erscheinen aber extrem große Anlagen als einzelwirtschaftlich vorteilhaft. Die hierfür erforderlichen Netzkosten sind hierfür jedenfalls kein (technischer oder wirtschaftlicher) Hinderungsgrund.

## 6.5 Repowering und Netzausbau

Ein immer größerer Teil der bis 2014 geplanten Erhöhung der Onshore installierten Leistung um 10.000 MW wird durch Repowering erfolgen<sup>143</sup>, also den Ersatz von kleineren Anlagen der 0,2MW- bis 1MW-Klasse durch sehr große Anlagen in der 2MW- bis 5MW-Klasse. Gerade an der Küste wird man dafür immer stärker auch auf Anlagen mit höheren spezifischen Flächenleistungen zurückgreifen, da derartige Anlagen ohnehin für Offshore-Anwendungen serienreif entwickelt werden.

Zur Abschätzung einer derartigen Entwicklung auf den wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau wurden – wie schon in Abschnitt 6.4 für Offshore-Anlagen – Weibullverteilungen der Windgeschwindigkeit verwendet, und zwar hier mit Weibullparametern

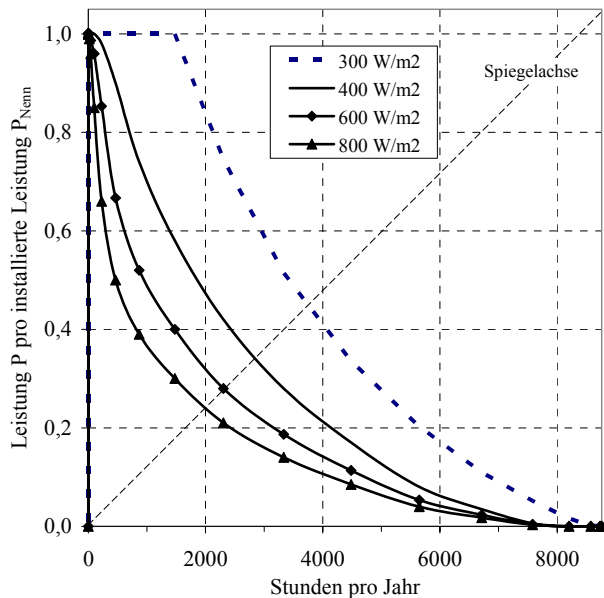
<sup>142</sup> Bei der Umrechnung von jährlichen Erträgen in zulässige Investitionskosten ist die eher kürzere Lebensdauer von Offshore-Investitionen zu berücksichtigen, die bei gleicher Investitionssumme höhere jährliche Erträge erforderlich macht.

<sup>143</sup> Siehe hierzu auch Abschn. 7.1.

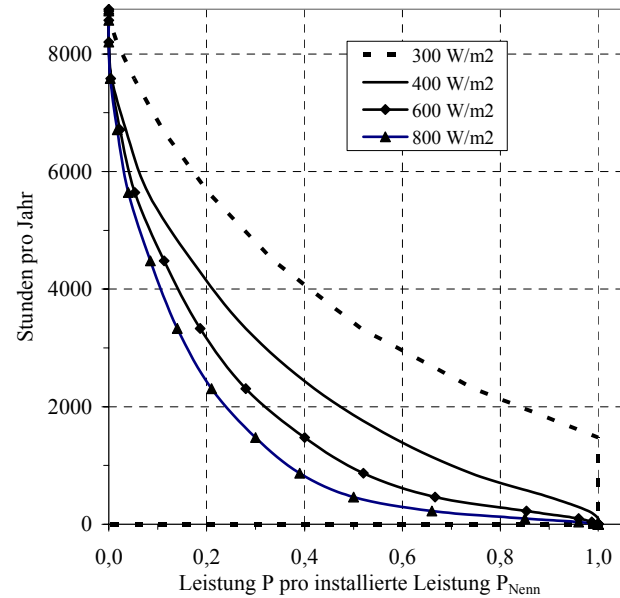
1 für Küstenlagen<sup>144</sup>; die einem Standort mit einer Jahresdurchschnittswindgeschwin-  
 2 digkeit von 7,17 m/s in 100 m Nabenhöhe entsprechen.

3 **Abbildung 6.11 : Leistungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven für einen**  
 4 **Küstenstandort mit unterschiedlichen Windenergieanlagen**

5 **a) Leistungsdauerlinien**



5 **b) Zeit-Leistungs-Kurven<sup>145</sup>**



7 Für diesen Standort wurde dann mit drei unterschiedlich installierten Flächenleistun-  
 8 gen von  $400 \text{ W/m}^2$ ,  $600 \text{ W/m}^2$  und  $800 \text{ W/m}^2$  die in Abbildung 6.11 gezeigten Lei-  
 9 stungsdauerlinien und Zeit-Leistungs-Kurven erstellt<sup>146</sup>. Die hierfür verwendeten Lei-  
 10 stungskurven sind identisch mit den in Abbildung 6.7 gezeigten drei Repower-  
 11 Leistungskurven. Zusätzlich wurde noch eine bei 1,6 MW gekappte Version der E-  
 12 nercon E82-2,05<sup>147</sup> mit einer so resultierenden Flächenleistung von  $300 \text{ W/m}^2$  unter-  
 13 sucht.

14 Abbildung 6.12 zeigt die resultierende Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren  
 15 Netzausbaus. Zwar verläuft die Grenznutzenkurve bei höherer Flächenleistung in  
 16 dem hier gezeigten oberen Abschnitt nahe  $P/P_{\text{Nenn}}=1$  flacher, so dass die wirtschaft-  
 17 lich zumutbare Erhöhung der Übertragungskapazität bezogen auf die installierte Lei-  
 18 stung sinkt. Bei einer erforderlichen Erhöhung der Übertragungskapazität durch ein  
 19 40km-Erdkabel beträgt das volkswirtschaftliche Optimum 100% der Windnennlei-  
 20 stung bei  $300 \text{ W/m}^2$ , 99% der Windnennleistung bei  $400 \text{ W/m}^2$ , 93% bei  $600 \text{ W/m}^2$   
 21 und nur noch 80% bei  $800 \text{ W/m}^2$ .

<sup>144</sup> Vgl. Tab. 2.1, Zeile (2):  $A = 8,6$ ,  $k = 2,74$ .

<sup>145</sup> Die Zeit-Leistungs-Kurven entstehen durch Spiegelung der Leistungsdauerlinien an ihrer 45°-Achse.

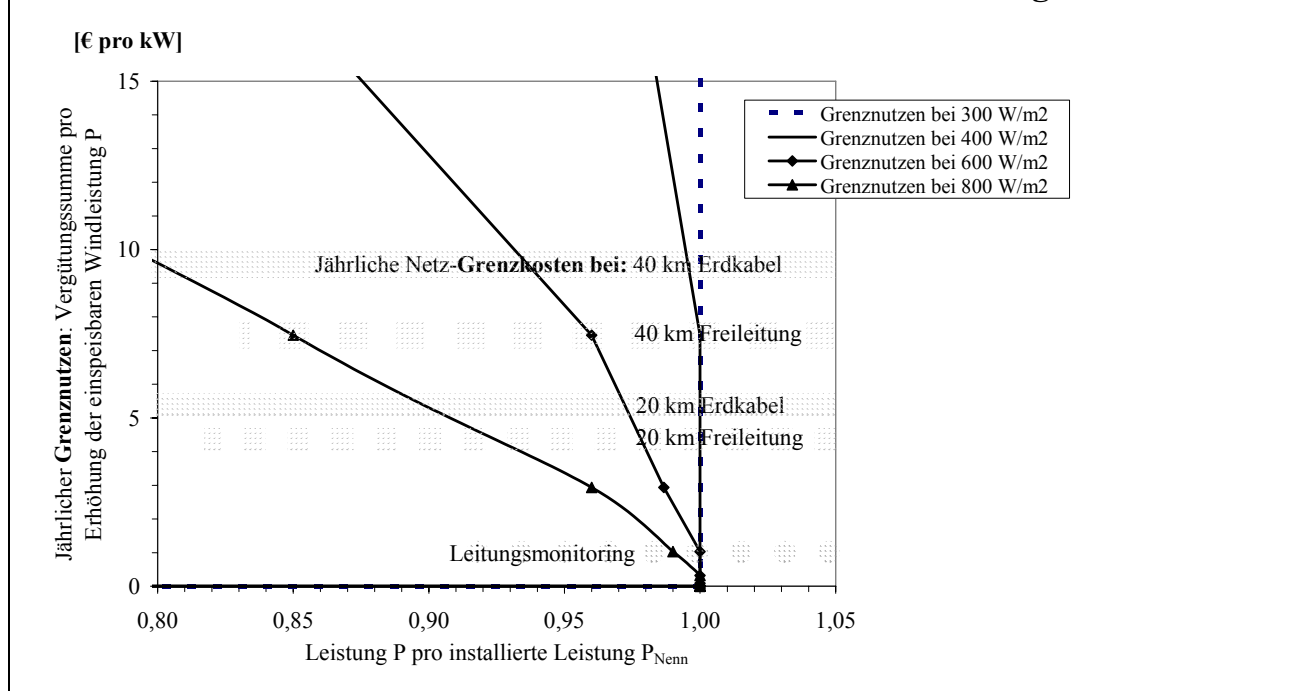
<sup>146</sup> Zu den einzelnen Verfahrensschritten siehe die detaillierten Erläuterungen in Abschn. 6.4.

<sup>147</sup> Hierfür wurde die Leistungskurve der Enercon 82m verwendet, vgl. Abbildung 2.5, und bei 1,58 MW gekappt. Damit resultiert eine installierte Flächenleistung von  $390 \text{ W/m}^2 (=1,58 \text{ MW} / ((82/2)^2 \cdot 3,14159))$ .

In absoluten Größen, etwa bei der Repower mit einem Durchmesser von 126 m und damit einer Rotorfläche von  $12.470 \text{ m}^2$ , steigt der Ausbaubedarf aber an, nämlich

- von rund  $5 \text{ MW}^{148}$ , also der installierten Leistung der Repower126-5MW
- auf rund  $7 \text{ MW}^{149}$ , also etwas weniger der installierten Leistung der Repower126-7,5MW
- auf schließlich  $8 \text{ MW}^{150}$ , deutlich weniger als die installierte Leistung der Repower126-10MW.

**Abbildung 6.12 : Abschätzung des wirtschaftlich zumutbaren Netzausbaus für unterschiedlich installierte Flächenleistungen**



Vergleicht man die Flächen unter den Kurven in Abbildung 6.11b, die die Jahresenergieproduktion pro Nennleistung (=Volllaststundenzahl) zeigt, und rechnet durch Multiplikation mit der Flächenleistung (z.B.  $400 \text{ W/m}^2$ ) auf die Jahresenergieproduktion pro Rotorfläche um, so zeigt sich ein sehr interessantes Ergebnis: Die Vergrößerung der Generatorgröße über  $5 \text{ MW}$  hinaus ist an dem gewählten Küstenstandort keineswegs wirtschaftlich, siehe Tabelle 6.9.

Der Vergleich der Zahlen zeigt, dass die an solchen Standorten übliche Flächenleistung von maximal  $400 \text{ W/m}^2$  sowohl aus der Sicht der Anlagen- wie auch der Netzbetreiber ein Optimum darstellt.

<sup>148</sup> =  $400 \text{ W/m}^2 * 99\% * 12.470 \text{ m}^2$ .

<sup>149</sup> =  $600 \text{ W/m}^2 * 93\% * 12.470 \text{ m}^2$ .

<sup>150</sup> =  $800 \text{ W/m}^2 * 80\% * 12.470 \text{ m}^2$ .

**Tabelle 6.9 : Spezifische Flächenleistung und optimierte Netz-Übertragungsleistung**

			(1)	(2)	(3)	(4)
			Enercon 82-1,6MW	Repower 126-5MW	Repower 126-7,5MW	Repower 126-10MW
(1)	Generatorleistung	[MW]	1,6	5,0	7,5	10,0
(2)	Rotorfläche	[m <sup>2</sup> ]	5.281	12.497	12.497	12.497
(3)	=1:2 spez. Flächenleistung	[W/m <sup>2</sup> ]	300	400	600	800
(4a)	optimierte Netz-	[% von 1]	100%	100%	93%	80%
(4b)	=4a*1 Übertragungsleistung	[MW]	1,6	5,0	7,0	8,0
(5a)	Jahreserzeugung	[MWh]	6.177	12.120	13.064	13.359
(5b)		[MWh/m <sup>2</sup> ]	1,17	0,97	1,05	1,07
(6)	=5a/1 Volllaststunden	[h]	3.904	2.424	1.742	1.336

### Verringerung der Wind-Leistungsspitzen sinnvoll

Eine Verringerung der Wind-Leistungsspitzen durch eine systematische Einspeisebegrenzung wird tendenziell zu einer Verringerung der installierten Flächenleistung [W/m<sup>2</sup>] führen. Beide Maßnahmen haben eine Reihe von positiven Effekten:

- Die jährliche Energieerzeugung wird nur geringfügig vermindert.
- Die Volllaststundenzahl und die Prognostizierbarkeit des Windenergieangebots werden deutlich erhöht.
- Der Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie wird in Perioden sehr starken und wechselnden Windes vermindert.
- Die mechanische Dauerwechsellast bei Starkwind, die zu Ermüdungsproblemen der Anlagenteile führt, wird deutlich verringert.
- Die benötigte Erhöhung der Übertragungsleistung des Netzes wird dadurch drastisch reduziert, weil in vielen Fällen vom jetzt bestehenden Netz mit Ausnahme von Leistungsspitzen alle Windenergie übertragen werden kann; dies gilt allerdings in einigen Küstengebieten derzeit nicht.
- Wenn aber in Zukunft Windpark mit einer Gesamtleistung weit oberhalb der bisherigen Übertragungsleistung des Netzes zugebaut werden, so muss bei der genannten 80%-Einspeisebegrenzung der Netzzubau nicht auf 100%, sondern nur auf ca. 80% der installierten Nennleistung der Windparks ausgelegt werden.

### 6.6 Auswirkung von Netzoptimierung, insbesondere von Temperaturmonitoring auf den Netzausbaubedarf

Bis vor kurzem war nach Meinung der Netzbetreiber eine Erhöhung der Übertragungsleistung in einem bereits ausgelasteten Netz nur durch einen Netzneubau verwirklichtbar. Seit neuestem wird nun auch in Deutschland – insbesondere zur Erhöhung der Übertragungsleistung für den Wegtransport von Windstrom – statt Neubau



1 eine Optimierung des bestehenden Netzes, ggf. mit einer Verstärkung der Umspann-  
2 stationen ins Auge gefasst. EON-Netz geht mittlerweile auch in veröffentlichten Pa-  
3 pieren<sup>151</sup> von einem Dreierschritt aus: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor  
4 Netzneubau<sup>152</sup>.

5 Ziel des 'Temperaturmonitoring' an Freileitungen ist es, eine Überlastung von Freileitungsseilen bei hohem Lastfluss und geringer Kühlung auszuschließen. Maßgebend für die Kühlung sind die Anströmgeschwindigkeit der Umgebungsluft und deren Temperatur. Eine höhere Übertragungsleistung der Netze kann erreicht werden durch eine saisonal differenzierte und von der Windgeschwindigkeit und der lokalen Umgebungstemperatur abhängige Überschreitung der Grenzwerte der Strombelastung, die in Deutschland nach der Norm DIN EN 50128 starr für 0,6 m/s Windgeschwindigkeit und 35°C angewandt wird, was gerade bei Starkwindlagen weit von der Realität entfernt ist.

14 Auf der Basis von 10-Minuten-Mittelwerten für Windgeschwindigkeit und Lufttemperatur, die von verschiedenen Anlagenbetreibern zusätzlich zu Wind- und Leistungsdaten zur Verfügung gestellt wurden, konnte die folgende Tabelle 6.10 erstellt werden.

18 Sie erfasst nur Temperaturwerte, die bei Windgeschwindigkeiten größer 10 m/s auftraten. Spalte (1) der Tabelle 6.10 zeigt, dass die hohen Windgeschwindigkeiten und damit die sehr hohen Windleistungen durchschnittlich bei unter 10°C vorkommen und somit im Mittel bei hoher Windenergieeinspeisung Freileitungen erheblich über die Norm belastbar sind. Nichts desto trotz kommt es manchmal im Sommer zu sehr starken Winden bei sehr hohen Temperaturen von rund 30°C, durchaus in der Nähe der in der DIN-Norm für Hochspannungsleitungen berücksichtigten maximal 35°C.

---

<sup>151</sup> E.ON-Netz (2006e).

<sup>152</sup> Zu den technischen Einzelheiten vgl. Abschnitt 2.2.3.

**Tabelle 6.10 : Temperaturmonitoring:  
Außentemperaturen bei hohen Windgeschwindigkeiten**

Temperatur bei $v > 10$ m/s	Anlage Nr.	(1)	(2)	(2a)
		Ø Temperatur [°C]	Maximum der Temperatur [°C]	Zeitpunkt
Standortregion				
(1) Nordseeküste ca. 70 km südlich zwischen Leer, Cloppenburg und Oldenburg	1	8,9	30	04.07.05
	2	9,6	26	15.07.05*
	3	8,8	30	04.07.05
(2) Ostseeküste ca. 25 km südöstlich, zwischen Greifswald und Stralsund	1	7,6	29	04.07.05
	2	7,1	28	04.07.05
	3	**	**	**
(3) Binnenland ca. 30 km nördlich von Halle	1	7,5	27	21.06.05
	2	7,3	27	21.06.05
	3	7,1	28	02.05.05
(4) Binnenland ca. 50 km westlich von Berlin	1	8,4	28	25.06.05
	2	7,6	31	15.07.05
	3	8,0	31	15.07.05
(5) Nordbayern (2003-2004) aus Tab. 6.5	1	14,1	30	30.08.03
* Die Messanlage war am 4.7.2005 zum Zeitpunkt der extrem hohen Temperaturen ausgefallen				
** Die Temperaturmessung war während des Großteils des Jahres gestört.				

Deshalb ist es unabdingbar, zur Temperatursteuerung der Belastbarkeit von Hochspannungsleitungen wenn schon nicht die Seiltemperatur, so zumindest an repräsentativen Punkten in jeder Region die Lufttemperatur zu überwachen und mit der Windenergieproduktion zu korrelieren. Die Temperatursteuerung kann durch Freileitungsmonitoring<sup>153</sup>, also eine laufende Überwachung der Temperatur der Leiterseile besonders versorgungssicher durchgeführt werden, was eine weitere Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung ermöglicht<sup>154</sup>.

Einzelne Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung wurden in einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Auftrag gegebenen Studie<sup>155</sup> ausführlich dargestellt und kommentiert. Man erwartet eine Erweite-

<sup>153</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006e), Temperaturmonitoring (2006).

<sup>154</sup> Vgl. Brakelmann, H. (2004), S. 18-23; bereits 2004 wurden dort alle Details der Netzoptimierung und Netzverstärkung zur Vermeidung eines Netzneubaus erläutert und ihre Auswirkungen quantifiziert.

<sup>155</sup> ECOFYS (2006), Teil I, Abschnitt 2.3, insbesondere Tabelle S. 23.

1 rung der Windenergie-Übertragungsleistung von 20% bis 30% ohne Temperaturmo-  
2 nitoring und von 50% bis 100%<sup>156</sup> bei Temperaturmonitoring; der Ersatz von her-  
3 kömmlichen Leiterseilen durch Hochtemperaturleiterseile führt zu weiteren deutli-  
4 chen Erhöhungen. E.ON-Netz geht von bis zu 50% Erweiterung der Windenergie-  
5 Übertragungsleistung durch Temperaturmonitoring aus<sup>157</sup>.

6 Ein **Beispiel** zu Netzoptimierung und Netzverstärkung versus Netzneubau:

7 Die erforderliche Erhöhung der Netzleistung in den von ERZMAN besonders betrof-  
8 fenen Landkreisen Nordfriesland, Dithmarschen und Ostholstein kann laut E.ON-  
9 Netz im Umfang von rund 480 MW durch Freileitungsmonitoring erfolgen<sup>158</sup>.

10 Seit September 2006 hat E.ON-Netz in Nordfriesland mit einem Feldversuch zum  
11 Temperaturmonitoring von 110kV-Freileitungen begonnen: „Das Freileitungs-Moni-  
12 toring macht den jetzigen Netzausbau nicht überflüssig, aber es wird angesichts des  
13 erwarteten weiteren Ausbaus der Windenergie nach 2010 den dann notwendigen Um-  
14 fang des Netzausbaus in der Region begrenzen helfen. 'Ohne das Freileitungs-  
15 Monitoring müssten wir in deutlich stärkerem Maß das Netz ausbauen. Aber unser  
16 Ansatz lautet: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Dies sind die  
17 drei notwendigen Bausteine um die schleswig-holsteinische Windkraft dauerhaft in  
18 unsere Stromversorgung zu integrieren', betonte auch Fuchs.“ (Vorsitzender der Ge-  
19 schäftsführung der E.ON Netz GmbH)<sup>159</sup>.

20 Bei einer massiven Erhöhung des zeitweilig zulässigen Grenzstroms der Leiterseile<sup>160</sup>  
21 auf nahezu das Doppelte ist auch die Belastbarkeit der übrigen Betriebsmittel wie  
22 Schalter, Längsdrosseln etc., aber auch mechanischer Teile wie Seilklemmen etc. zu  
23 überprüfen und ggf. ein Austausch vorzunehmen. Hierzu liegen keine Angaben vor,  
24 doch betont E.ON-Netz, dass die 110/380kV-Umspanner im Umspannwerk Flens-  
25 burg die durch das Leiterseil-Monitoring in Nordfriesland erhöhte Einspeisung auf-  
26 nehmen können.

27 Tabelle 6.11 zeigt die Einsätze des Erzeugungsmanagement (ERZMAN) in der E.ON-  
28 Netzregion für das Jahr 2006 bis zum 15.11.2006.

29 Die Abschaltungen fanden bei schwachen bis mäßigen Winden überwiegend unter 7  
30 m/s statt. Die Abschaltungen im Herbst 2006 waren nach dem jeweiligen „Einsatzbe-  
31 richt“ von E.ON ausschließlich bedingt durch Umbauarbeiten für den Temperatur-  
32 monitoring-Feldversuch und dadurch bedingte Abschaltungen einzelner Leitungsab-  
33 schnitte oder Trafos.

---

<sup>156</sup> Die in der BMU-Untersuchung genannten Erhöhungen beziehen sich jeweils auf die Übertragungsleistungen bei Einhaltung der heutigen DIN-Norm. Vgl. zu weiteren Angaben auch Brakelmann, H. (2004), S. 23, Abb. 12.

<sup>157</sup> E.ON-Netz (2006d), E.ON-Netz (2006e).

<sup>158</sup> E.ON-Netz (2006d), S. 6.

<sup>159</sup> Vgl. E.ON-Netz (2006e).

<sup>160</sup> Zum derzeit nach DIN-Norm zulässigen Grenzstrom vgl. Jarass/Obermair (2005a), S. 9.

**Tabelle 6.11 : Einsätze des Erzeugungsmanagements in der E.ON-Netzregion**

<b>Einsätze 2006, Stand 15.11.2006</b>			
Datum	Dauer	maximale Reduzierung auf	
12.11.06 bis 13.11.06	9,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum/Breklum und Raum Heide - Breklum und Raum Westküste	60%
09.11.2006	4,5 h	Raum Westküste	60%
08.11.06 bis 09.11.06	9,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum/Breklum und Raum Heide - Breklum	60%
07.10.2006	3 h	Raum Nordfriesland - Dörpum/Breklum	60%
08.09.2006	5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum/Breklum	30%
07.09.06 bis 08.09.06	7,5 h	Raum Nordfriesland – Dörpum/Breklum	0%
07.09.2006	1,5 h	Raum Nordfriesland – Dörpum/Breklum	60%
04.09.2006	7,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	60%
03.09.06 bis 04.09.06	9 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
03.09.2006	8 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
15.08.2006	6,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
26.06.06 bis 27.06.06	4 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
22.06.2006	2,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
04.06.2006	9,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
31.05.06 bis 01.06.06	13 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	0%
28.05.06 bis 29.05.06	26 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
25.05.2006	4 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
24.05.2006	5,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	60%
23.05.2006	17 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
21.05.2006	5,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
19.05.06 bis 20.05.06	19 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
18.05.2006	5,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	30%
04.05.2006	3 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
14.04.2006	1 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
13.04.2006	1 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	60%
09.04.2006	12 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
09.04.2006	1 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
08.04.2006	1 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
06.04.06 bis 07.04.06	14,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
05.04.2006	6 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
04.04.2006	3 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
01.04.2006	1 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
30.03.06 bis 31.03.06	26 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
27.03.06 bis 28.03.06	21 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	0%
26.03.2006	3 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	60%
24.03.2006	3 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	60%
08.02.05 bis 09.02.05	21 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Westküste	0%
08.02.2006	5,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum und Raum Breklum	30%
07.02.2006	9 h	Raum Westküste	0%
25.01.2006	0,5 h	Raum Nordfriesland - Dörpum	60%

Die Kosten für den Temperaturmonitoring-Feldversuch im Bereich der geplanten 110kV-Leitung Breklum-Flensburg betragen inkl. Entwicklungskosten und inkl. Umbau und Verstärkung der beteiligten Umspannknoten ca. 4 Mio €<sup>161</sup>. Die dadurch bewirkte Erhöhung der Übertragungsleistung für Windstromwegtransport ist noch nicht

<sup>161</sup> E.ON-Netz (2006e).

1 genau bestimmt, könnte aber im Bereich bis zu 200 MW liegen. Dadurch resultieren  
2 Netz-Grenzkosten von nur 0,5 bis 1 € pro Jahr und zusätzlichem kW Übertragungs-  
3 leistung, weitgehend unabhängig von der Leitungslänge, deutlich weniger als die  
4 Kosten eines Leitungsneubaus von mindestens 4 € pro kW und Jahr bei einer typi-  
5 schen Leitungslänge von 20 km.

6 Die Neubaukosten (inkl. Barwert Betriebskosten) der geplanten 110kV-Leitung Breklum-  
7 Flensburg mit einer Grenzleistung von rund 270 MW liegen bei knapp 20 Mio. €<sup>162</sup>  
8 bei Ausführung als Freileitung und bei rund 25 Mio. € bei Ausführung als Erdkabel.  
9 Netzoptimierung und Netzverstärkung sind also hier deutlich günstiger als Neubau.

### 10 **Temperaturmonitoring auch bei 380kV-Leitungen möglich**

11 Auch bei 380kV-Freileitungen ist die Übertragungsleistung durch die thermische  
12 Grenzlast begrenzt, also durch die Stromdichte, bei der die Leiterseile sich unzulässig  
13 erwärmen würden. Wie Brakelmann<sup>163</sup> betont, ist deshalb durch Temperaturmonito-  
14 ring grundsätzlich auch im 380kV-Netz eine deutliche Erhöhung der Übertragungs-  
15 leistung in den meisten Stunden des Jahres erreichbar, soweit die übrigen Komponen-  
16 ten des Netzes dies zulassen; andernfalls müssten Schalter, Transformatoren etc. aus-  
17 gewechselt oder verstärkt werden, Maßnahmen, die auch bei Neubau einer Leitung in  
18 vielen Fällen durchgeführt werden müssten. Für eine quantitative Abschätzung soll-  
19 ten die Ergebnisse der 2006 in Nordfriesland angelaufenen 110kV-Feldversuche so-  
20 wie die Erfahrungen im Ausland mit Temperaturmonitoring bezüglich möglicher  
21 Anwendungen in Deutschland ausgewertet werden.

22 Es ist laut E.ON-Netz noch nicht abschließend geklärt, inwieweit diese Maßnahmen  
23 technisch ebenso und mit ähnlicher Wirkung durchführbar sind wie im oben be-  
24 schriebenen 110kV-Fall. E.ON-Netz hat zugesagt, dies zu prüfen<sup>164</sup>. Entsprechend  
25 erscheint ein Feldversuch auch im 380kV-Bereich angezeigt.

26

---

<sup>162</sup> Jarass/Obermair (2005b), S. 401, Tab. 3.

<sup>163</sup> Brakelmann (2004a), S. 17-23. E.ON-Netz hat mittlerweile zugesagt, dies zu prüfen.

<sup>164</sup> Temperaturmonitoring (2006).

## 7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### 7.1 Szenario Onshore-Windenergieausbau 2006 - 2014

Die seit 2002 zweimal aktualisierte Marktprognose des DEWI für den Windenergieausbau in Deutschland sieht in der aktuellen Fassung<sup>165</sup> für die Periode von 2006 bis 2014 eine Erhöhung der Onshore-Nennleistung durch Neuanlagen, ab 2012 aber überwiegend durch Repowering, um insgesamt rund 10.000 MW vor. Zu Preisen 2006 entspricht dies insgesamt Investitionen allein für die Windenergieanlagen (ohne Grundstücke und Planungskosten) von gut 10 Mrd. €.

Für die Kosten der zusätzlichen Übertragungskapazität, die nach EEG für diese zusätzliche Erzeugungskapazität erforderlich ist, lässt sich eine Bandbreite wie folgt abschätzen, um zumindest eine Vorstellung von der Größenordnung der erforderlichen Investitionen im Öffentlichen Netz zu gewinnen:

Ein erheblicher Anteil der zusätzlich erforderlichen Übertragungsleistung von 10.000 MW kann durch das bestehende Netz übertragen werden. Insbesondere in verbrauchsstarken, leitungsmäßig entsprechend ausgebauten Netzregionen gibt es noch erhebliche Reserven für den Abtransport von Windenergie, in dünn besiedelten, windstarken Gebieten, wo das Netz schon jetzt immer wieder durch bestehende Windenergieanlagen ausgelastet ist, kommt es allerdings schon jetzt zu Engpässen. Auch in diesen Engpass-Regionen kann allerdings ein Teil der erforderlichen Netzverstärkung durch Netzoptimierung und Temperaturmonitoring abgedeckt werden. Es verbleiben wohl zehn bis zwanzig für die 'Wind-Entsorgung' erforderliche 110kV-Neubaustrecken mit typischen Leitungslängen vom Einspeisepunkt des jeweiligen Windparks zum übergeordneten Netz von 20 km bis 40 km. Rechnet man gemittelt über Erdkabel und Freileitungen mit Vollkosten<sup>166</sup> von rund 0,7 Mio. € pro km, so entspricht das einem Kostenaufwand von rund 300 Mio. €. Zudem müssen die überlagerten Höchstspannungsnetze in einigen Teilen verstärkt werden<sup>167</sup>, was nochmals zu einigen Hundert Mio. € Kosten führen mag.

Insgesamt stehen den Investitionen der WEA-Betreiber im Onshore-Bereich von gut 10 Mrd. € notwendige Vollkosten für Netzverstärkung von rund 0,5 Mrd. € gegenüber.

Liegen die Netzausbaukosten für Onshore-Ausbau also im 5%-Bereich der WEA-Investitionen, so dürfte dieser Anteil bei Offshore-Ausbau wesentlich höher sein: „Bis zum Jahr 2011 ist die Errichtung von vier bis fünf Offshore-Windparks mit rund

---

<sup>165</sup> Molly (2006).

<sup>166</sup> Vgl. Tab. 3.4.

<sup>167</sup> Die in DENA (2004) genannten Werte von über 800 km windbedingter neuer Höchstspannungsleitungen bis 2015 schließen einen bis dahin angenommenen Neubau von fast 10.000 MW Offshore-Anlagen ein und stellen überdies eine massive Überschätzung des Gesamtbedarfs dar, weil dort systematisch Optimierungsmöglichkeiten bei Netzen und WEA unberücksichtigt geblieben sind. Es bleibt abzuwarten, zu welchen Ergebnissen die Nachfolgestudie DENA II kommen wird.

1 1.500 Megawatt realistisch. Dadurch können Investitionen von ca. 3,6 Milliarden Euro  
2 ausgelöst und bundesweit Arbeitsplatzeffekte in Höhe von 25.000 bis 40.000 Per-  
3 sonenjahre erzielt werden. Den 1.500 Megawatt Offshore-Leistung stehen Netzkosten  
4 von etwa 900 Millionen Euro entgegen.<sup>168</sup> Nach dieser Abschätzung liegen Offshore  
5 die Netzausbaukosten bei etwa 25% der Investitionen für die Windenergieanlagen<sup>169</sup>.

## 6 **7.2 Empfehlungen zur volkswirtschaftlich optimalen Höhe** 7 **von Netzverstärkung und Netzausbau**

8 Nach der Abschätzung einer plausiblen Obergrenze für den insgesamt windbedingt  
9 erforderlichen Netzausbau und seine Kosten nun zurück zur Ausgangsfrage, die nur  
10 für jede einzelne Wind- und Netzregion beantwortet werden kann: Wie hoch muss  
11 die Übertragungsleistung – volkswirtschaftlich optimiert – für eine gegebene Wind-  
12 nennleistung von einem Übergabepunkt zum Höchstspannungsnetz und/oder zum  
13 nächstgelegenen Verbrauchsschwerpunkt ausgebaut werden?

14 Es zeigt sich, dass aus einigen wenigen Eingangsdaten eine verlässliche und erstaun-  
15 lich wenig standortabhängige Richtgröße für die Höhe der angemessenen Netzver-  
16 stärkung pro installierte WEA-Nennleistung abgeschätzt werden kann.

17 Für die Bestimmung der Richtgrößen werden benötigt:

- 18 • Leistungsdauerlinie der WEA, vorzugsweise aus 10-Minuten-Mittelwerten, gemes-  
19 sen über mehrere Jahre<sup>170</sup>;
- 20 • Länge der Leitungsabschnitte des Öffentlichen Netzes, die verstärkt oder zugebaut  
21 werden müssen;
- 22 • eine Entscheidung über die den regionalen Bedingungen und dem vorhandenen  
23 Netz angemessene Ausführungsart der Netzverstärkung: vom Temperaturmonito-  
24 ring an bestehenden Freileitungen bis zum Neubau einer Zweisystem-Erdkabellei-  
25 tung.

26 Der so ermittelte Grenznutzen und die typischen Kosten der Netzverstärkungsmaß-  
27 nahmen ergeben ein Maß für den wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau.

28 Die Summe der Nennleistungen der Windenergieanlagen ergibt eine theoretische O-  
29 bergrenze der Einspeisung, die zwar bei einer einzelnen Anlage erreicht wird, aber  
30 nicht gleichzeitig bei einigen Dutzend Anlagen. Zwar ist der Gleichzeitigkeitsfaktor  
31 jedenfalls im 10-Minuten- oder gar Stundenbereich innerhalb eines Windparks sehr  
32 hoch, aber gerade bei Starkwindlagen sind meist nicht alle Windenergieanlagen tech-  
33 nisch verfügbar. Entsprechend kann der Netzausbau etwas niedriger ausgelegt wer-  
34 den als die Grenze, die sich nach der Optimierung gemäß Kapitel 5 und 6 bei 90% bis  
35 95% der Summe der installierten Nennleistungen ergibt. Bei einer technischen Ver-

---

<sup>168</sup> Pressemitteilung des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. - VDMA, Frankfurt vom 24.11.2006 zur Zustimmung des Bundesrats zum Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006).

<sup>169</sup> Nicht berücksichtigt sind Synergieeffekte, die die Netzbetreiber nun durch Systemleistungen erschließen können.

<sup>170</sup> Für Neuanlagen müssen aus Winddaten und den WEA-Leistungskurven synthetisierte Leistungsdauerlinien erstellt werden.

fügarkeit von durchschnittlich etwa 98%<sup>171</sup> würden die im Folgenden angegebenen Richtwerte für die wirtschaftlich zumutbare Erhöhung der Übertragungsleistung ('Netzausbau') durch diese Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit der Anlagen nur um etwa 2% verringert.

### 7.2.1 Zumutbarer Netzausbau

Die Richtgrößen für den 'wirtschaftlich zumutbaren' Netzausbau wurden in Kapitel 6 anhand der Leistungsdauerlinien von typischen Windparks für verschiedene Regionen abgeschätzt. Tabelle 7.1 fasst die Ergebnisse der wichtigsten Windenergieregionen zusammen.

**Tabelle 7.1 : Richtwerte für den erforderlichen Netzausbau für einige Regionen einschließlich Offshore-Bereich**

Region	(1a)	(1b)	(2a)	(2b)
	Wirtschaftlich zumutbarer Netzausbau (Mindesthöhe)		Durch Einspeisebeschränkung entgangene Vergütung (Obergrenze)	
	Leitungslänge 20 km [% der installierten Nennleistung]	Leitungslänge 40 km	[€ pro kW und Jahr]	[Teil der Jahresvergütung]
(1) Schleswig-Holstein	98%	95%	0,25	0,30%
(2) Elbe-Weser	98%	95%	0,60	0,80%
(3) Weser-Ems	99%	97%	0,20	0,25%
(4) Binnenland versch. Regionen	94%	89%	0,45	0,70%
	100 km	200 km		
(5) Offshore - Nordsee	100%	100%	0,00	0,00%

Es zeigt sich also nach dem EEG-Kriterium, „Nutzen zusätzlicher Windenergieeinspeisung größer als Kosten zusätzlicher Netzkapazität“, dass die Netzbetreiber am Einspeisepunkt in allen hier behandelten Onshore-Fällen auch bei 40 km Leitungslänge mit Zweisystem-Erdkabelausführung zur Bereitstellung von mindestens knapp 90%, in windbegünstigten Lagen von über 95% und in der Offshore-Region von 100% der insgesamt angeschlossenen Generatornennleistung gesetzlich verpflichtet sind.

Noch nicht berücksichtigt ist dabei die genannte statistisch verteilte technisch bedingte Nichtverfügbarkeit, die für Offshore-Anlagen sicher deutlich mehr als die für Onshore-Anlagen zitierte 2%ige Verminderung der Netzausbaugrenze ausmachen wird. Die unterschiedliche technische Verfügbarkeit der einzelnen Windenergieanlagen

<sup>171</sup> wie sie in Windenergiereport (2005) für die dort erfassten ca. 500 WEA, die in 2004 berichtet haben, angegeben wird.



1 macht es erforderlich, dass Anlagen einer Region, die typischerweise in Gruppen von  
2 50 MW oder mehr gemeinsam einspeisen<sup>172</sup>, im Falle einer trotz Netzausbau notwen-  
3 digen seltenen Einspeisebegrenzung gemeinsam heruntergeregelt werden, da sonst  
4 bei Einzeleinspeisung gerade die besonders störungssicheren Anlagen einen höheren  
5 Einspeiseverlust durch Leistungsbegrenzungen seitens des Netzbetreibers hinnehmen  
6 müssten, siehe hierzu auch Abschnitt 7.3.2.

### 7 7.2.2 Entgangene Vergütung

8 Ist das Netz in einer Region für die dort anzuschließende Nennleistung<sup>173</sup> optimiert  
9 ausgebaut, also etwa entsprechend den Richtgrößen von Tabelle 7.1, so sind Einspei-  
10 sebeschränkungen durch **ERZMAN nur noch** in Situationen **zulässig** und erforder-  
11 lich, in denen – mit einer sehr geringen statistischen Häufigkeit – Starkwind, hohe  
12 technische Verfügbarkeit der Windenergieanlagen, geringe Überlastbarkeitsreserven  
13 im Netz und geringe regionale Stromnachfrage **zeitlich** zusammenfallen.

14 Die Grenznutzenkurven liefern auch die Abschätzung der durch Einspeisebeschrän-  
15 kungen maximal nicht erzielten Vergütung, wie schon in Abschnitt 5.4 gezeigt. Die  
16 maximal entgangene Vergütung, die für eine Region und die dort operierenden Wind-  
17 parks charakteristisch ist, wird in der Spalte 2 der Tabelle 7.1 abgeschätzt, indem der  
18 Mindestwert für die Höhe des optimalen Netzausbaus als starre Grenzleistung der  
19 Einspeisung angesetzt wird. Die Werte in der Tabelle bestätigen die schon in Ab-  
20 schnitt 5.4 generell formulierte Aussage: Wird das Netz EEG-konform ausgebaut und  
21 die vorrangige Einspeisung bis zu der vom optimierten Netz gegebenen Grenzlei-  
22 stung vom Netzbetreiber garantiert, so sind im Mittel mehrerer Jahre weit weniger als  
23 ein Prozent der maximal erzeugbaren Jahresproduktion nicht einspeisbar und die ent-  
24 sprechende Vergütung nicht erzielbar.

25 Da die aufgrund der angeordneten Abregelung der Windenergieanlagen nicht erzeug-  
26 te Energie auch nicht gemessen werden kann, müssen die Netzbetreiber zumindest  
27 verpflichtet werden, im Falle von Einspeisebeschränkungen die Gründe und das  
28 Ausmaß durch überprüfbare Daten über die Lastflusssituation im betroffenen Netz  
29 darzulegen und generell zu zeigen, dass die Grenzleistung des Netzes an den Übergabepunkten durch Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen tatsächlich mindestens den Richtwert von 90% bis 95% der dort angeschlossenen Generatornennleistung der Windenergieanlagen erreicht hat.

### 33 7.2.3 Erdkabel-Ausführung von erforderlichen 110kV-Netzverstärkungen

34 Der Neubau einer Freileitung stößt in vielen Regionen auf massive Ablehnung, den  
35 Widerstand betroffener Grundstückseigentümer und Gemeinden und auf erhebliche  
36 Bedenken der Naturschutzbehörden und Gebietskörperschaften. Die Realisierung ei-  
37 ner Freileitung kann deshalb in vielen Fällen, wenn überhaupt, nur nach kostspieligen

---

<sup>172</sup> über Sammelschiene oder dergleichen.

<sup>173</sup> sowohl für bestehende als auch für in die Ausbauplanung aufgenommene Windenergieanlagen.

1 Rechtsverfahren mit einer zeitlichen Verzögerung von 5 bis 10 Jahren erfolgen, wäh-  
2 rend ein Erdkabel voraussichtlich in absehbarer Zeit in Betrieb gehen könnte.

3 Am Beispiel der nach wie vor umstrittenen, zum Abtransport der Windenergie von  
4 der nordfriesischen Küste dringend benötigten und nach EEG **unverzüglich** zu er-  
5 richtenden 110kV-Netzspanne von Breklum an der Westküste zum 110/380kV-  
6 Umspannwerk bei Flensburg konnte schon vor zwei Jahren gezeigt werden<sup>174</sup>, dass die  
7 Verzögerung der Realisierung um mehrere Jahre Vergütungssummen kostet, die ein  
8 hohes Vielfaches der Mehrkosten selbst des leistungsstärksten Zweisystem-Erdkabels  
9 ausmachen. Für die schuldhaftige Verzögerung seitens des Netzbetreibers, nämlich die  
10 kurzfristig realisierbare Erdkabelauführung nachhaltig zu verweigern, sind aller-  
11 dings vom Gesetz keine Sanktionen vorgesehen. Den direkt durch unnötiges ERZ-  
12 MAN Geschädigten bleibt nur der Klageweg auf Schadenersatz, der Schaden durch  
13 den so verhinderten Zubau weiterer Windenergieanlagen bleibt außen vor.

14 Aus gutem Grund sieht nun das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren  
15 für Infrastrukturvorhaben<sup>175</sup> zumindest vor, dass die Mehrkosten einer Erdkabelauf-  
16 führung für die ersten 20 km von der Küstenlinie auf die Netznutzungsentgelte umge-  
17 legt werden können. Es bleibt abzuwarten, ob diese (von den Stromkunden finanzierte)  
18 Vergünstigung ausreicht, um den Leitungsbau tatsächlich zu beschleunigen. Zudem  
19 setzt die Umlegung einen Antrag des zuständigen Netzbetreibers voraus. Wenn – wie  
20 beim Verfahren 110kV-Netzspanne von Breklum nach Flensburg – der dort zuständi-  
21 ge Netzbetreiber auf die Genehmigung einer Freileitungsaufführung beharrt und kei-  
22 nen Antrag auf Umlegung der Mehrkosten einer Kabelaufführung stellt, kann keine  
23 Beschleunigung der Netzverstärkung erfolgen.

#### 24 **7.2.4 Verringerung des Netzausbaubedarfs durch Temperaturmonitoring**

25 Andererseits hat in jüngster Zeit der Netzbetreiber E.ON-Netz die schon seit länge-  
26 rem wissenschaftlich diskutierte und in anderen Ländern seit langem realisierte Mög-  
27 lichkeit einer Leistungserhöhung durch temperatur- und windabhängige Höherbelas-  
28 tung der Leitungsseile aufgegriffen. Die Temperaturüberwachung der Freileitungen  
29 eines vermaschten Netzes, in das an einem mindestens zweifach angebotenen Punkt  
30 Windenergie eingespeist wird, dürfte nach heutigen Abschätzungen, vgl. Abschnitt  
31 6.6, die verfügbare Grenzleistung für die Windenergieeinspeisung fast immer um  
32 30% bis 50% erhöhen; eine Steigerung um 20% gibt also eine Untergrenze, die in  
33 vielen Teilnetzen einen Neubau zumindest für die nächsten 10 Jahre überhaupt ent-  
34 behrlich macht, in anderen Fällen eine geringere Auslegung der Neubaustrecken er-  
35 möglicht. Für quantitative Auswertungen sind die Ergebnisse der erst 2006 in Nord-  
36 friesland angelaufenen Feldversuche abzuwarten.

---

<sup>174</sup> Jarass/Obermair (2005b).

<sup>175</sup> Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006), Art. 7 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, EnWG §21a(4) Satz 2 neu i.V.m. EnWG §43(1) Satz 3neu.

1 Temperaturmonitoring kann grundsätzlich auch im 380kV-Bereich insbesondere in  
2 windstarken Zeiten die Übertragungsleistung besonders stark erhöhen<sup>176</sup>. Dies sollte  
3 unbedingt bei der im Verlauf des Jahres 2007 anlaufenden DENA1<sup>177</sup>-Folgestudie be-  
4 rücksichtigt werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die laut DENA – Windener-  
5 gie bedingt – als unabdingbar betrachteten neuen Höchstspannungsleitungen von den  
6 zuständigen Oberverwaltungsgerichten als unzureichend begründet zurückgewiesen  
7 werden könnten.

### 8 **7.3 Empfehlungen zur Durchführung der verbleibenden** 9 **Einspeisebegrenzungen von Windenergispitzen**

10 Zentrale Ergebnisse dieser Untersuchung sind:

- 11 • Das Kosten-Nutzen-Optimum bei der Gegenüberstellung von Windenergieausbau  
12 und gesetzlich gefordertem Netzausbau ist für alle untersuchten Fälle gegeben,  
13 wenn die Übertragungsleistung des Netzes auf mindestens 90% bis 95% der Nenn-  
14 leistung der einspeisenden Windenergieanlagen ausgelegt ist.
- 15 • Die seltenen und kurzen Windspitzen, die bei dieser so optimierten Netzauslegung  
16 nicht eingespeist werden können, machen im Mittel der Jahre nur weit weniger als  
17 ein Prozent der erzielbaren Jahresenergieproduktion aus.
- 18 • Die windenergiebedingten Netzausbaukosten bis zu dieser optimierten Höhe der  
19 Übertragungsleistung liegen im Onshore-Bereich selbst bei einem hohen Anteil an  
20 Erdkabeln im Bereich von 5% der Kosten der Windenergieanlagen. Diese Kosten  
21 können die Netzbetreiber nunmehr im Küstenbereich auch für Erdkabel ohne jede  
22 weitere Prüfung auf die Stromkunden umlegen.

23 Es besteht also aller Grund, die vom EEG geforderte unverzügliche Netzverstärkung  
24 zeitnah bis zu diesem jeweiligen Optimum einzufordern und durchzusetzen, ggf.  
25 durch Schadenersatzklagen.

#### 26 **7.3.1 Empfehlung zur Aufteilung von Einspeisebeschränkungen** 27 **auf alle Windenergieanlagen einer Netzregion**

28 Die schnellen großen Schwankungen der Windgeschwindigkeit machen es trotz  
29 schneller Pitch-Regelung der Rotorblätter unvermeidlich, dass bei böigem Starkwind  
30 der Generator für einige Minuten etwas mehr als die Nennlast abgibt. Derartige kurze  
31 Überschreitungen können sowohl vom Generator wie vom Netz ertragen werden,  
32 nicht aber die sehr seltenen, längeren und simultanen Starkwinde in einer größeren  
33 Region.

34 Selbst nachdem das Netz bis zum jeweiligen Stand des WEA-Ausbaus optimiert ver-  
35 stärkt worden ist, verbleiben also volkswirtschaftlich gerechtfertigte seltene und kur-  
36 ze Einspeisebeschränkungen, insbesondere bei stetigem Starkwind und regionaler

---

<sup>176</sup> Vgl. Abschnitt 6.6.

<sup>177</sup> DENA (2004).

1 Schwachlast sowie in den Fällen einer Netzstörung; hier muss Erzeugungsmanage-  
2 ment eingreifen.

3 Das Verfahren eines solchen Erzeugungsmanagements muss in Zukunft anders als  
4 bisher geregelt werden. Bisher galt die alte Müllerregel: „Wer zuerst kommt, mahlt  
5 zuerst“, also das Anciennitätsprinzip, wonach in einer Region jeweils die zeitlich zu-  
6 letzt angeschlossenen Anlagen bei Erzeugungsmanagement voll abgeregelt werden  
7 müssen, die älteren Anlagen hingegen erst – wenn überhaupt – sehr viel später.

8 Mag dies auch nach EEG vertragsrechtlich so geregelt sein, so behindert doch dieses  
9 Verfahren den vom EEG dringend geforderten weiteren Ausbau der Windenergie und  
10 der Erneuerbaren Energien insgesamt: Wenn nämlich nur das zuletzt angeschlossene  
11 Zehntel der Windenergieanlagen durch ERZMAN auf Null abgeregelt wird, so verlie-  
12 ren die davon betroffenen Windenergieanlagen nicht etwa 0,5%, wie für den Durch-  
13 schnitt in Tabelle 7.1 angegeben, sondern 5% ihrer Jahresenergieproduktion. Ähnlich  
14 wie die Umlegung der windbedingten Netzausbaukosten auf alle Netzbetreiber gere-  
15 gelt ist, sollte auch die Umlegung der volkswirtschaftlich gerechtfertigten Einspeise-  
16 beschränkungen auf alle WEA-Betreiber der betroffenen Netzregion geregelt werden.  
17 Andernfalls würde die Investitionsbereitschaft in neue Anlagen stark beeinträchtigt.

18 Zu prüfen ist für die Umsetzung dieser Empfehlungen, inwieweit Unterschiede in der  
19 spezifischen Flächenleistung der einzelnen Windenergieanlagen bei der Verteilung  
20 der ERZMAN-Belastung berücksichtigt werden müssen, weil Anlagen mit hoher Flä-  
21 chenleistung von 500 W/m<sup>2</sup> und darüber sehr viel öfter und stärker Windleistungs-  
22 spitzen produzieren.

### 23 7.3.2 Ausgleichzahlungen

24 Um sicherzustellen, dass nicht ein unzureichend ausgebautes Netz, sondern eine un-  
25 vermeidliche kurzzeitige regionale Windenergiespitze oder eine unvermeidliche  
26 Netzstörung die Ursache einer ERZMAN-Einspeisebeschränkung bildet, muss der  
27 Netzbetreiber verpflichtet sein, in seinen Einsatzberichten an die betroffenen WEA-  
28 Betreiber die Netzbelastung, die zu der Einspeisebeschränkung geführt hat, detailliert  
29 und nachprüfbar darzulegen.

30 Wenn wegen eines unzureichend ausgebauten Netzes Windenergie 'ausgesperrt' wird  
31 und die WEA-Betreiber – wie bei Vertragsverletzungen sonst allgemein üblich –  
32 Ausgleichzahlungen gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen könnten<sup>178</sup>, die  
33 von diesem nicht auf die Strompreise umgelegt werden dürfen, so entstünde ein sich  
34 selbst regulierendes System: Es bestünde ein Anreiz für den Netzbetreiber, statt nicht  
35 erstattungsfähiger Ausgleichzahlungen eher die auf alle Stromverbraucher umlegba-  
36 ren Kosten einer weiteren Netzverstärkung aufzubringen. Potentielle WEA-  
37 Investoren und ihre Geldgeber könnten sicher sein, dass sie bei ungerechtfertigten

---

<sup>178</sup> Wie von ECOFYS (2006), S. 39 vorgeschlagen, aber derzeit nicht im EEG vorgesehen.

1 Einspeisebeschränkungen eine gewisse Vergütung für den 'ausgesperrten' Teil der  
2 Windenergie erhalten.

3 Um diesen Anreiz zu erzeugen, würde es ausreichen, die Ausgleichzahlungen unter  
4 dem Satz der EEG-Vergütung anzusetzen, sofern sichergestellt ist, dass die Netz-  
5 betreiber diese Zahlungen in keinem Fall bei den Netzentgelten geltend machen kön-  
6 nen.

### 7 **7.3.3 Einspeisebeschränkungen und Bereitstellung** 8 **von Regel- und Reserveleistung durch Windenergieanlagen**

9 Die starken zeitlichen Schwankungen der Windenergieproduktion machen zusätzli-  
10 che Regel- und Reserveleistung erforderlich. Es wurde deshalb vorgeschlagen, die  
11 Windenergieanlagen selbst an der Bereitstellung von Regelenergie zu beteiligen: Die  
12 neuen größeren Anlagen sind sowohl aerodynamisch (Anstellwinkelverstellung der Rotor-  
13 blätter) wie elektrisch (Phasenregelung) in gewissen Grenzen sehr rasch und problemlos  
14 regelbar. Würden die Anlagen im Normalfall knapp unterhalb der momentan erzeug-  
15 baren Leistung gefahren, so könnten sie im Bedarfsfall rasch heraufgeregelt, aber  
16 auch heruntergeregelt werden und damit positive wie negative Regelenergie anbieten,  
17 die an der Börse derzeit zu hohen Preisen gehandelt wird. Es müsste untersucht wer-  
18 den, wie weit der laufende Verlust an EEG-Vergütungssummen durch die erhöhte  
19 Vergütung für Regelenergie kompensiert wird.

## 20 **7.4 Verfahrensregeln**

21 Aus der gesamten Untersuchung geht zwingend hervor, dass das jeweilige Optimum  
22 der Übertragungsfähigkeit der Netze für Windenergie nur in einem fortdauernden,  
23 organisierten und von den Optimierungsregeln geleiteten Prozess des Ausgleichs zwi-  
24 schen den Interessen der WEA-Betreiber und der Netz-Betreiber zu erreichen ist.  
25 Dies gilt in besonderem Maße, wenn, wie in den nächsten 10 bis 20 Jahren zu erwar-  
26 ten, laufend Windenergieerzeugungskapazitäten im Bereich von 1.000 MW pro Jahr  
27 hinzukommen und die Netzverstärkung dieser Entwicklung kraft Gesetz zeitnah fol-  
28 gen muss. Mit anderen Worten: Es müssen Regeln festgelegt werden, die Windener-  
29 giebetreiber und Netzbetreiber systematisch zur Zusammenarbeit veranlassen und  
30 ggf. verpflichten.

31 Das Ziel, auf jeder Stufe der Entwicklung Grenznutzen und Grenzkosten möglichst  
32 anzugleichen, ist klar definiert. Der Gesetz- und Verordnungsgeber kann die Spielre-  
33 geln definieren, unter denen dieser Interessenausgleich in der Praxis vollzogen wer-  
34 den kann.

## Literaturverzeichnis

Apfelstedt, G., Jarass, L. und Obermair, G.M. (1996):

Die Umweltverträglichkeitsprüfung von Hochspannungsleitungen. In: Handbuch der Umweltverträglichkeitsprüfung (HdUVP). Hrsg. von Storm, P.-C. und Bunge, Th., Schmidt-Verlag Berlin - Bielefeld - München, 19. Lieferung, V/1996.

BMU (2006a)

Netzausbau durch Freileitung und Erdkabel, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, mimeo. September 2006.

BMU (2006b)

Themenpapier Windenergie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stand 9. September 2006

[http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier\\_wind.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier_wind.pdf)

BMU (2006c)

Grünes Licht für die Offshore-Windenergie-Entwicklung in Deutschland. Presseerklärung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 2.10.2006 zu: Gemeinsame Erklärung zur Errichtung des Offshore-Testfeldes und zur Initialzündung für die deutsche Offshore-Windenergieentwicklung.

[http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen\\_ab\\_22112005/pm/37911.php](http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen_ab_22112005/pm/37911.php)

BMU (2006d)

Aktuelle Studie: Strom aus erneuerbaren Energien verhindert Schäden in Milliardenhöhe. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Pressemitteilung Nr. 103/06, Berlin, 11.05.2006; siehe hierzu auch Krewitt/Schlomann (2006).

[http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen\\_ab\\_22112005/pm/37094.php](http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen_ab_22112005/pm/37094.php)

Bode, S, Groscurth, H. (2006)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise. Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA), Wirtschaftsdienst, Heft 11/2006, S. 735-740.

[http://www.hwwa.de/Forschung/Publikationen/Wirtschaftsdienst/2006/wd\\_docs2006/wd0611-bode.pdf](http://www.hwwa.de/Forschung/Publikationen/Wirtschaftsdienst/2006/wd_docs2006/wd0611-bode.pdf)

Brakelmann, H. (2004a)

Netzverstärkungstrassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., Rheinberg, Oktober 2004.

[http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann\\_01.pdf](http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann_01.pdf)

Brakelmann, H. (2004b)

Anmerkungen zur E.ON-Stellungnahme zu Brakelmann (2004a). mimeo, 24.11.2004.

Brakelmann, H. (2005)

Kostenvergleich alternativer Ausführungen windbedingter Netzverstärkungsmaßnahmen im Hochspannungsnetz in Schleswig-Holstein. Technisch/Betriebswirtschaftliche Studie im Auftrag der E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Rheinberg, Juli 2005.

Brakelmann, H. (2006a)

Priorität für Erdkabel beim Ausbau der Stromnetze in Schleswig-Holstein. Stellungnahme zum Antrag von BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, Drs. 60/710, Duisburg, Juli 2006.

<http://www.sh-landtag.de/infothek/wahl16/umdrucke/0900/umdruck-16-0972.pdf>

Brakelmann, H. (2006b)

Trassenoptimierung mit Windenergie-Störungsmanagement. ew, Jg. 105 (2006), H. 20, S. 14-18.

Brakelmann, H. (2006c)

Besondere Aspekte bei der Auslegung von Kabeltrassen zur Übertragung von Windenergie. In: Netzanbindung von Offshore-Windparks. Technik, Planung, Genehmigung, Ausblick. Leitung Brakelmann, H., Haus der Technik, Essen, 28.-29.3.2006.

- 1 Brakelmann, H. (2006d)  
2 Zwei Einleiter-Seekabel in einem Vorgang legen. Neues sechphasiges System hoher Übertra-  
3 gungsleistung für VPE-isolierte HVAC-See- und Landkabel. ew, Jg. 105 (2006), H. 4, S. 34-43.
- 4 DENA (2004)  
5 Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land  
6 und Offshore bis zum Jahr 2020. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur, Ber-  
7 lin, Vorläufiger Abschlussbericht, Köln, 7/2004.
- 8 DTI (2006)  
9 Offshore Wind. The Germany / UK Connection. The Offshore Wind Market in the UK. Brooks,  
10 R., 2010 Target Team, Head of Business Development, Department of Trade and Industry.  
11 [http://www.wfg-nf.de/cms/upload/PDF/POWER/DTi\\_05.10.06.pdf](http://www.wfg-nf.de/cms/upload/PDF/POWER/DTi_05.10.06.pdf)
- 12 DWIA (1998)  
13 Der Streifzug - mehr als 100 Seiten über Wind, Standortwahl, Technologie, das elektrische Netz,  
14 Umwelt, Wirtschaftlichkeit und Geschichte der Windenergie. Danish Wind Industry Association,  
15 1998.  
16 <http://www.windpower.org/de/tour/wres/index.htm>
- 17 ECOFYS (2006)  
18 Windenergieerzeugungsmanagement. Abschlussbericht für das Bundesministerium für Umwelt,  
19 Naturschutz und Reaktorsicherheit. ECOFYS, Köln; zusammen mit Gassner & Koll., Rechtsan-  
20 wälte, Berlin; IAEW, Prof. Haubrich, RWTH, Aachen; DIW, Berlin, Mai 2006 (mimeo).
- 21 EEG (2004)  
22 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-  
23 Energien-Gesetz - EEG) vom 21. Juli 2004. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 40,  
24 ausgegeben zu Bonn am 31. Juli 2004, S. 1918-1930.  
25 <http://www.bundesanzeiger.de/index.php?main=5&sub=2>
- 26 EEG-Begründung (2004)  
27 Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 1.4.2004. Bundes-  
28 tagsdrucksache 15/2864, S. 20-55.  
29 <http://dip.bundestag.de/btd/15/028/1502864.pdf>
- 30 EEG-Jahresabrechnung (2004)  
31 Verband der Netzbetreiber, Berlin.  
32 [http://www.vdn-berlin.de/eeg\\_jahresabrechnung\\_2004.asp](http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnung_2004.asp)
- 33 EEG-Mindestvergütungssätze (2004)  
34 Mindestvergütungssätze nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli  
35 2004. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2004.  
36 [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verguetungssaetze\\_nach\\_eeg.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/verguetungssaetze_nach_eeg.pdf)
- 37 EEG-Stromerzeugung (2006)  
38 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Ener-  
39 gien bis zum Jahre 2020 und finanzielle Auswirkungen. Bundesministerium für Umwelt, Natur-  
40 schutz und Reaktorsicherheit, 2006.  
41 [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/presentation\\_ergebnisse.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/presentation_ergebnisse.pdf)
- 42 EEG-Vergütungszahlungen (2005)  
43 Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020: Vergütungszahlungen und  
44 Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Nitsch, J., Staiß, F., Wenzel, M., Fi-  
45 sshedick, M., DLR, Stuttgart, ZSWF-BW, Stuttgart, Wuppertal-Institut, Wuppertal, Untersu-  
46 chung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, De-  
47 zember 2005.  
48 [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau\\_ee.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_ee.pdf)





- 1 EU (2003)  
2 Undergrounding of Electricity Lines in Europe. Background Paper. Commission of the European  
3 Communities, Brussels, 10 December 2003.  
4 <http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/undergrounding.pdf>
- 5 Forwind (2004)  
6 Management elektrischer Verteilnetze bei gleichzeitiger Einspeisung aus Windenergie- und  
7 Biomassennutzung. Klosse, R., Strategietreffen, Oldenburg, 6.7.2004.  
8 [http://www.forwind.de/publications/2004-07-06\\_Klosse.pdf](http://www.forwind.de/publications/2004-07-06_Klosse.pdf)
- 9 Forwind (2005)  
10 Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Technische, be-  
11 triebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am  
12 Beispiel der 380-kV-Trasse Gandersee – St. Hülfe. Oswald, R. unter Mitarbeit von Müller, A.  
13 und Krämer, M., For Wind, Zentrum für Windenergieforschung, Oldenburg, 20. September  
14 2005.  
15 [http://www.forwind.de/publications/ForWind-Oswald-Studie-Langfassung\\_05-09-23.pdf](http://www.forwind.de/publications/ForWind-Oswald-Studie-Langfassung_05-09-23.pdf)
- 16 Gasch, R., Twele, J. (2005)  
17 Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 4. Auflage. Teubner-Verlag,  
18 Wiesbaden, 2005.
- 19 Handelsblatt (2006)  
20 Brüssel will Energiekonzerne zur Netzabgabe zwingen. [EU-Kommissarin] Kroes fordert Zerschla-  
21 gung integrierter Versorger. Handelsblatt, Düsseldorf, 31.10.2006, S. 7.
- 22 Hautmann, D. (2006)  
23 „Don't try this at home“. In: neue energie, BWE, Osnabrück, Heft 10/2006, S. 82-85.
- 24 Haubrich, H.-J. (2007)  
25 Bewertung der Optimierungspotentiale zur Integration der Windenergie in das Verbundsystem,  
26 IAEW, FGH, RWTH Aachen. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,  
27 Naturschutz und Reaktorsicherheit. Entwurf des Schlussberichts, Folien für die Präsentation der  
28 Ergebnisse am 12. März 2007 im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktor-  
29 sicherheit in Berlin.
- 30 Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006a)  
31 Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben. Gesetzesbeschluss  
32 des Deutschen Bundestages, Drucksache 764/06, 3.11.2006; unverändert akzeptiert durch Bun-  
33 desratsbeschluss vom 24.11.2006.  
34 <http://dip.bundestag.de/brd/2006/0764-06.pdf>
- 35 Infrastruktur-Beschleunigungsgesetz (2006b)  
36 Neuregelungen zur Verlegung von Erdkabeln und Kosten des Anschlusses von Windparks auf  
37 See an das Höchstspannungsnetz. Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage ... der  
38 Fraktion der FDP. des Deutscher Bundestag, Drucksache 16/3781, 12.12.2006.  
39 <http://dip.bundestag.de/btd/16/037/1603781.pdf>
- 40 Jarass, L. (1976)  
41 Comparison of Saisonal and Daily Structures of Wind Energy Production and Pacific Gas &  
42 Electricity (San Francisco) Energy Production. In: Decision-Making in International Develop-  
43 ment, Subgroup Energy Sources (Prof. Bruce Lusignan), Stanford University, Cal./USA, May  
44 1976. 40 S. (mimeo).
- 45 Jarass, L., Hoffmann, L., Jarass, A. und Obermair, G.M. (1981)  
46 Windenergie - eine systemanalytische Bewertung des technischen und wirtschaftlichen Potenti-  
47 als für die Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland. Springer-Verlag, Berlin/ Heidel-  
48 berg/New York, 1980; berichtigter Nachdruck 1981.  
49 Das Buch ist auch in englischer und in russischer Sprache erschienen.

- 1 Jarass, L. (1988):  
2 Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Preise: systemanalytische Einführung in die  
3 Energieökonomie. Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 1988. 194 S..
- 4 Jarass, L., Nießlein, E. und Obermair, G.M. (1989):  
5 Von der Sozialkostentheorie zum umweltpolitischen Steuerungsinstrument - Boden- und Raum-  
6 belastung von Hochspannungsleitungen. Nomos-Verlag, Baden-Baden, 1989. 360 S..
- 7 Jarass, L., Obermair, G.M. (2005a)  
8 Netzeinbindung von Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Wirt-  
9 schaft, Arbeit und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, 8. März 2005.  
10 <http://www.JARASS.com>, Energie, A. Bücher und umfangreiche Gutachten
- 11 Jarass, L., Obermair, G.M. (2005b):  
12 Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung? In: Energiewirtschaftliche Tages-  
13 fragen, Heft 6/2005, S. 398-403.  
14 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze
- 15 Jarass, L., Obermair, G.M. (2005c):  
16 Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien. In: Zeitschrift für E-  
17 nergiewirtschaft, Heft 1/2005, S. 47-54.  
18 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze
- 19 Krewitt, W., Schlomann, B. (2006)  
20 Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromer-  
21 zeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das  
22 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Krewitt, W., DLR, Stutt-  
23 gart, Schlomann, B., Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, 6. April  
24 2006.  
25 [http://www.erneuerbare-  
26 energien.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/ee\\_kosten\\_stromerzeugung.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf)
- 27 May, H. (2006)  
28 Kostensenker vom Dienst. Windstrom drückt die Preise im Börsenhandel und spart den Verbrau-  
29 chern Milliardensummen. Zwei Studien haben erstmals ausgerechnet, um wie viel es geht. In:  
30 neue energie, BWE, Osnabrück, Heft 10/2006, S. 14-15.
- 31 Molly, J. (2006)  
32 WindEnergy Marktprognose bis 2010, 2014 und 2030. dewi-Magazin Nr. 29, August 2006, S.  
33 45-48.  
34 [http://www.dewi.de/dewi\\_neu/englisch/themen/magazin/29/09.pdf](http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/magazin/29/09.pdf)
- 35 Neumann, T., Nolopp, K, Herklotz, K. (2004)  
36 Erste Betriebserfahrungen mit der FINO1-Forschungsplattform in der Nordsee. dewi-Magazin  
37 Nr. 24, Februar 2004, S. 27-32.  
38 <http://www.dewi.de>, DEWI Mag., 23+24
- 39 Neumann, T., Riedel, V. (2006)  
40 FINO1 Plattform: Update of the Offshore Wind Statistics. dewi-Magazin Nr. 28, Februar 2006, S.  
41 60.  
42 [http://www.dewi.de/dewi\\_neu/deutsch/themen/magazin/28/12.pdf](http://www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/magazin/28/12.pdf)
- 43 Nordpool (2006)  
44 Spot AS, Area prices, hourly, daily, weekly. Nordpool, Stand 29.10.2006.  
45 <http://www.nordpoolspot.com/reports/areaprice/Post.aspx>
- 46 Obermair, G.M., Jarass, L. und Gröhn, D. (1985)  
47 Hochspannungsleitungen: Technische und wirtschaftliche Bewertung von Trassenführung und  
48 Verkabelung. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York/Tokyo, 1985.

- 1 Obermair, G.M., Jarass, L. (2007):  
2 Improved Allocation through Environmental Taxes? Theory and Reality: The Example Ger-  
3 many. In: Social Costs and Public Action in Modern Capitalism. Essays inspired by Karl Wil-  
4 liam Kapp's theory of social costs, p. 126-135. Edited by Wolfram Elsner, Pietro Frigato and  
5 Paolo Ramazzotti. Routledge Frontiers of Political Economy, London and New York, 2006.  
6 <http://www.JARASS.com>, Energie, B. Aufsätze
- 7 Prall, U. (2006)  
8 'Wirtschaftliche Zumutbarkeit' versus 'Verhältnismäßigkeit'. Mimeo, erläutert durch Schreiben  
9 vom 6. Sept. und vom 24. Sept. 2006.
- 10 Repower (2006)  
11 Das 5-Megawatt-Kraftwerk mit 126 Meter Rotordurchmesser. Repower Systems AG, Hamburg-  
12 Husum, 2006  
13 [http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE\\_PP\\_5M\\_de.pdf](http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_de.pdf)
- 14 Richert, F., Brakelmann, H. (2004)  
15 Kabeldimensionierung bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks unter Berücksichtigung  
16 der zeitlichen Leistungsabgabe, dewi-Magazin Nr. 24, Februar 2004, S. 38-43.  
17 <http://www.dewi.de/>, DEWI Mag., 23+24
- 18 Rohrig, K. (2003)  
19 Rechenmodell und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische  
20 Energieversorgung. Dissertation, Kassel, 14.9.2003.  
21 [http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=969985096&dok\\_var=d1&dok\\_ext=pdf&filename=969985096.pdf](http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=969985096&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=969985096.pdf)
- 22 RWE (2004)  
23 380.000-Volt-Umspannanlage Kriftel in Betrieb genommen. Pressemitteilung der RWE-AG vom  
24 19.4.2004.  
25 <http://www.rwetransportnetzstrom.com/generator.aspx/presse/pressemitteilungen/2004/1019/language=de/id=76238>  
26 /pm-19102004-page.html
- 27 Sensfuss, F., Ragwitz, M., Wietschel, M. (2003)  
28 Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des  
29 Offshore Anteils in Deutschland bis 2020. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovati-  
30 onsforschung ISI, Karlsruhe.  
31 [http://www.isi.fhg.de/e/publikation/Sensfuss\\_IJWT\\_2003.pdf](http://www.isi.fhg.de/e/publikation/Sensfuss_IJWT_2003.pdf)
- 32 Temperaturmonitoring (2006)  
33 Eon schafft Platz im Netz. neue energie - das magazin für erneuerbare energien, Heft 10/ 2006,  
34 S. 12.
- 35 VDN (2006)  
36 Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG. Verband der Netzbetreiber, Berlin,  
37 27.2.2006.  
38 [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/2006-02-27\\_Grundsatz-Erzeugungsmanagement.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/2006-02-27_Grundsatz-Erzeugungsmanagement.pdf)
- 39 Verfügbarkeitsstatistik (2005)  
40 VDN-Verfügbarkeitsstatistik, Berichtsjahr 2005. Verband der Netzbetreiber, Berlin, 2006.  
41 [http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VDN_VS_Broschuere_2005_Nov2006.pdf)  
42 [Themen/Versorgungsqualitaet/VDN\\_VS\\_Broschuere\\_2005\\_Nov2006.pdf](http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Versorgungsqualitaet/VDN_VS_Broschuere_2005_Nov2006.pdf)
- 43 Vestas (2006)  
44 Produkte. Vestas, 10/2006.  
45 [http://www.vestas.de/html\\_ls/download.htm](http://www.vestas.de/html_ls/download.htm)
- 46 Weber, T. (2006)  
47 Netzanbindung von Offshore-Windparks. In: Netzanbindung von Offshore-Windparks. Technik,  
48 Planung, Genehmigung, Ausblick. Leitung Brakelmann, H., Haus der Technik, Essen, 28.-  
49 29.3.2006.

## 1 Windenergiereport (2005)

2 Windenergiereport 2005. ISET, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der U-  
3 niversität Kassel e.V., 2006.

4 Erscheint seit 1999 jährlich; einige Daten sind online abrufbar unter REISI:

5 [http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisidad/www\\_reisi\\_page.show\\_menu?p\\_name=132019&p\\_lang=ger](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisidad/www_reisi_page.show_menu?p_name=132019&p_lang=ger)

## 6 WPD (2006a)

7 Windenergie dämpft Strompreisanstieg. WPD, Bremen, 20.09.06.

8 <http://www.wpd.de/service/aktuelles/single/news/windenergie-daempft-strompreisanstieg/2.html>

## 9 WPD (2006b)

10 Anreizprogramm für Offshore-Windstrom gefordert. Erklärung von sieben im Windsektor täti-  
11 gen Verbände, und Institutionen, 5.10.2006.

12 <http://www.wpd.de/service/aktuelles/single/news/anreizprogramm-fuer-offshore-windstrom-gefördert/2.html>

13