

Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee - eine ökonomische und ökologische Sackgasse?

Thomas Heinzow^a, Richard S.J. Tol^{abc} und Burghard Brümmer^d

^a Research unit Sustainability and Global Change, Hamburg University and Centre for Marine and Atmospheric Science, Hamburg, Germany

^b Institute for Environmental Studies, Vrije Universiteit, Amsterdam, The Netherlands

^c Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA

^d Meteorological Institute, University of Hamburg, Hamburg, Germany

31 August 2005

Working Paper FNU-85

JEL: NQ 420, Q,540

1. Ausgangspunkte und Ziele unserer Studie

Unter dem Aspekt der Bereitschaft politischer Kräfte, die im Kyoto-Protokoll eingegangene Verpflichtung zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele erfüllen zu wollen, wird die Einspeisung der mittels Windkraftanlagen (WKA) erzeugten Elektrizität in die Drehstromnetze Europas als Königsweg angesehen. Die Enquete-Kommission des Bundestages hat 2002 in Anlehnung an das Kyoto-Protokoll für das Jahr 2020 ein CO₂-Emissionsreduktionsziel von 40% und für 2050 von 80% auf der Basis von 1990 gesetzt. Die Bundesregierung der 15. Wahlperiode beabsichtigt, dieses Ziel im Elektrizitätssektor durch einen massiven Zubau von WKA in der Nordsee zu erreichen. Bis 2020 sollten insgesamt in Deutschland 40 GW Nennleistung installiert sein, davon nach der Planung im Jahr 2000 in Nord- und Ostsee 25 GW und 15 GW in den Küstenländern und Mittelgebirgen. Bereits Ende 2004 waren in Deutschland 16,6 GW Nennleistung installiert (IWR 2005).

Gegen diese Pläne opponieren die auf den Tourismus angewiesenen Inselgemeinden der Nordsee, die Küstenfischer und verschiedene Naturschutzverbände, weil das Horizontbild optisch verschmutzt wird, Fischgründe zugebaut würden, die Schweinswalpopulationen, die Vogelwelt und das Wattenmeer von den Windmühlen und den Stromkabeltrassen massiv betroffen seien. Nicht erst seitdem DER SPIEGEL 2004 der Nutzung der Windenergie in Deutschland eine Titelgeschichte gewidmet hat, ist diese Form der Energiegewinnung in den betroffenen Landkreisen wachsender allgemeiner Kritik ausgesetzt. Die vor und nach diesem Artikel geführte öffentliche Diskussion über Sinn oder Unsinn der extensiven Nutzung ist und wird politisch motiviert größtenteils ideologisch und interessengeleitet geführt. Wahrheitssuchende Autoren, die sich kritisch mit den Kosten und Risiken der Offshore-Windparks befassen, wird von Windparkprojektierern öffentlich mit Schadenersatzforderungen gedroht (v. Geldern, 2002). Kürzlich gab es Streit um die Ergebnisse der DENA-Netzstudie (DEWI et al. 2005), weil die Windkraftindustrie diese nicht akzeptieren wollte (Handelsblatt 2005). Sie wurde deshalb „redaktionell“ nachbearbeitet.

Bei dieser Form der öffentlichen Auseinandersetzung geht die wesentliche Frage, ob diese politisch verordnete CO₂-Vermeidungsstrategie ökologisch und ökonomisch nachhaltig ist, völlig unter. Wir wollen deshalb zur Versachlichung der Diskussion und einer neutralen Entscheidungsfindung folgende Fragen beantworten:

1. *Welcher Netto-CO₂-Minderungsbeitrag kann mit der Offshore-Windkraft im geplanten Umfang unter den derzeitigen meteorologischen und technischen Bedingungen bei Netzeinspeisung zu welchen Kosten im Jahr 2020 erreicht werden?*
2. *Welche Einspeisungsfluktuationen der geplanten Offshore-Windparks müssen von den Netz- und Kraftwerksbetreibern durch Regelenergie kompensiert werden?*
3. *Gefährdet die geclusterte Verteilung der geplanten Offshore-Windparks die Netzstabilität, und welche Reservekapazitäten müssen zur Vermeidung bereitstehen?*
4. *Wie hoch sind die spezifischen CO₂-Minderungskosten durch die vorrangige Nutzung der Offshore-Windenergie?*
5. *Sind andere CO₂-Vermeidungsstrategien kostengünstiger und effizienter?*

Im ersten Teil befassen wir uns mit den Defiziten der bisherigen Untersuchungen, insbesondere der mangelhaften Datenlage der Windverhältnisse in der Ekman-Schicht über der Nordsee und stellen ein von uns entwickeltes und validiertes Windmodell auf der Basis von zeitlich hochaufgelösten Proxydaten vor, mit dem wir die beabsichtigte vorrangige Offshore-Windstromeinspeisung in ein von einem fossil befeuerten Modellkraftwerkspark gespeistes Drehstromnetz simulieren.

Im zweiten Teil befassen wir uns mit den Stromgestehungskosten und Emissionen durch unterschiedliche Nutzung und Verbesserung der Kraftwerkstechnik der einzelnen Primärenergieträger unter Berücksichtigung diametraler Strategien und Szenarien. Im Ergebnisteil stellen wir die Auswirkungen auf die Netzstabilität vor, die jeweils realisierbaren potentiellen CO₂-Emissionsminderungen und deren Kosten im Vergleich zu anderen Strategien bei identischen Investitionssummen.

2. Grundlagen und Methoden

2.1 Bisherige Untersuchungen und Datensätze

Zur Beurteilung der kurz- und langfristigen Fluktuationen der Windenergieproduktion im Bereich Nordsee (AWZ), Schleswig-Holstein und deutsche Ostsee (6° bis 14° Ost und 53,5° bis 55° N) wären hochaufgelöste lange Zeitreihen von Wind- und Temperaturprofilmessungen mehrerer Stationen in Höhen bis zu 100m ideal. In den deutschen Seegebieten existieren jedoch nur Routinemessungen von Feuerschiffen, Leuchttürmen und automatischen Bojen in Höhen von 10 bis 20m. Aus diesem Grund war bisher nur die Abschätzung der möglichen Vollaststunden der Windparks mittels Extrapolationen der 10 bis 20m Routinemessungen der

Prandtschicht möglich. Bühler (1999) hat für seine Simulation einen numerisch erzeugten Reanalysedatensatz des Meteorologischen Instituts der Universität Hamburg (Luthardt 1987) genutzt. Die zeitliche Auflösung dieses Datensatzes betrug 3 Stunden bei 42 km Gitterpunkt-
abstand. Die räumliche Auflösung wäre für Untersuchungen hinsichtlich des Einflusses großer Windparkanlagen auf die Netzstabilität hinreichend, die zeitliche und vertikale Auflösung jedoch nicht. Während der Sekunden- bis Minutenbereich für eine einzelne WKA oder einen kleinen Windpark in kleinen Inselversorgungsnetzen relevant ist, kann für räumlich ausgedehnte Windparks von ca. 50 km² Fläche und 500 MW Nennleistung angenommen werden, daß sich die Leistungsschwankungen durch die Mikroböigkeit im Sekunden- bis Minutenbereich gegenseitig ausgleichen, so daß bei Einspeisung in große Netze je nach Windstärke Schwankungen im Minuten bis Viertelstundenbereich relevant sind.

Ein weiterer Nachteil des von Bühler und anderen Autoren (z.B. Hirschhausen und Jeske 2005) verwendeten Windmodells ist in dessen Beschränkung auf den 10m-Wind der Prandtl-Schicht zu sehen und einer logarithmischen Extrapolation ohne Kenntnis der thermischen Schichtung. Die Nichtberücksichtigung der jahreszeitlich schwankenden Temperaturdifferenz zwischen Wasser und den advehierten Luftmassen führt zwangsläufig zu erheblichen Fehlern (für alle anderen Riedel et. al. 2005). Eine realistische Simulation der hochvariablen Elektrizitätsproduktion der geplanten Windparks, die Aussagen über die Bereitstellung der notwendigen Sekunden-, Minuten- und Stundenreserven ermöglicht, ist auf Basis so konstruierter Datensätze nicht möglich.

Seit September 2003 stehen erstmals mit der Forschungsplattform FINO1 kontinuierliche Profilmessungen des Windes und der Schichtung bis zu 100m im Bereich von Borkum-Riff zur Verfügung. Prinzipiell sind diese Daten repräsentativ für das Seegebiet Deutsche Bucht bzw. die AWZ bei Wind aus dem Sektor 260 bis 90°. Die Meßperiode ist allerdings zu kurz. Die ökologische und ökonomische Betrachtung der Nützlichkeit von Offshore-Windparks zur Stromerzeugung erfordert Langzeitmessungen der dort herrschenden Variabilität und Extremereignisse. Nachteilig ist auch, daß sich mit Ausnahme der 100m Meßhöhe die Anemometer bei Wind um 315° im Lee bzw. Stau des Gittermastes befinden (Riedel et al. 2004). Ohne spezielle Nachbereitung sind die Daten der unteren Höhen nicht nutzbar. Würde man der im DEWI-Magazin (Riedel et al. 2005) geäußerten Meinung folgen, daß ausschließlich langfristige Offshoremessungen erst Sicherheit über das Energiegewinnungspotential in der Nordsee geben können, könnten Investitionsentscheidungen frühestens nach einem ganzen oder halben NAO-Zyklus beurteilt werden, also erst in 4 bis 8 Jahren, obwohl bereits von Projektierern

Kapital eingeworben wird. In Abhängigkeit von diesem Zyklus schwanken die mittleren Monats- und Jahreswindgeschwindigkeiten und die Zahl der Extremereignisse.

Für uns stellte sich deshalb die Frage nach einer Möglichkeit, das Dilemma der mangelnden Offshore-Daten zu beheben. Als Ausweg boten sich die langjährigen Windprofilmessungen des Meteorologischen Institutes der Universität Hamburg am NDR-Sendemast in Hamburg als Proxydaten an. Die zu klärende Frage war, ob diese Daten repräsentativ für die AWZ, Schleswig-Holstein und die Deutsche Ostsee sind und an die jeweiligen Verhältnisse trotz Binnenlage der Station angeglichen werden können.

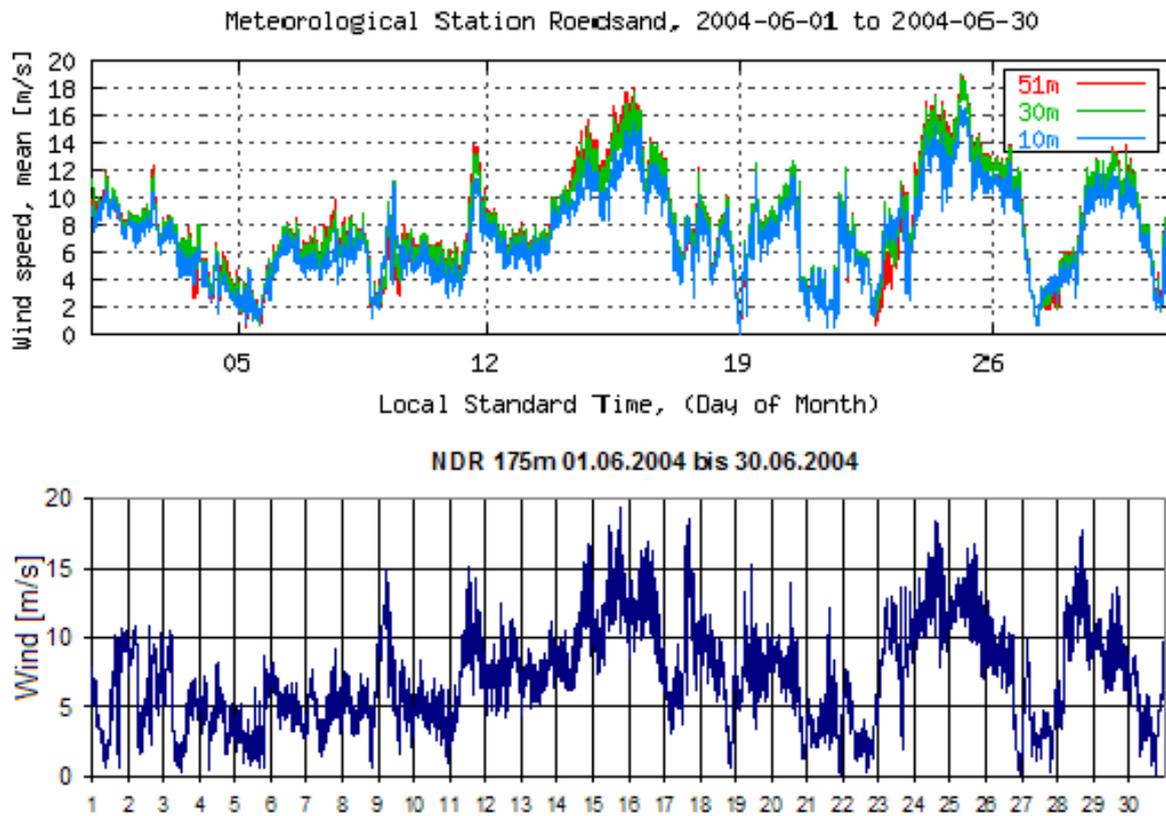
2.1.1 Das Windmodell

Nach Wiederinbetriebnahme 1995 liefert die Station in Hamburg kontinuierlich meteorologische Daten. In fünf Höhen (10, 50, 110, 175 und 250m) wird am NDR-Sendemast in Hamburg-Billwerder neben den Schichtungsparametern (Temperatur, Taupunkt) kontinuierlich das Windprofil in hoher zeitlicher Auflösung gemessen. Seit Sept. 2000 wird der Wind mit SONICS (Ultraschallanemometern) gemessen und liegt über 5-Minuten vektorieLL gemittelt für vier Jahre fast lückenlos vor. Lücken in den Meßreihen wurden entweder durch lineare Interpolation oder durch Daten vergleichbarer Wetterlagen ersetzt. Nach Lange (2001) ist die Station wegen ihrer Lage in relativ flach und locker bebautem Gebiet für Messungen des Windes der Grenzschicht mit relativ günstigen Bedingungen ausgestattet. Gleichwohl ist zu beachten, daß die im Sektor Südwest bis Nordost liegende Metropole Hamburg mit ihrer Bebauungsstruktur bei entsprechender Windrichtung und thermischer Schichtung Einfluß auf die Turbulenz, Impuls- und Energietransporte in der Grenzschicht hat. Charakteristisch für den Meßort ist, daß in etwa in 110m Höhe die Windgeschwindigkeit im Mittel unabhängig vom Tagesgang der Schichtung ist und oberhalb der Effekt eintritt, daß mit zunehmender Stabilisierung nachts die Windgeschwindigkeit zunimmt und sich dem geostrophischen Wind annähert und sogar darüber hinaus zunimmt. Die speziellen Untersuchungen von Lange (2001) und Oldeland (1998) und der Vergleich mit den Stationen FINO1, Høvsøre (Westküste Jütland) und Rødsand (10 km südlich von Lolland) zeigen jedoch, daß für unsere Zwecke diese Einflüsse von untergeordneter Bedeutung sind und mit einem statistisch dynamischen Verfahren weitgehend eliminiert werden können. Die Meßanlage Rødsand liefert seit 1996 kontinuierlich Winddaten in 10 und 50m Höhe in der Nähe eines Offshore-Windparks (Lange 2002), die Station Høvsøre publiziert seit August 2002 Werte der Höhen 2, 40, 80 und 116m. Unter Einschränkungen, wegen der unterschiedlichen Höhen und anderer lokaler Gegebenheiten,

konnten diese Daten zur Validierung und Kalibrierung unseres Modells genutzt werden (Abbildung 1).

Abbildung 1: Vergleich der Stationen Rødsand und Hamburg (175 m)

Quelle: Risø National Laboratory, Wettermast Hamburg



Aufgrund nur eines zentral gelegenen Meßortes¹ ist es selbstverständlich nicht möglich, die realen Windfelder der Region von 6° bis 12° Ost und 53,5° bis 55° N zu simulieren. Für die Beantwortung unserer Fragen ist die statistisch korrekte Abbildung der Windfelder und die Simulation von Extremsituationen, wie dem Durchzug von Frontalzonen und Starkwindfeldern, mit guter Näherung ausreichend. Wie aus Abbildung 1 ersichtlich ist, ist dies möglich, denn die wesentlichen Strukturen der Zeitreihe der Offshore-Station Rødsand, die mehr als 150 km von Hamburg entfernt ist, finden sich in der hamburgischen Zeitreihe wieder. Ein Vergleich mit den Daten der Station FINO1 ergab ein ähnliches Bild. Wir haben deshalb stark vereinfachend angenommen, daß sich die relevanten Druck- und Windfelder einschließlich der Fronten und sonstigen kleinräumigen synoptischen Turbulenzstrukturen in einer mittleren Höhenströmung (500 hPa) aus 270° mit einer Geschwindigkeit \bar{v}_{zonal} von mindestens 50 (Normalfall) und höchstens 150 km/h (Extremfall) homogen und stabil bewegen. Diese Vereinfachung ist zulässig, weil die Krümmung langgestreckter Frontalzonen bei der relativ ge-

¹ Auf absehbare Zeit wird nur FINO1 Daten aus der Nordsee liefern, da weitere Plattformen mangels Forschungsgeldern nicht gebaut werden können

ringen Nord-Süd-Ausdehnung des Simulationsgebietes vernachlässigt werden kann. Die Geschwindigkeit von 50 km/h entspricht in etwa der Verlagerungsgeschwindigkeit der Rossby-Wellen mit den Wellenzahlen > 7 bei einem mittleren Zonalstrom von 18 m/s. Die anderen Geschwindigkeiten entsprechen denen, die wir beim Durchzug von Frontalzonen, Starkwindfeldern und Orkantiefs empirisch ermittelt haben. Den Windparks westlich des Meridians durch HH-Billwerder wird entsprechend ihren Koordinaten im Standardfall die extrapolierte Windgeschwindigkeit

$$v_{WP}(\varphi, \lambda, t) = v_{HH} \left(h_{HH}, t - \frac{s(\lambda_{WP}, \lambda_{HH})}{\bar{v}_{500}} \right) \quad (1a)$$

und den Windparks östlich

$$v_{WP}(\varphi, \lambda, t) = v_{HH} \left(h_{HH}, t + \frac{s(\lambda_{WP}, \lambda_{HH})}{\bar{v}_{500}} \right) \quad (1b)$$

zugeordnet, mit $s = \text{Distanz der Meridiane } \lambda_{WP} \text{ und } \lambda_{HH}$, $\bar{v}_{zonal} \in \{50, 80, 100, 150 \text{ Km/h}\}$ und $h_{HH}(\text{Nordsee}) = 290\text{m}$, $h_{HH}(\text{Ostsee}) = 175\text{m}$ und $h_{HH}(\text{S. - H.}) = 110\text{m}$.

Die orographisch bedingt niedrigeren Windgeschwindigkeiten in Schleswig-Holstein und der Ostsee werden im Modell also durch die Meßwerte in 110m und 175m Höhe simuliert.

Die Simulation von Stürmen und Orkanen, deren Starkwindfelder, gekoppelt mit der Kaltfront und/oder dem Höhentrog, sich nicht parallel zur angenommenen mittleren Höhenströmung aus 270° verlagern, erfolgt durch Variation der Windrichtung zwischen 260 und 330° . Die Meridiandistanzen s in den Gleichungen 1a und b werden durch die Distanzen der Großkreise, die die Meridiane in den Koordinaten der Windparks und der Station HH mit dem Winkel $\alpha = \beta - 270^\circ$ mit $\beta \in \{260^\circ, 280^\circ, \dots, 330^\circ\}$ schneiden, ersetzt. Dies ermöglicht eine realitätsnahe Bestimmung der Gradienten der Windstromeinspeisung im Normal- und Extremfall einschließlich einer Sensitivitätsanalyse. Die Fälle, in denen die Windfelder sich beispielsweise in einer östlichen Höhenströmung verlagern, sind selten und führen nur zu einem Zeitfehler, nicht jedoch zu einer signifikanten Änderung der Statistik. Sie können deshalb vernachlässigt werden.

2.1.2. Die Validierung und Kalibrierung des Modells

Bei bekannten Windgeschwindigkeiten in vier Höhen (50, 110, 175 und 250 m) kann die Windgeschwindigkeit für andere Höhen linear oder logarithmisch interpoliert bzw. auf größere Höhen extrapoliert werden. Für jede dieser Höhen ergibt sich eine andere mittlere Windgeschwindigkeit und statistische Verteilung der Windstärkeklassen, die sich mit einer Weibull- oder Rayleigh-Verteilung mit hinreichender Genauigkeit abbilden lassen. Die Leistungsabga-

be einer WKA berechnet sich in Abhängigkeit von der Leistungskennlinienfunktion $f(v)$ und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe unter Normalbedingungen nach

$$P_{WKA}(t) = f(v)P_{Nenn} v(t) \quad (2a)$$

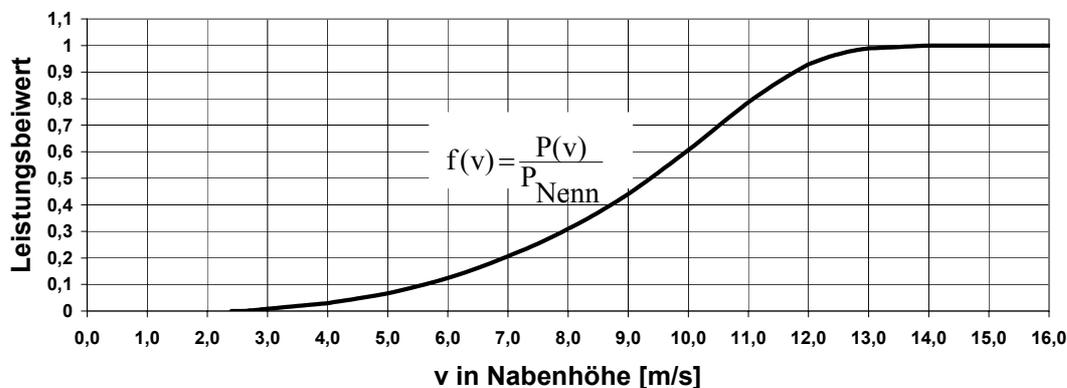
und die im Intervall $t_1 - t_2$ erzeugte Energiemenge nach

$$W_{WKA} = \int_{t_1}^{t_2} P_{WKA}(t) dt = \int_{t_1}^{t_2} f(v)P_{Nenn} v(t) dt \quad (2b)$$

und bei gemittelter Windgeschwindigkeit

$$W_{WKA} = \sum_{t_1}^{t_2} f(v)P_{Nenn} \bar{v}(t) \Delta t. \quad (2c)$$

Abb. 1: Leistungskennlinie einer WKA
Quelle: Milles 2004



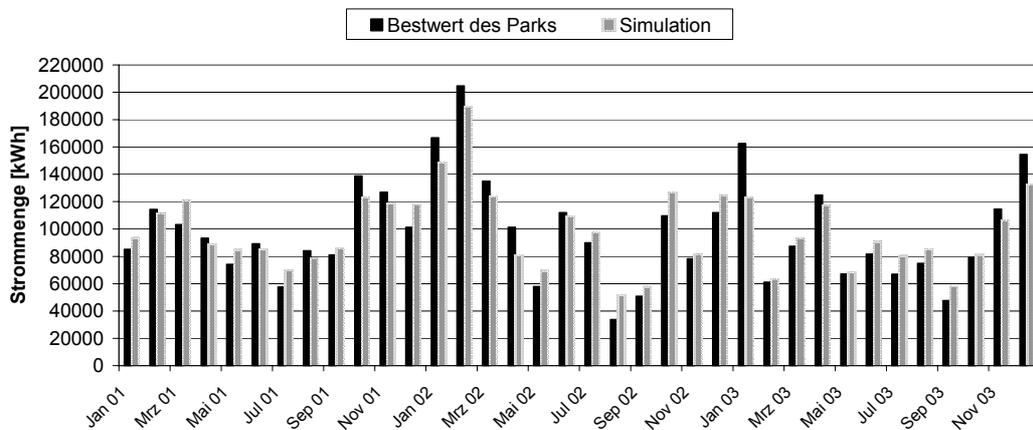
Bei bekannten Leistungskennlinien, Verfügbarkeiten und Stromerzeugung der WKA kann jedem Windpark im norddeutschen Tiefland eine repräsentative Höhe am Mast zugewiesen werden. Aus der Windenergiestatistik für Schleswig-Holstein (Eggersgluß 2001 – 2003) haben wir 17 Windparks ausgewählt, deren Anlagen mit 98% Zuverlässigkeit über drei Jahre Strom erzeugten. Als Referenzwert für das maximale monatliche Produktionspotential des Standortes wurde der Ertrag der in den jeweiligen Monaten besten Anlage festgelegt. Die Fehler durch die Abschattungseffekte bei Wechsel der Hauptwindrichtung, die insbesondere bei stabilen Hochdruckgebieten in Skandinavien auftreten, wurden so minimiert. Mit den bekannten Leistungspolaren der Anlagen wurden für Höhen in 5m Abstand der fiktive monatliche und jährliche Stromertrag am NDR-Sendemast für jeden WKA-Typ berechnet. Der simulierte Jahresertrag für 2001 wurde mit dem am Standort maximal möglichen abgeglichen und die zugehörige Referenzhöhe dem Windpark zugewiesen. Mit den Daten von 2002 und 2003 wurde die Anpassung überprüft und die Korrelationskoeffizienten berechnet (Tab. 1).

Tabelle 1: Ausgewählte Windparks und Güte der Simulation
 Quelle: Eggersglüß, eigene Berechnungen

Windpark	Nr	Höhen		Korr. Koeff	Land-kreis	WKA-Typ
		real	NDR			
Pellworm	1	42	190	0,876	NF	AN 600/44
Reußenköge	2	41	145	0,917	NF	Vestas V39/500
Kronprinzenkoog	3	50	95	0,948	HEI	Nordtank 500
Hillgroven	4	42	110	0,935	HEI	AN 600/41
Kaiser-Wilhelm-Koog	5	67	185	0,954	HEI	Enercon E66
Brunsbüttel	6	67	105	0,966	HEI	Enercon E66
Willenscharen	7	67	70	0,954	IZ	Vestas V66/1,65
Puls	8	67	90	0,958	IZ	Vestas V66/1,65
Schafflund	9	65	115	0,910	SL	Tacke TW 1.5s
Schwedeneck	10	65	125	0,912	RD	Tacke TW 1.5s
Beldorf	11	67	105	0,954	RD	Enercon E66
Raa-Besenbek	12	85	120	0,973	PI	Tacke TW 1.5s
Fiefbergen	13	65	115	0,927	PLO	Tacke TW 1.5s
Riepsdorf	14	65	95	0,899	OH	Jacobs MD 70
Koselau	15	65	100	0,915	OH	Vestas V47/660
Gosdorf	16	65	100	0,912	OH	Vestas V47/660
Wiemersdorf	17	65	65	0,958	SE	Enercon E66/18.7
Mittlerer Korrelationskoeffizient				0,933		

Insofern kann mit der einen zentralen Messung für Schleswig-Holstein die mittlere Stromerzeugung zuverlässig bestimmt werden, wenn einmal für jeden Windpark die Referenzhöhen bestimmt wurden. Abbildung 2 zeigt für den Windpark Kronprinzenkoog an der Westküste die Anpassung mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,95 bei einem RMSE von 13,4 %.

Abb. 2: Simuliertes und reales Stromerzeugungspotential im Windpark Kronprinzenkoog
 HEI: WKA-Typ: Nordtank 500



Die Windmessungen sind somit für Norddeutschland mit einem Radius von 170 km als repräsentativ anzusehen. Während im Binnenland und auch in Dänemark trotz großer Wasserflächenanteile ein ausgeprägter Tagesgang der Windgeschwindigkeit zu beobachten ist, sind in der Nordsee die Verhältnisse von der jahreszeitlich schwankenden Temperaturdifferenz zwischen Wasseroberfläche und den advehierten Luftmassen abhängig. Die Hamburger Daten müssen deshalb angepaßt werden. Auf die Nutzung der vorliegenden Daten der vertikalen Temperaturschichtung und der Windrichtung zur Anpassung des Datensatzes an Offshore-Verhältnisse haben wir verzichtet können, weil bereits eine statistische und dynamische Anpassung des Tagesgangs in Abhängigkeit von der Jahreszeit für die untersuchten Fragestel-

lungen ausreichend ist (Abb. 3). Statistisch wurde dem jeweiligen Meßwert in 250m Höhe entsprechend dem bei Lange (2001) und Oldeland (1998) gefundenen jahreszeitlich variierenden Tagesgang der gemessenen Windgeschwindigkeit ein tageszeitabhängiger Zuschlag und die Differenz zwischen 175 und 250 m mit dem empirisch ermittelten Faktor α multipliziert hinzuaddiert.

$$\bar{v}_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_t(i) \text{ mit } i \in [1.10.00, \dots, 30.09.04] \text{ und } t \in \{0:05h, \dots, 24:00h\} \quad (3a)$$

$$\bar{v}_t(Jz) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_t(i_{Jz}) \text{ mit } Jz \in \{\text{Dez, Jan, Feb; } \dots; \text{Sep, Okt, Nov}\} \quad (3b)$$

$$v_0^{Jz} = \max[\bar{v}_1^{Jz}, \dots, \bar{v}_i^{Jz}] \text{ mit } i \in [0:05h, \dots, 24:00h] \quad (3c)$$

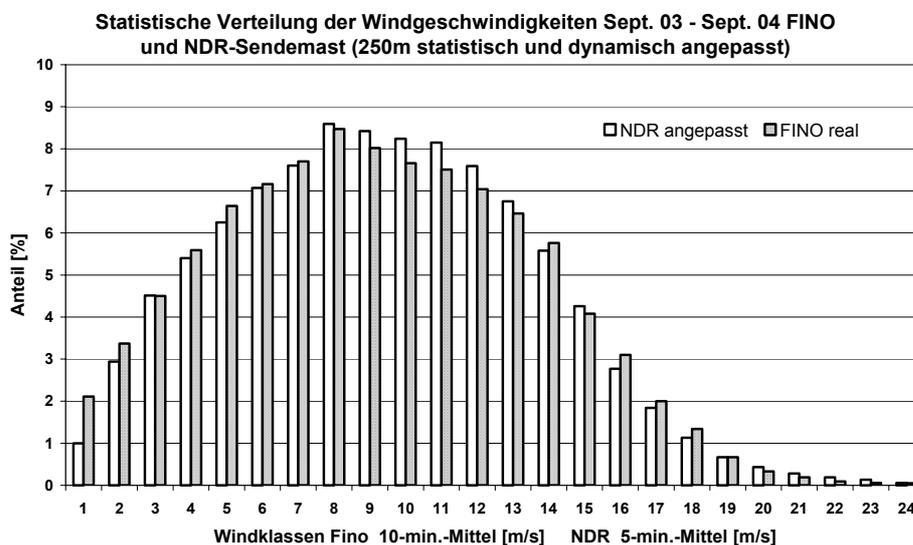
$$\Delta v_t^{Jz} = \bar{v}_t^{Jz} - v_0^{Jz} \quad (3d)$$

$$v_{250}^{\text{kor}}(t, Jz) = v_{250}(t, Jz) + \Delta v_{250}(t, Jz) \quad (3e)$$

$$v_{290}^{\text{kor}}(t, Jz) = v_{250}^{\text{kor}}(t, Jz) + \alpha(v_{250}(t, Jz) - v_{175}(t, Jz)) \text{ mit } \alpha = 0,5 \quad (3f)$$

Diese Anpassung der Meßdaten des Meteorologischen Institutes der Universität Hamburg reichten aus, um die in 103m Höhe gemessene Verteilung der Station FINO1 mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,9939 abzubilden (Abb. 3).

Abbildung 3: Statistische Windgeschwindigkeitsverteilung FINO1 und NDR (angepaßt);
Quelle: DEWI 2005, Wettermast Hamburg



2.2 Der fossile Modellkraftwerkspark

Eine komplexe Modellierung des deutschen Verbundnetzes und Kraftwerkspark zur Bestimmung von globalen Emissionsmengen und Kosten ist nicht sinnvoll. Der Aufwand stünde in keinem Verhältnis zum erzielbaren Erkenntnisgewinn durch eine marginal erhöhte Genauigkeit, denn die drei in Deutschland eingesetzten fossilen Technologien zur Stromerzeugung weisen untereinander genügend große Differenzen bei den relevanten Kosten und der mögli-

chen Leistungsänderungsgeschwindigkeit auf (Tab. 3). Diese bestimmen vorrangig die Nutzung der jeweiligen Technologie zur Abdeckung der jeweiligen Stromnachfrage. Außerdem sind die Auswirkungen der real betriebenen Optimierungsprogramme auf die Emissionen bereits in den statistischen Grunddaten über Primärenergieverbrauch und erzeugter Energie bereits enthalten. Dagegen bestimmen die altersabhängigen Differenzen der Wirkungsgrade einzelner Kraftwerke, variable Betriebskosten und die Lastwechselgeschwindigkeiten zwischen den Kraftwerken einer Technologie nur, in welcher Reihenfolge und mit welcher Teillast sie zur Abdeckung der täglichen Laständerungen gefahren bzw. an- oder abgefahren werden und welche Kosten damit verbunden sind, jedoch nicht, welcher Kraftwerkstyp die Grund-, Mittel- oder Spitzenlast abdeckt.

Kraftwerkscharakteristik und die Teillastwirkungsgradfunktion der Kohletechnologien unterscheiden sich nur unwesentlich bzw. die Änderungen im Zeithorizont erfolgen überwiegend linear. Eine Mittelwertbildung der relevanten Kenngrößen und ihre Fortschreibung entsprechend der technologisch erzielbaren Wirkungsgradverbesserungen führt nur zu marginalen Abweichungen und ist deshalb zulässig. Reine Gasturbinenkraftwerke werden wegen zu geringer Wirkungsgrade und den damit verbundenen hohen Kosten in Zukunft auch zur Abdeckung der Spitzenlast nicht mehr eingesetzt werden, denn die moderne GuD-Technik² mit hohen elektrischen Wirkungsgraden kann sowohl Spitzenlastbedarf als auch Mittel- und Grundlast kostengünstig abdecken. Deshalb besteht unser fossil befeuerter Kraftwerkspark nur aus drei einheitlichen thermischen Kraftwerkstypen, deren mittlere Wirkungsgradfunktionen für den Teillastbetrieb, bezogen auf den jeweiligen mittleren thermischen Nennwirkungsgrad der Technologie, bekannt sind. Wir verwenden die uns von der Siemens AG zur Verfügung gestellten Teillastwirkungsgradkurven für die jeweilige Technologie (Rosenkranz 2005, Weinberger 2003).

Ausgehend von der politisch-strategischen Erfordernis, daß der komplette Ausfall eines Primärenergieträgers nicht zu Einschränkungen der Stromversorgung führen darf, ergibt sich neben der im Prinzip vernachlässigbaren Wasserkraft für einen fossil befeuerten Kraftwerkspark annähernd ein Drittmix aus Braun-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken. Müllkraftwerke, die neben Verpackungsmüll aus Erdölprodukten auch Landwirtschaftsabfälle und Holzreste verbrennen, und Biomassekraftwerke tragen derzeit und auch zukünftig nicht wesentlich zur Stromerzeugung durch die überregionalen Stromerzeuger bei. Zudem ist der derzeitige Anteil an verbrannter Biomasse nicht bekannt. Sie werden deshalb nicht in das Modell integriert. Um Spekulations- und andere Verzerrungseffekte bzgl. zukünftiger Kosten auszuschließen, erfolgt die Kalkulation der Szenarien als Status-Quo-Berechnung zum Basisjahr 2000 ohne Preis-, Zins- und Stromnachfrageänderungen. Wir gehen von einem notwendigem

² GuD = Kombiniertes Gas- und Dampfturbinen-Prozeß; die heißen Abgase der Gasturbine werden zur Beheizung eines nachgeschalteten konventionellen Dampfturbinenkraftwerks genutzt

Neubau von 40 GW (Meier 2003) bis zum Jahr 2020 bei konstanter Gesamtkapazität aus, der den politisch gewollten Ersatz der 22 GW Nukleartechnik mit umfaßt. Modelliert wird nur die Stromeinspeisung in die Netze der vier Netzbetreiber. Die Basisemissionen, Kraftwerkswirkungsgrade und -kapazitäten des Szenarios „Business as Usual“ wurden so berechnet, als hätte es die Nutzung der Kern- und Windkraft im Basisjahr nicht gegeben (Tab. 2). Dies schließt Verzerrungen hinsichtlich des zu berücksichtigenden Investitionsvolumens zur Technologieverbesserung und deren Zurechenbarkeit durch den vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergienutzung aus. Auch die Stromerzeugung mit Erdöl wird nicht modelliert, denn Erdölprodukte werden zur Stromerzeugung nur noch marginal genutzt werden, obwohl beispielsweise GuD-Kraftwerke auch mit Kerosin oder leichtem Heizöl betrieben werden können. Insofern weicht die Nennleistung unseres Basismodellkraftwerksparks von der Realität geringfügig ab.

Die zukünftige Veränderung des Modellkraftwerksparks geht von zwei Alternativen aus, die beide von einer zusätzlichen Investitionsbereitschaft der deutschen Bevölkerung in den Klimaschutz durch Verminderung der Emissionen bei der Stromerzeugung in Höhe von 62,5 Mrd. € ausgehen. Dieser Wert entspricht den inflationsbereinigten Investitionen in die geplanten Offshore-Windparks mit einer Bruttonennleistung von 25 GW. In der ersten Alternative wird, wie seitens der Bundesregierung und der Windkraftlobby geplant, nur in die Offshore-Windenergie investiert, in der zweiten nur in die Verbesserung der fossilen Technologie. Die notwendigen Ersatzinvestitionen zur Erneuerung der Alttechnologie beider Alternativen werden nicht investitionskostenwirksam berücksichtigt, da sie unabhängig von der CO₂-Vermeidungsstrategie zum Stand der Technik erfolgen müssen. Die sich jeweils ergebenden Parameter der vier Modellkraftwerksparks sind in Tab. 2 angegeben.

Tabelle 2: Zeitliche Entwicklung der Parameter unserer Modellkraftwerksparks

Eingesetzte Technologie	Kraftwerkspark ohne Windkraft		Business as usual		Investitionen nur in Windkraft		Investitionen nur in fossile Kraftwerkstechnik			
	Real		Ersatz Atom nur mit Alttechnik		Ersatz Atom + Ersatz "Alt"		Wirkungsgrade Jahr 2000		Maximale Wirkungsgrade	
	2000		2000		2020		2020		2030	
Jahr	[GW]	%	[GW]	%	[GW]	%	[GW]	%	[MW]	%
Steinkohle	32,3	37,4	37,3	37,4	37,3	40,4	37,3	47,0	37,3	55,0
Braunkohle	23,0	34,2	30,8	34,2	30,8	38,4	30,8	45,0	30,8	53,0
Gas	22,4	47,0	28,5	47,0	28,5	51,6	28,5	58,0	28,5	60,0
Kernkraft	23,6	33,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft	9,0	-	9,0	-	9,0	-	9,0	-	9,0	-
Summe	110,3	-	105,6	-	105,6	-	105,6	-	105,6	-

Das Basisjahr 2000 wurde gewählt, weil wir für dieses Jahr über eigene belastbare deutsche Kraftwerkskapazitäts- und Emissionsdaten und von 7 Nachbarländern der EU-15 einschließlich der externen Kosten verfügen. Außerdem war die weltweite Primärenergienachfrage nicht durch starke exogene Angebots- und Nachfrageschocks, wie z.B. den Yom-Kippur-Krieg, die Terrorfolgen des 11.09.2001, den 1. und 2. Irak-Krieg oder den Chinaboom, verzerrt. Für spä-

tere Untersuchungen in europäischem Maßstab besteht damit eine gemeinsame Datenbasis. Die unserem Modell zugrundegelegten Investitionskosten einschließlich der fixen und variablen Betriebskostenansätze sowie die Primärenergiepreise sind in Tab. 3 dargestellt.

Tabelle 3: Kostenansätze und maximale spez. Laständerungen des Modellkraftwerksparks

Primärenergieträger	Investition	fix	variabel	Brennstoff	Laständerung/min
	€/kW	(€/MW)/a	€/MWh	€/MWh primär	% Nennleistung
Steinkohle (SK)	1000	103575	2,95	4,98	4
Braunkohle (BK)	1200	119417	4,43	3,81	2 - 4
Erdgas	500	57258	0,45	15,62	4 - 6

Grundlage sind mit Ausnahme der variablen Betriebskosten ohne Brennstoffpreise³ von uns recherchierte deutsche Marktpreise. Die variablen Betriebskosten sind in Deutschland Betriebsgeheimnisse und werden nicht publiziert. Deshalb haben wir US-Daten genutzt, die sich wegen des gleichen Standes der Technik und ähnlicher Personalkostenstrukturen nicht wesentlich von den mittleren deutschen bzw. europäischen unterscheiden (Delene et al.). Für die Braunkohle wurde entsprechend einem Brennwert von ca. 2,7 MWh/t (Schiffer und Maaßen 1999) und geschätzten Förderkosten von 10 bis 11 €/t (Lechtenböhrer et al. 2004, Meier 2003) in Anlehnung an Wagner und Brückl (2002) der Primärenergiepreis auf 3,81 € pro MWh festgesetzt. Die höheren variablen Kosten der BK-Kraftwerke werden durch einen betriebswirtschaftlich plausiblen Zuschlag berücksichtigt, da die Angaben diverser deutscher Studien stark differieren. Im Gegensatz zu Schneider (1998) ergeben sich im Konsens mit anderen Studien (vgl. z.B. Wagner und Brückl 2002) für BK-Kraftwerke in der Grundlast die niedrigsten Stromerzeugungskosten.

Basis aller Angaben und Berechnungen (Tab. 4) sind allein die technologiebedingt im Kraftwerk entstehenden Emissionen, denn die mit Transport und Förderung verbundenen sind wegen des linearen Zusammenhangs sekundär und zudem abhängig von der Importpolitik der Kraftwerksbetreiber. Annahmen über die zukünftige Entwicklung wären zudem spekulativ und sind auch nicht sinnvoll, weil der Technologievergleich im Vordergrund steht.

Tabelle 4: Kennzahlen und spezifische Emissionen des Modellkraftwerksparks im Basisjahr

Primärenergie-träger	Leistung [GW]	η [%]	CO ₂ [g/kWh]	[mg/kWh]				Aqu. [g/kWh]	Vollast [h]	Menge TWh	Preis €/MWh
				SO ₂	NO _x	CH ₄	N ₂ O				
Steinkohle	37,3	37,4	954	332	595	48	48	970	5930	221	33,8
Braunkohle	30,8	34,2	1203	482	866	16	53	1220	7400	228	31,8
Gas	28,5	47,0	386	0	250	32	1	387	1320	38	77,0
Wasserkraft	9,0	-	-	-	-	-	-	-	2920	26	60,0
Summe	105,6								Mittel	513	37,7

Die Modellierung kosten- bzw. emissionsoptimierender An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerke ist nicht notwendig, denn in der Realität ist die Voraussetzung einer sicheren Prognose der Windgeschwindigkeiten in der Nordsee zur Zeit nicht gegeben. Die Routinemodelle des

³ Frei Kraftwerk, bei Braunkohle geschätzte Förderkosten

DWD können derzeit und in absehbarer Zukunft Windprognosen mit der erforderlichen Präzision nicht liefern. Neben der zwingend notwendigen umfangreichen und kostenträchtigen Errichtung von Meßstationen in der Nordsee besteht seitens der Modellierer der physikalisch-dynamischen Modelle noch ein erheblicher Forschungsbedarf (Kratzsch 2005), bis mit dem lokalen Modell des DWD (Doms et al. 2002) möglicherweise hinreichend genaue Kurzfristprognosen erstellt werden könnten.

2.3 Die Windstromgestehungskosten

Im Gegensatz zu der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2004) und in den Untersuchungen von Rehfeldt (2003), Molly (2002) und Durstewitz et. al. (2001) behaupteten Kostenminderungspotentiale durch Vergrößerung der Anlagen sind wir wie Klinger (2003) der Überzeugung, daß diese nur noch marginal sind. Die Rotoren der Vestas V44 bis V82 (600 bis 2000 kW) weisen einen Massenzuwachs mit einer Potenz von 3,3 zum Radius auf (Tab. 5), wäh-

Tabelle 5: Progression der Rotormassen
Daten: Vestas Wind Systems A/S

$m = m_0(D/D_0)^{3,3}$			Rotormasse		Leistung
Anlage	r [m]	D/D0	fiktiv [t]	real [t]	[kW]
Vestas V44	22,0	1,00	5,2	5,2	600
Vestas V47	23,5	1,07	6,5	7,2	660
Vestas V52	26,0	1,18	9,0	10,0	850
Vestas V66	33,0	1,50	19,8	23,0	1650
Vestas V80	40,0	1,82	37,4	37,0	2000
Vestas V82	41,0	1,86	40,6	43,0	1650

rend die Energieausbeute nur quadratisch ansteigt. Da die Kosten proportional zum Massenzuwachs steigen, ist in der Zukunft nicht mit weiter sinkenden spezifischen Anlagenherstellungskosten zu rechnen.

Zwar hat die Verwendung von CfK-Verbundwerkstoffen für die Rotorblätter den Gesamtmassenzuwachs der V112 gegenüber der V44 auf eine Potenz von 2,5 begrenzt, hat aber höhere Material- und Fertigungskosten zur Folge. Die elektrische Leitfähigkeit des Materials erhöht zudem das Blitzschlagrisiko, was zusätzliche Blitzschutzmaßnahmen erfordert. Die ökonomisch vertretbaren ingenieurtechnischen Massenreduktionspotentiale sind somit erreicht, wenn nicht überschritten. Eine abschließende Beurteilung ist jedoch nicht möglich, weil die Anlagenhersteller keine Preise veröffentlichen. Zweifel bestehen auch hinsichtlich der Standfestigkeit der abgemagerten Komponenten, die 100 bis 200 Millionen Last-, Torsions- und Biegebelastungen nebst Schwingungen schadlos überstehen müssen. Lernkurveneffekte bei der Fertigung der Generatoren, Getriebe, Türme, Transformatoren, Seekabel und Fernüberwachungssysteme dürften inzwischen weitgehend ausgeschöpft sein, weil es sich wesentlich nur um anzupassende Alttechnologie handelt. Allenfalls die Auswirkungen einer standardisierten Massenfertigung mit entsprechender Fixkostendegression sind denkbar, aber angesichts der zu erwartenden geringen Stückzahlen nicht in der vorhergesagten Größenordnungen von 40%.

Die Tatsache, daß die ersten kommerziell in Deutschland angebotenen Anlagen aufgrund des „Growian“-Desasters und der Ermüdungsprobleme der US-amerikanischen WKA konstruktiv überdimensioniert wurden, ermöglichte nach unserer Auffassung den von Molly (2002) ermittelten Massen- und Kostentrend. Die Annahme von Durstewitz et. al. (2001), daß mit Beginn des Offshore-Zeitalters, also nur einem Einsatzortwechsel, für alle WKA-Komponenten, also Türme, Elektrik und Rotoren jeweils eine neue Lernkurve beginnt, ist logisch nicht nachvollziehbar und empirisch nicht belegt. Zur Kompensation der im EEG festgelegten jährlichen Vergütungsdegression von 2% zuzüglich 2% Inflation (EZB-Ziel) einschließlich der ab 2011 vorgesehenen Stufe von 26% müßten die Herstellungskosten um 41% sinken. Die Kostendegression müßte sich beispielsweise auch auf die Seekabelverbindungskosten erstrecken, damit eine Errichtung und der Betrieb von WKA nach den Vorgaben des EEG nach 2010 rentabel ist. Selbst optimistische Schätzungen gehen bei den Seekabeln nur von einem Kostensenkungspotential von 20 % aus (Summerer 2003). Gleiches gilt hinsichtlich des der Inflation unterliegenden personalintensiven Wartungs- und Instandsetzungsaufwandes. Die Prozesse und der Aufwand der Wartung der WKA sind insbesondere unter Hochseebedingungen nur noch bedingt optimierbar, weil z.B. im Instandsetzungsfall die komplette Ausrüstung einschließlich Personal vom Stützpunkthafen zum Einsatzort transportiert werden muß. Kostenreduzierungspotentiale in der Größenordnung von 40% binnen 6 Jahren sind unrealistisch.

Unseren Simulationsrechnungen haben wir deshalb die jetzt geltende Höchstvergütung von 91 €/MWh als Minimum und nicht die ab 2011 geltenden niedrigeren Sätze zugrundegelegt. Dieser Windstromgestehungspreis beruht im wesentlichen auf dem Ansatz von Rehfeldt (2003) und einem KfW-Zins von 5,5%. Zur Zeit sind nach Auskunft der IPEX-Bank (Schäfer 2005) bei einer Laufzeit von 10 Jahren 6,5% realistisch. Hirschhausen und Jeske (2005) gehen ebenfalls nicht davon aus, daß sich nach den Vorgaben des EEG für Investoren eine dem Risiko entsprechende akzeptable Kapitalverzinsung ergibt. Unsere Rechnungen nach der Net-Present-Value-Methode mit modifizierten Annahmen (Tab. 6a, b) entsprechend den Volllaststunden unseres validierten Windmodells ergeben bei einem adäquaten Risikozinssatz für das haftende Eigenkapital von 11% notwendige Vergütungen von 11 bis 12 Cent/kWh.

Tabelle 6a: Rentabilität unter modifizierten Annahmen

Investitionen		Betriebskosten in % der Maschinenkosten	
Gesamt	2500 €/kW	Jahr 1-10	6,50%
Maschine	1200 €/kW	Jahr 11-20	9,50%
Fremdkapital	70%	Vollast [h]	3350
Tilgung	15 Jahre	EEG-Vergütung	
Zinssatz	6,5%	Jahr 1- 15	110 €/MWh
Annuität	186,1 €	Jahr 16-20	70 €/MWh
Inflation	2%	Eigenkapital	
Eigenkapital	30%	Net-Present-Value	
EK-Rendite	11%	Beteiligung	
Beteiligung	20 Jahre	-7 €	

Tabelle 6b: Rentabilität unter modifizierten Annahmen

Investitionen		Betriebskosten in % der Maschinenkosten	
Gesamt	2500 €/kW	Jahr 1-10	6,50%
Maschine	1500 €/kW	Jahr 11-20	9,50%
Fremdkapital	70%	Vollast [h]	3350
Tilgung	10 Jahre	EEG-Vergütung	
Zinssatz	6,5%	Jahr 1- 15	121 €/MWh
Annuität	243,4 €	Jahr 16-20	80 €/MWh
Inflation	2%	Eigenkapital	
Eigenkapital	30%	Net-Present-Value	
EK-Rendite	11%	Beteiligung	
Beteiligung	20 Jahre	1 €	

Die notwendige Mindestinvestitionssumme von 2500 €/kW-Nennleistung ergibt sich bzgl. der Errichtung der Anlagen aus einer von uns geführten nicht repräsentativen Umfrage bei im Offshorebereich tätigen Schiffahrts- und Bergungsunternehmen⁴ hinsichtlich der derzeitigen Marktpreise für den Geräteeinsatz. Für ein Tripodfundament errechneten wir Kosten von 3 Mill. € bei einer Masse von 1000 t bei 3 €/Kg verarbeitetem Stahl⁵. Die Kosten für den Hochspannungsgleichstromnetzanschluß bei einer durchschnittlichen Kabellänge von 150 Km wurden entsprechend den Angaben von Summerer (2004) berechnet (Tabelle 7).

Tabelle 7: Geschätzte Errichtungskosten einer E-112 in der Nordsee bei 30- 40m Wassertiefe

Kostenposition	Spez. Kosten	Kosten	Gerät	€/Tag	Tage	Kosten
Seekabel 150 Km	716 €/MW/Km	483.300 €	Schiff	98.000	2	196.000 €
Umrichter 2 X 4,5 MW	120 €/kW	540.000 €	Ramme	55.000	2	110.000 €
Tripod 1000 t	3 €/ Kg	3.000.000 €	Hubinsel	60.000	2	120.000 €
Anlage kompl.	1.500 €/kW	6.750.000 €	Ponton	25.000	2	50.000 €
Errichtung		476.000 €	Offshore-Dienstleistungen			476.000 €
Gesamtkosten Anlage mit Anbindung		11.249.300 €				
Spezifische Kosten		2.500 €/kW				

Über die voraussichtlichen Stromgestehungskosten ab dem jeweiligen Investitionszeitpunkt werden die dann geltenden Kapitalmarktzinsen und die Preise der Multi-MW-Anlagen entscheiden, die jedoch nur von GE Energy für die GE 3.6 mit zur Zeit geltenden 1700 €/kW beziffert wurden (Jeske 2005). Enercon-Geschäftsführer Wobben (2005) will zumindest nicht dementieren, daß die derzeitige Einspeisevergütung nach dem EEG nicht reicht. Auch gibt es mit einer Fundamentkonstruktion technische Schwierigkeiten, denn Ende April 2005 wurde der Aufbau einer 4,5 MW-Anlage in der Jade (500m vom Ufer) abgebrochen und auf unbestimmte Zeit verschoben (Ostfriesische Nachrichten 2005). Die Kostenrelation zwischen fossiler und regenerativer Stromerzeugung wird sich also durch Fortschritte bei der Fertigung und der Errichtung der Anlagen nicht wesentlich ändern. Eher ist anzunehmen, daß Angebots- und Nachfragedisparitäten oder psychologische Zyklen und Kapazitätsengpässe zu kurzfristig steigenden Primärenergiepreisen für Kohle und Gas führen, aber langfristig der Anstieg wie nach den beiden ersten Ölkrisen moderat verläuft und Windstrom nur subventioniert konkurrenzfähig bleiben wird.

2.4 Das Ensemble der Szenarien

Eine unverzichtbare Maxime jeder Treibhausgas-minderungs-politik ist die Strategie der Kosteneffizienz, die durch optimale Erschließung der technisch möglichen CO₂-Vermeidungspotentiale die spezifischen Vermeidungskosten minimiert. Die ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Strategien setzt ein Referenzszenario, üblicherweise „Business as

⁴ Die Unternehmen baten aus Wettbewerbsgründen um Diskretion

⁵ Diese Rechnung wurde durch Kahle, H. (2004) bestätigt

Usual“, voraus, an dem die Ergebnisse gemessen werden. Durch die beabsichtigte Abschaltung der Kernkraftwerke bis zum Jahr 2020 ist es uns nur möglich ein fiktives Basisszenario anhand der derzeitigen Nutzung des fossilen Kraftwerksparks zu erstellen. Bei politisch strategisch vorgegebenem Drittmix der Kraftwerkstechnologien wird jeder Kraftwerkspark- und Netzbetreiber, der mehrere Technologien mit unterschiedlichen fixen und variablen Kosten nutzt oder nutzen kann, nicht nur in einem liberalisierten Markt betriebskostenoptimal handeln, wenn dies unter dem Zwang der jederzeit zu garantierenden Versorgungssicherheit technisch möglich ist. Wenn möglich, wird er seinen Kraftwerkspark langfristig auch entsprechend zusammenstellen, gegebenenfalls durch geeignete Zu- oder Verkäufe. Die negative Folge aus Sicht des Klimaschutzes ist, daß aus betriebswirtschaftlichen Gründen ein technisch möglicher emissionsminimierender Einsatz unterlassen wird, weil ein effektives Anreizsystem fehlt. Wegen der Gegenläufigkeit der fixen und variablen Kosten, die bei BK-Kraftwerken am höchsten bzw. niedrigsten und bei Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken am niedrigsten bzw. höchsten sind, werden die BK-Kraftwerke mit den höchsten Emissionen in der Grundlast und die Gaskraftwerke mit den niedrigsten Emissionen in der Spitzenlast eingesetzt (Tabelle 8).

Tabelle 8: Emissionen und Leistungen deutscher Kraftwerke im Jahr 2000; Quellen: Stat. Bundesamt, Kohlestatistik e.V., VDEW, Bundesverband Braunkohle, ExternE, eigene Berechnungen

Deutschland	Emittierte Luftschadstoffe bei der Elektrizitätserzeugung							Wirkungsgrad el.	Stromproduktion	Enpaßleistung	Vollaststunden
	CO2	SO2	NOx	CH4	N2O	CO2 Äqu.	PM10				
Einheit	g/kWh	mg/kWh	mg/kWh	mg/kWh	mg/kWh	g/kWh	mg/kWh	%	TWh	GW	h
Steinkohle	954	332	595	48	48	970	66	37,4	143,164	32,281	4435
Braunkohle	1203	482	866	16	53	1220	96	34,2	127,332	19,027	6796
Erdgas	386	0	250	32	1	387	0	47,0	61,406	22,356	3973
Öl	1181	182	1120	48	83	1207	3	22,6	3,614	7,52	480
Bio/Müll	0	74	223	0	0	0	2,9	-	6,2	-	-
Wasser	-	-	-	-	-	-	-	-	25,962	9,044	2871
Wind	-	-	-	-	-	-	-	-	9,4	6,113	1538
Kernkraft	-	-	-	-	-	-	-	31,2	169,606	23,563	7198

In einem liberalisierten Markt ohne zwingende Rechtsvorschriften, ähnlich dem EEG, welches zur Abnahme und Verteilung von Strom zu staatlich festgelegten Preisen zwingt, oder durch den Zwang zum Kauf von Emissionsrechten, wird kein Kraftwerksparkbetreiber seine Kraftwerke emissionsminimierend nutzen oder zu höheren Preisen emissionsarm erzeugte Energie einkaufen. Der aus Tabelle 8 ersichtliche Einsatz der Gasturbinenkraftwerke zur Abdeckung der Spitzenlast erfolgt zwar auch wegen der höheren Lastwechselgeschwindigkeit und der bei Gasturbinen minimalen Anfahrtzeit von wenigen Minuten⁶ und den niedrigeren An- und Abfahrkosten, aber auch wegen der sich aus dem Grund- und Mittellastbetrieb ergebenden höheren Fixkostendegression der BK- und SK-Kraftwerke und den niedrigeren Stromerzeugungskosten. Dies bedeutet allerdings nicht, daß BK- oder SK- Kraftwerke nicht im

⁶ GuD-Kraftwerke benötigen etwa 1 Stunde bis zum Erreichen der Vollast (Newald 2004), BK- und SK-Kraftwerke 115 – 400 Min. (Meier 2003)

Mittel- und Spitzenlastband gefahren werden könnten. Seitens der VEAG, seit 2002 Teil von Vattenfall, wurden z.B. zur Minimierung der kostenträchtigen nachfrageinduzierten An- und Abfahrvorgänge des überwiegend mit Braunkohle befeuerten Kraftwerksparks Pumpspeicherkraftwerke zur Abdeckung der Regel- und Spitzenlast eingesetzt (Gollmer et al. 1997). Unter der Voraussetzung entsprechender Übertragungskapazitäten zwischen den vier deutschen Regelzonen und den europäischen Wasserkraftwerken ließe sich der derzeitige deutsche fossile Kraftwerkspark bei höheren Kosten ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit emissionsminimierend fahren. Die mit Erdgas befeuerten Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke könnten überwiegend als Grundlastkraftwerke gefahren werden und die BK- oder SK-Kraftwerke im Verbund mit den Pumpspeicherkraftwerken als Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Die zusätzlichen Emissionen durch den Pumpspeicherbetrieb sind gegenüber den Einsparungen eines Kombibetriebs vernachlässigbar. Entsprechend haben wir unsere Szenarien ohne Windenergie jeweils betriebskosten- und emissionsminimierend gerechnet. Im Kostenminimierungsszenario wird zur Abdeckung der gut prognostizierbaren Tageslastschwankungen die variable Last durch die Gas- und Steinkohlekraftwerke gedeckt. Mit Braunkohle wird die Grundlast erzeugt. In drei der vier Emissionsminimierungsszenarien wird mit Erdgas die Grundlast und Braun- bzw. Steinkohle entweder die Mittellast oder die variable Last erzeugt (Tab. 9).

Tabelle 9: Anteile der Energieträger an der fossil abgedeckten täglichen Maximallast

Optimierungsziel	Kosten	Emissionen	Emissionen	Emissionen	Emissionen	Kosten
Szenario	1	2	3	4	5	6
Grundlast [%]	BK [42]	Gas [40]	Gas [40]	BK [20]	Gas [33,3]	BK [33,3]
Mittel- und variable Tageslast [%]	SK [42]	BK [40]	SK [40]	SK [40]	SK [33,3]	SK [33,3]
	Gas [16]	SK [20]	BK [20]	Gas [40]	BK [33,3]	Gas [33,3]

Die Szenarien 5 und 6 decken den Fall ab, daß Erdgas nur begrenzt zur Verfügung steht. Die SK- und BK-Kraftwerke werden wegen ihrer langen an und Abfahrzeiten im Modell in Teillast gefahren. Abschaltungen und damit verbundene Kosten und Emissionen werden nicht extra einbezogen. Zum Ausgleich ist im Modell nur die Kapazität am Netz, die der 6-stündlich variierenden Maximallast entspricht. Der fiktive Teillastbetrieb deckt einen Großteil der Emissionen ab, der durch die An- und Abfahrvorgänge in der Realität einschließlich des damit verbundenen zwangsläufigen Teillastbetriebes bedingt wären. Die maximalen Regelverluste unserer Simulation entsprechen derselben Größenordnung wie der von Leonhard und Müller (2002) ermittelten Ergebnisse, die Abschaltungen und Teillastbetrieb simulierten. Die produzierte Strommenge, Emissionen und Kosten für jeden Kraftwerkstyp werden jeweils in 15-Minutenintervallen anhand der Teillastwirkungsgradkurven gestuft bestimmt. Basis der Be-

rechnungen bilden die von den Netzbetreibern (E.ON, Vattenfall, EnBW und RWE 2005) veröffentlichten viertelstündlichen Einspeisungen von April 2003 bis Dezember 2004 in das Verbundnetz, die feier- und wochentagskonform auf 4 Jahre extrapoliert wurden, um damit auch unser Modell mit den vierjährigen Winddaten antreiben zu können. Berechnungen für eine kostenoptimale Fahrweise des fossilen Kraftwerksparks bei Nutzung der Windenergie sind nicht sinnvoll. Die starken Fluktuationen der Windstromeinspeisung können nur mit GuD-Kraftwerken (Lastwechselgeschwindigkeit $\pm 6\%$ der Nennlast pro Minute im Bereich von 30 – 95% der Nennleistung) kompensiert werden. Die dänischen Netzbetreiber z.B. gleichen bei einem Windenergieanteil von 15% (3120 MW Nennleistung) und einem Steinkohleanteil incl. Orimulsion von 67% (4944 MW Nennleistung) an der Stromerzeugung die Fluktuationen des Windstroms überwiegend durch Im- und Exporte mit Schweden und Norwegen über Seekabel (Skagerak und Kattegat 1700 MW DC, Öresund 1900 MW AC) sowie eine Drehstromkuppelleitung (1200 MW) mit dem E.ON-Netz aus (VDN 2004). Die schnell regelbaren skandinavischen Wasserkraftwerke werden so im Verbund quasi als verlustarme Speicher eingesetzt. In Deutschland ist dies nicht möglich, denn die Übertragungskapazität zwischen Schweden und Deutschland beträgt maximal 600 MW (VDN 2004) und der Einsatz der deutschen Pumpspeicherkraftwerke wäre neben den Übertragungsverlusten mit 20 bis 25% Verlust verbunden. Die dänischen fossilen Kraftwerke, überwiegend KWK-Kraftwerke können so jeweils in ihrem optimalen Wirkungsgradbereich bzw. entsprechend der Wärmenachfrage gefahren werden. Trotzdem verursacht der Betrieb von vielen kleinen dezentralen und großen zentralen KWK-Kraftwerken zusammen mit den WKA kritische Netzzustände, deren Handling nicht immer einfach ist (Jensen 2002), weil nicht genügend positive oder negative Regelkapazität vorhanden ist, wenn die Kuppelleitungen zu den anderen Netzen bereits hoch belastet sind.

In unseren Modellberechnungen mit Windstromeinspeisung werden deshalb die GuD-Kraftwerke als erste in Teillast gefahren und tragen die Hauptlast zur Bereitstellung der benötigten schnellen Regelenenergie, danach die SK- und BK-Kraftwerke. Indirekt berücksichtigt dies, daß die Kraftwerke mit den höchsten variablen Kosten seitens der Stromerzeuger zuerst gedrosselt werden, wenn für den erzwungenen Einsatz kein Ausgleich gezahlt wird. Um der Tatsache Rechnung zu tragen, daß real jeder Kraftwerksparkbetreiber seine Kraftwerke im optimalen Kosten- oder Wirkungsgradbereich fährt und wenn möglich auch Abschaltungen von Blöcken vornimmt, entspricht in unserem Modell die viertelstündliche bereitgestellte Kraftwerkskapazität der jeweiligen Stromnachfrage. Die fossil abzudeckende tägliche maximale Netzlast wird

bei Nutzung der Windenergie zu mindestens 33,3% mit Erdgas erzeugt. Dies stellt sicher, daß ein Abfall der Windleistung von 2900 MW/min zumindest rechnerisch nicht zur Instabilität des Netzes führt. Nach den Gleichungen 4a bis e werden die Netzlastanteile der einzelnen Primärenergieträger bestimmt.

$$P_{\text{Netz}}(t) = f(\text{Uhrzeit, Wochentag, Monat}) . \quad (4a)$$

$$P_f(t) = P_{\text{Netz}} - P_{\text{Wa}} = P_G(t) + P_{\text{SK}}(t) + P_{\text{BK}}(t) = \sum_{n=1}^3 \alpha_n P_f(t) = \sum_{n=1}^3 P_n(t) \text{ mit } \alpha_n = \frac{P_n^{\text{max}}}{P_f^{\text{max}}} . \quad (4b)$$

$$\Delta P_n = (1 - \beta_n) P_n^{\text{max}} . \quad (4c)$$

$$P_{\text{Wi}} = \Delta P_f = \sum_{n=1}^3 d_n \Delta P_n \text{ mit } 0 \leq d_n \leq 1 . \quad (4d)$$

$$P_f^{\text{Wi}} = P_{\text{Netz}} - P_{\text{Wa}} - P_{\text{Wi}} = \sum_{n=1}^3 (\Delta P_n - \Delta P_n^{\text{Wi}} + \Delta P_n^{\text{min}}) \text{ mit } \Delta P_n^{\text{min}} = \beta_n P_n^{\text{max}} . \quad (4e)$$

α_n = Anteil der Primärenergieträger G, SK und BK an der Deckung der fossil abgedeckten Netzlast, β_n = minimaler technikspezifischer Teillastfaktor, f = fossil, G = Gas, SK = Steinkohle, BK = Braunkohle, Wa = Wasser und Wi = Wind.

Die technikspezifischen Wirkungsgrade $\eta_n(t)$ und Emissionen $Em_n(t)$ in Abhängigkeit vom Grad des Teillastbetriebes ergeben sich aus den Gl. 5 und 6.

$$\eta_n^{\text{Wi}} = \eta_0(n) f\left(\frac{d_n \Delta P_n + \Delta P_n^{\text{min}}}{P_n}\right) \text{ mit } \eta_0 = \text{technikspezifischer Nennwirkungsgrad} . \quad (5)$$

$$Em_n(t) = Em_0(n) \frac{\eta_0(n)}{\eta_n(t)} \text{ mit } Em_0 = \text{minimale technikspezifische Emissionen} . \quad (6)$$

Der Grad des Teillastbetriebs der drei Kraftwerkstypen wird somit ausschließlich durch die Höhe der Windstromeinspeisung und nicht durch die jeweilige Nachfrage bestimmt, so daß im Modell eine eindeutige abgrenzbare betriebswirtschaftliche Zuordnung der Kosten zu den damit verbundenen Emissionsvermeidungen gegeben ist.

3. Ergebnisse

3.1 Auswirkungen auf die Netzstabilität

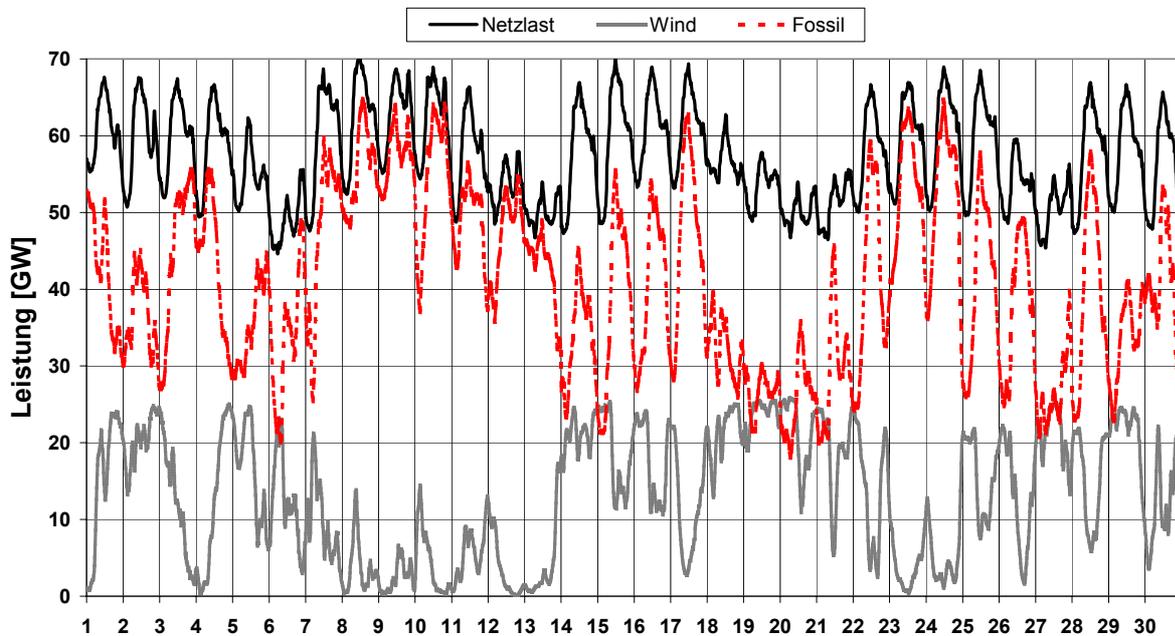
Das Europäische Drehstromverbundnetz ist so ausgelegt, daß der schlagartige Ausfall von 3000 MW automatisch mit der Primärreserve (Sekundenreserve) problemlos kompensiert wird und innerhalb von 15 Minuten nach einem solchen Störfall die Sekundärreserve (Minutenreserve) und später die manuelle Tertiär- oder Stundenreserve die ausgefallene Kraftwerksleistung ersetzt und die Ausfallsicherung wiederhergestellt ist. Für die Einhaltung dieser Standards sind seit der Liberalisierung die jeweiligen Netzbetreiber der Regelzonen verantwortlich, die keinen direkten Zugriff auf die Steuerung der Kraftwerke mehr haben. Daneben sorgen die Netzbetreiber entsprechend dem bekannten bzw. sehr gut prognostizierbaren zeitlichen Verlauf der alltäglichen Stromnachfrage durch langfristigen Einkauf von Kraftwerkskapazität für Ausgleich. Nach den Prognosen werden Fahrpläne für den Kraftwerkseinsatz erstellt. Die nicht prognostizierbaren Abweichungen werden mit kurzfristig eingekaufter Regelleistung ausgeglichen. Seitens der Befürworter der Einspeisung stochastisch fluktuierender Energie in das Verbundnetz wird vehement bestritten, daß zusätzlich fossil erzeugte Regel- und Reserveenergie in erheblichem Ausmaß notwendig ist, um jederzeit die Netzstabilität gewährleisten zu können. Es wird behauptet, daß auf der Basis von kurzfristigen Windprognosen (12 bis 24 h) mit 8% mittlerem Fehler (Meyer 2003) die konventionellen Kraftwerke windangebotsorientiert gefahren werden können, also Blackouts selbst bei Extremereignissen ausgeschlossen sind. Als Ergebnis der DENA-Studie (2005, Umwelt 4/2005) wird behauptet, ohne die geplanten Offshore-Windstromeinspeisungen in irgendeiner Weise realistisch modelliert zu haben, daß die hochvolatilen Einspeisungen problemlos in das Verbundnetz zu integrieren seien. Die Untersuchung einschließlich Modellierung unterblieb wegen zu hohem Aufwand (DEWI et al. 2005).

Unser Modell schließt diese Lücke. Es bietet die Möglichkeit, mit der hohen Auflösung von 5 Minuten die zu erwartenden Einspeisungsfluktuationen und die jeweils notwendige variable Reservekraftwerkskapazität für beliebige Zeitabschnitte anhand der in 15-minütigen Intervallen vorliegenden Netzlast zu bestimmen. Die sich daraus ergebenden jeweils auszugleichenden maximalen Kapazitätsänderungen für die vier Jahresperioden ohne Extremereignisse sind in Tab. 10 angegeben. Während ohne Windstrom die Laständerungen im 2-Stunden-Intervall maximal ± 10 bis ± 12 GW betragen, liegt sie mit Windstrom zwischen ± 19 und ± 25 GW, wobei allein die Windstromeinspeisung Hübe bis zu ± 19 GW aufweist (Tab. 10 und Abb. 4). Mit der Sekundärreserve des UCTE-Netzes sind diese Hübe nicht zu bewältigen (Ott et al. 2004).

Tabelle 10: Maximale Last- und Einspeiseänderungen der Kraftwerksparks durch Windstrom; Quellen: Netzbetreiber, eigene Berechnungen

Maximale Leistungsänderungen der Kraftwerksparks in MW								
	Fossile Kraftwerke				Windparks			
Periode	15 Min	30 Min	60 Min	120 Min	15 Min	30 Min	60 Min	120 Min
2000/01	5100	7800	14000	24800	4000	6600	11900	19600
2001/02	4600	7900	14500	23700	3400	6300	10600	16100
2002/03	4600	7500	12600	20700	3800	6000	11300	18800
2003/04	5100	7700	13500	21500	3700	6500	11600	18800
2000/01	-4700	-7000	-11900	-19500	-3100	-5300	-9600	-15300
2001/02	-4000	-7000	-11200	-19000	-4300	-5900	-10300	-16700
2002/03	-5700	-7200	-12700	-20900	-3800	-7000	-11600	-19200
2003/04	-4000	-7500	-13000	-21300	-3900	-6000	-10500	-18400

Abb. 4: April 2003: Netzlast und fossile Stromerzeugung bei Windstromeinspeisung



Die entsprechende Reserve muß deshalb als schnell aktivierbare Tertiärreserve vorgehalten werden, was entweder über entsprechend bereitstehende Gas- und Wasserturbinenkraftwerkskapazität oder in Teillast gefahrene Dampfkraftwerke geschehen kann. Um selten auftretende Ereignisse handelt es sich auch nicht (Tab. 11 und Abb. 12).

Tab. 11: Anzahl extremer Lastwechsel

	Anzahl 2-stündiger Laständerungen			
	Fossile Kraftwerke		Windparks	
	>15 GW	< -12 GW	> 10 GW	< -10 GW
2000/1	72	74	73	72
2001/2	147	146	122	126
2002/3	86	85	64	65
2003/4	93	97	56	56

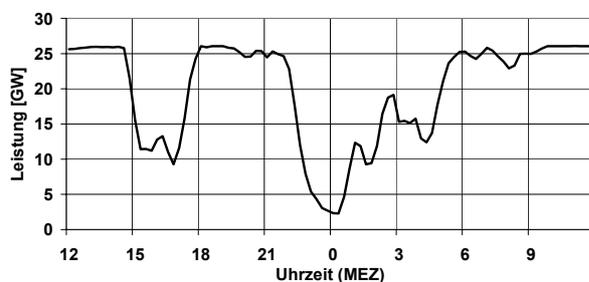
Tabelle 12: Durchzug Orkan 'Jeanette'

Notwendige konventionelle Reserveleistung durch 'Jeanette' in [GW]					
Intervall [min]	5	10	15	30	45
Positive	5,0	8,8	11,5	18,3	20,5
Negative	-4,4	-8,0	-11,1	-17,8	-21,0

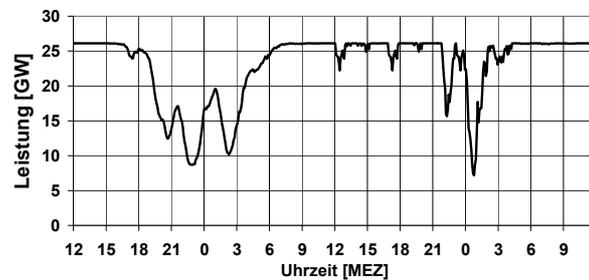
Mit den üblichen kurz- bis mittelfristigen (12 bis 72 h) numerischen Prognosen der Wetterdienste sind diese Ereignisse und die Windgeschwindigkeiten nicht sicher prognostizierbar (Kratzsch 2005). Dies gilt sowohl für die Höhe, als insbesondere für den Zeitpunkt.

Bereits ein Fehler hinsichtlich des Beginns der Laständerung von nur 60 Min verursacht bei den vom Modell errechneten Gradienten einen Regelenergiebedarf von 8 bis 10 GW. Dieser Fehlertyp tritt nach Ernst (2003) relativ häufig auf. Extremereignisse wie der Durchzug von Sturm- und Orkantiefs haben wegen der notwendigen Sturmabschaltungen noch höhere Gradienten zur Folge (vgl. Abb. 5, 6 und Tab. 12).

**Abb. 5: Orkantief "Jeanette" v. 27/28.02.2002
Simulierte Leistung Offshore**



**Abb. 6: Sturmtiefs vom 27.01.-29.01.2002
Simulierte Leistung Offshore**



Je nach Zugrichtung der Kaltfront und des Höhentroges weichen diese um $\pm 10\%$ von den Werten in Tab. 10 ab. Mit der derzeit automatisch vorgehaltenen Sekundärreserve von 7 bzw. -5,5 GW und einer Minutenreserve von 3370 MW (Hodurek 2005) wären die Leistungsschwankungen durch Sturmabschaltungen bereits nach den ersten 10 Minuten nicht mehr kompensierbar. Binnen 45 Minuten hätten 80% der installierten Windleistung ersetzt werden müssen. Rein rechnerisch ist eine Kompensation bei einer Lastwechselgeschwindigkeit von 4% der Nennleistung möglich, wenn die Kraftwerke synchron im Teillastbetrieb gefahren werden. Die hierfür notwendige Zentralisierung der Kraftwerkssteuerung in den vier Regelzonen einschließlich der bisher manuellen Aktivierung der Tertiärreserve und des Einkaufs von Reserveleistung dürfte jedoch gegen die Liberalisierungs- und Kartellbestimmungen der EU verstoßen. Aber nicht nur im Extremfall ist eine Zentralsteuerung notwendig, um kosten-trächtige Blackouts zu vermeiden.

Die Unterschiede zwischen den realen Onshore- und den modellierten Offshore-Einspeisungen in die EON-Regelzone vom 28.04. bis 04.05.2003 zeigen, daß binnen einer Woche ohne Stürme bei Offshore-Windstromnutzung 12 Hübe mit bis zu 19 GW/2h hätten kompensiert werden müssen, entgegen den 6 realen von 2 bis 4 GW über 2 und mehr Stunden (Abb. 7 und

8). Die bisherigen Erfahrungen mit der Windstromspeisung in das E.ON-Netz sind deshalb auf den Offshore-Fall nicht übertragbar. Die Ausgleichseffekte durch das große Gebiet der E.ON-Netzzone mit einer Breite von ca. 300 Km und Länge von ca. 800 Km und weit verteilten kleinen Windparks treten bei geclusterten Offshore-Windparks mit 500 bis 4000 MW Nennleistung in einem Areal von 160*110 Km nicht auf. Dies erfordert deshalb wesentlich präzisere Windfeldprognosen.

Abb. 7: Windstromspeisung in das E.ON-Netz
28.04. - 04.05.2003; Quelle: E.ON Netz GmbH 2004

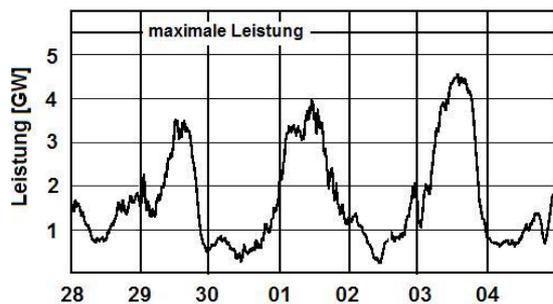
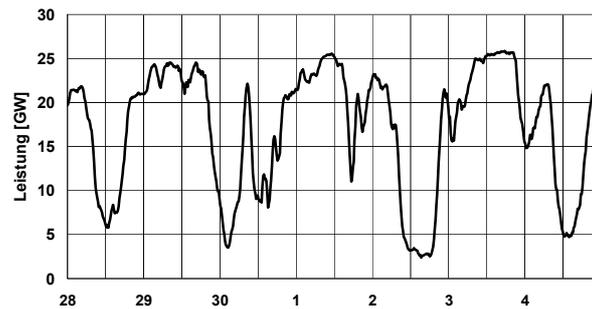


Abb. 8 : Offshore-Modell: Windstromleistung
28.04.2003 - 04.05.2003

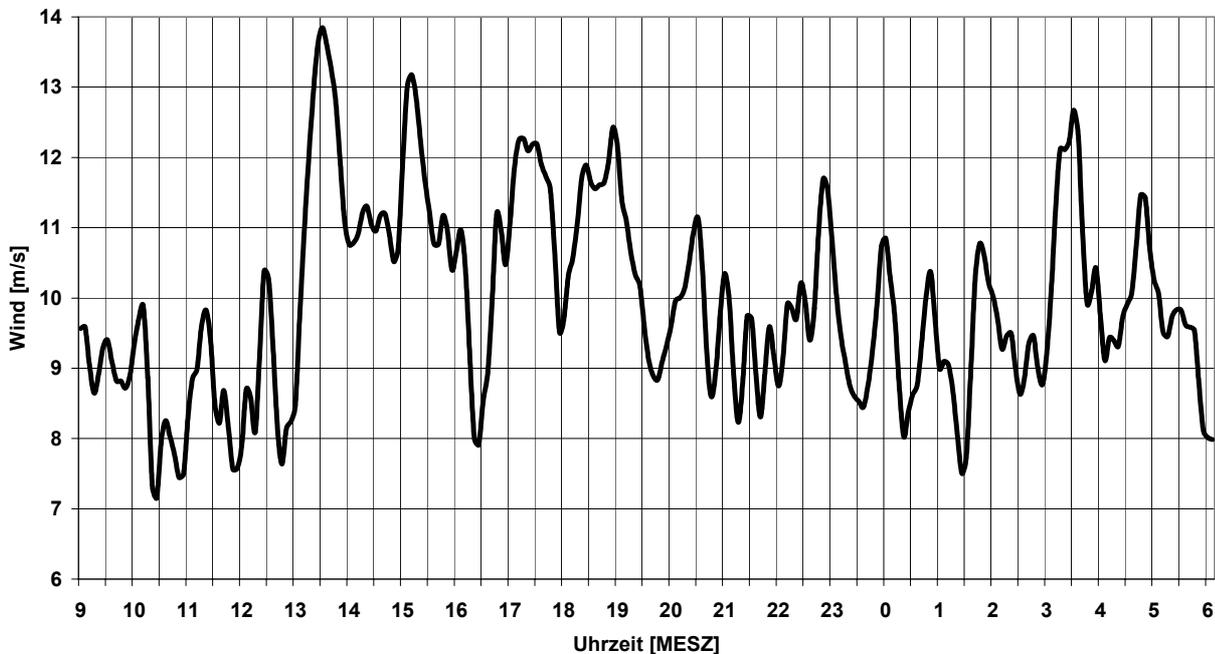


Auch die von Dany (2000) ermittelte Kraftwerksreserveleistung von 300 bis 600 MW pro GW installierte Windleistung ist für die Einbindung von Offshore-Windparks selbst bei einem minimalen Prognosefehler von 60 Minuten im Normalfall unter der Annahme der Vorhersage eines exakten Verlaufs der Windgeschwindigkeit zu niedrig. Nach unseren Modellrechnungen muß die Summe der Sekundär- und Tertiärreserve 90% der am Netz befindlichen bzw. prognostizierten Offshore-Leistung betragen, bei einem minimalem Anteil einer 15-minütigen Sekundärreserve von 12000 MW für prognostizierte Extremfälle. Ob und wie weit durch Verbesserung der physikalisch-dynamischen Regionalmodelle die Vorhersagen genauer werden können, kann derzeit nicht beurteilt werden. Zeitlich und horizontal hochaufgelöste Windprofilmessungen der Grenzschicht über der Nordsee, die zu einer Bestimmung bzw. Verbesserung der Prognosegüte genutzt werden könnten, existieren nicht. Hier besteht deshalb noch erheblicher Meß- und Forschungsbedarf.

Weiterer Forschungsbedarf besteht, denn die langjährigen Meßreihen am NDR-Sendemast zeigen zeitweilig halb- bis zweistündige stabile periodische Schwankungen mit Amplituden von bis zu 6 m/s (Abb. 9). Ähnliche Muster haben wir in den veröffentlichten Zeitreihen der dänischen Meßmasten gefunden. Die zeitliche Stabilität und räumliche Ausdehnung der verursachenden Turbulenzstrukturen ist nicht bekannt. In unserem Modell haben diese Periodizitäten durch die Clusterung der Windparks zu Kumulationseffekten der Schwankungen geführt, die 15 % der Nennleistung erreichten. Diese zur Zeit mit den numerischen Prognosemodellen nicht prognostizierbare konvektive Turbulenz erfordert eine zusätzliche Bereitstellung von automatisch abrufbarer Sekundärleistung. Auch hier besteht für eine sichere Beurtei-

lung des Phänomens, der Häufigkeit des Auftretens und der Höhe der notwendigen Regelleistung erheblicher Forschungsbedarf. Auf der Grundlage von punktuellen Messungen, wie z.B. FINO1, Hamburg oder die dänischen Stationen, sind das Phänomen und die Auswirkungen nicht sicher zu beurteilen und physikalisch-dynamisch zu modellieren.

Abb. 9: Periodische Windschwankungen am 05.06. - 06.06.2005: NDR 250 m



Da wir hier nur die geplanten Offshore-Kapazitäten modelliert haben, die selbst an Schwachlasttagen einen kompletten Teillastbetrieb des konventionellen Kraftwerksparks zulassen, sei darauf hingewiesen, daß bei zukünftig an Land installierten 20 bis 25 000 MW bei Starkwind zu Schwachlastzeiten mehr Windstrom erzeugt werden würde, als nachgefragt wird. Da ein Abschalten der konventionellen Kraftwerke aus Sicherheitsgründen ausscheidet, müssen entweder die Windmühlen gezielt abgeschaltet werden oder der Strom muß exportiert werden, was entsprechende Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer voraussetzt, die zur Zeit nicht gegeben sind. Zudem müßten die dortigen Netzbetreiber bereit sein, den Strom abzunehmen, mit der Folge eines Preisverfalls. In Dänemark hat sich dieses Risiko bereits verwirklicht (Jensen 2002). Ohne Verbund mit den Nachbarn ist das westdänische Netz bei der derzeitigen Kraftwerksstruktur nicht mehr stabil zu betreiben.

3.2 CO₂-Vermeidungskosten ohne Nutzung der Windenergie

Eine ausschließliche Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung könnte die CO₂-Emissionen des deutschen fossil befeuerten Kraftwerksparks um mehr als 60 % reduzieren. Wegen der politisch-strategischen Forderung, daß der komplette Ausfall eines Primärenergieträgers nicht zu einer Einschränkung der Stromversorgung führen darf, sind dem jedoch Grenzen gesetzt. Volks- und betriebswirtschaftlich ist es wegen der hohen Kapitalbindungskosten, insbesonde-

re bei der Braunkohle, nicht sinnvoll, nur eine Technologie extensiv auszubauen und zu nutzen und die beiden anderen eingemottet in Reserve zu halten. Die Ergebnisse der Modellrechnungen entsprechend der Szenarien in Abschnitt 2.4 (Tab. 9) sind in Tab. 13 dargestellt.

Tab. 13: Emissionen, Kosten und Minderungspotentiale der Szenarien

Szenario		1	2	3	4	5	6	1 - 2	1 - 3	1 - 4	6 - 5	
		CO ₂ - Emissionen [Mill. t]						CO ₂ -Minderung [Mill. t]				
Stand der Technik	Basis	500	395	360	405	394	444	104	140	95	50	
	Ersatz Atom+"Alt"	450	355	327	372	358	382	95	123	78	24	
	Technik 2000	387	306	284	318	308	345	81	102	68	36	
	Technik 2030	331	268	250	277	269	286	63	80	54	16	
			Spezifische Kosten [€/MWh]						Strompreiserhöhung [€/MWh]			
	Basis	37,4	43,6	43,8	42,4	42,5	41,0	6,2	6,4	5,0	1,5	
	Ersatz Atom+"Alt"	36,2	41,7	41,9	40,8	40,8	39,9	5,5	5,8	4,6	1,0	
	Technik 2000	34,5	39,5	39,6	38,5	38,7	37,4	4,9	5,1	4,0	1,2	
	Technik 2030	33,2	38,4	38,5	37,3	37,5	36,6	5,1	5,2	4,1	0,9	
			Gesamtkosten [Mrd. €]						Vermeidungskosten [€/t CO ₂]			
	Basis	19,1	22,4	22,5	21,7	21,8	21,0	30,9	23,7	27,1	15,7	
	Ersatz Atom+"Alt"	18,5	21,4	21,5	20,9	20,9	20,4	30,0	24,4	29,9	20,4	
Technik 2000	17,7	20,3	20,3	19,7	19,8	19,2	31,8	26,0	29,9	17,4		
Technik 2030	17,0	19,7	19,7	19,1	19,2	18,7	42,5	33,8	38,9	26,7		

Entsprechend dem prognostizierten technologischen Fortschritt mit Wirkungsgraden bis 60% bei GuD-Kraftwerken und 53 bis 55% bei Braun- bzw. Steinkohle durch Kohlevergasungstechniken ergibt sich theoretisch für Szenario 3 ein maximales jährliches Minderungspotential von 250 Mill. t CO₂. Die Vermeidungskosten durch die Verbesserung der Technik sind wegen unseres Status-Quo-Ansatzes und der Brennstoffkostensparnisse negativ. Je nach gewählter Zusammensetzung der genutzten Kraftwerkstechnologien ergeben sich zum jeweiligen Basis-szenario Vermeidungskosten von 24 bis 43 €/t CO₂ oder 4 bis 6 € Mehrkosten pro MWh.

Die Modellrechnungen zeigen, daß bereits durch Investitionen in die Erhöhung der Wirkungsgrade der fossilen Kraftwerkstechnik mit verfügbarer Technik bis zum Jahr 2020 ein maximales jährliches Minderungspotential von 113 Mill. t CO₂ bei negativen Vermeidungskosten nutzbar wäre. Ein vermehrter Einsatz von Erdgas könnte, bezogen auf das Basisszenario, ein zusätzliches jährliches Reduktionspotential von 100 Mill. t CO₂ erschließen. Mit der bereits heute verfügbaren Technik könnte bei vermehrter Nutzung von Erdgas insgesamt, bezogen auf das Kernenergieausstiegsszenario, ein Minderungspotential von 166 Mill. t erschlossen werden. Die Kosten von 23 bis 31 € pro vermiedene Tonne CO₂ bei Einsatz bereits verfügbarer Technik bedeuten eine Erhöhung der Herstellungskosten um 0,5 bis 0,64 Cent/kWh. Mit dem Einsatz der Kohlevergasungstechnik steigen die Vermeidungskosten auf mindestens 33 bis 43 €. Die CO₂-Emissionszertifikate müßten dann langfristig mindestens zu diesen Preisen gehandelt werden, damit die Elektrizitätsversorger ihre Kraftwerksparks auch entsprechend erneuern und einsetzen. Ob tatsächlich bei Einsatz der Kohlevergasungstechnik die Stromer-

zeugungskosten durch die Wirkungsgraderhöhungen sinken werden, kann derzeit nicht gesagt werden, weil die Herstellungs- und Betriebskosten für diese Kraftwerke zur Zeit noch nicht feststehen, denn mit den angegebenen Wirkungsgraden wird die Technik frühestens in 10 bis 15 Jahren zur Verfügung stehen. Das zusätzliche Minderungspotential durch diese Technik beträgt 34 bis 56 Mill. t pro Jahr. Bei entsprechender Vorbereitung der bereits jetzt neu zu errichtenden Kraftwerke könnten diese später kostengünstig mit der neuen Technik nachgerüstet werden.

3.3 CO₂-Vermeidungskosten mit Nutzung der Windenergie

In Abhängigkeit von der Wahl des Referenzszenarios ergeben sich für die Vermeidungskosten unterschiedliche Werte (Markewitz und Vögele 2004). Angesichts des technischen Fortschritts und der sonstigen sich im Zeitablauf ändernden technischen und ökonomischen Randbedingungen werden deshalb seriös nur Bandbreiten zu ermitteln sein. So sind die Vermeidungskosten bei der großmaßstäblichen Nutzung des offshore erzeugten Stroms neben der Struktur des fossilen Kraftwerksparks direkt abhängig von den Windgeschwindigkeiten, dem Parkwirkungsgrad, der technischen Verfügbarkeit der Anlagen und den Übertragungsverlusten. Für die Transportverluste setzen wir 6% einschließlich der internen Parkverkabelungsverluste bei Nutzung der HGÜ-Technik an (Sobek und Santjer 2001; Knies et al, 1999). Die mittleren Parkwirkungsgrade bis zur Nennleistungswindgeschwindigkeit von 14 m/s wurden auf 92% festgesetzt und steigen bis 16 m/s linear auf 100% an. Die Parkwirkungsgrade haben wir anhand der Produktionsdaten der Referenzwindparks in Schleswig-Holstein empirisch bestimmt. Hinsichtlich der technischen Verfügbarkeit gehen wir in Anlehnung an Sauer und Schedereit (2002) von 90% aus. Unsere Modellrechnungen ergeben dann im Mittel 3350 Netvolllaststunden für den Zeitraum Oktober 2000 bis September 2004 auf Basis der Enercon E-112 Leistungskennlinie (Tab. 14).

Tab. 14: Jahresnetvolllaststunden in der Nordsee v. 1.10.00 - 30.09.04

Beginn	01.10.00	01.10.01	01.10.02	01.10.03	Mittel
Ende	30.09.01	30.09.02	30.09.03	30.09.04	
Stunden	3360	3440	3130	3460	3350

Im Gegensatz zur Erzeugung von Windstrom an Land sind bei der Offshore-Nutzung andere technische Randbedingungen gegeben, die eine freie Wahl des Betriebs konventioneller Kraftwerke nicht erlauben. Wegen der großen Amplituden der Fluktuationen und den starken Gradienten ist mindestens 1/3 der Höchstlast durch GuD-Kraftwerke abzudecken (vgl. vorherigen Abschnitt). Die bereitzustellende Kapazität entsprechend der politisch-strategischen Kraftwerksparkzusammensetzung beträgt somit für GuD maximal 40%. Ein rational handelnder Kraftwerksbetreiber wird diesen Park kostenoptimal betreiben, um unter dem Zwang des EEG in einem liberalisierten europäischen Markt wettbewerbsfähig Strom anbieten zu kön-

nen. Dem entspräche in etwa Szenario 1 (Tab. 15). Szenario 3 oder 4 entsprechen einer CO₂-minimierenden Fahrweise und Nutzung. Damit ist aber das Zuordnungsproblem der realen Einsparung von Emissionen (EM) durch Windstrom nicht gelöst. Muß ein Elektrizitätsversorger, der seinen Park kostenoptimal nutzt, vermehrt GuD-Kraftwerke nutzen, um die Netzstabilität gewährleisten zu können, so dürfen die damit verbundenen Minderemissionen weder direkt noch indirekt der Windenergie zugeordnet werden. Als Referenzszenario zur Bestimmung der der Windenergie zurechenbaren vermiedenen Emissionen kann deshalb nur das emissionsoptimierte Szenario 4 herangezogen werden und nicht das kostenoptimierte Szenario 1 oder die Szenarien 2 und 3. Nur Szenario 4 ist eine Alternative zu Szenario 6, die von den Unternehmen allein wegen mangelnder Anreize aus Wettbewerbsgründen im liberalisierten europäischen Strommarkt nicht genutzt werden kann.

Die der Windenergie zuzurechnenden spezifischen Vermeidungskosten (SVMK) berechnen sich deshalb auf Basis der Vollkosten (GK) allgemein nach:

$$\text{SVMK} = (\text{EM}_F - \text{EM}_W) / (\text{GK}_W - \text{GK}_F) \quad (7)$$

oder speziell

$$\text{SMVK} = (\text{EM}_{F,\text{opt}} - \text{EM}_W) / (\text{GK}_W - \text{GK}_{F,\text{opt}}) = (\text{EM}_{\text{Sz4}} - \text{EM}_{\text{Sz6}}) / (\text{GK}_{\text{Sz6}} - \text{GK}_{\text{Sz4}}) \quad (8)$$

mit F = Fossil und W = Wind.

Tab. 15: Vergleich der CO₂-Minderungsstrategien ohne und mit Windstrom

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5	Szenario 6
Szenario		Ohne Wind	Ohne Wind	Ohne Wind	Ohne Wind	Mit Wind	Mit Wind
Grundlast [Anteil]		BK 42%	Gas 33,3%	BK 20%	Gas 40%	BK 33,3%	BK 20%
Mittel- und Spitzenlast [Anteile]		SK 42%	SK 33,3%	SK 40%	SK 40%	SK 33,3%	SK 40%
		Gas 16%	BK 33,3%	Gas 40%	BK 20%	Gas 33,3%	Gas 40%
Emissionen [Mill.t CO ₂]							
Stand der Technik	Basis	500	394	405	360	355	341
	Ersatz Atom+"Alt"	452	358	372	327	320	310
	Technik 2000	387	308	318	284	275	267
	Technik 2030	331	269	277	250	238	232
Spezifische Kosten [€/MWh]							
Stand der Technik	Basis	37,4	42,5	42,4	43,8	54,8	55,5
	Ersatz Atom+"Alt"	36,2	40,8	40,8	41,9	53,5	55,0
	Technik 2000	34,5	38,7	38,5	39,6	51,9	53,7
	Technik 2030	33,2	37,5	37,3	38,5	50,9	51,0
Gesamtkosten [Mrd. €]							
Stand der Technik	Basis	19,2	21,8	21,7	22,5	28,1	28,4
	Ersatz Atom+"Alt"	18,6	20,9	20,9	21,5	27,4	28,1
	Technik 2000	17,7	19,8	19,7	20,3	26,6	27,5
	Technik 2030	17,1	19,2	19,1	19,7	26,1	26,1

Der Vergleich von Szenario 5 mit 4 verdeutlicht die Wirkung der Wahl eines ungeeigneten Referenzszenarios, denn die technisch bedingte kostenoptimale Variante mit Windstrom wird mit der emissionsoptimalen verglichen und führt deshalb zu stark erhöhten Vermeidungskosten.

sten. Gleiches gilt für den Vergleich von Szenario 6 mit 1, welches zu zu niedrigen Kosten führt. Der Vergleich von Szenario 5 mit 2 zeigt den Fall, für den die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung limitiert ist. Dann sinken die Vermeidungskosten, denn die Offshore-Windenergie verdrängt technisch bedingt überwiegend teures emissionsarmes Erdgas. Die spezifischen Vermeidungskosten der Vergleiche sind in Tab. 16 angegeben.

Tab. 16: Vermiedene Emissionen und Kosten der Szenarien im Vergleich

Szenario ohne Windstrom		2	4	1	4
Szenario mit Windstrom		5	5	6	6
		Vermiedene CO ₂ -Emissionen [Mill. t]			
Stand der Technik	Basis	39	5	159	19
	Ersatz Atom+"Alt"	38	7	139	18
	Technik 2000	33	10	120	17
	Technik 2030	31	12	99	18
		Vermeidungskosten [€/t CO ₂]			
Stand der Technik	Basis	159	1043	58	318
	Ersatz Atom+"Alt"	172	809	68	396
	Technik 2000	203	654	82	420
	Technik 2030	222	520	92	346

Im Vergleich zum emissionsminimierend eingesetzten Kraftwerkspark ergibt sich durch die eingesetzte Offshore-Windenergie ein zusätzliches jährliches Einsparpotential von 18 Mill. t bei Kosten von fast 400 € pro Tonne vermiedenes CO₂ zum Atomausstiegszeitpunkt, welches mit einer zusätzlichen Gesamtinvestitionssumme von 62,5 Mrd. € bei jährlichen Mehraufwendungen von 6,6 Mrd. € erkaufte werden muß. Die Nutzung von offshore erzeugtem Windstrom ist somit im Vergleich zu den anderen Maßnahmen, extrem teuer und damit unwirtschaftlich.

Noch deutlicher wird dies, wenn zum Atomausstiegszeitpunkt die beiden Investitionsalternativen von je 62,5 Mrd. € betrachtet werden. Während bei gleicher Ausgangskonstellation (Ersatz Atom + "Alt") nach der Investition ohne Windstrom im nicht emissionsoptimierten Fall (Szenario 3) 318 Mill. t CO₂ emittiert werden, sind dies mit Windstrom (Szenario 6) nur 8 Mill. t CO₂ weniger, aber zu jährlichen Mehrkosten in Höhe von 8,4 Mrd. €, was einem Preis von 1050 € pro zusätzlich vermiedene t CO₂ entspricht. Beim Vergleich mit Szenario 4 ergibt sich dann eine Differenz von 29 Mill. t zum Nachteil der Windenergie bei Mehrkosten von 7,3 Mrd. €. Auch bei einem Übergang zur Kohlevergasungstechnik ändert sich an dieser grundlegenden Relation nichts. Der Bau von Windparks in der Nordsee zur Stromeinspeisung ist somit zur Zeit auch ökologisch mit dem Ziel der bestmöglichen Treibhausgasreduktion nicht vereinbar.

Anders als beispielsweise seitens Nitzschke (2003) behauptet und im EEG festgelegt wurde, wird die Windstromerzeugung in der Nordsee zudem bis zum Jahr 2020 die Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht erreichen. Selbst wenn im Jahr 2020 offshore Strom zu Kosten von 9,1

Cent/kWh erzeugt werden könnte, müßten sich bei konstanten Fixkosten die Importpreise für Erdgas und Steinkohle vervier- bis verfünffachen, damit der Break-even-Punkt überschritten wird. Selbst bei einem Windstrompreis von 6 Cent/kWh, wie im EEG festgelegt, wird der Break-even-Punkt erst bei verdreifachten Importpreisen nahezu erreicht. Keine der uns bekannten Studien geht für die nächsten 20 Jahre von solchen Preissteigerungen bei den für die Stromerzeugung genutzten Primärenergieträgern aus.

4. Zusammenfassung und Fazit

Mit unserem repräsentativen Windmodell haben wir für vier Jahre von Okt. 2000 bis 2004 die durch die geplanten Offshore-Windparks zu erwartenden Einspeisungsfluktuationen, die notwendige fossile Regelenergiebereitstellung und das Gefährdungspotential der Netzstabilität simuliert und bestimmt. Weiterhin haben wir mit der vom Windmodell errechneten viertelstündlichen Windstromeinspeisung und verschiedenen Modellkraftwerksparks die Emissionsminderungen einschließlich der damit verbundenen Kosten simuliert und berechnet.

Unsere Studie unterscheidet sich von allen anderen Studien entscheidend dadurch, daß erstmals langjährige zeitlich hochaufgelöste Windmessungen der Ekman-schicht bis 250m Höhe zur Bestimmung der Folgen und Kosten der geplanten Offshore-Windenergieeinspeisung genutzt wurden. Bisherige Studien nutzten nur dreistündliche bzw. stündliche Daten der Prandtl-schicht bis 20m Höhe. Die marginalen Defizite unseres Windmodells aufgrund der Einpunktmessung, der vereinfachenden Annahmen über die die Windfelder steuernde Höhenströmung und der Auswirkungen der unbekanntenen räumlichen Struktur der von uns beschriebenen konvektiven Turbulenz sind ohne umfangreiche vertikal, horizontal und zeitlich hochaufgelöste Meßkampagnen in der Nordsee nicht zu beheben.

Wir stellen fest, unter der Annahme von maximal 26 GW Windleistung (= 33 – 72 % der Netzlast) im Modellgebiet, daß die mit unserem Modell berechnete hohe Volatilität des Stromangebotes mit Schwankungen im Extremfall von bis zu ± 12 GW/15 min und im Normalfall von bis zu ± 5 GW/15 min von dem überwiegend betroffenen Regelzonenbetreiber allein nicht kompensiert werden kann, weil die Gesamthöhe die in der Regelzone zur Verfügung stehende Einspeisekapazität weit überschreiten. Nur im Verbund aller Regelzonenbetreiber und der Nachbarstaaten mit entsprechender Vorhaltung von schnell verfügbarer Regelenergie auf der Basis von Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerken kann die Netzstabilität gewährleistet werden. Dies hat zur Folge, daß die Offshore-Windenergie vornehmlich mit Erdgas erzeugten Strom verdrängt, im Gegensatz zu den Studien bzgl. der Onshore-Erzeugung (LUX et. al 1999; Klosaba und Ragwitz 2005) also nur begrenzt Stein- bzw. Braunkohlestrom. Die Verdrängung des Stroms der emissionsarmen GuD-Kraftwerke bei

gleichzeitiger Wirkungsgradreduktion führt zu einer Erhöhung der Vermeidungskosten pro Einheit Treibhausgas.

Die geplante Windstromerzeugung in Nord- und Ostsee zur Einspeisung in das europäische Drehstromnetz ist deshalb auf absehbare Zeit keine geeignete Option zur notwendigen optimalen Reduktion der Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zum vermehrten Erdgaseinsatz und einer vorgezogenen Kraftwerkserneuerung, die je nach Referenzszenario, -jahr und Technik zu Vermeidungskosten zwischen 15 und 42 €/t CO₂ führen, ist die Windstromnutzung ohne Netzausbaukosten mit Kosten zwischen 300 und 420 €/t CO₂ verbunden. Die Wirtschaftlichkeitsschwelle der Offshore-Windstromerzeugung wird erst bei einer Vervier- oder Verfünffachung der Preise der Primärenergieträger überschritten.

Dem jährlichen Nettoerduktionspotential durch den Windstrom von knapp 20 Mill. t CO₂ bei korrekter Zuordnung stehen Mindestinvestitionskosten von 62,5 Mrd. € und eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 12 €/MWh = 25 bis 33% gegenüber. Bei gleichem Investitionsvolumen weist eine Umrüstung des Kraftwerksparks auf den derzeitigen technischen Standard ein jährliches Nettominderungspotential von 43 bis 65 Mill. t CO₂ bei um 2,4 bis 2,9 €/MWh niedrigeren Gestehungskosten auf.

Insgesamt ergibt sich also, daß, neben der Gefährdung der Netzstabilität durch die stark fluktuierende Einspeisung von Windstrom, die Errichtung von Windparks zur Drehstromerzeugung derzeit ökonomisch nicht vertretbar ist, denn die Effizienzsteigerungsstrategie realisiert ein höheres Einsparpotential. Erst wenn alle technischen Optionen zur Effizienzsteigerung genutzt sind, werden Investitionen in Offshore-Windparks zur weiteren Emissionsreduktion ökonomisch sinnvoll und sind ökologisch nicht mehr suboptimal. Die politische Entscheidung zur massiven Subventionierung der Windenergie durch die Stromverbraucher über das EEG erweist sich deshalb als Sackgasse, die bereits jetzt wegen Fehlsteuerung notwendiger Investitionen in den fossilen Kraftwerkspark zu Wohlfahrtsverlusten führt und in der Zukunft wegen der ungenügenden Minderung der Treibhausgase weitere verursachen wird.

Referenzen

Brümmer, B., Hrsg.: Wettermast Hamburg.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hrsg.: Netzintegration der Windenergie technisch und kostengünstig möglich, in: Umwelt, 4, 2005.

Bühler, A.: Simulation eines Offshore Windparks in der Nordsee zur Versorgung einer Großstadt wie Hamburg, 1999. Universität Hamburg: <http://home.t-online.de/home/offshore-wind/html>, <http://home.t-online.de/home/offshore-wind/html>, Stand: 20.4.2004.

Creutzburg, D. and Flauger, J.: Richtungsstreit hat erst begonnen, in: Handelsblatt v. 19.1.2005.

Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachen, 2000.

Delene, J. G., Sheffield, J., Williams, K. A. et al: An Assessment of the Economics of Future Electric Power Generation Options and the Implications for Fusion—Revision 1, 2000. Internet: <http://www.ornl.gov/~webworks/cpr/v823/rpt/106760.pdf>, Stand: 14.3.2005.

Deutscher Bundestag, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Hrsg.: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung, Berlin, 2002.

DEWI, E.ON Netz, EWI et al: Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 - Kurzfassung, 2005. Internet: http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Aktuelles/Kurzfassung_dena-Netzstudie_Konsortium_deutsch.pdf, Stand: 15.3.2005.

Dohmen, F. und Hornik, F.: Die große Luftnummer, in: Der Spiegel, 14, 2004, S. 80 - 96.

Dohmen, F. und Sauga, M.: Milliardengrab Windenergie, in: Der Spiegel, 14, 2004, S. 82 - 84.

Doms, G., Steppeler, J. und Adrian, G.: Das Lokal-Modell LM, in: Promet 3/4, 27, 2002, S. 123 - 128.

Durstewitz, M., Hahn, B. und Hoppe-Kilpper, M.: Offshore-Windenergienutzung in der AWZ - Potentiale, Netzintegration, Stromgestehungskosten, 2001. Internet: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/Offshore-Windenergienutzung_in_der_AWZ.pdf, Stand: 5.4.2005.

EEG - Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, in: Bundesgesetzblatt Teil 1 v. 31.07.2004, S. 1918 – 1930, Bonn, 2004.

Eggersgluß, W.: Windenergie XIII - Praxisergebnisse 2000, in: Windenergie – Praxisergebnisse, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Land und Umwelttechnik, Hrsg., Rendsburg, 2001.

Eggersgluß, W.: Windenergie XIV - Praxisergebnisse 2001, in: Windenergie – Praxisergebnisse, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Land und Umwelttechnik, Hrsg., Rendsburg, 2002.

Eggersgluß, W.: Windenergie XV - Praxisergebnisse 2002, in: Windenergie – Praxisergebnisse, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Land und Umwelttechnik, Hrsg., Rendsburg, 2003.

Eggersgluß, W.: Windenergie XVI - Praxisergebnisse 2003, in: Windenergie - Praxisergebnisse, Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein, Land und Umwelttechnik, Hrsg., Rendsburg, 2004.

E.ON Energie AG, Hrsg.: Netzeinspeisung EON, 2005. Internet: http://www.eon-netz.com/frameset_german/net/net_netzkennzahlen/net_net_overview.jsp, Stand: 20.1.2005.

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Hrsg.: Netzkennzahlen Netzeinspeisung, 2005. Internet: <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/netzeinspeisung/index.jsp>, <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/netzeinspeisung/index.jsp>, Stand: 20.1.2005.

Ernst, B.: Windleistungsprognosemodell zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung, 2003. Internet: http://opus.uni-kassel.de/opus/volltexte/2003/82/pdf/dis2928_16.pdf, Stand: 20.7.2004.

Geldern, W. v.: 2002. Internet: <http://www.renorga.de/Offshore/WVW020626.html>, Stand: 20.1.2005.

Häusler, M.: Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in: Knies, G., Czisch, G. und Brauch, H. G., Hrsg.: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, Mosbach, 1999.

Hirschhausen, C. v. und Jeske, T.: Offshore Windenergie: Studie zur Rentabilität von Offshore-Windparks in der Deutschen Nord- und Ostsee, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 1, [29], S. 3 - 11. 2005.

Hodurek, C.: Regelenergie. Persönliche Mitteilung v. 4.3.2005.

Jensen, J. K.: Integrating CHP and Wind Power - how western Denmark is leading the way, in: Cogeneration and On-Site Power Production 6, 3, 2002.

Jeske, T.: Kosten der Offshore-Windkraftanlagen. Persönliche Mitteilung v. 22.4.2005.

Klinger, F., Balzert, S., Brestrich, M. et al.: Größer, schwerer, teurer, in: Erneuerbare Energien 9, 2003, S. 48 - 56.

Knies G., Czisch, G., Brauch, H. G. (Hrsg.): Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, Mosbach, 1999.

Kratzsch, T., Zukünftige Prognosequalität des LM des DWD. Persönliche Mitteilung v. 30.05.2005.

Lange, B.: Modelling the Marine Boundary Layer for Offshore Wind Power Utilisation, Oldenburg, 2002.

Lange, I.: Eine Grenzschichtklimatologie für Hamburg aus Daten der meteorologischen Messanlage am NDR-Sendemast in Billwerder, in: Meteorologisches Institut der Universität Hamburg, Hrsg.: Diplom-Arbeiten, Hamburg, 2001.

Lechtenböhrer, S., Kristof, K. und Irrek, W.: Braunkohle - ein subventionsfreier Energieträger, 2004. Internet: <http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2798.pdf>, Stand: 20.1.2005.

Leonhard, W. und Müller, K.: Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken - wo sind die Grenzen?, in: ew-Elektrizitätswirtschaft 101, 21, S. 30 - 37. 2002.

Luthardt, H.: Analyse der wassernahen Druck- und Windfelder über der Nordsee aus Routinebeobachtungen, in: Geophysikalische Institute der Universität Hamburg, Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hrsg.: Hamburger Geophysikalische Einzelschriften, Reihe A, Band 83, Hamburg, 1987.

Markewitz, P. und Vögele, S.: Technikspezifische CO₂-Vermeidungskosten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9, 54, 2004, S. 601 - 605.

Meier, H.-J.: Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen - Kurzbericht, 2003. Internet: http://www.vgb-power.de/data/vgborg_/News/Konzeptstudie.pdf, Stand: 18.12.2004.

Meyer, F.: Leistungsprognose für Windenergieanlagen, 2003. Internet: http://www.bine.info/pdf/publikation/bi1403internetx_01.pdf, Stand: 20.3.2005.

Milles, U.: Multimegawatt-Anlagen, 2004. Internet: <http://www.bine.info/pdf/publikation/bi1004internetx.pdf>, Stand: 5.4.2005.

Molly, J. P.: Technische Entwicklungstrends der Windturbinen, in: DEWI Magazin, 20, 2002, S. 52 - 59.

Molly, J.-P.: Windenergie: Theorie-Anwendung-Messung, 2. Aufl., Karlsruhe, 1990.

Newald: Fast start-up CC 1S.V94.3A. Internet: <http://www.powergeneration.siemens.com>, Stand: 20.10.2004.

Nitzschke, M.: Das EEG als Kostensenkungsgesetz, 2003. Internet: http://www.eeg-aktuell.de/ezfilemanager/downloadtemp/BEE_Kosten.pdf, Stand: 20.5.2005.

Oldeland, I.: Eine Windstatistik für die unteren 250 Meter der planetarischen Grenzschicht über Hamburg und Fallstudien extremer Windereignisse, in: Meteorologisches Institut der Universität Hamburg, Hrsg.: Diplom-Arbeiten, Hamburg, 1998.

Ostfriesische Nachrichten, Hrsg.: Hooksiel: Enercon stoppt Bau der E-112 vor Hooksiel, 2005. Internet: http://www.ostfriesische-nachrichten.de/neu/index_volltext.asp?ID=13440, Stand: 29.4.2005.

Ott, W., Baur, M., Fritz, W. et al: Bundesamt für Energie: Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark, 2004. Internet: <http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/politikundrecht/energiepolitik/ewg/8.pdf>, Stand: 14.5.2005.

Rehfeldt, K., Gerdes, G. J. und Schreiber, M.: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz - Teil 1. Internet: http://www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/studien/pdf/bmu_ausbau_1.pdf, Stand: 14.8.2004.

Riedel, V., Durante, F., Neumann, T. et al.: Das erste Messjahr auf der FINO1-Plattform in der Nordsee - Auswertung und Analyse des Windprofils und Abschätzung des statistischen Langzeitmittels, in: DEWI Magazin 26, 2005, S. 37 - 48.

Risø National Laboratory, Windenergy Department, Hrsg.: Meteorological Station Rødsand, 2004. Internet: <http://www.risoe.dk/vea-data/data/SEASdata/Roedsand.htm>, Stand: 20.11.2004.

Rosenkranz, J.: Teillastwirkungsgrade - Dampfkraftwerke. Persönliche Mitteilung v. 27.1.2005.

RWE Transportnetz Strom GmbH, Hrsg.: Netzeinspeisung RWE. Internet: <http://www.rwe-transportnetzstrom.com/generator.aspx/netznutzung/netzdaten/netzkennzahlen/language=de/id=75454/netzkennzahlen-page.html>, Stand: 20.1.2005.

Sauer, G. W. und Schedereit, L.: Offshore-Windenergie - eine Investitionsfalle ?, in: Immissionsschutz 2, 2002, S. 61 - 64.2002.

Schäfer, P.: IPEX-Kreditzinsen. Persönliche Mitteilung v. 2.5.2005.

Schiffer, H.-W. und Maaßen, U.: Braunkohle - Ein Industriezweig stellt sich vor, 1999. Internet: <http://www.energedialog2000.de/industri.pdf>, Stand: 14.4.2005.

Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken, Berlin, 1998.

Sobek, L.-H. und Santjer, F.: Lastflussanalyse für Offshore-Windparks mit HGÜ-Netzanbindung, in: DEWI Magazin, 18, 2001, S. 6 - 14.

Summerer, L.: Space and Terrestrial Solar Power Sources for large-scale Hydrogen Production - a Comparison, 2003. Internet: <http://www.esa.int/gsp/ACT/doc/ACT-RPR-2200-LS-0405-Hyforum%20SPS%20Europ%20Asia%20Energy.pdf>, Stand: 1.6.2005.

Vattenfall Europe Transmission, Hrsg.: Netzeinspeisung Vattenfall. Internet: <http://transmission.vattenfall.de/index.asp>, Stand: 20.1.2005.

Verband der Netzbetreiber e.V., Hrsg.: Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe - Winter 2004/2005, working day, peak hours. Internet: http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/NTC/NTC-winter2004_2005.pdf, Stand: 20.2.2005.

Vestas Wind Systems A/S, Hrsg.: Internet: <http://www.vestas.de>, Stand 20.02.2005.

Walmsley, J. L., Barthelmie, R. J., Burrows, W. R.: The Statistical Prediction of Offshore Winds from Land-Based Data for Wind-Energy Applications, in: Boundary-Layer Meteorology 101, S. 409 - 433.

Weinberger, M.: Product Manual CC 1 S.V94.3A, 2003.

Witte, W.: Aurich: Offshore rechnet sich nicht - Enercon-Chef Aloys Wobben skeptisch, in: Ostfriesische Nachrichten, Hrsg.: http://www.ostfriesische-nachrichten.de/neu/index_volltext.asp?ID=13353, Stand: 27.4.2005.

Working Papers

Research Unit Sustainability and Global Change

Hamburg University and Centre for Marine and Atmospheric Science

- Heinzow, T., R.S.J. Tol and B. Brümmer (2005), *Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee - eine ökonomische und ökologische Sackgasse?* **FNU-85** (submitted)
- Röckmann, C., U.A. Schneider, M.A. St.John, and R.S.J. Tol (2005), *Rebuilding the Eastern Baltic cod stock under environmental change - a preliminary approach using stock, environmental, and management constraints*, **FNU-84** (submitted)
- Tol, R.S.J. and G.W. Yohe (2005), *Infinite uncertainty, forgotten feedbacks, and cost-benefit analysis of climate policy*, **FNU-83** (submitted)
- Osmani, D. and R.S.J. Tol (2005), *The case of two self-enforcing international agreements for environmental protection*, **FNU-82** (submitted)
- Schneider, U.A. and Bruce A. McCarl, (2005), *Appraising Agricultural Greenhouse Gas Mitigation Potentials: Effects of Alternative Assumptions*, **FNU-81** (submitted)
- Zandersen, M., M. Termansen, and F.S. Jensen, (2005), *Valuing new forest sites over time: the case of afforestation and recreation in Denmark*, **FNU-80** (submitted)
- Guillerminet, M.-L. and R.S.J. Tol (2005), *Decision making under catastrophic risk and learning: the case of the possible collapse of the West Antarctic Ice Sheet*, **FNU-79** (submitted)
- Nicholls, R.J., R.S.J. Tol and A.T. Vafeidis (2005), *Global estimates of the impact of a collapse of the West Antarctic Ice Sheet: An application of FUND*, **FNU-78** (submitted)
- Lonsdale, K., T.E. Downing, R.J. Nicholls, D. Parker, A.T. Vafeidis, R. Dawson and J.W. Hall (2005), *Plausible responses to the threat of rapid sea-level rise for the Thames Estuary*, **FNU-77** (submitted)
- Poumadère, M., C. Mays, G. Pfeifle with A.T. Vafeidis (2005), *Worst Case Scenario and Stakeholder Group Decision: A 5-6 Meter Sea Level Rise in the Rhone Delta, France*, **FNU-76** (submitted)
- Olsthoorn, A.A., P.E. van der Werff, L.M. Bouwer and D. Huitema (2005), *Neo-Atlantis: Dutch Responses to Five Meter Sea Level Rise*, **FNU-75** (submitted)
- Toth, F.L. and E. Hizsnyik (2005), *Managing the inconceivable: Participatory assessments of impacts and responses to extreme climate change*, **FNU-74** (submitted)
- Kasperson, R.E. M.T. Bohn and R. Goble (2005), *Assessing the risks of a future rapid large sea level rise: A review*, **FNU-73** (submitted)
- Schleupner, C. (2005), *Evaluation of coastal squeeze and beach reduction and its consequences for the Caribbean island Martinique*, **FNU-72**
- Schleupner, C. (2005), *Spatial Analysis As Tool for Sensitivity Assessment of Sea Level Rise Impacts on Martinique*, **FNU-71**
- Sesabo, J.K. and R.S.J. Tol (2005), *Factor affecting Income Strategies among households in Tanzanian Coastal Villages: Implication for Development-Conservation Initiatives*, **FNU-70** (submitted)
- Fisher, B.S., G. Jakeman, H.M. Pant, M. Schwoon. and R.S.J. Tol (2005), *CHIMP: A Simple Population Model for Use in Integrated Assessment of Global Environmental Change*, **FNU-69** (submitted)
- Rehdanz, K. and R.S.J. Tol (2005), *A No Cap But Trade Proposal for Greenhouse Gas Emission Reduction Targets for Brazil, China and India*, **FNU-68** (submitted)
- Zhou, Y. and R.S.J. Tol (2005), *Water Use in China's Domestic, Industrial and Agricultural Sectors: An Empirical Analysis*, **FNU-67** (submitted)
- Rehdanz, K. (2005), *Determinants of residential space heating demand in Germany*, **FNU-66** (submitted)
- Ronneberger, K., R.S.J. Tol and U.A. Schneider (2005), *KLUM: A simple model of global agricultural land use as a coupling tool of economy and vegetation*, **FNU-65** (submitted)
- Tol, R.S.J. (2005), *The Benefits of Greenhouse Gas Emission Reduction: An Application of FUND*, **FNU-64** (submitted)
- Röckmann, C., M.A. St.John, F.W. Köster, F.W. and R.S.J. Tol (2005), *Testing the implications of a marine reserve on the population dynamics of Eastern Baltic cod under varying environmental conditions*, **FNU-63** (submitted)
- Letsoalo, A., J. Blignaut, T. de Wet, M. de Wit, S. Hess, R.S.J. Tol and J. van Heerden (2005), *Triple Dividends of Water Consumption Charges in South Africa*, **FNU-62** (submitted)

- Zandersen, M., Termansen, M., Jensen, F.S. (2005), *Benefit Transfer over Time of Ecosystem Values: the Case of Forest Recreation*, **FNU-61** (submitted)
- Rehdanz, K., Jung, M., Tol, R.S.J. and Wetzel, P. (2005), *Ocean Carbon Sinks and International Climate Policy*, **FNU-60** (forthcoming, *Energy Policy*)
- Schwoon, M. (2005), *Simulating The Adoption of Fuel Cell Vehicles*, **FNU-59** (submitted)
- Bigano, A., J.M. Hamilton and R.S.J. Tol (2005), *The Impact of Climate Change on Domestic and International Tourism: A Simulation Study*, **FNU-58** (forthcoming, *Climate Research*)
- Bosello, F., R. Roson and R.S.J. Tol (2004), *Economy-wide estimates of the implications of climate change: Human health*, **FNU-57** (forthcoming, *Ecological Economics*)
- Hamilton, J.M. and M.A. Lau (2004) *The role of climate information in tourist destination choice decision-making*, **FNU-56** (forthcoming, Gössling, S. and C.M. Hall (eds.), *Tourism and Global Environmental Change*. London: Routledge)
- Bigano, A., J.M. Hamilton and R.S.J. Tol (2004), *The impact of climate on holiday destination choice*, **FNU-55** (forthcoming, *Climatic Change*)
- Bigano, A., J.M. Hamilton, M. Lau, R.S.J. Tol and Y. Zhou (2004), *A global database of domestic and international tourist numbers at national and subnational level*, **FNU-54** (submitted)
- Susandi, A. and R.S.J. Tol (2004), *Impact of international emission reduction on energy and forestry sector of Indonesia*, **FNU-53** (submitted)
- Hamilton, J.M. and R.S.J. Tol (2004), *The Impact of Climate Change on Tourism and Recreation*, **FNU-52** (forthcoming, Schlesinger et al. (eds.), Cambridge University Press)
- Schneider, U.A. (2004), *Land Use Decision Modelling with Soil Status Dependent Emission Rates*, **FNU-51** (submitted)
- Link, P.M., U.A. Schneider and R.S.J. Tol (2004), *Economic impacts of changes in fish population dynamics: the role of the fishermen's harvesting strategies*, **FNU-50** (submitted)
- Berritella, M., A. Bigano, R. Roson and R.S.J. Tol (2004), *A General Equilibrium Analysis of Climate Change Impacts on Tourism*, **FNU-49** (forthcoming, *Tourism Management*)
- Tol, R.S.J. (2004), *The Double Trade-Off between Adaptation and Mitigation for Sea Level Rise: An Application of FUND*, **FNU-48** (submitted, *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*)
- Erdil, Erkan and Yetkiner, I. Hakan (2004), *A Panel Data Approach for Income-Health Causality*, **FNU-47**
- Tol, R.S.J. (2004), *Multi-Gas Emission Reduction for Climate Change Policy: An Application of FUND*, **FNU-46** (forthcoming, *Energy Journal*)
- Tol, R.S.J. (2004), *Exchange Rates and Climate Change: An Application of FUND*, **FNU-45** (forthcoming, *Climatic Change*)
- Gaitan, B., Tol, R.S.J. and Yetkiner, I. Hakan (2004), *The Hotelling's Rule Revisited in a Dynamic General Equilibrium Model*, **FNU-44** (submitted)
- Rehdanz, K. and Tol, R.S.J. (2004), *On Multi-Period Allocation of Tradable Emission Permits*, **FNU-43** (submitted)
- Link, P.M. and Tol, R.S.J. (2004), *Possible Economic Impacts of a Shutdown of the Thermohaline Circulation: An Application of FUND*, **FNU-42** (*Portuguese Economic Journal*, **3**, 99-114)
- Zhou, Y. and Tol, R.S.J. (2004), *Evaluating the costs of desalination and water transport*, **FNU-41** (*Water Resources Research*, **41** (3), W03003)
- Lau, M. (2004), *Küstenzonenmanagement in der Volksrepublik China und Anpassungsstrategien an den Meeresspiegelanstieg*, **FNU-40** (submitted, *Coastline Reports*)
- Rehdanz, K. and Maddison, D. (2004), *The Amenity Value of Climate to German Households*, **FNU-39** (submitted)
- Bosello, F., Lazzarin, M., Roson, R. and Tol, R.S.J. (2004), *Economy-wide Estimates of the Implications of Climate Change: Sea Level Rise*, **FNU-38** (submitted, *Environmental and Resource Economics*)
- Schwoon, M. and Tol, R.S.J. (2004), *Optimal CO₂-abatement with socio-economic inertia and induced technological change*, **FNU-37** (submitted, *Energy Journal*)

- Hamilton, J.M., Maddison, D.J. and Tol, R.S.J. (2004), *The Effects of Climate Change on International Tourism*, **FNU-36** (forthcoming, *Climate Research*)
- Hansen, O. and R.S.J. Tol (2003), *A Refined Inglehart Index of Materialism and Postmaterialism*, **FNU-35** (submitted)
- Heinzow, T. and R.S.J. Tol (2003), *Prediction of Crop Yields across four Climate Zones in Germany: An Artificial Neural Network Approach*, **FNU-34** (submitted, *Climate Research*)
- Tol, R.S.J. (2003), *Adaptation and Mitigation: Trade-offs in Substance and Methods*, **FNU-33** (forthcoming, *Environmental Science and Policy*)
- Tol, R.S.J. and T. Heinzow (2003), *Estimates of the External and Sustainability Costs of Climate Change*, **FNU-32** (submitted)
- Hamilton, J.M., Maddison, D.J. and Tol, R.S.J. (2003), *Climate change and international tourism: a simulation study*, **FNU-31** (*Global Environmental Change*, **15** (3), 253-266)
- Link, P.M. and R.S.J. Tol (2003), *Economic impacts of changes in population dynamics of fish on the fisheries in the Barents Sea*, **FNU-30** (submitted)
- Link, P.M. (2003), *Auswirkungen populationsdynamischer Veränderungen in Fischbeständen auf die Fischereiwirtschaft in der Barentssee*, **FNU-29** (*Essener Geographische Arbeiten*, **35**, 179-202)
- Lau, M. (2003), *Coastal Zone Management in the People's Republic of China – An Assessment of Structural Impacts on Decision-making Processes*, **FNU-28** (submitted)
- Lau, M. (2003), *Coastal Zone Management in the People's Republic of China – A Unique Approach?*, **FNU-27** (*China Environment Series*, Issue 6, pp. 120-124; <http://www.wilsoncenter.org/topics/pubs/7-commentaries.pdf>)
- Roson, R. and R.S.J. Tol (2003), *An Integrated Assessment Model of Economy-Energy-Climate – The Model Wiagem: A Comment*, **FNU-26** (forthcoming, *Integrated Assessment*)
- Yetkiner, I.H. (2003), *Is There An Indispensable Role For Government During Recovery From An Earthquake? A Theoretical Elaboration*, **FNU-25**
- Yetkiner, I.H. (2003), *A Short Note On The Solution Procedure Of Barro And Sala-i-Martin for Restoring Constancy Conditions*, **FNU-24**
- Schneider, U.A. and B.A. McCarl (2003), *Measuring Abatement Potentials When Multiple Change is Present: The Case of Greenhouse Gas Mitigation in U.S. Agriculture and Forestry*, **FNU-23** (submitted)
- Zhou, Y. and Tol, R.S.J. (2003), *The Implications of Desalination to Water Resources in China - an Economic Perspective*, **FNU-22** (*Desalination*, **163** (4), 225-240)
- Yetkiner, I.H., de Vaal, A., and van Zon, A. (2003), *The Cyclical Advancement of Drastic Technologies*, **FNU-21**
- Rehdanz, K. and Maddison, D. (2003) *Climate and Happiness*, **FNU-20** (*Ecological Economics*, **52** 111-125)
- Tol, R.S.J., (2003), *The Marginal Costs of Carbon Dioxide Emissions: An Assessment of the Uncertainties*, **FNU-19** (*Energy Policy*, **33** (16), 2064-2074).
- Lee, H.C., B.A. McCarl, U.A. Schneider, and C.C. Chen (2003), *Leakage and Comparative Advantage Implications of Agricultural Participation in Greenhouse Gas Emission Mitigation*, **FNU-18** (submitted).
- Schneider, U.A. and B.A. McCarl (2003), *Implications of a Carbon Based Energy Tax for U.S. Agriculture*, **FNU-17** (submitted).
- Tol, R.S.J. (2002), *Climate, Development, and Malaria: An Application of FUND*, **FNU-16** (forthcoming, *Climatic Change*).
- Hamilton, J.M. (2003), *Climate and the Destination Choice of German Tourists*, **FNU-15** (revised and submitted).
- Tol, R.S.J. (2002), *Technology Protocols for Climate Change: An Application of FUND*, **FNU-14** (*Climate Policy*, **4**, 269-287).
- Rehdanz, K. (2002), *Hedonic Pricing of Climate Change Impacts to Households in Great Britain*, **FNU-13** (forthcoming, *Climatic Change*).
- Tol, R.S.J. (2002), *Emission Abatement Versus Development As Strategies To Reduce Vulnerability To Climate Change: An Application Of FUND*, **FNU-12** (forthcoming, *Environment and Development Economics*).
- Rehdanz, K. and Tol, R.S.J. (2002), *On National and International Trade in Greenhouse Gas Emission Permits*, **FNU-11** (forthcoming, *Ecological Economics*).
- Fankhauser, S. and Tol, R.S.J. (2001), *On Climate Change and Growth*, **FNU-10** (*Resource and Energy Economics*, **27**, 1-17).

- Tol, R.S.J. and Verheyen, R. (2001), *Liability and Compensation for Climate Change Damages – A Legal and Economic Assessment*, **FNU-9** (*Energy Policy*, **32** (9), 1109-1130).
- Yohe, G. and R.S.J. Tol (2001), *Indicators for Social and Economic Coping Capacity – Moving Toward a Working Definition of Adaptive Capacity*, **FNU-8** (*Global Environmental Change*, **12** (1), 25-40).
- Kemfert, C., W. Lise and R.S.J. Tol (2001), *Games of Climate Change with International Trade*, **FNU-7** (*Environmental and Resource Economics*, **28**, 209-232).
- Tol, R.S.J., W. Lise, B. Morel and B.C.C. van der Zwaan (2001), *Technology Development and Diffusion and Incentives to Abate Greenhouse Gas Emissions*, **FNU-6** (submitted).
- Kemfert, C. and R.S.J. Tol (2001), *Equity, International Trade and Climate Policy*, **FNU-5** (*International Environmental Agreements*, **2**, 23-48).
- Tol, R.S.J., Downing T.E., Fankhauser S., Richels R.G. and Smith J.B. (2001), *Progress in Estimating the Marginal Costs of Greenhouse Gas Emissions*, **FNU-4**. (*Pollution Atmosphérique – Numéro Spécial: Combien Vaut l’Air Propre?*, 155-179).
- Tol, R.S.J. (2000), *How Large is the Uncertainty about Climate Change?*, **FNU-3** (*Climatic Change*, **56** (3), 265-289).
- Tol, R.S.J., S. Fankhauser, R.G. Richels and J.B. Smith (2000), *How Much Damage Will Climate Change Do? Recent Estimates*, **FNU-2** (*World Economics*, **1** (4), 179-206).
- Lise, W. and R.S.J. Tol (2000), *Impact of Climate on Tourism Demand*, **FNU-1** (*Climatic Change*, **55** (4), 429-449).