



**Untersuchung der wirtschaftlichen und
energiewirtschaftlichen Effekte
von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee
auf das Land Niedersachsen**

Im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministeriums

Niedersächsische Energie-Agentur GmbH

in Zusammenarbeit mit

Deutsches Windenergie-Institut GmbH

Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.

Projekt-Nr. 2930

Hannover, 14.06.2001

Inhaltsverzeichnis

1. Aufgabenstellung	3
1.1 Ausgangssituation	3
1.2 Vorgehensweise	5
2. Technisches Ausbaupotential für die Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee	6
2.1 Prognose der Windenergienutzung in Deutschland bis 2005	6
2.2 Szenario zur Darstellung des Potentials der Offshore-Windenergienutzung	9
2.3 Prognose der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2030	12
3. Offshore-Windenergietechnologie	14
3.1. Grundlegende Überlegungen zur Technik der Offshore Windenergieanlagen	14
3.2. Offshorespezifische WEA-Konstruktion	15
3.2.1. <i>Rotordrehzahl und Blattspitzengeschwindigkeit</i>	15
3.2.2. <i>Betrieb mit variabler Rotordrehzahl</i>	16
3.2.3. <i>Anzahl der Rotorblätter</i>	16
3.2.4. <i>Nabenhöhen</i>	16
3.2.5. <i>Schutz der WEA und ihrer Komponenten gegen marine Umwelteinflüsse</i>	16
3.2.6. <i>Anordnung des Transformators und der Netzschaltanlage</i>	17
3.2.7. <i>Onboard-Hebezeuge</i>	17
3.2.8. <i>Landungsplattformen für Boote und Helikopter</i>	18
3.2.9. <i>WEA - Betriebsführungssystem</i>	18
3.2.10. <i>Notenergieversorgung</i>	18
3.3. Gründungstechniken	19
3.3.1. <i>Gewichtsfundament</i>	19
3.3.2. <i>Einpfahlgründung (Monopile)</i>	21
3.3.3. <i>Tripod</i>	23
4. Netzanbindung von Offshore-Windparks	24
4.1. Das interne elektrische Netz des Windparks	25
4.2. Elektrische Verbindung vom Windpark zum Verbundnetz	26
4.2.1 <i>Drehstromübertragung</i>	27
4.2.2 <i>Hochspannungs-Gleichstromübertragung</i>	28
4.3 Die Verknüpfung mit dem Verbundnetz	29
4.4 Einfluß der Offshore-Windenergieproduktion auf das Elektrizitätsversorgungsnetz in Deutschland	31
4.5 Netztechnische Einbindung	32
4.6 Ausblick	34
5. Offshorespezifische Windparkauslegung	35
6. Betrieb und Wartung von Offshore Windparks	35
7. Auswahl einer wahrscheinlichen technischen Konzeption	36

8.	Bestimmung der Investitionsvolumina und des wirtschaftlichen Ausbaupotentials	37
8.1.	Wirtschaftliche Betrachtung der Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee	37
8.2.	Ökonomische Randbedingungen der Offshore-Windenergienutzung	37
8.3.	Prognostizierte Stromerzeugungskosten im Offshore-Bereich	40
	8.3.1. Stromerzeugungskosten nach heutigen ökonomischen Randbedingungen.....	40
	8.3.2. Stromerzeugungskosten bei prognostizierter Kostendegression bis 2020	42
8.4.	Wirtschaftlich erschließbares Potential der Offshore-Windenergienutzung	43
8.5.	Investitionsvolumina der Offshore-Windenergienutzung	45
9.	Klimarelevante Auswirkungen	47
10.	Auswirkung von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks auf die deutsche und die niedersächsische Wirtschaft	49
10.1	Vorbemerkungen.....	49
10.2	Mögliche Grenzen der ökonomischen Argumentation	50
10.3	Methode und grundlegendes Modellszenario	51
	10.3.1 Schätzmethode	51
	10.3.2 Modellszenario	52
10.4	Gesamtwirtschaftliche Effekte der Investitionen	55
10.5	Regionalwirtschaftliche Effekte der Investitionen in Niedersachsen	61
10.6	Grobe Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Betriebs von Offshore- Windparks	65
10.7	Zu möglichen Zielkonflikten zwischen Offshore-Windparks und Tourismus	66
11.	Zusammenfassung und Bewertung	70
11.1	Zusammenfassung	70
	11.1.1 Technisches und wirtschaftliches Ausbaupotential	70
	11.1.2 Auswirkungen auf die deutsche und niedersächsische Wirtschaft.....	76
11.2	Gesamtbewertung.....	77
11.3	Empfehlungen	78
12.	Quellen	80
12.1.	Quellen Kapitel 2 und 8	80
12.2.	Quellen Kapitel 3, 5 und 6	80
12.3.	Quellen Kapitel 4	81
12.4.	Quellen Kapitel 10	82

1. Aufgabenstellung

1.1 Ausgangssituation

Die Nutzung der Windenergie hat seit der Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) im Jahr 1990 einen rasanten Aufschwung genommen. Ende des Jahres 2000 waren in Deutschland

Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von rd. 6.100 MW installiert, fast ausschließlich auf Landstandorten. Die Größe der WEA hat sich auf 1,5 bis 3 MW gesteigert, wobei derzeit einige Hersteller WEA mit einer Leistung von bis zu 5 MW planen. Die ersten Prototypanlagen sollen noch in den Jahren 2001 / 2002 gebaut werden. Durch die Novellierung des StREng zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 1999 entwickelt sich der Ausbau von WEA einerseits ins Binnenland, andererseits werden Offshore-Projekte interessant - insbesondere auch aufgrund der Entwicklung der WEA-Technik.

Die Tabellen 1.1 und 1.2 zeigen die aktuell in Planung befindlichen Offshore-Windkraftprojekte. (Quelle: „Neue Energie“ 3/2001)

Windpark Projekt	Standort	Größe	Wind-turbinen	geplanter Baubeginn	Projekt-entwickler
Butendiek	Nordsee, 30 km westlich von Sylt	240 MW	80 x 3 MW	2005	Offshore-Bürgerwindpark Butendiek
Dan-Tysk (evtl. länderübergreifend)	Nordsee, 60 km westlich von Sylt	1.500 MW	300 x 5 MW	2005	GEP mbH
Helgoland I – III	Nordsee	je 800 – 1000 MW	k.A.	k.A.	TransNational
Borkum Riffgrund	Nordsee, vor Borkum (38 km) und Juist (34 km)	600 – 1.000 MW	200 x 3-5 MW	2003	Plambeck Neue Energien AG
Borkum Riffgrund West	Nordsee, 45 km nordwestlich von Borkum	bis zu 1.800 MW	458 x 2,5 MW	2004	Energiekontor AG
Borkum III	Nordsee, 45 km nordöstlich von Borkum	ca. 60 MW	12 x 4-5 MW (evt. später 208 Anlagen)	2003	Prokon Nord GmbH
Borkum IV	7 km nordöstlich Borkum	400 MW	90 – 160 x 2,5 - 4,5 MW	k.A.	KAMUE / innoVent
Pommersche Bucht	Ostsee, 40 km nordöstlich von Rügen	ca. 1.000 MW	200 x 5 MW	2004	Winkra-Energie GmbH
Nordsee AWZ	Nordsee, 17 km nordwestlich von Helgoland	500 – 1.000 MW	100 – 200 x 5 MW	2004	Winkra-Energie GmbH
Arkona-Becken	Ostsee, 25 - 45 km nordöstlich von Rügen	700 – 850 MW	172 x 4-5 MW	2005	Future Energie AG
Adlergrund	Ostsee, 40 km nordöstlich von Rügen	200 – 350 MW	69 x 3-5 MW	2005	Umweltkontor AG

Tab. 1.1: geplante Offshore-Projekte in Deutschland außerhalb der 12-Seemeilen-Zone

Windpark Projekt	Standort	Bundes-land	Größe	Wind-turbinen	geplanter Baubeginn	Projekt-entwickler
------------------	----------	-------------	-------	---------------	---------------------	--------------------

Nordergründe	Nordsee, zwischen Wangerooge und Cuxhaven	Niedersachsen	>200 MW	76 x 2,5 – 5 MW	2004	Energiekontor AG
Nordergründe	Nordsee vor Langeoog	Niedersachsen	150 – 600 MW	30 – 200 x 3 – 5 MW	k.A.	Plambeck Neue Energien AG
Möwensteert	mehrere Flächen vor Borkum und Helgoland	Niedersachsen	210 MW	140 x 1,5 MW	k.A.	Wilberts/Lüpkes GbR, Solarkontor
Offshore Helgoland	Nordsee, 13 km nordwestlich von Helgoland	Schleswig-Holstein	200 MW	100 x 2 MW	2005	WKN
Langeoog	Nordsee vor Langeoog	Niedersachsen	180 MW	40 x 4,5 MW	k.A.	KAMUE / innoVent
Schleswig-Holsteinische Nordsee	Nordsee, 17 km nordöstlich von Helgoland	Schleswig-Holstein	500 – 1.000 MW	100-200 x 5 MW	2004	Winkra-Energie GmbH
Borkum Riffgat	Nordsee vor Borkum	Niedersachsen	130 MW	27 x 4,5 – 5,0 MW	k.A.	Enova
Wilhelmshaven	Nordsee, im Jadebusen	Niedersachsen	4,5 MW	1 x 4,5 MW	2002	Winkra-Energie GmbH
Emden	vor Hafen Emden	Niedersachsen	7,5 MW	7 x 1,5 MW	2002	Enova
Mecklenburg-Vorpommern	Ostsee, 15 km vor der Küste zwischen Rostock und Rügen	Mecklenburg-Vorpommern	ca. 40 MW	20 x 2 MW	2002	Nordex, Neptun, Nordwind
Sky 2000	Ostsee, 17 km südöstlich von Fehmarn	Schleswig-Holstein	100 MW	50 x 2 MW	2002	GEO mbH

Tab. 1.2: geplante Offshore-Projekte in Deutschland innerhalb der 12-Seemeilen-Zone

Beim Bau von WEA im Offshore-Bereich sind besondere Anforderungen und Rahmenbedingungen im Genehmigungsverfahren (z.B. Wasserschiffahrtsstraßen, Naturschutz) zu beachten. Das Land Niedersachsen ist aufgrund seiner Küstenlage zur Nordsee von diesen Fragestellungen besonders betroffen, weshalb in der Niedersächsischen Staatskanzlei eine interministerielle Lenkungsgruppe zu diesem Themenkomplex eingerichtet wurde.

Neben den genehmigungsrechtlichen Fragestellungen sind insbesondere Fragen zur Anlagentechnik, Infrastruktur und die Auswirkungen auf wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen von Bedeutung. Der Bau und Betrieb von WEA im Offshore-Bereich wird positive Auswirkungen auf die Küstenregion aufweisen, die von der Fertigung der Anlagen bis zur Wartung und Reparatur reichen.

Das Niedersächsische Umweltministerium hat das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI), die Niedersächsische Energie-Agentur (Nds.EA), und das Niedersächsische Institut für Wirtschaftsforschung (NIW) beauftragt, die technischen, energiewirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen der Offshore-Windenergienutzung auf die Regionalökonomie in Niedersachsen zu untersuchen.

1.2 Vorgehensweise

In der aktuellen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Diskussion werden zahlreiche Argumente über die Vor- und Nachteile von Offshore-WEA genannt, wobei bisher noch keine systematische Aufarbeitung erfolgte.

In der vorliegenden Untersuchung werden die folgenden Fragestellungen betrachtet:

1. Analyse der möglichen technischen und wirtschaftlichen Ausbaupotentiale von Windparks im Offshore-Bereich (Leistung/Arbeit), die für das Land Niedersachsen im weitesten Sinne interessant sein können.
Bearbeitung durch DEWI (Kapitel 2 und 8)
2. Darstellung der WEA-Offshore-Anlagentechnik und des daraus resultierenden Investitionsvolumens für die einzelnen Bauelemente (Anlagentechnik, Fundamente, etc.) sowie Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials der Stromerzeugung in Offshore-WEA.
Bearbeitung durch DEWI (Kapitel 3 bis 8)
3. Darstellung der erforderlichen Infrastruktur zur netztechnischen Einbindung der Offshore-Windparks in das Verbundnetz sowie Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen.
Bearbeitung durch Nds. EA (Kapitel 4.5)
4. Untersuchung der Auswirkungen auf nachgelagerte Wertschöpfungsketten in Niedersachsen, differenziert nach Wirtschaftssektoren und Beschäftigungswirkungen beim Bau und Betrieb von Offshore-Windparks (WEA, Fundamente, Infrastruktur etc.) mit Hilfe der Input-Output-Analyse.
Bearbeitung durch NIW (Kapitel 10)
5. Untersuchung der klimarelevanten Auswirkungen der Stromproduktion im Offshore-Bereich.
Bearbeitung durch Nds. EA (Kapitel 9)

2. Technisches Ausbaupotential für die Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee

2.1 Prognose der Windenergienutzung in Deutschland bis 2005

Eine weitere stürmische Entwicklung der Windenergienutzung mit Zuwachsraten, wie sie in den letzten Jahren verzeichnet wurden, ist für die nächsten fünf Jahre in Deutschland nicht zu erwarten. Obwohl die wirtschaftlichen Randbedingungen für die Windenergienutzung in Deutschland aufgrund des am 01.04.2000 in Kraft getretenen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf eine solide Basis gestellt worden sind, ist davon auszugehen, daß bei den Aufstellungszahlen in Deutschland eine Sättigung eintreten wird. Die Ergebnisse im Jahr 2000 weisen bereits auf diese Situation hin. Mit einer installierten Leistung aus WEA von 1.665 MW ergibt sich zwar noch eine Steigerung gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres von 5,9%, jedoch sind Zuwachsraten, wie sie beispielsweise 1999 erreicht wurden, in Zukunft nicht mehr zu erwarten. Die derzeitige Situation der Windenergienutzung in Deutschland ist gekennzeichnet durch ausgewiesene Vorrangflächen für die Windenergienutzung. Die meisten Gemeinden im Bundesgebiet mit windhöffigen Standorten haben die Möglichkeit genutzt, die ihnen durch die Änderung des §35 BauGB gegeben wurde und haben durch die Ausweisung von Vorrangflächen zur Windenergienutzung die Privilegierung von WEA im Außenbereich ihres Gemeindegebietes umgangen. Diese Vorrangflächen befinden sich derzeit in der Bebauung oder werden in den nächsten zwei bis drei Jahren bebaut werden. Neue Flächen für die Windenergienutzung stehen danach nicht mehr zur Verfügung.

Diese Situation führt zu der in Abb. 2.1 dargestellten Prognose. Im Jahr 2000 wurden demnach WEA mit einer installierten Leistung von 1.665 MW errichtet. Neueste Umfragen lassen auch 2001 Aufstellungszahlen erwarten, die in etwa denen der Jahre 1999 und 2000 gleichen, jedoch mit einer leichten Steigerung. Danach wird ein Absinken der Aufstellungszahlen prognostiziert bis jeweils 1.000 MW jährlich in den Jahren 2003 und 2004. Erst im Jahr 2005 ist wieder mit einer Erholung der Installationszahlen zu rechnen. Diese Annahme basiert auf Erwartungen an die Offshore-Windenergienutzung, die bereits im EEG eine besondere Berücksichtigung gefunden hat. Demnach erhalten Offshore-Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2006 errichtet werden, eine erhöhte Vergütung von 17,8 Pf/kWh über eine Laufzeit von neun Jahren. Da die Errichtung der z.Z. in der Planung befindlichen

Offshore-Windenergieprojekte im größerem Stil aufgrund genehmigungsrechtlicher Probleme nicht vor 2004 zu erwarten ist, kann mit einer Kompensation der sinkenden Aufstellungszahlen im Onshore-Bereich durch Errichtung von Offshore-Windparks erst ab dem Jahr 2005 gerechnet werden. Dies führt zu der in Abb. 2.1 dargestellten Prognose, bei der die kumulierte installierte Leistung in Deutschland bis zum Jahr 2005 auf insgesamt 12.350 MW geschätzt wird.

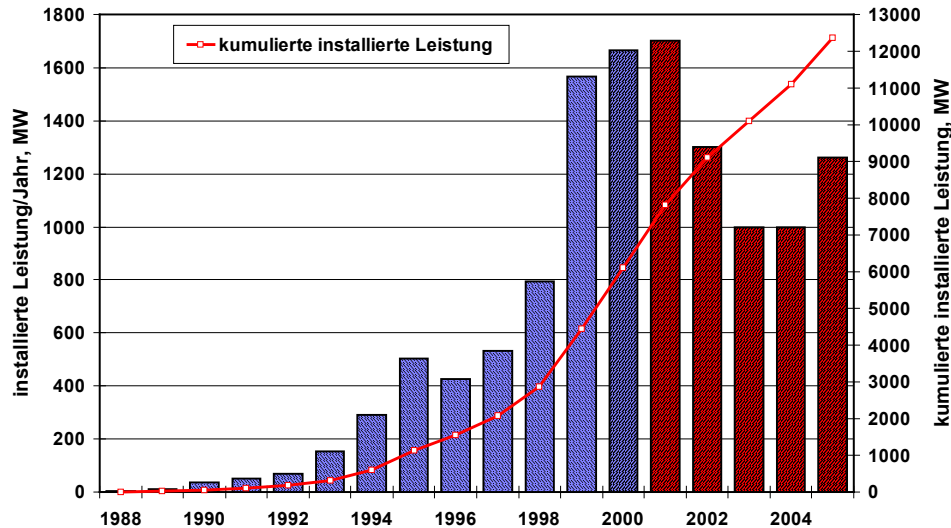


Abb. 2.1: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland bezogen auf die jährlich neu installierte und kumulierte Leistung sowie eine Prognose bis 2005

An der Entwicklung immer größerer Einheiten arbeiten z.Z. alle Hersteller von WEA insbesondere vor dem Hintergrund der Pläne für die Offshore-Windenergienutzung der dänischen, schwedischen und der niederländischen Regierungen. Die ersten Prototypen von WEA mit einer installierten Leistung von 2 – 2,5 MW und einem Rotordurchmesser von bis zu 80m sind bereits errichtet. Weitere Prototypen von 3 bis 5 MW installierter Leistung befinden sich in der Entwicklung.

Vor dem Hintergrund dieser technischen Entwicklung ist auch in Zukunft mit einer Steigerung der durchschnittlichen installierten Leistung je WEA, wie sie in den vergangenen Jahren verzeichnet wurde, zu rechnen. Daher werden auch in den nächsten zwei Jahren Steigerungsraten der installierten Leistung je WEA von 20 % pro Jahr prognostiziert (Abb. 2.2). Erst danach wird von kleineren Steigerungsraten von nur 10 % pro Jahr ausgegangen, da insbesondere im Onshore-Bereich die Aufstellung immer größerer WEA zunehmend Probleme bereitet. Bereits im Jahr 2000 lag die durchschnittliche installierte Leistung je WEA bei 1.114 kW pro Anlage. Die durchschnittliche installierte Leistung je WEA wird demnach im Jahr 2005 bereits bei über 2,1 MW pro WEA liegen.

Basierend auf den Prognosen der jährlich neu installierten Leistung aus WEA in Deutschland und der durchschnittlichen installierten Leistung pro WEA ist der Verlauf der Anlagenzahlen, die bis 2005 in Deutschland errichtet werden, abzuleiten (Abb. 2.3). Die Anlagenzahlen werden aufgrund der immer größer werdenden Einheiten und des Sättigungseffektes bei der neu installierten Leistung aus WEA in Zukunft stark abnehmen. Bereits im Jahr 2000 wurden ca. 200 WEA weniger errichtet als noch 1999. Diese Tendenz wird sich in den Folgejahren fortsetzen und sich erst mit dem Eintritt in die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland wieder umkehren. Die Anzahl von 9.359 WEA in Deutschland Ende 2000 wird sich daher bis 2005 lediglich auf 13.100 WEA erhöhen.

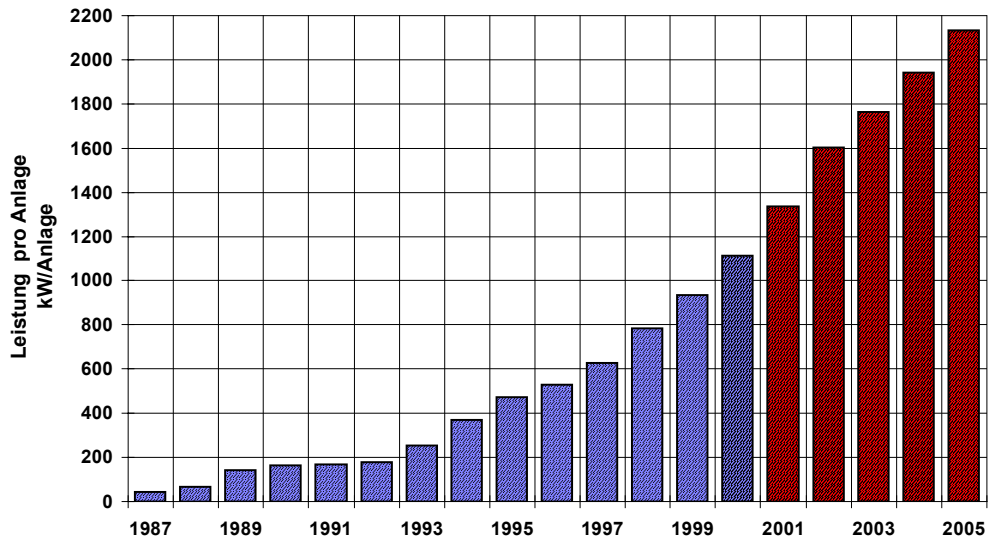


Abb. 2.2: Entwicklung der durchschnittlichen installierten Leistung pro Windenergieanlage sowie eine Prognose bis 2005

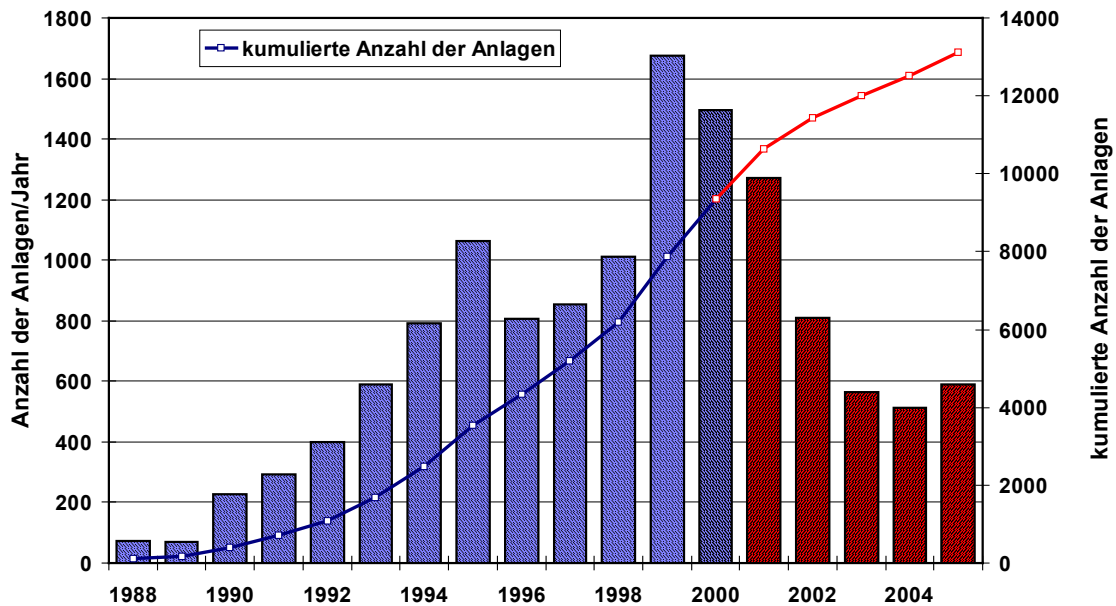


Abb. 2.3: Entwicklung der jährlich errichteten Anzahl und der kumulierten Anzahl von Windenergieanlagen sowie einer Prognose bis 2005.

Ein wesentlicher Wert bei einer Prognose der Windenergienutzung ist der potentielle Jahresenergieertrag, den der Kraftwerkspark liefert. Der potentielle Jahresenergieertrag basierend auf dem Anlagenbestand, der zum Jahresende 2000 errichtet war, liegt bei 11.492 GWh [1] was einem Anteil am Nettostromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland von 2,4 % entspricht. Ausgehend von der dargestellten Prognose der Windenergienutzung bis 2005 ist mit einem Anstieg des potentiellen Jahresenergieertrags bis 22.700 GWh im Jahr 2005 zu rechnen. Dies entspricht einem Anteil am Nettostromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland vom Jahr 1998 von 4,8 %.

Die dargestellte Prognose basiert auf dem Beginn der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland in den nächsten Jahren. Der Anteil der Offshore-Windenergienutzung an den gesamten Installationszahlen in Deutschland wird in den Jahren 2004 und 2005 bereits relativ groß eingeschätzt. Diese Entwicklung basiert jedoch auf guten politischen Rahmenbedingungen für eine Offshore-Windenergienutzung in Deutschland, die insbesondere derzeitige Probleme der Genehmigung und der Möglichkeit der Netzanbindung großer Offshore-Windenergieparks lösen müssen. Sollten derartige Randbedingungen nicht eintreten, ist ein Aufschwung der Windenergienutzung in Deutschland ab 2004 nicht zu erwarten.

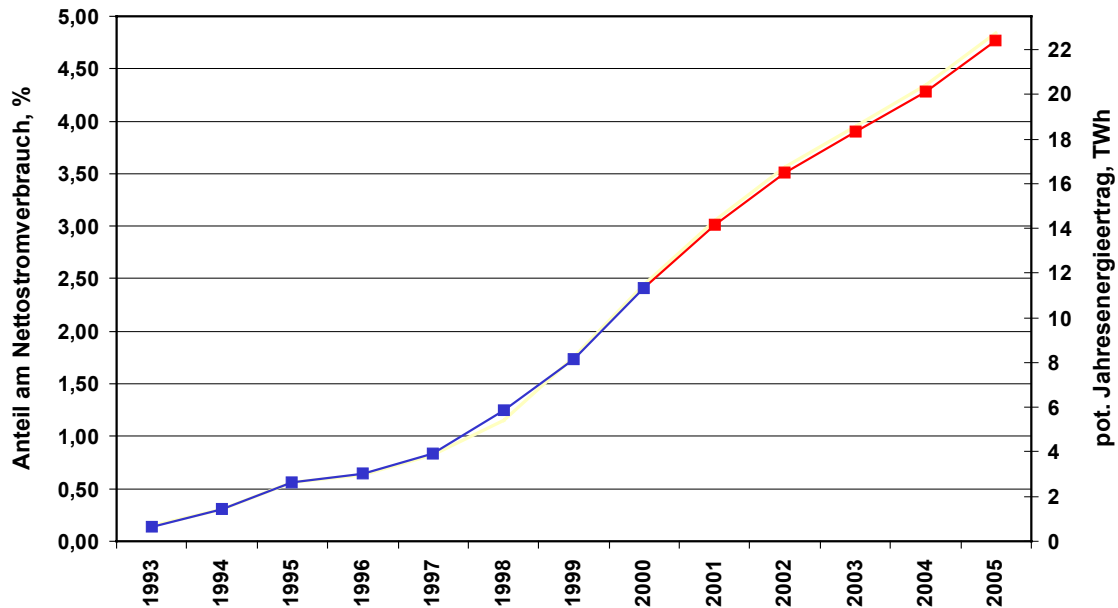


Abb. 2.4: Entwicklung und Prognose des potentiellen Jahresenergieertrags von Windenergieanlagen und ihr Beitrag zum Netto-Stromverbrauch in Deutschland

2.2 Szenario zur Darstellung des Potentials der Offshore-Windenergienutzung

Die Nutzung der Windenergie im Offshore-Bereich steckt derzeit noch in den Anfängen. Hierbei bedeutet *Offshore* die Anwendung in küstenfernen Gebieten – die Anwendung in Küstennähe wird als *Inshore* bezeichnet. In Deutschland liegen noch keine Erfahrungen der Windenergienutzung im Offshore-Bereich vor; in Dänemark wurden bereits in zwei Projekten Erfahrungen mit Inshore-Windparks im küstennahen Bereich gesammelt sowie in Schweden in einem Inshore-Projekt.

Alle Windenergieanlagen, die bislang ins Wasser gebaut wurden, stehen in Küstennähe. Aufgrund der Anpassung der Konstruktionen an die gemäßigten Bedingungen in Küstennähe können diese Anlagen noch nicht als Offshore-Anlagen bezeichnet werden. Im Offshore-Bereich wird man mit wesentlich härteren Bedingungen als bei den Inshore-Anlagen rechnen müssen: es herrschen rauhere Wetterbedingungen und generell sind die Wellen beträchtlich höher. Die Auslegung der Offshore-Windenergieanlagen wird sich daher bis zur Realisierung der ersten Offshore-Windparks noch ändern und auch der Betrieb der ersten Anlagen wird einen erheblichen Einfluß auf den endgültigen konstruktiven Entwurf der Offshore-Anlagen haben.

Zusätzliche Unwägbarkeiten entstehen beim Betrieb der Offshore-Windenergieanlagen. Beispielsweise muß bei Ausfall einer Windenergieanlage mit einer mittleren Stillstandszeit von bis zu 2 Wochen gerechnet werden, bevor eine korrigierende Wartung erfolgen kann, wenn der Zugang mittels Arbeitsschiffen erfolgt. Derartig lange Ausfallzeiten können auch von kleineren Fehlern ausgelöst werden, wenn sie nicht über die Fernüberwachung zu beheben sind. Der Einfluß auf die Wirt-

schaftlichkeit der Windparks ist in solchen Fällen gravierend. Daher kann die Erreichbarkeit der WEA mittels Helikopter und Abseilen des Wartungspersonals ökonomisch sinnvoll sein.

Die Fragen bezüglich der endgültigen Offshore-Windenergieanlagentechnik und des Aufwands für ihre Wartung führen dazu, daß Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen auf See noch mit großen Unsicherheiten verknüpft sind. Die Wirtschaftlichkeit ist es jedoch, die bei der Beurteilung des zur Verfügung stehenden Potentials der Offshore-Windenergienutzung eine große Rolle spielt; technisch ist die Offshore-Windtechnik machbar.

Weitere Unsicherheiten in der Beurteilung des Offshore-Potentials rühren aus der Nichtexistenz exakter Angaben über das Windpotential in der deutschen Bucht her sowie aus den starken Änderungen in den modernen Umrichtertechnologien aufgrund der momentanen Entwicklung. Letztere spielen jedoch in der Frage der Netzanbindung und deren Kosten eine Hauptrolle.

Generell sind die Potentiale der Windenergienutzung in der deutschen Bucht aufgrund ihrer großen Ausdehnung bei gleichzeitig moderaten Wassertiefen enorm. Wenn eine Wassertiefe von 20 bis 40 m bei einer Entfernung bis zu 100 km als wirtschaftlich machbar gewertet werden kann, steht eine enorm große Fläche zur Verfügung. Abb. 2.5, in der die Abhängigkeit der Wassertiefe in Entfernung zur ost- bzw. nordfriesischen Küste dargestellt ist, zeigt, daß die Wassertiefe in der deutschen Bucht im wesentlichen nicht mehr als 40 m beträgt. Wenn aufgrund der Vermeidung von Konflikten mit vorhandenen Nutzungen und der Vermeidung von visueller Beeinträchtigung ein Mindestabstand zur Küste von 30 km angenommen wird, beträgt die Wassertiefe in den Planungsflächen bereits zwischen 15 und 30 m; diese Tiefe wächst aber bei einer Verdoppelung des Abstandes zur Küste nur auf etwa 25 bis 35 m an. Das bedeutet, wenn die Offshore-Windenergienutzung in dieser Wassertiefe und Entfernung zum Land wirtschaftlich machbar ist, ist das in diesem Gebiet, innerhalb der AWZ und einer Entfernung von mehr als 30 km zur Verfügung stehende mögliche Potential sehr groß.

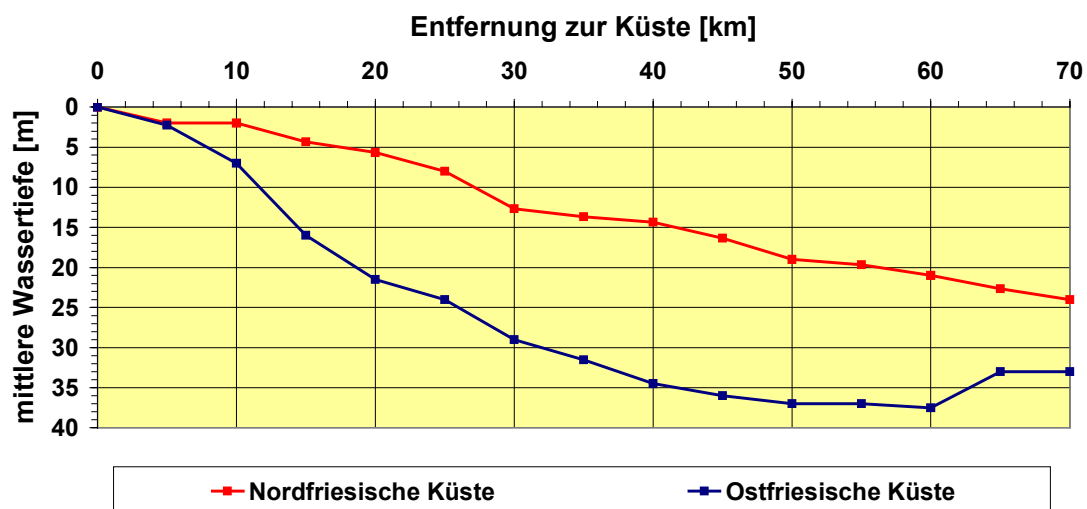


Abb. 2.5: Wassertiefenprofil in der Nordsee (Deutsche Bucht). Angegeben sind die Tiefen in Entfernung zur ost- bzw. nordfriesischen Küste [1].

Die Angaben über die zu erwartenden Windpotentiale über der Nordsee schwanken sehr, eine verlässliche Prognose fehlt bisher. In [2] wurde eine Abschätzung der möglichen Potentiale bis zu einer Entfernung von 30 km zur Küste vorgenommen. Diese Abschätzung ist zwar aufgrund der aktuellen Diskussion über den Abstand der Windparks zur Küste nicht mehr aktuell, gleichzeitig zeigt sie aber die großen Potentiale der Offshore-Windenergienutzung.

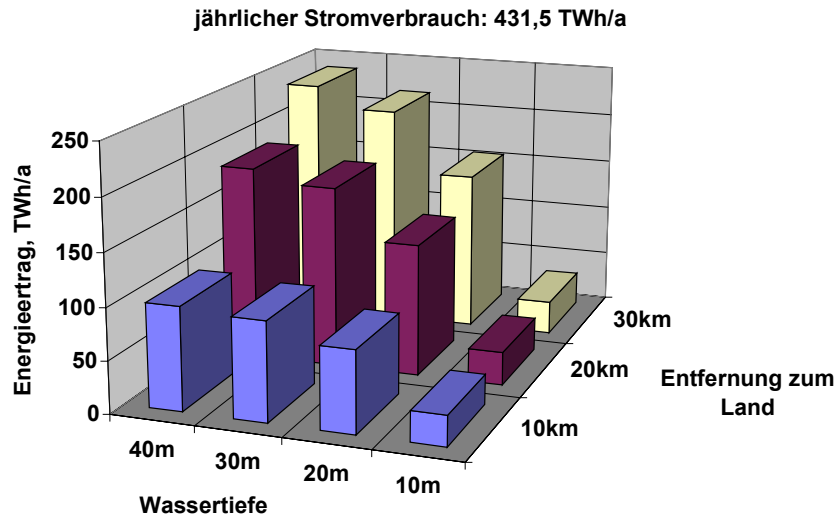


Abb. 2.6: Offshore-Potentiale in Abhängigkeit von Wassertiefe und Entfernung zum Land [2].

Eine alternative Betrachtung der Potentiale und benötigten Flächen ist in Tabelle 2.1 dargestellt.

Leistung pro WEA	5.0 MW			
Fläche pro WEA	0.42 km²			
Ertrag pro WEA	17.5 GWh			
Ertrag pro km²	41 GWh			
	elektrischer Verbrauch in Deutschland (1998)	benötigte Offshore-Windparkleistung	benötigte Fläche	Seitenlänge der quadratischen Fläche
Deutschland	477'000 GWh	136 GW	11543 km²	107 km
15% davon	71'550 GWh	20 GW	1732 km²	42 km

Tab. 2.1: Energieertrag und benötigte Fläche einer 5 MW Anlage auf See. Vorausgesetzt wurde eine Aufstellungsgeometrie von 5 X 7 Rotordurchmesser und ein Kapazitätsfaktor von 0,4. Weiterhin ist der theoretische Flächenbedarf für eine 100 bzw. 15 % Deckung des bundesdeutschen, elektrischen Energiebedarfs aufgeführt.

Zukünftig für Offshore-Windparks verwendete WEA werden in der Größenordnung von 5 MW je WEA liegen. Flächenbedarf und zu erwartender Energieertrag einer solchen Anlage sind in der Tabelle aufgeführt. Um den elektrischen Energiebedarf der Bundesrepublik Deutschland theoretisch aus Windenergie zu decken, ist es erforderlich, eine Fläche von 107 x 107 km mit 27.257 Anlagen zu bebauen. Dies ist eine theoretische Größe, die aus Naturschutz- und technischen Gründen nicht zu realisieren wäre, die aber dennoch das enorme Potential allein des Teils der Nordsee zeigt, der der Bundesrepublik zur Nutzung zur Verfügung steht (AWZ). Im Vergleich zu jenen den anderen Nationen (z.B. Dänemark, Niederlande, Großbritannien) zur Verfügung stehenden Flächen in der Nordsee ist dieser Anteil eher relativ klein. Das bedeutet, daß die deutschen Nachbarstaaten aufgrund der größeren Potentiale bei gleichzeitig geringeren Energieverbräuchen einen sehr großen Anteil ihrer Energieversorgung aus Offshore-Windenergie decken könnten.

Eine realistischere Größe für den Beitrag der Offshore WEA zur elektrischen Energieversorgung wäre eine Deckung des elektrischen Energiebedarfs von beispielsweise 15 %. Der erforderliche Flächen-

bedarf würde etwa einem Quadrat mit einer Seitenlänge von 42 km entsprechen; eine entsprechende Fläche ist zur Darstellung der Größenordnung in die Karte in Abb. 2.7 eingezeichnet, Lage und Form wurden willkürlich gewählt. Für die Energieerzeugung wären etwa 4.089 WEA mit einer Leistung von je 5 MW erforderlich.

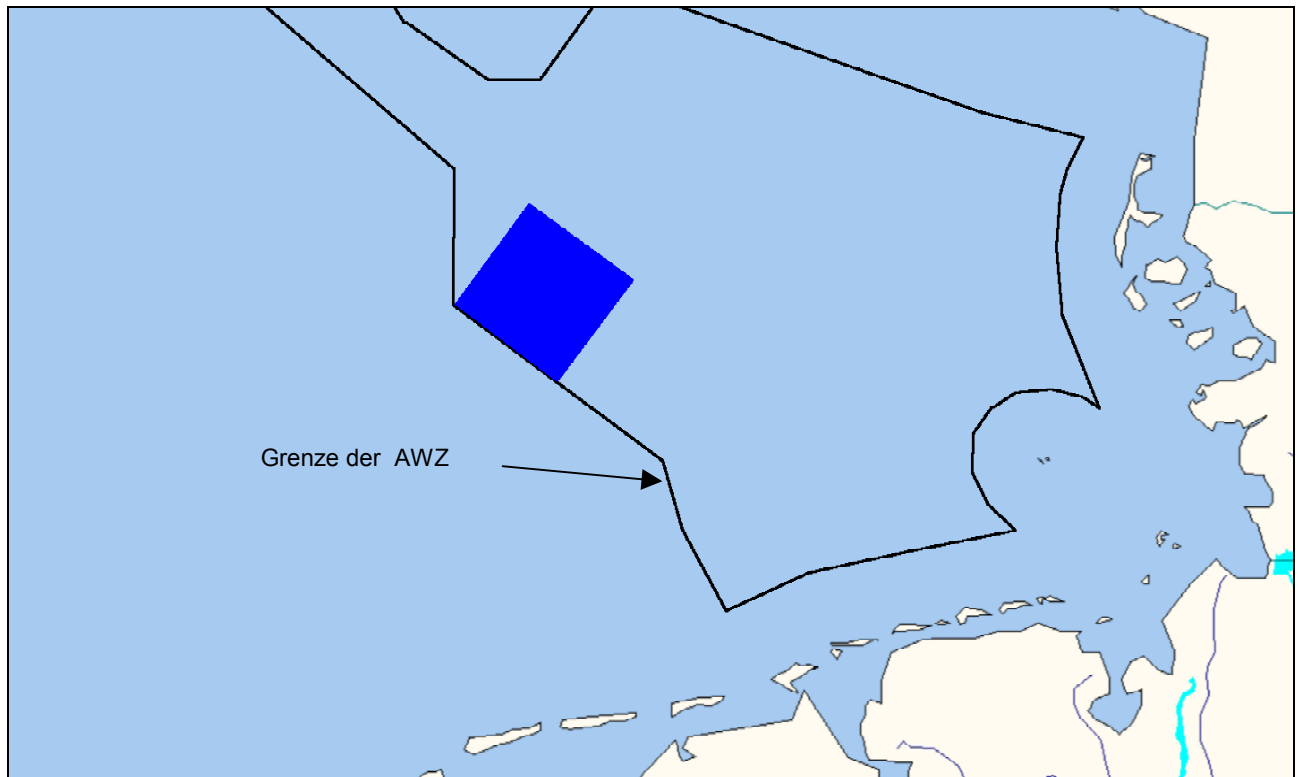


Abb. 2.7: Eine quadratische Fläche mit einer Seitenlänge von etwa 42 km wäre erforderlich, um theoretisch 15% der elektrischen Energieversorgung aus Offshore-Windenergie zu erzeugen. Lage und Form der Fläche wurde willkürlich gewählt Die Größe ist maßstäblich.

2.3 Prognose der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2030

Die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland ist stark von den politischen Randbedingungen abhängig. Bei einer Prognose dieser Entwicklung bis ins Jahr 2030 sind daher bestimmte Annahmen zu treffen, unter denen der Ausbau stattfinden kann.

Die folgende Prognose stützt sich auf eine positive Haltung der Politik gegenüber dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland und basiert auf folgenden Randbedingungen:

- Der Offshore-Bereich wird bis 2005 hinsichtlich der neu installierten Leistung aus WEA keinen wesentlichen Beitrag leisten. Erst nach 2005 werden bei der Offshore-Windenergienutzung die ersten größeren Projekte realisiert werden.
- Seitens der Bundesregierung werden hinsichtlich der Offshore-Windenergienutzung politische Zielvorstellungen formuliert.
- Es erfolgt die Entwicklung der Offshore-WEA für große Wassertiefen (bis 40 m)
- Die Offshore-Windenergienutzung findet in großer Entfernung zur Küste statt, so daß ein entsprechendes Konzept für den Abtransport der durch Offshore-Windenergieparks umgewandelten Energie erarbeitet wird.

Basierend auf diesen Annahmen sind in Abb. 2.8 und 2.9 zwei Prognosen für die Offshore-Windenergienutzung bis 2030 dargestellt.

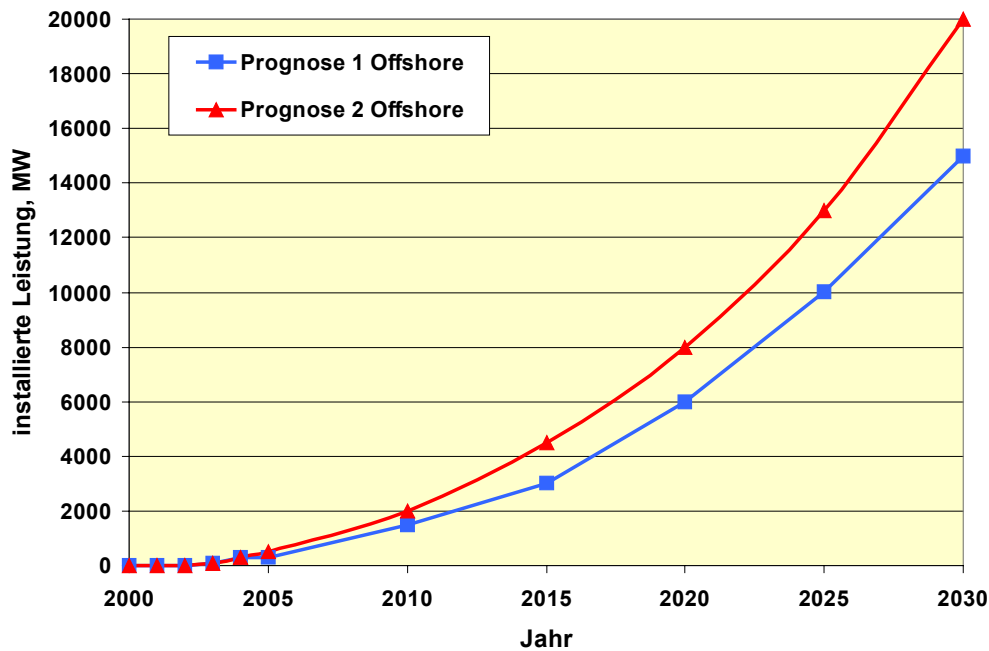


Abb. 2.8: Prognosen für die installierten Leistungen der Windenergienutzung in Deutschland im Offshore-Bereich bis 2030

Im Gegensatz zu der Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in anderen europäischen Ländern (z.B. Dänemark, Schweden) können in Deutschland aufgrund der gesellschaftspolitischen und genehmigungsrechtlichen Randbedingungen nur sehr wenig Erfahrungen in geringen Wassertiefen und kurzen Entfernungen zur Küste gemacht werden. Hierin unterscheidet sich die Situation der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland deutlich von der in den europäischen Nachbarländern. So werden Offshore-Windparks in deutschen Gewässern mit deutlich größerer Kapazität und unter wesentlich schwierigeren Randbedingungen geplant als dies in den Nachbarländern der Fall ist. Sollten hierbei erste positive Erfahrungen gemacht werden, ist davon auszugehen, daß weitere große Offshore-Windenergieparks in großen Wassertiefen und großer Küstenentfernung realisiert werden.

Basierend auf diesen Überlegungen wurde die in Abb. 2.8 dargestellte Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland prognostiziert, wobei zwei unterschiedliche Prognosen dargestellt sind. Bei der Prognose 1 handelt es sich um eine optimistisch verhaltene Einschätzung, die von der Prognose 2 noch übertroffen wird. Beide Prognosen basieren jedoch auf den oben genannten Randbedingungen. Nach Prognose 1 werden bis 2030 Offshore-WEA mit einer installierten Leistung von 15 GW errichtet. Die eigentliche Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung wird, abgesehen von einzelnen Demonstrationsprojekten, erst nach 2005 stattfinden. Der nach Prognose 1 erzeugte Windstrom entspricht dem gesamten Windstromanteil, der im Klimaschutzziel der Bundesregierung festgelegt ist (52 TWh/a bzw. 11 % der Stromproduktion 1998) [5].

In Prognose 2 ist der Zeitraum bis 2005 identisch mit dem der Prognose 1. Erst ab 2005 verlaufen die Erwartungen in Prognose 2 deutlich optimistischer, so daß 2030 Offshore-WEA mit einer installierten Leistung von 20 GW errichtet sein werden.

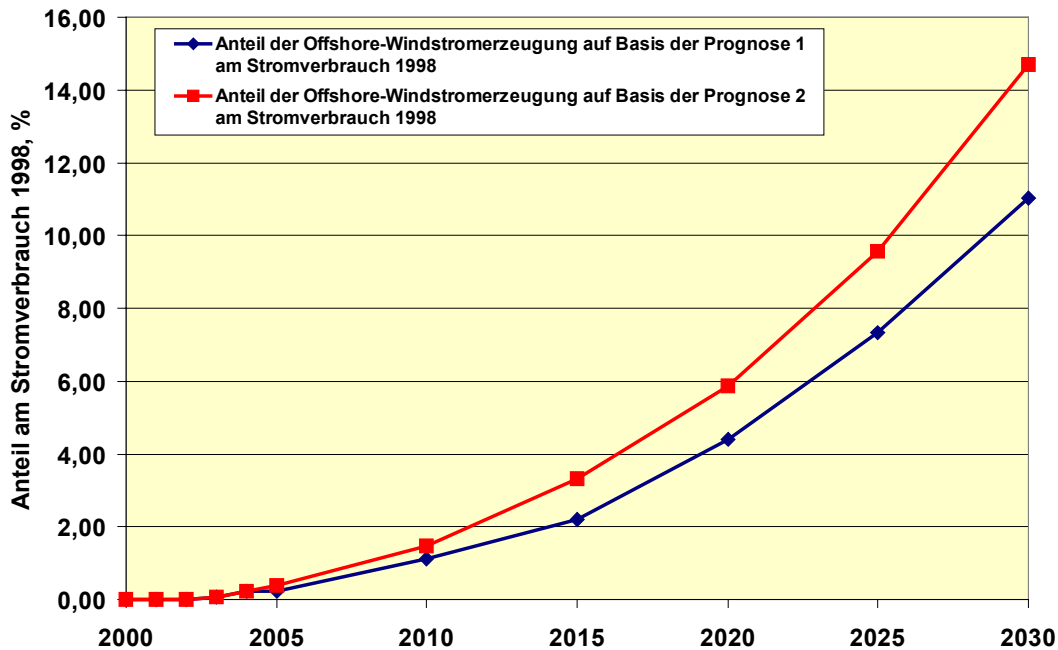


Abb. 2.9: Prognosen für die Anteile der Windstromproduktion aus Offshore Windenergienutzung in Deutschland bis 2030 bezogen auf den Stromverbrauch 1998 (477 TWh)

In Abb. 2.9 ist der Anteil der Offshore-Windstromerzeugung am Stromverbrauch von 1998 dargestellt, wobei wiederum unterschieden ist zwischen der Prognose 1 und der Prognose 2. Der Anteil am Strombedarf durch die Offshore-Windenergienutzung steigt entsprechend den beiden Prognosen aus Abb. 2.8. Danach wird 2030 der Anteil der Offshore-Windstromerzeugung nach Prognose 1 11 % am Strombedarf von 1998 betragen. Bei Prognose 2 wird der Anteil am Strombedarf von 1998 im Jahr 2030 14,7 % betragen (70,1 TWh).

3. Offshore-Windenergietechnologie

3.1. Grundlegende Überlegungen zur Technik der Offshore Windenergieanlagen

Die technische Entwicklung der Offshore-Windenergietechnologie steht unter dem starken Druck, die zusätzlichen Kosten, die durch den Schritt vor die Küste verursacht werden, zu minimieren. Die wesentlichen Zusatzkosten entstehen durch die aufwendigere Verkabelung der Windenergieanlagen (WEA) innerhalb des Windparks und die Anbindung des Windparks an das Netz mittels Seekabel sowie durch die notwendigen speziellen Gründungstechniken. Sowohl die Kosten für die Netzanbindung als auch die Kosten für die Gründung sind in erheblichem Maße von der Wassertiefe und der Entfernung zur Küste abhängig, dagegen nur zu einem geringeren Maße von der WEA-Größe (siehe [1] und Kapitel 8.1 *Wirtschaftliche Betrachtung der Offshore Windenergienutzung in der Deutschen Nordsee*). Diese Einschätzung wird untermauert durch die Aussage, daß die Kosten für die Netzanbindung/Verkabelung stärker von der Länge des zu verlegenden Seekabels abhängen als von der angeschlossenen Leistung [1]. Für die Gründung kann sogar – abhängig von der eingesetzten Tragekonstruktion – gegebenenfalls von einer Senkung der leistungsspezifischen Kosten ausgegangen werden (siehe Kapitel 8.1). Demnach ist es sinnvoll einen Windpark bestimmter Größe mit einer geringeren Anzahl großer WEA zu realisieren als mit einer größeren Anzahl von WEA geringerer Leistung. Erst mit den Fortschritten der letzten Jahre in der Entwicklung der Windenergietechnologie hin zu größerer Kosteneffizienz durch Reduktion der Massen und Steigerung der Anlagenkapazitäten erscheint eine wirtschaftliche Nutzung der Offshore-Windenergieressourcen durch den Einsatz von Multimegawatt-Maschinen möglich.

Hersteller	Bonus	NEG Micon	Nordex	Enron Wind	Vestas
Typ	Bonus 2 MW	NM2000/72	N80/2500 kW	EW 2.0 Offshore	V80 –2.0 MW Offshore
Nennleistung [kW]	2000	2000	2500	2000	2000
Nennwindgeschwindigkeit, [m/s]	15	14	15	13	15
Rotordurchmesser [m]	76	72	80	70.5	80
Rotordrehzahl [rpm]	11/17	12/18	variabel, 10.3 -19.2	variabel, 12.4 –23	Variabel, 9 – 20.7
Anzahl der Blätter	3	3	3	3	3
Nabenhöhe [m]	60 or site specific	acc. to approvals	60-80	site specific	60-78
Leistungsregelung	CombiStall	Active-Stall	Pitch Control	Pitch Control	Pitch Control / OptiSpeed

Tabelle 3.1 : Auswahl der größten zur Zeit am Markt verfügbaren WEA

Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die größten derzeit am Markt verfügbaren WEA. Die Aufstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, und nicht alle angegebenen Typen sind als spezielle Offshore-Maschinen ausgewiesen. Die Anlagennennleistungen variieren von 2-2,5 MW und die Rotordurchmesser liegen zwischen 70 und 80 m und charakterisieren den heutigen Stand der WEA-Technik. Während diese Maschinen zunächst marinierte Onshore-WEA sind, werden zur Zeit bereits noch größere Maschinen speziell für den Offshore-Anwendungsfall entwickelt. Diese zukünftigen Multimegawatt-WEA werden Rotordurchmesser von 80 bis 110 m sowie Nabenhöhen über dem Meeresspiegel von etwa 80 m haben und ihre Nennleistungen sollen zwischen 3 und 5 MW erreichen. Es wird angenommen, daß WEA dieser Leistungsklasse nicht vor 2003 in Serie verfügbar sein werden. Die Prototypen dieser ersten Generation von WEA, die von vornherein für den Offshore-einsatz entwickelt werden, werden eine gründliche Erprobungsphase an Land durchlaufen, ehe sie offshore zum Einsatz kommen. Bereits für 2001 ist die Aufstellung eines ersten Prototypen dieser Größenordnung, der E112 des niedersächsischen Herstellers Enercon, angekündigt. Weitere Prototypen dieser Leistungsklasse werden für die kommenden Jahre erwartet (Pfleiderer Multibrid [4,22], ScanWind 3000 [23]).

3.2. Offshorespezifische WEA-Konstruktion

Die Anwendung der Windenergietechnik offshore wird unter veränderten Randbedingungen erfolgen. So muß die Anlagentechnik den rauheren Umweltbedingungen angepaßt werden. Die Aufstellung von WEA in küstenfernen Gewässern läßt darüber hinaus geänderte Auslegungsphilosophien zu. Im Folgenden werden die z.Z. diskutierten Anpassungs- und Optimierungspotentiale dargestellt:

3.2.1. Rotordrehzahl und Blattspitzengeschwindigkeit

Onshore – WEA sind meist hinsichtlich minimaler Schallemissionen optimiert. Da die Blattspitzengeschwindigkeit ein maßgeblicher Parameter für die Schallabstrahlung ist, sind die Auslegungsblattspitzengeschwindigkeiten bei gängigen Onshore-Entwürfen auf ca. 65 – 75 m/s beschränkt. Daraus ergeben sich mit dem Rotordurchmesser ebenfalls Beschränkungen für die maximale Rotordrehzahl. Dieses Optimierungskriterium führt meist nicht zu gleichermaßen optimierter Rotor aerodynamik. Mit reduzierten Anforderungen an die Schallcharakteristik könnte das Optimierungsziel geändert werden. Eine größere Rotordrehzahl wirkt sich aufgrund des verringerten zu übertragenden Antriebsmoments reduzierend auf die Massen des Triebstranges, des Getriebes und damit der Turmkopfmasse aus. Reduzierte Massen im Turmkopf wiederum haben einen kostendämpfenden Effekt [3,6]. Allerdings ist einer Erhöhung der Blattspitzengeschwindigkeiten eine Grenze gesetzt: Allzu hohe Blattspitzengeschwindigkeiten führen bei hohem Gehalt an Wasser- und Salzpartikeln in der Luft zu Erosionserscheinungen, die das Rotorblatt nachhaltig schädigen können.

3.2.2. Betrieb mit variabler Rotordrehzahl

Aus aerodynamischer Sicht anzustrebende hohe Schnellaufzahlen in der Rotorauslegung mit schlanken, verlustarmen Hochauftriebsblättern weisen eine relativ spitze Leistungscharakteristik auf mit stark abfallender Leistungsabgabe bei Verlassen eines zulässigen Bereichs um die Auslegungsschnellaufzahl [6]. Der Betrieb mit variabler Rotordrehzahl ermöglicht einen stabilen Betrieb der WEA im Bereich der Auslegungsschnellaufzahl. Daher haben Rotorblattentwürfe mit hohen Schnellaufzahlen, die bei minimierten aerodynamischen Verlusten zu reduziertem Antriebsmoment und reduzierten Turmkopfmassen führen, ein entsprechendes Kosteneinsparpotential.

Darüber hinaus können durch den Betrieb mit variablen Drehzahlen Resonanzen in der WEA-Maschinendynamik umfahren werden. Solche Resonanzstellen, in denen Bauteileigenfrequenzen durch die Rotordrehung und Blattpassagefrequenz angeregt werden, müssen beim Durchfahren des zulässigen Drehzahlbereichs vermieden werden. Diese Resonanzstellen sind u.a. abhängig von den lokalen Einspannsteifigkeiten der Tragkonstruktion. Durch Betrieb mit variablen Drehzahlen können unvorhergesehene Variationen der Einspannsteifigkeit der Tragkonstruktion und der damit veränderten Resonanzdrehzahlen ausgeklammert werden.

3.2.3. Anzahl der Rotorblätter

Die meisten Onshore-WEA weisen derzeit Entwürfe mit drei Rotorblättern auf. Diese Entwurfsphilosophie geht auf die Anforderungen nach minimalen Umwelteinwirkungen zurück. Neben den bereits genannten Anforderungen hinsichtlich minimierter Geräuschemission hat auch die Forderung nach einem möglichst "ausgeglichenen" visuellen Eindruck die Entwicklung von Zwei- oder sogar Einblattrotoren unattraktiv erscheinen lassen. Mit dem Wegfall dieser Randbedingungen und dem gleichzeitigen Trend zu immer größeren Maschinen mit immer geringerer spezifischer Masse kommen auch Zweiblattentwürfe wieder in Betracht. Einerseits können durch Einsparung eines Rotorblattes, dessen Herstellungskosten, die Kosten für Transport und Aufbau verringert werden. Andererseits wird ein Zweiblattrotor mit seiner höheren Blattspitzengeschwindigkeit höhere aerodynamische Randverluste aufweisen als ein Dreiblattrotor gleichen Durchmessers. Der damit einhergehende verringerte Energieertrag muß durch die vorgenannten Kosteneinsparungen kompensiert werden. [4,6]

3.2.4. Nabenhöhen

Die Nabenhöhen über dem Meeresspiegel fallen mit den in Tabelle 2.1 angegebenen 60 – 80 m geringer aus als für Anlagen gleicher Leistung für den Onshoreeinsatz, was auf die relativ geringere Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Meeresspiegel zurückzuführen ist. Wegen der geringeren Oberflächenrauigkeit auf See - die allerdings eine Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit aufweist - ergibt sich ein steileres Höhenprofil der Windgeschwindigkeit: die Windgeschwindigkeit nimmt nahe über dem Meeresspiegel stark zu, der Anstieg schwächt sich aber mit zunehmender Höhe stärker ab als onshore. Die minimale Turmhöhe für den Offshoreeinsatz ergibt sich aus der Forderung eines minimalen Abstandes von 1,5 m zwischen der größten Wellenhöhe und jedem Anlagenteil, das nicht so dimensioniert werden kann, daß es die Welleneinwirkung ohne Schaden übersteht. Da dies meist eine Art Plattform am unteren Teil des Turmes sein wird, muß der Rotor ausreichenden Freigang über dieser Plattform besitzen, so daß Personal gefahrlos die WEA betreten oder verlassen kann. Bei den Überlegungen zur Nabenhöhe Offshore muß allerdings beachtet werden, daß bei Wassertiefen um die 30 – 40 m eine Gesamthöhe der Tragkonstruktion und des WEA-Turms vom Seeboden bis zur Nabenhöhe leicht 100 m überschreiten kann. Solche Dimensionen zusammen mit den zusätzlichen Belastungen aus dem Seegang stellen erhebliche Anforderungen an die Auslegung der Tragkonstruktionen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens sowie der Stand- und Ermüdungsfestigkeit.

3.2.5. Schutz der WEA und ihrer Komponenten gegen marine Umwelteinflüsse

Marine Umweltbedingungen sind charakterisiert durch einen hohen Gehalt von Wasser und Salz in der Luft, sowie durch eine hohe Luftfeuchtigkeit. Zusätzlich wird die WEA-Oberfläche mit Gischt beaufschlagt. Es ergibt sich also die Notwendigkeit eines wirkungsvollen Schutzes der WEA vor Korrosion und schädlichen Ablagerungen.

Die Oberfläche der WEA kann durch entsprechende Beschichtungen der betroffenen Komponenten geschützt werden. Solche Beschichtungen durch spezielle Farbsysteme, petroleum-basierte Schutzbeschichtungen oder auch Verzinkung von Oberflächen werden üblicherweise in der klassischen Offshoreindustrie eingesetzt und bieten sich daher an [3,7,8]. Um für jede spezielle Konstruktion eine angepasste und ausreichende Schutzwirkung zu erhalten, können einschlägige Korrosionsschutzrichtlinien wie die ISO 12944-2 [7,8] herangezogen werden. Beschläge wie Leitern, Relings, Schrauben und Muttern, die keine Lasten tragen, können aus nichtrostendem Material hergestellt werden. Das Ziel der Korrosionsschutzbemühungen ist es, eine wirksame Vermeidung von Korrosionen für mindestens 10 Jahre und im Falle der strukturellen Hauptkomponenten (z.B. Turm, Maschinenrahmen, Nabe) für die gesamte Nutzungsdauer sicherzustellen [3]. Auf den Korrosionsschutz der eigentlichen Tragkonstruktionen z.B. Monopile und Tripod wird an entsprechender Stelle weiter unten hingewiesen.

Die Komponenten des elektronischen und elektrischen Systems, als da sind der WEA-Betriebsführungsrechner nebst Peripherie, meßtechnische Einrichtungen und Sensorik, Kabelverbindungen, Generator, Transformator und Netzschütze, werden in der WEA-Gondel, im Turm oder in speziellen Räumlichkeiten am Turmfuß (EW 2.0 Offshore) untergebracht. Dadurch ist zunächst ein Schutz vor Gischt- und Oberflächenablagerungen gegeben. Allerdings muß auch der Schutz der elektrischen und elektronischen Komponenten gegen Wasserdampf (Btauung) und Salz in der Umgebungsluft gewährleistet werden. Das kann durch verbesserte Abdichtung der Gondelverkleidung und der Schaltschränke erreicht werden. Da sich das Maschinenhaus der WEA wohl nicht luftdicht abschließen läßt, kann die Bereitstellung eines leichten Überdrucks innerhalb der WEA-Gondel durch klimatische Maßnahmen eine sinnvolle Lösung darstellen, um das Eindringen von salz- und wasserdampfhaltiger Umgebungsluft zu vermeiden. [3]. Generell muß im Gegensatz zum Onshore-Einsatz davon ausgegangen werden, daß das Klima im Gondelinnenraum hinsichtlich der Feuchte und der Temperatur geregelt werden muß, um eine Überhitzung oder auch Btauung der elektrischen und elektronischen Systeme zu vermeiden. Da erwartet werden kann, daß Offshore-WEA wesentlich länger im Nennleistungsbereich (auch bei höheren Außenlufttemperaturen) betrieben werden, kommt einer ausreichenden Kühlleistung und einer Auslegung mit mehreren Betriebsstufen für angepaßten Luftdurchsatz und Redundanz besondere Bedeutung zu [3,7].

Die Kühlluftströme für die weiteren kühlungsbedürftigen Aggregate wie Getriebe, Generator und Transformator werden zweckmäßigerweise getrennt vom Gondelinnern geführt. Dazu können Öl/Luft – Wärmetauscher für die Getriebekühlung und Luft/Luft – Wärmetauscher für die Generator- und Transformator Kühlung an der Gondelaußenseite bzw. in der Gondelkontur angebracht werden. Besonders im Falle des Generators und des Transformators kann auf diese Weise das Eindringen salz- und wasserdampfhaltiger Umgebungsluft ins Innere des Aggregats verhindert werden.

3.2.6. Anordnung des Transformators und der Netzschaltanlage

In einer Onshore-Anwendung wird der Transformator, der Umrichter oder die Netzschaltanlage in separaten, von der WEA getrennten und ggf. auch einige Meter entfernten Räumlichkeiten untergebracht. Ein solches Vorgehen ist in der Offshore-Situation nicht möglich. Hier sind alle Komponenten, entweder in der WEA selbst, oder doch zumindest in separaten Gehäusen auf der Tragkonstruktion der WEA unterzubringen. Die verschiedenen und teilweise umgesetzten Entwürfe sehen eine Anordnung des Transformators in der Gondel vor (Vestas V80 [8], NEG Micon NM2000/72 [11]), andere wiederum im Turm oberhalb der Wasserlinie (Bonus 2MW) oder in einem Container auf der Landungsplattform (Enron Wind 2.0 Offshore [10]). Im letzteren Fall ist die Anordnung so hoch zu wählen, daß Schäden durch Welleneinwirkung vermieden werden können.

3.2.7. Onboard-Hebezeuge

Um den Austausch von Komponenten im Zuge einer Wartung oder Reparatur ohne externe Krankapazitäten durchführen zu können, sehen alle marinierten WEA-Entwürfe onboard Hebezeuge vor. Mit diesen Einrichtungen sollen alle Hauptkomponenten einschließlich Generator, Getriebe, Lager und Transformator auf ein Serviceschiff abgelassen oder hochgezogen werden können [3,7,8,9]. Die Ausführung solcher Hebezeuge variiert stark und reicht von der direkten Bereitstellung ausreichender Hebekapazität in der WEA-Gondel bis zu Konzepten, die zunächst nur kleine Krankapazitäten vorsehen, mit denen aber Einzelteile für den Zusammenbau größerer Hebezeuge auf der WEA-Gondel gehoben werden können. Als Beispiel mag hier der Entwurf der Enron Wind 2.0 Offshore dienen, der

einen 8,5 t Portalkran vorsieht. Mit einer solchen Hebekapazität kann bei entsprechender Konstruktion sogar der Austausch von Rotorblättern ohne externen Kran durchgeführt werden.

Natürlich müssen Türen, Luken und/oder abnehmbare Verkleidungen in ausreichender Größe vorgesehen werden, damit große Komponenten problemlos auf das Serviceschiff abgelassen oder von dort herauf- und in die Gondel hereingezogen werden können.

Auf der Landungsplattform der WEA oberhalb der Wasserlinie müssen Hebezeuge vorgesehen werden, um Material und Werkzeug vom Serviceschiff zu übernehmen [3,10]. Andererseits kann eine solche Übernahme ggf. auch mit Hebezeugen auf dem Serviceschiff bewerkstelligt werden.

3.2.8. Landungsplattformen für Boote und Helikopter

Sicherer und leichter Zugang zu den Offshore- Windenergieanlagen ist hinsichtlich einer hohen technischen Verfügbarkeit ein Muß. Die dafür notwendigen technischen Lösungen können aus dem Bereich der klassischen Offshore-Industrie abgeleitet werden. In jedem Fall kann davon ausgegangen werden, daß es eine Landungsplattform für kleine Serviceboote geben wird. Eine solche Landungsplattform wird aus einer Leiter mit zwei Fendern sowie einem Dämpfungssystem zur Verminderung des Aufprallstoßes durch das landende Boot bestehen. Zusätzlich können sogenannte Schnellaufholssysteme eingesetzt werden, mit denen ein kleines anlandendes Serviceboot – typischerweise ein Schlauchboot mit festem Boden – komplett mit Material, Werkzeugausstattung und Personal unter Ausnutzung des Wellengangs aus dem Wasser gehievt werden kann. Von der Landungsplattform aus wird die eigentliche Zugangsplattform in sicherer Höhe über dem Seegangsbereich über eine Leiter zu erreichen sein.

Wird Helikoptereinsatz zum Transport von Personal und Material geplant, so muß eine separate Helikopterlandungsplattform entweder in Verbindung mit der Zugangsplattform in sicherer Höhe über der Seegangszone oder auf der Gondel vorgesehen werden. In diesem Zusammenhang bietet ein Zweiblattrotor Vorteile, weil der Rotor in waagerechter Position geparkt, keine oder doch eine minimierte Gefahr für den anfliegenden Helikopter darstellt. Wegen der sehr hohen Kosten für den Lufttransport erscheint aus heutiger Sicht der Helikopterzugang keine Standardlösung zu werden, so daß die dafür notwendigen Infrastrukturen (Helideck) sicher nicht zur Standardausrüstung gehören.

3.2.9. WEA - Betriebsführungssystem

Dem WEA – Betriebsführungssystem kommt hinsichtlich einer optimalen technischen Verfügbarkeit und minimalen Kosten für Störungsbeseitigungen eine entscheidende Bedeutung zu. Das System muß eine komplette Reprogrammierung und Reinitialisierung von der Onshore-Betriebswarte zulassen. Bei vorherigem Netzausfall soll das System nach Rückkehr des Netzes selbststartfähig sein und die WEA in normalen Produktionsbetrieb setzen. Die Qualität und die Robustheit des Fernwirksystems / der Datenfernübertragung ist für eine wirkungsvolle Fernüberwachung von besonderer Wichtigkeit. Insofern sind leistungsfähige und zuverlässige Kommunikationstechniken einzusetzen. Die Sensorik zur Aufnahme wesentlicher Betriebsgrößen wie z.B. Anemometer, Temperaturfühler, Näherungsschalter, Schwingungswächter etc. ist an entscheidenden Stellen durch Einbau redundanter Sensoren zu verbessern.

Darüber hinaus erscheint neben einem klassischen Betriebsführungssystem der Einsatz einer weitergehenden Maschinenzustandsüberwachung mit weiterer Sensorik und Trendanalytik zur Früherkennung von Schäden und zur Planung von Wartungsaktivitäten sinnvoll und verspricht eine kostendämpfende Wirkung.

3.2.10. Notenergieversorgung

Nach einem eventuellen Netzverlust benötigt die WEA eine eigenständige Energieversorgungsanlage, um ein sicheres Parken zu gewährleisten. Diese Notenergie kann auf verschiedene Weise zur Verfügung gestellt werden: Batterien oder Notstromaggregate, wenn elektrische Stellantriebe zu versorgen sind oder in anderen Fällen Hydraulikspeicher oder Federspeichersysteme je nach benötigter Energieart für das Stellglied. Solche Kurzzeitenergiespeichersysteme können lediglich ein sicheres Abfahren der WEA gewährleisten. Für die Sicherstellung der Kommunikation und Manövrierfähigkeit

per Fernwirktechnik / Datenfernübertragung - gegebenenfalls über Monate hinweg - wird allerdings ein spezielles Notstromsystem benötigt.

3.3. Gründungstechniken

Der Begriff der Gründungstechnik umfaßt sowohl die Tragkonstruktion als auch die Technik, die eingesetzt wird, um sie am/im Seeboden zu verankern. Unter der Tragkonstruktion wird die Gesamtheit der Fundamentstruktur und des WEA-Turmes verstanden. Da die Gründung einen erheblichen Anteil an den zusätzlichen Kosten ausmacht, die mit der Nutzung der Offshore-Windenergie verbunden sind – sie verursacht zwischen 35 und 50% der Zusatzkosten bezogen auf die Investitionen für WEA oder 16% der Gesamtinvestition – gibt es einen großen Anreiz, möglichst kostengünstige Gründungstechniken einzusetzen. Um eine Kostenoptimierung zu erreichen, werden drei Optimierungsziele verfolgt:

- Möglichst geringe Herstellungskosten (Serienfertigung, Material)
- Möglichst geringe Aufbaukosten (Logistik, Aufwand und Schnelligkeit)
- Möglichst hohe Nutzungsdauer – Ziel: zwei WEA-Nutzungsdauern (Widerstandsfähigkeit gegen Korrosion, Ermüdungsfestigkeit)

Bisher ausgeführte Offshore Windparks sind ausschließlich mit bodenmontierten Tragkonstruktionen ausgerüstet worden (z.B. Vindeby/DK, Tuno Knob/DK, Middelgrunden/DK mit Gewichtsfundamenten, Bockstigen/S, Blyth Harbour/UK, Utgrunden/S mit Einpfahlgründungen). In verschiedenen Projekten wurden aber auch schwimmende Tragkonstruktionen untersucht [18, 19]. Obwohl technisch machbar, führen bisherige Kostenanalysen zu doppelt so hohen kWh-Preisen wie sie mit bodenmontierten Offshore-Windparks erreichbar erscheinen und stellen wohl deshalb keine echte Alternative für die Offshore-Windenergienutzung in der Deutschen Bucht dar. Ihr Einsatz könnte allerdings Gebiete mit Wassertiefen von 75 – 500 m erschließen.

3.3.1. Gewichtsfundament

Das Gewichtsfundament (siehe Abb 2.1) wurde bereits in den Nearshore-Projekten in Dänemark mit sehr geringen Wassertiefen $\leq 10\text{m}$ erfolgreich eingesetzt. Die Funktion beruht auf der Nutzung der Gravitationskräfte, die auf den Fundamentkörper wirken, um die Tragkonstruktion und die WEA trotz des Einwirkens von Kippmomenten aus Wind- und Wasserlasten auf den Rotor und die WEA-Struktur selbst, in einer aufrechten Position zu halten. Dabei können keinerlei Zugkräfte vom Fundament auf den Seeboden übertragen werden. Daraus ergibt sich eine Sensibilität dieser Gründungstechnik gegenüber hydrodynamischen Extremlasten, da bei dem Durchzug sehr hoher Wellen erhebliche Auftriebskräfte auftreten können [3]. Da die Höhe der Wellen u. a. von der Wassertiefe abhängt, müßten beim Einsatz von Gewichtsfundamenten in größeren Wassertiefen die Fundamentgewichte stark vergrößert werden. Dies ist der Grund für die Annahme, daß Gewichtsfundamente für Wassertiefen über 10m unwirtschaftlich [15] sind und ihr Einsatz physikalisch auf Wassertiefen bis zu 20m begrenzt ist. Einerseits können hohe Eislasten dimensionierend werden, andererseits stellt Eisgang in der Nordsee kein echtes Problem dar.

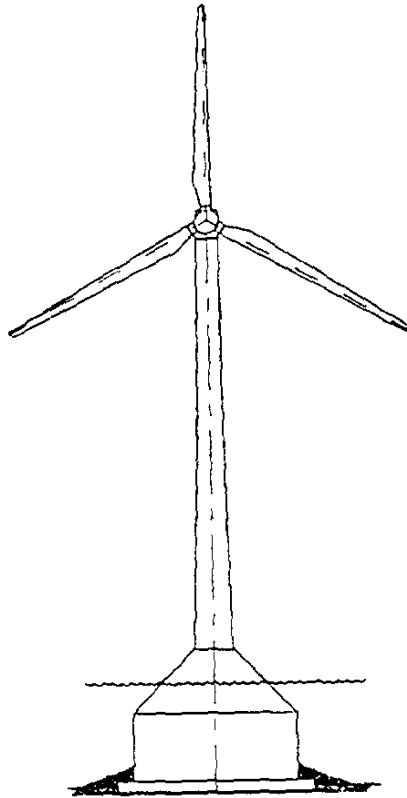


Abb. 3.1 Gewichtsfundament [16].

Wegen der hohen Steifigkeit dieser Fundamentart läßt das Gewichtsfundament nur eine geringe Lastreduzierung durch aerodynamische Dämpfung zu. Unter aerodynamischer Dämpfung wird die Dämpfung der Fundamentbewegungen verstanden, die durch entgegengesetzte Änderungen in den aerodynamischen Lasten auf den Rotor der WEA entstehen. Bauartbedingt ist auch die Dynamik der gesamten Tragkonstruktion nur begrenzt beeinflussbar [3]. Die Ermüdungsfestigkeit wird im wesentlichen von den auf den Rotor der WEA einwirkenden aerodynamischen Kräften bestimmt. An Standorten mit hohen Wellen ist mit zunehmender Bedeutung der hydrodynamischen Lasten zu rechnen.

Für den Aufbau dieser Fundamentart ist eine Vorbereitung des Seebodens notwendig: er muß eingeebnet und mit einer Lage aus Schotter befestigt werden. Diese Arbeiten verursachen einen starken Kostenanstieg mit zunehmenden Wassertiefen. Üblicherweise werden die Fundamente in einem Trockendock gegossen und vor der Beschwerung bis zum gewünschten Gewicht mit Sand, Schotter, Beton oder Erz zum Standort geschleppt [15]. Für den Transport der noch unbeschwerten Fundamente sind eventuell Auftriebshilfen zur Stabilisierung notwendig [3]. In Abhängigkeit von den Bedingungen am Standort muß das Gesamtgewicht der beschwerten Fundamentstruktur für eine 1,5 MW WEA etwa 1.500 Tonnen betragen.

Die Herstellung und der Transport von Gewichtsfundamenten aus Beton bedeutet einen erheblichen Aufwand im Herstellungsvorgang sowie hohe Anforderungen an die Logistik und den Aufbauvorgang. Darüber hinaus wird eine temporäre Baustelle in der Nähe des Standortes benötigt. Daher sind alternative Bauformen untersucht worden wie z.B. eine Stahlrahmenstruktur, die nach dem Transport auf einem Lastkahn zum Standort und dem Absenken mittels eines Krans mit Ballast versehen wird und vor der Beschwerung ein erheblich geringeres Gewicht von etwa mehreren 100 Tonnen aufweist [16]. Dieses Vorgehen erlaubt die Fertigung der Struktur in einer auch weiter entfernten Schiffswerft und den Transport mehrerer solcher Fundamentstrukturen auf einem Lastkahn.

Standortabhängig ist das Fundament gegen Auskolkung durch einen Erosionsschutz bestehend aus einer Steinanschüttung an den Fundamentkanten zu sichern. Theoretisch lassen sich die Gewichtsfundamente im Ganzen nach Nutzungsende beseitigen. In der Praxis ist jedoch mit Problemen beim Heben der entlasteten Struktur durch Saugeffekte am Seeboden zu rechnen.

Diese Gründungstechnik wurde bei den ersten realisierten dänischen Offshore-Windparks Vindeby, Tunø Knob und Middelgrund eingesetzt. Für den Einsatz in der Deutschen Bucht erscheint diese Gründungstechnik wegen der relativ großen Wassertiefen von mehr als 10m bei bereits geringen Entfernungen zur Küste (siehe Abbildung 2.5) eher ungeeignet.

3.3.2. Einpfahlgründung (Monopile)

Pfahlgründungen stellen die häufigste in der klassischen Offshoreindustrie eingesetzte Gründungstechnik dar. Dabei werden einfache Stahlrohre mit den den Erfordernissen angepassten Dimensionen als Gründungspfähle in den Seeboden getrieben. Dies geschieht durch Rammen, Einrütteln oder auch Bohren. Die Gründungspfähle werden meist durch eine Öse in der am Seeboden zu verankernden Struktur getrieben und ermöglichen die Übertragung lateraler und axialer Kräfte (auch Zugkräfte!) in den Seeboden. In Anlehnung an diese Gründungstechnik bietet der Anwendungsfall der Offshore-Windenergie die Option einen einzigen Gründungspfahl - den Monopile - vorzusehen, der den eigentlichen WEA-Turm bis zum Seeboden fortsetzt. Beide Elemente, WEA-Turm und Gründungspfahl werden durch ein Zwischenstück verbunden, welches darüber hinaus erlaubt etwaige Schiefereien des Gründungspfahles zu korrigieren. Solche Monopiles haben Durchmesser von etwa 3 bis 4,5 m und erreichen Massen von ca. 100 – 400 Tonnen in Abhängigkeit von der WEA-Größe und der Entwurfsphilosophie für die Gesamttragkonstruktion [3,15,16]. Letzteres spricht die Möglichkeiten hinsichtlich einer steifen oder weichen Auslegung der Tragkonstruktion an (s.u.). Die maximale Wassertiefe für den Einsatz von Monopiles wird derzeit mit etwa 25m angegeben [3]. Die Eindringtiefen in den Seeboden betragen ca. 18 – 25m.

Weiche Tragkonstruktionen, die relativ große Auslenkungen des Turmkopfes aufgrund der angreifenden Kräfte zulassen, bieten die Möglichkeit, das lastreduzierende Potential der aerodynamischen Dämpfung (Erklärung siehe oben 3.3.1 Gewichtsfundament) besser auszuschöpfen als bei eher steifen Tragkonstruktionen. Der Nachteil einer weichen Auslegung der Tragkonstruktion besteht darin, daß resultierend aus einer relativ niedrigeren Resonanzfrequenz der Konstruktion mit größerer Nähe zu den anregenden Wellenanregungsfrequenzen eine höhere Ermüdungsbeanspruchung der Tragkonstruktion durch hydrodynamische Lasten in Kauf genommen werden muß [3]. Die optimale Auslegung unter Berücksichtigung der beiden genannten gegenläufigen Effekte wird als die zentrale Entwurfsaufgabe bei den Einpfahlgründungen gesehen. Die weiche Auslegungsphilosophie stellt in jedem Fall erhöhte Anforderungen an die Beherrschung des dynamischen Verhaltens der Gesamttragkonstruktion und der WEA selbst. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, daß die Ermüdungslasten aus den angreifenden aerodynamischen und hydrodynamischen Kräften dimensionierend für das Monopile-Fundament sind. In einzelnen Fällen kann jedoch auch die von Treibeis herrührende Extremlast maßgebend für die gewählte Wandstärke sein [16], allerdings sind die Eislasten in der Deutschen Bucht von untergeordneter Bedeutung.

Im Gegensatz zum Gewichtsfundament wird bei der Einpfahlgründung keine Vorbereitung des Seebodens benötigt. Allerdings ist eine Baugrunduntersuchung durch Probebohrungen notwendig, um das Vorhandensein von Felsblöcken oder anderen harten Bestandteilen des Seebodens zu prüfen. Nur Seegebiete, in denen nur wenige oder gar keine solcher harten Einschlüsse vorliegen, kommen für das Einbringen der Monopiles durch Rammung oder Einrütteln in Frage. In anderen Fällen kann auf Bohren als Einbringtechnik um den Preis erhöhter Baukosten und längerer Bauzeit zurückgegriffen werden (Beispiel Bockstigen/S).

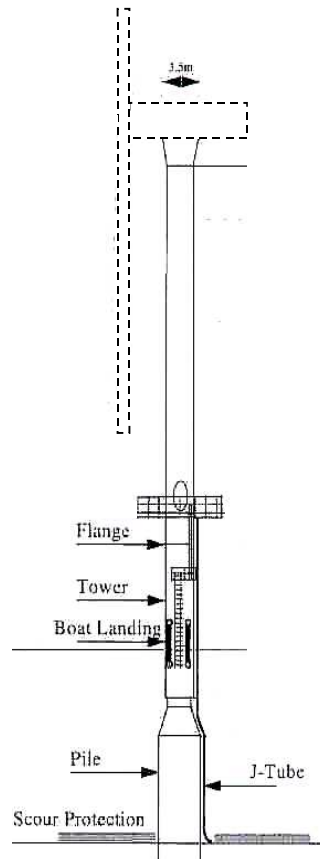


Abb. 3.2 Einpfahl- / Monopile-Gründung [3].



Abb. 3.3 Jack-Up-Plattform im Bockstigen Windpark mit Monopile-Gründung [www.seacore.co.uk].

Die Gefahr von Auskolkung am Übergang in den Seeboden erfordert den Einsatz von entsprechendem Schutz wie z.B. durch künstliches Seegras oder grober optimale Reibung

zwischen dem Seeboden und dem Gründungspfahl zu erreichen, wird auf eine Beschichtung unterhalb der Bodenlinie verzichtet. Um dennoch den notwendigen Schutz gegen Korrosion zu erreichen, muß, wie auch bei den anderen Fundamentoptionen, mit Opferanoden oder eingepprägten Strömen gearbeitet werden. Auf Antifouling-Anstriche kann verzichtet werden. Der Rückbau einer Monopile-Gründung erfolgt durch Abtrennung des Gründungsrohres einige Meter unterhalb der Seebodenlinie oder durch Ziehen des gesamten Gründungsrohres mittels Rütteltechnik.

Wegen der Einfachheit der Struktur können Gründungspfähle in vielen Stahlwerken mit Walzeinrichtungen hergestellt werden. Der Transport kann in Paketen zu mehreren Stück auf Lastkähnen erfolgen. Für die Rammarbeiten sind entsprechende Spezialschiffe oder auch sog. Jack-Up-Plattformen notwendig. Diese Schiffe/Plattformen müssen mit ausreichender Hebekapazität ausgestattet sein, um die schweren Gründungsrohre und den Hydraulikhammer (500 – 700 t) zu handhaben. Die Monopile-Gründungstechnik benötigt eher geringe Zeiten bei der Errichtung. In [16] wird die notwendige Zeit zum Einbringen eines Gründungsrohres für eine 1,5 MW WEA unter Nordseebedingungen mit ca. 30 h angenommen.

Die Monopile-Gründungstechnik wurde bereits in mehreren Projekten eingesetzt und erscheint in Situationen mit moderaten Wassertiefen bis etwa 20 m und günstiger Beschaffenheit des Seebodens die wirtschaftlichste zu sein.

3.3.3. Tripod

Das Dreibeinfundament besteht meist aus einem zentralen Säulenelement, das den WEA-Turm trägt und einem räumlichen Stahlfachwerk, das die Kräfte und Momente auf den Turm in die Gründungspfähle in den drei Ecken der Struktur überträgt. Die drei Gründungspfähle, die deutlich kleinere Dimensionen in der Größenordnung 0,9 m im Vergleich zu den mächtigen Monopiles aufweisen, übertragen hauptsächlich Zug- und Druckkräfte in den Seeboden. Nach Abschluß der Rammarbeiten werden sie durch Vergußmörtel in den Pfahlaufnahmen an den Ecken des Tripods fixiert. Die Eindringtiefe der Gründungspfähle beträgt, wie auch bei den Monopile-Gründungsrohren, etwa 10 – 20 m je nach den Eigenschaften des örtlichen Seebodens [16]. Um die Lasten aus Wellen- und Eisgang zu minimieren, ist der Durchmesser der zentralen Säule im Bereich der Wasserlinie meist geringer als darüber und darunter.

Das Dreibeinkonzept ist ein im Vergleich zum Monopile eher steifes Gründungskonzept und läßt damit nur eine geringere Ausnutzung der aerodynamischen Dämpfung (Erklärung siehe 3.3.1 Gewichtsfundament) zur Reduktion der dynamischen Reaktion der Struktur zu. Als Leichtbaustruktur ist ihr dynamisches Verhalten schon beim Entwurf mit Sorgfalt zu prüfen. In [16] wird berichtet, daß die Wellenlasten bei Wassertiefen bis zu 11 m mit einem Anteil von 10 – 25% am Gesamtkippmoment nur eine untergeordnete Rolle spielen. Daraus folgt, daß die Ermüdungslasten aus den aerodynamischen Kräften am Rotor dimensionierend für die Tripod-Auslegung sind. Die Bedeutung der Wellenlasten wird aber mit zunehmender Wassertiefe ebenfalls zunehmen. Wie auch beim Monopile können Extremlasten durch Eisgang dimensionierend sein, sind aber für den Einsatz in der Nordsee von untergeordneter Bedeutung.

Das Tripod-Fundament, welches üblicherweise in der klassischen Offshoreindustrie im Bereich der Hilfsstrukturen (auxilliary structures) eingesetzt wird, ist besonders für größere Wassertiefen geeignet. Bei geringen Wassertiefen unter 7 m tritt eine Gefährdung für anlandende Wasserfahrzeuge/Serviceboote durch Kollisionsgefahr mit einem der drei Schenkel auf.

Insbesondere der flache Verlauf der Kostenzunahme in Abhängigkeit von der Wassertiefe (siehe Abb 3.4 und [16]) macht diesen Gründungstyp attraktiv für die Erschließung küstenferner Seegebiete. Der Seeboden bedarf keiner besonderen Vorbereitung vor der Einbringung des Tripod-Fundaments. Zur Aufstellung werden, wie auch beim Monopile, Spezialschiffe oder Jack-Up-Plattformen mit entsprechender Ausrüstung für Rammarbeiten und ausreichenden Hebezeugen benötigt. Die Gründungspfähle werden vor dem Absenken des Dreibeins bereits in die entsprechenden Aufnahmen an den Ecken vormontiert. Auch hier werden die Teile der Pfähle, die in den Seeboden eingetrieben werden, nicht beschichtet, um ausreichende Reibung zur Kraftübertragung zu gewährleisten. Zum Schutz vor Korrosion werden wiederum Opferanoden oder eingepprägte Ströme eingesetzt. Das Dreibeinfundament kann nach Nutzungsende und nach Abtrennen der Gründungspfähle unterhalb der Seebodenlinie vollständig entfernt werden.

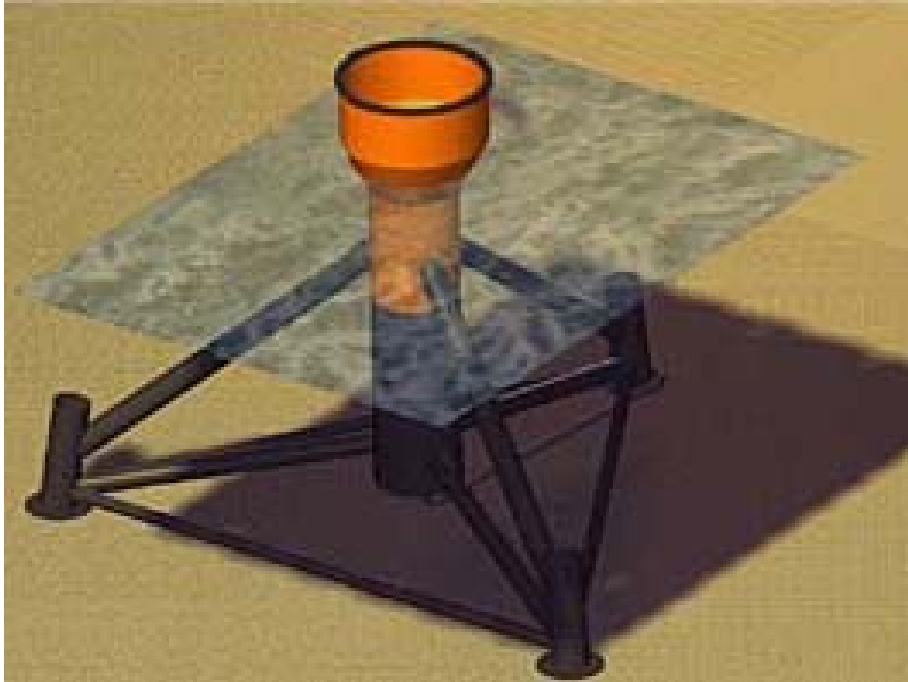


Abb. 3.4 Tripod-Gründung [Quelle: www.windpower.dk].

Die Herstellung solcher Tripod-Fundamente erfordert nur gut bekannte und bewährte Fertigungstechniken, wie sie typischerweise auf Schiffswerften angetroffen werden können. Da Gewicht und Größe der fertigen Dreibeinstruktur vergleichsweise gering ausfallen, erscheint auch die Produktion der Fundamente in weiterer Entfernung vom späteren Standort wirtschaftlich möglich [16].

Die Tripod-Gründungstechnik ist bisher noch nicht für die Offshore-Windenergienutzung eingesetzt worden. Sie verspricht aber ein großes Anwendungspotential bei der Erschließung küstenferner Seegebiete in der Deutschen Bucht.

4. Netzanbindung von Offshore-Windparks

Die technische Realisierung der Netzanbindung von Offshore-Windparks hängt wesentlich von der installierten Leistung des Windparks wie auch von der Entfernung zur Küste bzw. zum nächstmöglichen Verknüpfungspunkt mit dem elektrischen Verbundnetz in Deutschland bzw. Europa ab. Während kleinere Offshore-Windparks nahe der Küste quasi wie herkömmliche Onshore-Windparks mit dem Netz verbunden werden können, ist bei großen Windparks und bei großen Entfernungen zur Küste erheblicher technischer Aufwand (zum Teil mit neuer Technik) und damit auch erheblicher finanzieller Aufwand notwendig.

Die Netzanbindung von Offshore-Windparks kann in vier Themenbereiche unterteilt werden:

- das interne elektrische Netz des Windparks
- die Verbindung vom Windpark zum elektrischen Verbundnetz an Land
- die Verknüpfung mit dem Höchstspannungsnetz.
- die Auswirkungen auf das elektrische Netz in Deutschland bzw. Europa.

4.1. Das interne elektrische Netz des Windparks.

Das elektrische Netz innerhalb des Windparks kann ähnlich aufgebaut werden wie bei Windparks an Land. Die Windenergieanlagen werden durch ein Mittelspannungs-Drehstromsystem miteinander verbunden. Jede Windenergieanlage wird einen Transformator zur Anpassung der Spannung der Windenergieanlage auf die Mittelspannung besitzen, wobei die Nennspannung dieser Mittelspannungsübertragung innerhalb des Windparks bei etwa 20 kV oder 30 kV (bis 36 kV) betragen dürfte, die Windenergieanlagen werden hingegen Nennspannungen im Bereich von 690 V (wie bei heutigen Anlagen) bis zu einigen kV (z. B. 6 kV) aufweisen.

Abb. 4.1 und 4.2 zeigen schematisch Möglichkeiten für die interne Verkabelung des Offshore-Windparks. In Abb. 4.1 sind die Windenergieanlagen mit Ringnetzen verbunden. Dieses Layout bietet Redundanz, falls Fehler an einzelnen Kabelstrecken auftreten. Der fehlerhafte Kabelabschnitt kann stillgelegt bzw. ersetzt werden, während alle Windenergieanlagen weiterhin in Betrieb bleiben. Im Falle von Sticheleitungen, wie in Abb. 4.2, kann ein Fehler an einer Kabelstrecke den Ausfall einer oder mehrerer Windenergieanlagen bedeuten. Erste Untersuchungen [1] zeigen allerdings, daß hierdurch im Mittel nur ein Energieverlust von 0,026 %, bezogen auf die mittlere jährliche Produktion, zu erwarten ist.

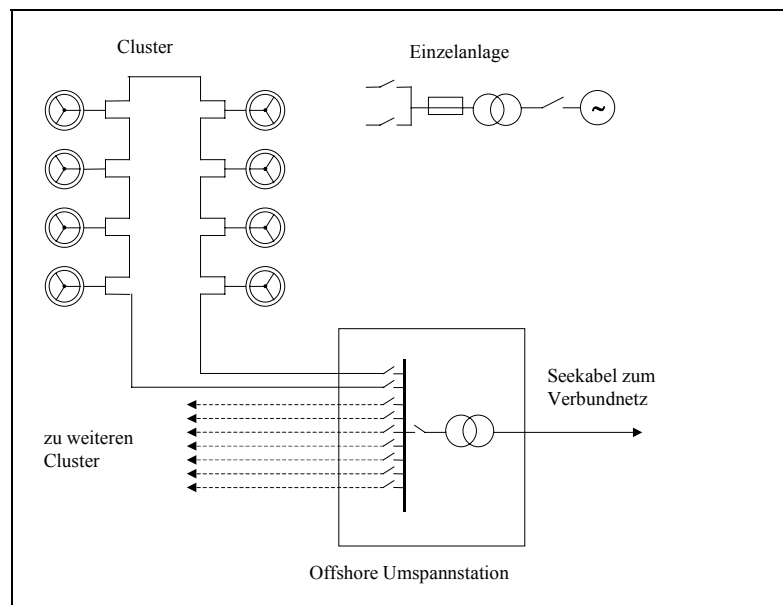


Abb. 4.1: Verbindung der Windenergieanlagen mit Ringnetzen.

Die Windenergieanlagen eines Offshore-Windparks werden zu Cluster gruppiert, wobei jeder Cluster Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von bis zu 30 MW oder 40 MW enthält, begrenzt im wesentlichen durch die Kabelquerschnitte. Die Kabel der einzelnen Cluster werden an einer zentralen Umspannstation zusammengeführt, wo dann die Spannung von der Mittelspannungsebene auf ein Hoch- oder Höchstspannungssystem transformiert wird.

Statt des Mittelspannungs-Drehstromsystems im Windpark ist auch eine Gleichstromübertragung auf Mittelspannungsebene für die Verbindung der einzelnen Windenergieanlagen denkbar. Dieses setzt ein Konzept der Windenergieanlagen voraus, bei dem jede Anlage ein geregeltes Gleichrichtersystem besitzt. Vorstellbar ist solch ein System vor allem in Verbindung mit einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung für die Verbindung zum elektrischen Verbundnetz an Land.

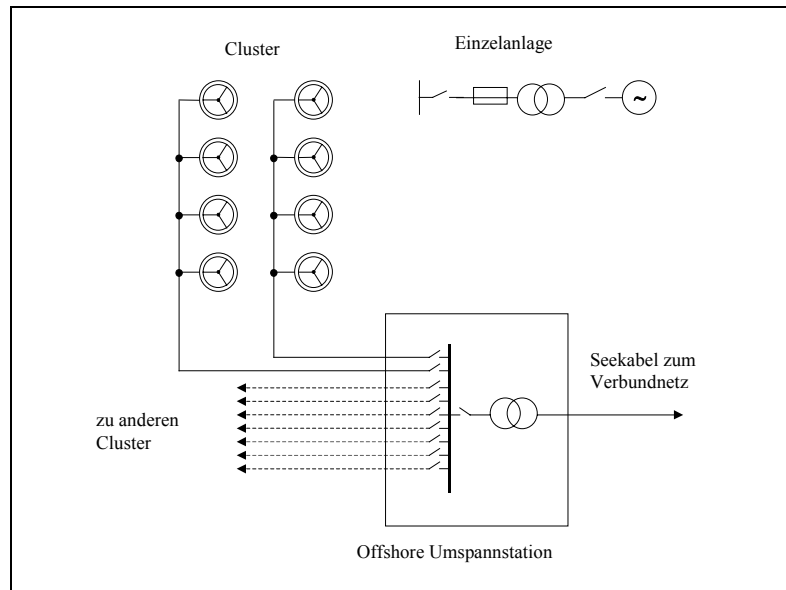


Abb. 4.2: Verbindung der Windenergieanlagen mit Stickleitungen.

4.2 Elektrische Verbindung vom Windpark zum Verbundnetz

Bei Entfernungen bis zu etwa 60 km wird die Drehstromübertragung mittels Kabel angewendet [2]. Die Ladeleistung (Blindleistung), hervorgerufen durch die Kapazitätsbeläge der Seekabel, wird bei höheren Entfernungen so groß, daß eine Übertragung der von den Windenergieanlagen gelieferten Wirkleistung nicht mehr möglich ist, ohne daß entlang des Kabels ca. alle 50 km (die Entfernung ist abhängig von der gewählten Betriebsspannung) Kompensationsanlagen auf zusätzlichen Plattformen aufgebaut würden.

Die Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) bietet die Möglichkeit, hohe Leistungen auch über große Entfernungen zu übertragen, ohne daß Kompensationsanlagen entlang der Kabelstrecke notwendig sind. Allerdings ist bei einer HGÜ zusätzlicher technischer Aufwand zur Umwandlung des Wechselstromes in Gleichstrom im Offshore-Windpark und umgekehrt zur Umwandlung des Gleichstromes in Wechselstrom an Land notwendig. Die herkömmliche Art dieser Umwandlung basiert auf Thyristorwechselrichter. Diese Technik bedeutet aber, daß der Offshore-Windpark, elektrisch gesehen, als Inselnetz arbeiten muß, bei dem nur die Wirkleistung abgeführt werden kann. Die Windenergieanlagen müßten ein eigenständiges elektrisches System einschließlich der Blindleistungsregelung aufbauen, was bei vielen Windenergieanlagen nicht oder noch nicht möglich ist. Eine neuere Art der Umwandlung basiert auf Transistortechnologie, die bei Firmen wie ABB und Siemens entwickelt wird und zur Zeit im Leistungsbereich von etwa 100 MW zur Verfügung steht. Diese Technologie erlaubt eine Betriebsweise des Offshore-Windparks, die weitestgehend der herkömmlichen Betriebsweise von Onshore-Windparks entspricht.

Neben den technischen Aspekten spielt aber auch die Zuverlässigkeit eine wesentliche Rolle. Bei Ausfall einer Übertragungsleitung zwischen Windpark und Verbundnetz wäre der Windpark voraussichtlich für längere Zeit stillgelegt, weil die Reparatur auf See, z. B. einer Kabelstrecke, aufgrund von Wetterbedingungen auf Wochen oder sogar Monate verzögert werden könnte. Deswegen kann es sinnvoll sein, ausreichende Redundanz aufzubauen. Das könnte z. B. so geschehen, daß mehrere Offshore-Windparks miteinander vernetzt werden und daß es dann einige Verbindungsleitungen von diesem Offshore-Netzwerk zum Verbundnetz an Land geben könnte. Bei Ausfall einer Verbindungsleitung könnten die anderen Leitungen den Energietransport mit übernehmen. Gegebenenfalls könnte in Starkwindperioden, also wenn alle Windparks maximale Leistung erzeugen, eine Reduzierung der Leistung notwendig werden, um eine Überlastung der verbliebenen Verbindungsleitungen zu vermeiden. In den anderen Zeiten würde aber im Falle der Vernetzung der Betrieb der Offshore-Windparks bei Ausfall einer Verbindungsleitung nicht oder nur zu geringfügigen Beeinträchtigungen führen.

Die Vernetzung der Offshore-Windparks untereinander würde zudem den Vorteil bieten, daß nicht von jedem einzelnen Windpark eine separate Verbindungsleitung zum Verbundnetz an Land aufgebaut werden müßte, sondern es könnten einige wenige leistungsstarke Verbindungsleitungen aufgebaut werden. Hierbei wäre auch zu prüfen, ob bereits vorhandene Seekabelverbindungen, z. B. zwischen Skandinavien und Deutschland (HGÜ-Verbindungen), in solch ein Netz einbezogen werden könnten.

4.2.1 Drehstromübertragung

Die Hochspannungs-Drehstromübertragung zwischen Offshore-Windpark und Verbundnetz läßt sich in drei Teilbereiche unterteilen:

- die Offshore-Umspannstation
- die Kabelstrecke zwischen Windpark und Verbundnetz
- die Umspannstation an Land

4.2.1.1. Offshore-Umspannstation

Die wesentliche Aufgabe der Offshore-Umspannstation ist die Zusammenführung der Leitungen von den einzelnen Windenergieanlagen oder Cluster des Windparks und die Transformation der Spannung von der Mittelspannungsebene des Windparksystems auf das Hochspannungssystem für die Übertragung. Die Umspannstation wird auf einer Plattform errichtet, der Platzbedarf beträgt etwa 200 m² pro 100 MVA Leistung [3].

Der Spannungspegel des Hochspannungssystems kann bis zu 400 kV betragen. Allerdings ist zu berücksichtigen, daß eine höhere Spannung auch eine wesentlich erhöhte Ladeleistung (Blindleistung) des Kabel verursacht, so daß allein durch diese Ladeleistung die Höhe der Spannung begrenzt sein wird. Die entstehende Blindleistung durch das Kabel macht es auch notwendig, daß sowohl an der Offshore-Umspannstation als auch an der Umspannstation an Land Kompensationsanlagen errichtet werden müssen.

Die Hochspannungstransformatoren für große Leistungen sind in der Regel ölgekühlt. Hierbei können zwei Sekundärwicklungen, jede jeweils mit der halben Nennleistung, bewirken, daß die Kurzschlußleistung auf der Mittelspannungsseite handhabbar bleibt.

Bislang sind noch keine Umspannstationen auf See errichtet worden. Die Technik hierzu ist aber verfügbar, z. B. gasisolierte (SF₆) Technik. Die Umspannstation muß hierbei vor dem Einfluß des Meerwassers geschützt sein.

4.2.1.2. Kabelverbindung zwischen Windpark und Verbundnetz

Für die Drehstromübertragung zwischen Windpark und Verbundnetz an Land stehen einadrige und dreiadrige Seekabel zur Verfügung, ausgeführt als ölisierte oder als Kunststoffkabel [4]. Bei der Verlegung von einadrigen Kabeln beträgt der Abstand zwischen den Kabeln aus verlegungstechnischen Gründen etwa 1 m. Die Übertragungsleistung einer dreiphasigen Drehstromübertragung mit einadrigen Kabeln liegt bei 400 MVA bei einer Spannung von 110 kV [3]. Für ein dreiadriges Kabel beträgt die heutige maximale Übertragungsleistung etwa 200 MVA bei 110 kV bzw. 150 kV [3], [4].

Wie vorstehend bereits beschrieben, entsteht aufgrund des Ladestromes des Hochspannungskabels Blindleistung. Das Kabel wirkt als großer Kondensator, wobei die Blindleistung mit der Spannung zunimmt (quadratisch). Bei entsprechender Kabellänge kann somit allein aufgrund der Blindleistung die maximale Strombelastbarkeit des Kabels erreicht werden. Dadurch ist die maximale Länge eines Hochspannungsdrehstromkabels, abhängig von der Spannungsebene und vom Kabeltyp, auf etwa 40 – 50 km [5] oder 100 km [3] begrenzt. Um die entstehende Blindleistung durch die Kabelkapazität niedrig zu halten, darf die Spannung nicht zu hoch gewählt werden, allerdings bedeutet eine niedrigere Spannung (z. B. im Bereich von 150 kV) wiederum einen höheren Wirkstrom, so daß abhängig von der zu übertragenden Wirkleistung evtl. mehrere Kabel parallel zu legen sind.

An beiden Enden des Kabels, also sowohl an der Offshore-Umspannstation, als auch an Land, sollten Kompensationseinrichtungen die entstehende Blindleistung der Kabel kompensieren.

Das Kabel sollte im Meeresboden eingegraben werden, um Beschädigungen durch Schifffahrt oder Fischerei zu vermeiden. Für das Eingraben gibt es verschiedene Techniken, wie z. B. das Fräsen eines Grabens mittels eines Wasserstrahles.

Vom Anlandepunkt des Seekabels an der Küste bis zur Umspannstation am Verknüpfungspunkt mit dem Verbundnetz kann die Übertragungsleitung entweder als Erdkabel oder als Freileitung ausgeführt werden. Diese Kabel- bzw. Freileitungsstrecke entspricht den üblichen Hoch- oder Höchstspannungsleitungen an Land.

4.2.1.3. Umspannstation an Land

Die Umspannstation am Verknüpfungspunkt mit dem Verbundnetz ist vergleichbar zu konventionellen Umspannstationen. Die Umspannstation enthält den Transformator zur Spannungsanpassung, falls die Spannung der Übertragungsstrecke unterschiedlich ist mit der Spannung am Verknüpfungspunkt, sowie Schalteinrichtungen zur Trennung des Offshore-Windparks. Hier kann auch die bereits erwähnte Kompensationseinrichtung zur Kompensation der Blindleistung des Seekabels installiert sein.

4.2.2 Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Für große Entfernungen und hohe Leistungen ist die Drehstromübertragung aufgrund der vorgeannten Nachteile weniger geeignet als eine Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ). Allerdings sind bei einer HGÜ zusätzliche Einrichtungen zum Gleich- und Wechselrichten der Spannung bzw. des Stromes notwendig. Hierzu sind zwei verschiedene Techniken möglich, zum einen die konventionelle Thyristortechnologie und andererseits eine neue Technik, die auf IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) und Pulsweitenmodulation (PWM) basiert.

Thyristorwechselrichter und –gleichrichter werden bereits in einer Vielzahl von Systemen angewendet. Die größte HGÜ-Übertragung an Land ist in Itaipu in Brasilien installiert mit einer Übertragungsleistung von 6300 MW und einer Entfernung von 800 km. Die Gleichspannung beträgt hierbei ± 600 kV [2]. Beispiele für HGÜ mit Unterwasserkabel sind die Verbindung zwischen Frankreich und Großbritannien mit einer Übertragungsleistung von 2000 MW ($8 \cdot 250$ MW) [5], [6] und das „Baltic cable“ zwischen Schweden und Deutschland mit 600 MW Leistung, 250 km Länge und 450 kV Spannung (monopolar) [5]. Weiterhin gibt es Planungen für eine Verbindung von Norwegen nach Kontinentaleuropa mit einer Leistung von $3 \cdot 600$ MW [7].

Das Baltic cable ist ein monopolares System, d. h. es existiert nur ein Leiter zwischen Schweden und Deutschland. Als Rückleiter wird das Wasser der Ostsee verwendet, welches aufgrund des Querschnittes ein idealer Leiter ist. In den aktuellen Projekten und Plänen sind aber nur bipolare HGÜ-Systeme vorgesehen, also mit zwei ausgeführten Leitern, um die Umwelteinflüsse möglichst gering zu halten.

Die Thyristortechnologie hat einige Nachteile. Eines ist die Erzeugung von Oberschwingungsströmen, wodurch große Filtersysteme notwendig werden. Ein anderer Nachteil ist, daß Blindleistung nicht erzeugt und nicht geregelt werden kann. Thyristorwechselrichter benötigen induktive Blindleistung, deren Größe von der übertragenen Wirkleistung abhängt. Dadurch werden Kompensationsanlagen, bestehend aus Kondensatoren und Phasenschieber notwendig. Ein weiterer wichtiger Nachteil ist, daß Thyristorwechselrichter netzgeführt sind, sie sind nicht in der Lage, ein Wechselspannungssystem aufzubauen. Thyristorwechselrichter können nur Ströme in ein vorhandenes Wechselspannungssystem speisen. Für die Verwendung in Offshore-Windparks ist deshalb eine Einrichtung erforderlich, die selbständig ein Wechselspannungssystem aufbaut. Für Windenergieanlagen mit direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren müßten deshalb beispielsweise große Phasenschieber mit Synchrongeneratoren installiert werden, um solch ein Wechselspannungssystem aufzubauen. Drehzahlvariable Windenergieanlagen mit neuer PWM Wechselrichter-Technologie ermöglichen von sich aus den Aufbau eines Wechselspannungssystems, so daß diese Windenergieanlagen auch ohne zusätzliche Einrichtungen an einem HGÜ System, basierend auf Thyristortechnologie, betreibbar wären.

Abb. 4.3 zeigt schematisch die Wirkungsweise einer HGÜ. Gleich- und Wechselrichtung werden mit Hilfe von Thyristorbrücken vorgenommen. An beiden Seiten, offshoreseitig am Windpark und landseitig an der Umspannstation, sind Kompensationseinrichtungen vorgesehen. Oberschwingungen werden durch Filteranlagen reduziert. Der offshoreseitige Wechselrichter und die zugehörigen Kom-

pensionsanlagen, Filter und dergleichen könnten auf der gleichen Plattform wie die Umspannstation installiert werden. Evtl. kann auf den Transformator der Offshore-Umspannstation verzichtet werden, sofern der Kommutierungstransformator ebenfalls die Spannung von der Mittelspannungsebene auf Hochspannung transformiert. Alle Einrichtungen auf dieser Offshoreplattform müssen vor den Witterungseinflüssen geschützt werden. Dadurch kann es nötig sein, den Wechselrichter z. B. in klimatisierten Räumen zu betreiben.

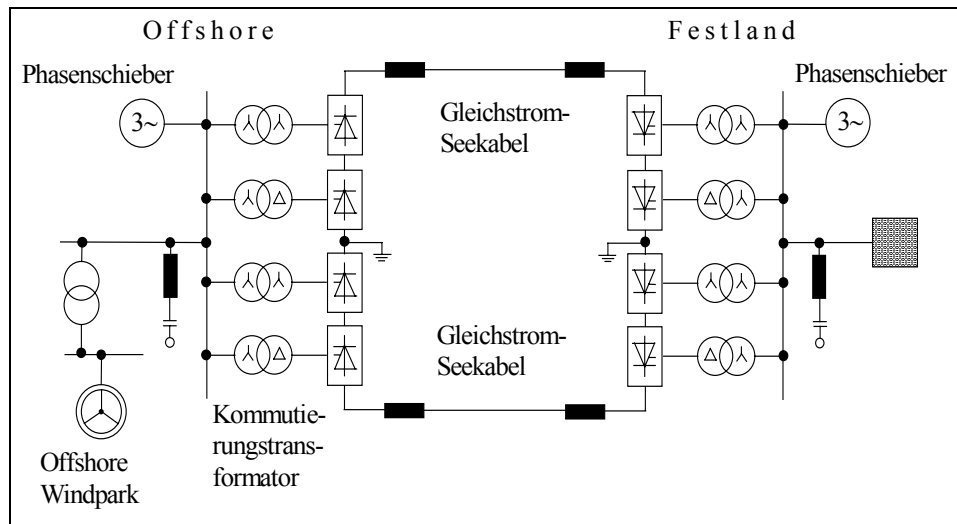


Abb. 4.3: Schematische Darstellung einer Hochspannungs-Gleichstromübertragung mittels Thyristortechnologie.

Zur Zeit liegen die höchsten Spannungen für HGÜ mit Thyristortechnologie mit Seekabelverbindungen bei 450 kV. Systeme mit 500 kV sind in der Planung. [2]. Bei den bestehenden und geplanten Seekabelverbindungen mittels HGÜ und Thyristortechnologie handelt es sich um Verbindungen zwischen zwei bestehenden großen Netzen, bei denen Wirkleistung ausgetauscht wird. In diesen Fällen gibt es nicht die Problematik wie bei Offshore-Windparks, daß auf der einen Seite der HGÜ erst ein Netz aufgebaut und geregelt werden muß.

Neue Umrichtertechnologie, basierend auf IGBT und auf Pulsbreitenmodulation (PWM), ist in der Entwicklung. Diese neue Technologie ermöglicht es, durch den Umrichter ein eigenes Drehstromsystem, also ein eigenes Netz zu erzeugen, wobei Spannung, Frequenz und Blindleistung leicht geregelt werden können. Dieses bedeutet, daß die Windenergieanlagen des Offshore-Windparks ein übliches Drehstromnetz sehen. Erste HGÜ mit dieser neuen Technologie sind bereits installiert, so auf der Schwedischen Insel Gotland, wo 1999 ein HGÜ-System mit einer Leistung von 65 MVA (Hersteller ABB) in Betrieb genommen wurde. Ein weiteres System vom gleichen Hersteller ist zwischen Queensland und Neu-Südwalles in Australien mit einer Leistung von 180 MVA geplant. Diese Technik wird sich weiterentwickeln, so daß auch Systeme für große Offshore-Windparks im Bereich von 1.000 MW und mehr zur Verfügung stehen werden.

4.3 Die Verknüpfung mit dem Verbundnetz

Leistungen im Bereich von z.B. 1.000 MW können nur in ein Höchstspannungsnetz eingebunden werden. Aufgrund der in der Regel verhältnismäßig dünnen Besiedelung und der mangelnden großen Industrieproduktionen sind die elektrischen Netze entlang der Küstenregion allerdings nur relativ schwach ausgelegt. Meist gibt es nur Hochspannungsnetze im Bereich von 110 kV (150 kV). Höchstspannungsnetze bis 400 kV sind hier in der Regel nur vorzufinden, wenn große Kraftwerke an der Küste betrieben werden. Aus umweltpolitischen Gründen ist ein Ausbau des Höchstspannungsnetzes mit Freileitungen nur schwer bzw. nur langwierig möglich. Die Abbildung 4.4 zeigt die vorhandenen Hoch- und Höchstspannungsleitungen in den deutschen Küstenregionen. Im küstennahen Bereich Deutschlands gibt es folgende mögliche Verknüpfungspunkte im Höchstspannungsnetz:

- Brunsbüttel, Elbegebiet (380 kV)
- Bremerhaven, Unterweser (380 kV)
- Wilhelmshaven (220 kV)
- Leer (Dielerheide), Emsgebiet (380 kV)
- Greifswald (380 kV)
- Rostock (380 kV)

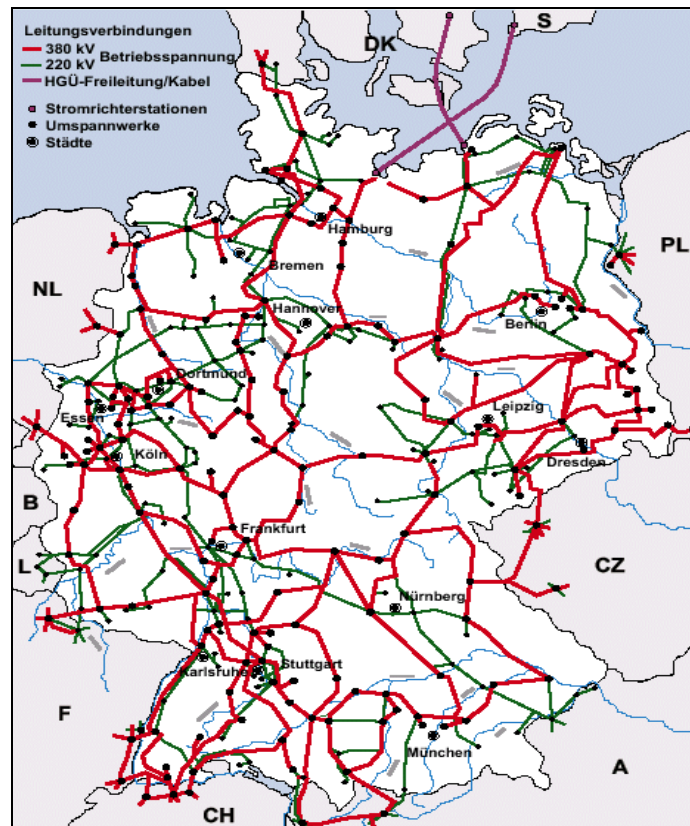


Abb. 4.4: Deutsches Verbundnetz [Quelle: [www. eon-energie.com]].

Einzelfallüberprüfungen mittels umfangreicher Lastflußanalysen sind notwendig, um zu ermitteln, ob diese Verknüpfungspunkte für die Netzanbindung hoher Leistungen, wie sie für die Offshore-Netzanbindung gebraucht werden, geeignet sind. Maßgeblich ist, ob noch genügend freie Kapazitäten für die Weiterleitung dieser hohen Leistungen bestehen. Typische Übertragungsleistungen für 400 kV Freileitungen liegen abhängig vom Masttyp und von den verwendeten Seilen im Bereich von 2.000 MVA bis etwa 6.000 MVA für zwei Systeme [9].

Mögliche Verknüpfungspunkte mit dem Verbundnetz könnten Standorte sein, wo Kernkraftwerke betrieben werden. Hier gibt es starke Netzanbindungen an das Höchstspannungsnetz. In der Regel dürften aber auch diese Netzanbindungen durch den Betrieb der Kernkraftwerke weitgehend ausgelastet sein. Eine Möglichkeit bietet sich allerdings dann, wenn Kernkraftwerke stillgelegt werden, so wie es in Deutschland für die nächsten Jahre geplant ist. Hier könnte die frei werdende Leitungskapazität durch die Offshore-Windparks genutzt werden. Die Stilllegungszeitpunkte korrelieren allerdings nicht zwangsläufig mit dem Ausbauplänen der Offshore-Windenergienutzung. Abb. 4.5 zeigt die küstennahen Standorte der Kernkraftwerke im Bereich der E.ON Kernkraft GmbH.



Abb. 4.5: Küstennahe Kernkraftwerke der E.ON Kernkraft GmbH [www.eon-energie.com].

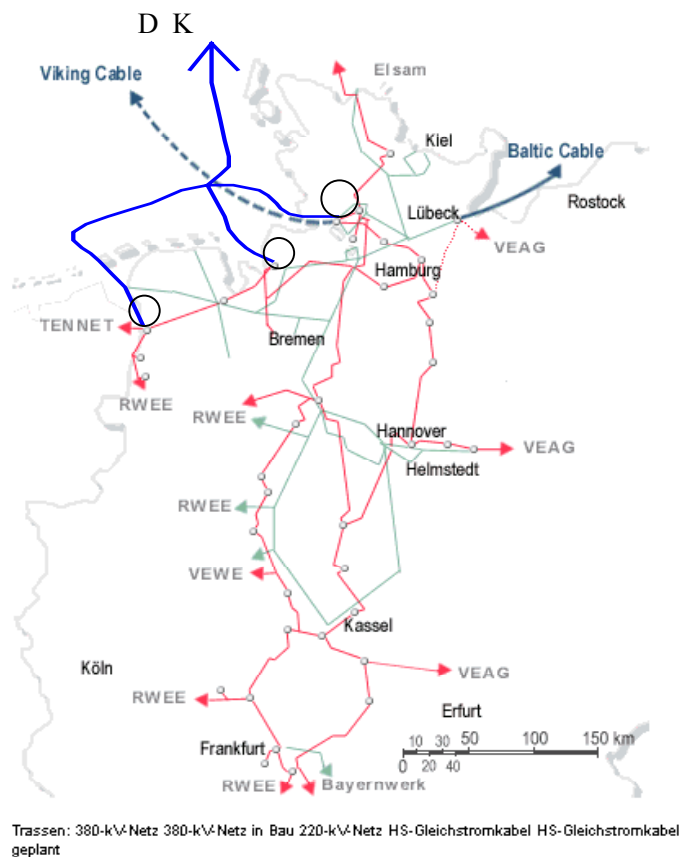


Abb. 4.6: Ein beispielhaftes Offshore-Netz mit drei Verknüpfungspunkten zum Hochspannungsnetz in Norddeutschland [Quelle des bestehenden Verbundnetzes: www.Preussenelektra.de 2000].

Im Falle der Hochspannungsgleichstromübertragung muß der Verknüpfungspunkt mit dem Verbundnetz nicht zwangsläufig möglichst küstennah erfolgen. Es wäre auch möglich, die HGÜ über weite Strecken über Land zu führen und die Netzanbindung in Gegenden mit großen Industrieproduktionen und damit mit hohem Energiebedarf an dortige Höchstspannungsnetze heranzuführen. Hierzu könnten unterirdische HGÜ-Kabel eingesetzt werden, so daß keine Freileitungstrassen an Land notwendig wären. Allerdings ist die Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung im konkreten Fall zu prüfen.

Die Verknüpfungspunkte für die Netzanbindung der ersten Offshore-Windparks werden, wie in den Projekten geplant, an den starken Netzanbindungspunkten wie z. B. in Brunsbüttel oder bei Leer an

der Grenze zur Niederlande liegen. In den zukünftigen Jahren und bei starkem Ausbau der Offshore-Windenergienutzung wird aber ein weiterer Ausbau der Netze an Land notwendig werden.

Im Zusammenhang mit begrenzten Netzkapazitäten ist die Konkurrenz unterschiedlicher Energieerzeugungssysteme ein wichtiger Aspekt: Offshore-Windenergieparks müssen ggf. mit konventionellen Energieerzeugern um freie Einspeisekapazitäten konkurrieren. Durch den im EEG verankerten Vorrang für Erneuerbare Energien hat der Gesetzgeber hier bereits ein deutliches Signal gesetzt, allerdings bedarf es einer eindeutigen Lösung. Diese Fragestellung wird derzeit in der neu eingerichteten Bundesclearingstelle des BMWi auf breiter Ebene erörtert.

4.4 Einfluß der Offshore-Windenergieproduktion auf das Elektrizitätsversorgungsnetz in Deutschland

Die zur Zeit in Deutschland installierten Windenergieanlagen sind nach den Regeln der VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.) angeschlossen und werden nach diesen Regeln betrieben. Hierbei wird die Philosophie verfolgt, die Windenergieanlagen im Falle von Netzstörungen oder Netzschwankungen möglichst schnell (innerhalb 0,1 – 0,2 s) vom Netz zu trennen. Das bedeutet, die Windenergieanlagen werden so betrieben, daß sie im Fehlerfall nicht zur Stützung des Netzes beitragen, anders als z. B. herkömmliche Kraftwerke, die möglichst lange am Netz bleiben sollen. Es gibt Szenarien, die besagen, daß im Falle eines Fehlers an einem kritischen Netzpunkt, z.B. ein Kurzschluß an einer kritischen Sammelschiene in Brunsbüttel, alle Windenergieanlagen in Norddeutschland durch diesen Fehler innerhalb kürzester Zeit (z.B. innerhalb einer Sekunde) abschalten würden. Das könnte im ungünstigen Fall ein Abschalten von einigen Tausend Megawatt Leistung sein. Das europäische Verbundnetz ist dafür ausgelegt, ein plötzliches Abschalten von 3.000 MW Leistung (2 große Kernkraftwerke) zu verkraften, ohne daß es zu Ausfällen kommt. Würden aber mehr als 3.000 MW auf einmal abgeschaltet, ist das europäische Verbundnetz nicht mehr in der Lage, dieses auszugleichen. Es würde unmittelbar zum Ausfall großer Leitungsnetze kommen. Diese Gefahr wird verstärkt, wenn große Offshore-Windparks aufgestellt werden, ohne daß diese Aspekte ausreichend berücksichtigt werden.

Es gibt deshalb Überlegungen von Energieversorgungsunternehmen, die Anschlußregeln für große Windparks (wie z.B. auch Offshore-Windparks) dahingehend zu ändern, daß sie wie herkömmliche Kraftwerke angeschlossen und betrieben werden. Hierbei sollen z.B. Windenergieanlagen das Netz möglichst lange stützen und im Fehlerfall ggfs. nicht direkt abschalten.

Neben diesen Sicherheitsaspekten sind auch die Leistungsschwankungen der Windenergieanlagen aufgrund der Windgeschwindigkeitsschwankungen zu berücksichtigen. Wenn die Windenergie einen erheblichen Anteil an der Elektrizitätsversorgung hat, müssen die Einsatzplanungen der herkömmlichen Kraftwerke hierauf abgestimmt werden. Hierbei müssen die Vergleichsmäßigungen durch die räumliche Ausdehnung der Windparks in Deutschland bzw. in Europa berücksichtigt werden und damit auch der Einfluß auf die Lastflüsse der großen Höchstspannungsverbindungen in Europa. Diese überregionalen Höchstspannungsverbindungen müssen ggfs. ausgebaut werden, um die von den Offshore-Windparks erzeugte Energie von Norddeutschland weiter Richtung Süden zu transportieren. Hierbei muß bedacht werden, daß zu windstarken Zeiten, wenn die Offshore-Windparks viel Leistung produzieren, auch die Windenergieanlagen in Dänemark hohe Leistungen erzeugen und ggfs. Energie nach Deutschland exportieren. Der Ausbau der überregionalen Höchstspannungsverbindungen an Land könnte auch durch HGÜ-Übertragungsstrecken erfolgen, evtl. als Weiterführung der Offshore-HGÜ. Diese HGÜ-Verbindungen an Land könnten mit Erdkabel, also eine unterirdische Verlegung, ausgeführt sein, um die Genehmigung dieser Trassen zu erleichtern.

4.5 Netztechnische Einbindung

Der heute in Windkraftanlagen erzeugte Strom wird auf der Mittel- und Hochspannungsebene in das öffentliche Netz aufgenommen. Für den Betreiber des Hochspannungsnetzes in Norddeutschland – die E.ON Netz GmbH – stellt sich die Situation der Windenergieeinspeisung am 31.12.00 wie folgt dar:

- installierte Leistung von Windkraftanlagen im Netzgebiet E.ON: 3.500 MW

• maximal aufgetretene Netzeinspeisung aus Windenergie im Netzgebiet E.ON:	2.400 MW
• höchste Lastanforderung im Netzgebiet EWE und Schleswig:	4.500 MW
• geringste Lastanforderung im Netzgebiet EWE und Schleswig:	2.000 MW
• Leistung der Anfragen für Offshore-Anlagen im Netzgebiet E.ON:	7.000 MW
• Planungsansatz Windkraftleistung im Netzgebiet E.ON für 2005:	10.000 MW
davon Festland	5.000 MW
offshore	5.000 MW
davon in der Nordsee	4.600 MW

Diese Werte übersteigen wesentlich die in der Untersuchung des DEWI erwarteten Leistungszuwächse (s. Abb. 2.8 und 2.9). Die Unterschiede sind vor allem darin begründet, daß sich E.ON Netz an den Angaben der Betreibergesellschaften orientiert, während das DEWI einen längeren Zeitraum für die Entwicklung der offshore-fähigen Windkraftanlagen veranschlagt. In den folgenden Berechnungen werden die vom DEWI erwarteten Werte zugrunde gelegt.

Windkraftanlagen gewinnen somit zunehmende Bedeutung bei der Deckung des Leistungsbedarfs innerhalb des Netzes. Die eingespeiste Leistung übersteigt z.T. die Schwachlastanforderungen im Netzgebiet der EWE und Schleswig. Durch die nicht gegebene Regelbarkeit und die plötzlichen Leistungsschwankungen nehmen die Windkraftanlagen dabei eine Sonderstellung ein. Der Lastgradient beträgt bis zu 500 MW je 5 Minuten. Bei Offshore-Anlagen ist dagegen die im Mittel doppelt so große Auslastung als positiv zu bewerten.

Die zunehmende Einspeisung von Windstrom führt unter diesen Bedingungen dazu, daß einzelne Kraftwerke anders betrieben werden müssen, als bei ihrer Planung und Errichtung vorgesehen. Ein Ausgleich zwischen dem Abschalten von Kraftwerken (wie z.B. dem Kernkraftwerk Stade) und der Einspeisung von Windstrom ist nur mit großem Aufwand möglich, da es sich um sehr unterschiedliche Lastcharakteristiken handelt.

Die für den Kraftwerksbereich ungewöhnlich raschen Veränderungen im Erzeugungsbereich und die Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen haben außerdem zur Folge, daß das Lastmanagement zu Eingriffen in das Marktgeschehen führt:

- Im Netzbereich westlich Hamburg speisen bspw. die Kraftwerke Brunsbüttel, Moorburg und Brokdorf ein, die unter netztechnischen Gesichtspunkten gleich zu bewerten sind. Ein Absenken der aufgenommenen Leistung durch den Netzbetreiber benachteiligt einzelne Kraftwerke.
- Die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark ist auf 1.200 MW begrenzt. Sie wird weitgehend zum Stromtransport in Nord-Süd-Richtung genutzt. Bei weiterem Ausbau der Windenergienutzung in Dänemark und Schleswig-Holstein wird sie ausgelastet, so daß weitere Marktteilnehmer (z.B. Stromhändler, IPP) in ihren Aktivitäten eingeschränkt sind.

Bei Seekabeln wie dem Viking Cable handelt es sich nicht um Teile des öffentlichen Netzes. Hier ist eine privatrechtliche Regelung mit den Betreibern (E.ON / Statkraft) erforderlich, sie sind vorläufig nur für den Anschluß von Windparks zugänglich, die von diesen betrieben werden.

E.ON Netz strebt eine enge Abstimmung mit Planungsbehörden und Anlagenplanern an. Dabei stehen zwei Aspekte im Vordergrund:

1. Die geplanten Offshore-Windparks sehen oftmals ein stufenweises Vorgehen vor. In der ersten Stufe ist eine relativ kleine Leistung geplant, um Erfahrungen in Hinsicht auf die technische Machbarkeit und die Umweltauswirkungen zu gewinnen, während im Endausbau eine vielfache Leistung geplant ist. So weist bspw. der Windpark Borkum-West der Prokon Nord GmbH in der ersten Phase 12 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 60 MW und in der zweiten Phase 208 Anlagen mit insgesamt 1.000 MW Leistung auf. Für den Netzanschluß bedeuten die beiden Phasen eine gänzlich unterschiedliche Herangehensweise: Während für die Anlagen der ersten Phase eine Drehstromanbindung ideal ist, erfordert der Gesamtpark eine Gleichstromanbindung (ab rd. 200 MW).

2. Der zeitliche Verlauf der Netzverstärkung ist vor allem davon bestimmt, ob eine stärkere Auslastung bestehender Leitungstrassen möglich ist (durch das Auflegen eines zweiten Kabels) oder eine neue Trasse errichtet werden muß. Hierfür ist eine Genehmigungsdauer von rd. 3 Jahren anzusetzen. Da der Netzbetreiber den Auftrag des Anlagenbetreibers i.d.R. erst nach erteilter Baugenehmigung erhält, wird der Planungs- und Genehmigungszeitraum so deutlich verlängert.

4.6 Ausblick

Die ersten Offshore-Windparkprojekte werden voraussichtlich mit der herkömmlichen Dreiphasen-Drehstromtechnik angeschlossen, sofern die Übertragungsstrecken nicht zu lang werden. Die Technik hierfür ist bekannt und verfügbar. Die Spannung der Übertragungsstrecken wird aufgrund der Blindleistungserzeugung durch die Kabel voraussichtlich im Bereich von 110 kV bis 220 kV liegen. Bei einer zu übertragenden Leistung von z. B. 1.000 MW bedeutet eine Spannung von 110 kV, daß die Ströme so groß werden, daß mehrere Kabel parallel geschaltet werden müssen. Für ein Projekt nahe Helgoland ist bei einer Leistung von 1.000 MVA und einer Spannung von 145 kV ein Parallelschalten von fünf dreiadrigen Kabeln vorgesehen [10]. Bei einem weiteren Ausbau dieser ersten Offshore-Projekte ist es auch vorstellbar, daß die anfängliche Drehstromübertragung durch entsprechende Technik in eine Gleichstromübertragung gewandelt wird. Hier könnte das bereits verlegte Kabel für die Drehstromübertragung auch nach der Änderung auf Gleichstrom weiterverwendet werden.

Bei großen Entfernungen, z. B. über ca. 60 km, stößt die Drehstromtechnik mittels Kabel an ihre Grenzen. Dort wird man die Hochspannungs-Gleichstromübertragung wählen. Wenn die Thyristortechnologie verwendet wird, müssen die Windenergieanlagen evtl. speziell hierfür ausgelegt werden. Die neue Umrichtertechnologie, basierend auf IGBT, wird in den nächsten Jahren weiter entwickelt werden. Es werden große Leistungsübertragungen verfügbar sein. Die maximal möglichen Spannungen der neuen Umrichtertechnologie werden voraussichtlich steigen und die Kosten der Umrichter werden sinken, so daß in Zukunft die HGÜ-Technik auch bei Entfernungen unter etwa 60 km wirtschaftlich werden könnte.

Um die Belastungen für den Nationalpark Wattenmeer gering zu halten, sollten nur möglichst wenige Kabeltrassen von den Offshore-Windparks zu den Netzverknüpfungspunkten an Land führen. Hierbei wäre der Aufbau eines Offshore-Netzes sinnvoll, bei dem nur wenige Kabeltrassen zur Küste verlegt werden. An dieses Offshore-Netz könnten die Windparks angeschlossen werden. Zudem würde solch ein Netzwerk für den Fehlerfall Redundanz bilden. Abb. 4.5 zeigt beispielhaft solch ein Offshore-Netz mit drei Verbindungstrassen zum Verbundnetz an Land sowie einer zusätzlichen Verbindung nach Dänemark. Das Offshore-Netz könnte für die Netzanbindung von weit entfernt liegenden Offshore-Windparks durch Stich- oder Ringleitungen weiter außerhalb auf See erweitert werden, ohne daß in den küstennahen Gebieten neue Trassen benötigt würden, sofern die Übertragungskabel bereits zu Anfang stark genug ausgelegt werden.

Da die Schaffung von Netzkapazitäten zur Aufnahme des Stroms aus Offshore-Windparks zu den entscheidenden Punkten beim Ausbau der Offshore-Windenergienutzung zählt, sollten in einer vertiefenden Untersuchung die folgenden Punkte betrachtet werden:

- Welche Aufnahmekapazitäten stehen an welchen Netzanschlußpunkten zur Verfügung ?
- Welcher Aufwand ist für den Netzanschluß und die Netzverstärkung erforderlich, um die prognostizierten Ausbauleistungen zu realisieren?
- Welche genehmigungsrechtlichen Abläufe sind zu beachten und wie sind diese in den zeitlichen Verlauf des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung zu integrieren?
- Kann die Errichtung der Netzverstärkung durch eine private Gesellschaft (analog der Infrastrukturgesellschaft für Windenergie der Nds. EA) finanzielle und organisatorische Engpässe überwinden?
- Ist eine Verlängerung der Seekabel zu einem entfernteren Anlandungspunkt technisch und wirtschaftlich sinnvoll, um eine Netzverstärkung an Land zu minimieren?

5. Offshorespezifische Windparkauslegung

Auch im Hinblick auf die Windparkauslegung müssen offshorespezifische Überlegungen angestellt werden. So wird wegen der zusätzlichen Kosten für die Netzanbindung die optimale Größe von Offshore-Windparks deutlich über der von Onshore-Windparks liegen. Da die Kosten für die Kabelverlegung auf See stärker von der Länge des zu verlegenden Kabels abhängt als von der anzuschließenden Leistung wird das Kosten-Nutzen-Verhältnis mit größeren Parkleistungen besser [1,3]. Derzeitige Planungen in der Deutschen Bucht sehen 80 bis 450 Maschinen in einem Windpark und Parkennleistungen von 240 MW bis 1.800 MW vor [21]. In der Frage nach der Größe von Windparkprojekten ist zu berücksichtigen, daß einerseits die Bausaison in der Nordsee auf ca. 120 Tage jährlich von Anfang Mai bis Ende August beschränkt und damit auch die Anzahl der in einer Saison auf See aufstellbaren WEA begrenzt ist, und andererseits die Anzahl der am Markt verfügbaren Windenergieanlagen begrenzt sein wird. Untersuchungen in Dänemark [13] sehen eine Zahl von etwa 100 Maschinen je Ausbaustufe, die innerhalb eines Jahres auf See gebracht und in Betrieb genommen werden könnten, als realistische Größe an. Dabei wird angenommen, daß eine WEA Produktionsstätte in der Lage ist, etwa 100 Maschinen jährlich auszustoßen. Natürlich kann ein Projekt mehrere solcher Ausbaustufen umfassen, so daß auch sehr große Projekte möglich scheinen. Ob und mit welcher Geschwindigkeit spätere Ausbaustufen umgesetzt werden können, wird aber sicher von den Erfahrungen mit den ersten Ausbaustufen sowie vom Entwicklungsgrad des angesprochenen Industriesektors (WEA- und WEA-Komponentenhersteller, Fundamenthersteller, Kabelhersteller etc.) und der Verfügbarkeit der notwendigen Produkte und Dienstleistungen (Wasserbauindustrie, Logistik, etc.) abhängen.

Bei der Auslegung der Offshore-Windparks sind die besonderen Windverhältnisse offshore zu berücksichtigen. Es wird davon ausgegangen, daß das Windklima Offshore geprägt ist von niedrigerer Turbulenz im Wind bei gleichzeitig höheren mittleren Windgeschwindigkeiten. Das hat Auswirkungen auf die Beeinflussung der Strömungsverhältnisse im Nachlauf einer WEA: Untersuchungen im Offshore Windpark Vindeby [12] haben ergeben, daß die Abminderung der mittleren Windgeschwindigkeit und die Zunahme der Turbulenz in der Abströmung relativ stärker ausfällt und länger anhält als im Onshore-Fall. Daraus ergeben sich zwei Effekte, die bei der Windparkauslegung offshore in Betracht gezogen werden müssen:

- Wegen der offshore länger anhaltenden Abminderung der mittleren Windgeschwindigkeit im Nachlauf einer WEA wird erwartet, daß der Parkwirkungsgrad gegenüber einem onshore Windpark mit gleichen WEA-Abständen geringer ausfällt.
- Wegen der offshore relativ stärkeren Zunahme der Turbulenz in der Abströmung einer WEA muß für die nachfolgenden WEA mit einer ebenso relativ stärkeren Ermüdung gerechnet werden.

Beide Effekte plädieren für eine weitere Aufstellungsgeometrie in der Offshore-Situation. Denen gegenüber stehen jedoch die zusätzlichen Kosten für die Verkabelung innerhalb des Windparks, so daß ein Optimierungsprozess mit dem Ziel minimaler Stromgestehungskosten notwendig sein wird. Heute sind Onshore-Anlagenabstände um 4 Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung wegen der Begrenztheit der Planungsflächen und aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus durchaus üblich. Für einen Offshore-Windpark werden größere Abstände im Bereich von 7 bis 8 Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung oder sogar mehr erwartet (eigene Analysen und [3]). Da es bisher nur wenige Offshore-Windparks gibt, wurden systematische Untersuchungen hinsichtlich der Variation der Aufstellungsgeometrie lediglich auf theoretischer Basis mit Windparkmodellen im Rechner angestellt. Es muß dabei in Betracht gezogen werden, daß die derzeit existierenden Modelle nur begrenzte Aussagekraft hinsichtlich der Verhältnisse in der Offshore-Situation haben.

6. Betrieb und Wartung von Offshore Windparks

Die technische Verfügbarkeit eines Windparks stellt eine der entscheidenden Größen für den wirtschaftlichen Erfolg des Projektes dar. Dies gilt umso mehr, als die Zugänglichkeit der WEA in einem

Offshore-Windpark eingeschränkt ist und deshalb unter Umständen lange Stillstandszeiten wegen Störungen der WEA in Kauf genommen werden müssen. Technische Verfügbarkeiten liegen bei Onshore-Projekten im Bereich von 98 – 99%. Ziel der Betriebs- und Wartungsstrategie für Offshore-Windparks muß sein, eine möglichst ebenso hohe technische Verfügbarkeit zu erreichen.

Bezüglich der Betriebsüberwachung darf davon ausgegangen werden, daß, ebenso wie onshore, die einzelnen WEA an ein Datenfernübertragungssystem angeschlossen werden, über das sowohl Betriebsdaten von der WEA abgeholt als auch Alarmlmeldungen vom Betriebsführungssystem der WEA abgesetzt werden können. Diese Daten werden in einer Betriebswarte auflaufen und dem dort befindlichen Personal eine Analyse der Betriebssituation und gegebenenfalls das Auslösen notwendiger Maßnahmen ermöglichen. Solche Maßnahmen können das Neustarten nach Fehlerquittierung, Reinitialisieren von Betriebsführungsprogrammen oder auch die Anforderung einer korrektiven Wartungsmaßnahme / Reparatur sein. Das Datenfernübertragungssystem kann über verschiedene technische Optionen realisiert werden: ein spezielles Kabel (Kupfer oder Glasfaser) zur Datenübertragung oder eine Richtfunkstrecke.

Bezüglich möglicher Wartungsstrategien ist in [3] eine systematische Untersuchung durchgeführt worden. Es ist anzunehmen, daß die derzeitige Wartungspraxis, wie sie an Onshore-WEA eingesetzt wird, mit Anpassungen an die Offshore-Situation beibehalten wird [20]. Eine wesentliche Anpassung mit Blick auf die erschwerten Zugangsbedingungen ist die angestrebte Verlängerung der regulären Intervalle für präventive Wartung von 6 Monaten auf ein Jahr. Präventive Wartung umfaßt Inspektionen und den Austausch von Verschleißteilen. Darüber hinaus wird alle 5 Jahre eine umfassendere präventive Wartung angesetzt, bei der auch die Rotorblätter inspiziert werden. Solche präventiven Wartungsmaßnahmen werden für die Sommersaison geplant, um den Energieverlust durch Wartungsstillstand zu minimieren. Reparaturen oder korrektive Wartung wird unternommen, wann immer dies erforderlich ist. Dies wird immer der Fall sein, wenn die WEA aufgrund einer Störung ausfällt. Oben genannte Untersuchung kommt zu einer Abschätzung der Betriebszeit zwischen zwei störungsbedingten Wartungen von ca. 18 Monaten, vorausgesetzt, präventive Wartungen wurden regelmäßig oder zusammen mit der letzten Reparatur durchgeführt. Die Weiterentwicklung und Integration einer Maschinenzustandsüberwachung in die WEA-Betriebsführung kann wesentlich zu einer bedarfsgerechten und zeitoptimalen Wartungsplanung beitragen.

Wird das genannte Wartungsintervall von 12 Monaten und eine Anlagenzahl von 100 Maschinen in einem Windpark zugrundegelegt, so muß in der Sommersaison von Mai bis Ende August jeden Tag eine Maschine gewartet werden. Da außerdem noch Reparaturen durchzuführen sind, werden zwei bis drei Wartungsteams während des ganzen Jahres vor Ort sein müssen [3]. Bei küstenfernen Windparks, wie sie derzeit geplant werden, erscheint es daher sinnvoll dieses Personal im Seegebiet des Windparks zu stationieren. Darüber hinaus werden für die Reparaturen und größeren Austauschmaßnahmen möglicherweise externe Hebezeuge, sowie Kapazitäten für Lagerhaltung und Werkstätten benötigt. Unter den Szenarien, wie diese Anforderungen erfüllt werden können, erscheint die Stationierung einer selbstangetriebenen Jack-Up-Plattform eine elegante Lösung, da sie sowohl Kran- und Lagerkapazitäten sowie Werk- und Wohnstätten ermöglicht. Aber auch die Errichtung von festen Basisplattformen oder der Einsatz von größeren Serviceschiffen wird diskutiert. Für den Regelfall wird davon ausgegangen, daß die individuellen Service-Teams mit kleinen Booten zu den einzelnen WEA gelangen. Der Einsatz von Helikoptern zum Transport von Mannschaften und Material wird vermutlich aus Kostengründen auf Einzelfälle begrenzt bleiben.

7. Auswahl einer wahrscheinlichen technischen Konzeption

Als Grundlage für die in Kapitel 8.3 folgende Bestimmung der Stromgestehungskosten und Investitionsvolumina wird unter Berücksichtigung der Ausführungen im Kapitel 3 eine wahrscheinliche technische Konzeption ausgewählt. Dabei wird eine vorrangige Nutzung küstenferner Standorte mit Seekabellängen von 30, 50, 70 und 120 km und Wassertiefen von 29, 33, 37 und 40m angenommen. Die wesentlichen zu wählenden Parameter sind die Art der Gründung sowie die Ausführung der Energieableitung. Hinsichtlich der konstruktiven Details der Windenergieanlage selbst werden keine speziellen Annahmen gemacht. Es wird davon ausgegangen, daß eine reife seegängige Technik eingesetzt wird.

- Auf der Basis des Ausblicks im Kapitel 4.6 wird angenommen, daß die ersten Offshore-Windparkprojekte mit Seekabellängen bis ca. 60 Km voraussichtlich mit Dreiphasen-Drehstromtechnik angeschlossen werden. Die Technik hierfür ist bekannt und verfügbar. Bei großen Seekabellängen über ca. 60 km, stößt die Drehstromtechnik mittels Kabel an ihre Grenzen. Dort wird der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) angenommen.
- Wegen der Annahme der vorrangigen Nutzung von küstenfernen Standorten und damit einhergehenden Wassertiefen > 30 m ist die Tripod-Gründungstechnik die wahrscheinlichste technische Lösung. Die Einpfahlgründung als weitere kostengünstige und schnelle Technik erscheint für derartige Wassertiefen nicht mehr adäquat.

8. Bestimmung der Investitionsvolumina und des wirtschaftlichen Ausbaupotentials

8.1. Wirtschaftliche Betrachtung der Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee

Da zur Zeit noch keinerlei Erfahrung mit der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland vorliegt, wurde bei der wirtschaftlichen Betrachtung auf Erfahrungen, die vor allem in Dänemark gemacht wurden, zurückgegriffen. Allerdings handelt es sich bei den dänischen Offshoreprojekten um gänzlich andere Randbedingungen. Beispielsweise wurden dort Offshore-Windenergieparks in Wassertiefen bis maximal 15 m projektiert, wobei in der deutschen Nordsee mit Wassertiefen bis 40 m zu rechnen ist. Ähnliche Unterschiede treten bei der Netzanbindung und Wartung hinsichtlich der Entfernung zur Küste auf. Daher kann an dieser Stelle bezüglich der Kosten der Windenergienutzung in der Deutschen Bucht lediglich die Größenordnung angegeben werden, in der sich die Kosten voraussichtlich bewegen werden.

8.2. Ökonomische Randbedingungen der Offshore-Windenergienutzung

Bei der Betrachtung von Stromerzeugungskosten liegt die wesentliche Voraussetzung in der Definition ökonomischer Randbedingungen der Kostenrechnung. Die Investitionskosten werden im wesentlichen unterschieden in: Preis der WEA, Kosten für die Fundamentierung, für die Netzanbindung sowie für die Installation der Anlagen. Bei den WEA wird im folgenden unterschieden zwischen WEA der 2 MW-Klasse und WEA der 5 MW-Klasse. Anlagen der 2 MW-Klasse sind heute bereits auf dem Markt verfügbar und werden in Dänemark bereits für den Einsatz im Offshore-Bereich vorgesehen. WEA der 5 MW-Klasse sind heute noch nicht verfügbar, allerdings arbeiten mehrere Hersteller an der Entwicklung von WEA dieser Leistungsklasse. Die in Deutschland bestehenden Planungen von Offshore-Windparks, die nicht vor 2003 bis 2004 errichtet werden, sehen aber die Errichtung dieser Anlagengröße bereits vor. Es ist davon auszugehen, daß die Anlagen der 5 MW-Klasse vorerst teurer sein werden als die bereits existierenden 2 MW-WEA, so daß in der folgenden Kostenrechnung mit WEA-Preisen von 1700 DM/kW für die 2 MW-Klasse und 2000 DM/kW für die 5 MW-Klasse gerechnet wurde.

Die Kostenannahmen der Fundamente basieren auf Erfahrungen der dänischen Windbranche [1], die durch Angebote von Fundamentherstellern ergänzt wurden.

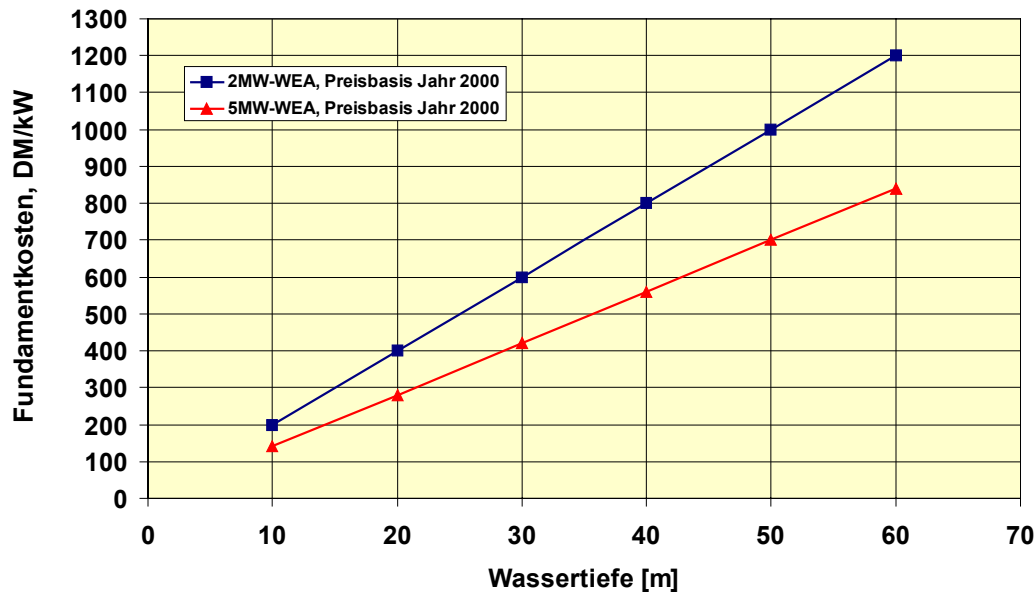


Abb. 8.1: Spezifische Kosten für Dreibeinfundamente in Abhängigkeit der Anlagengröße und der Wassertiefe

Die bisherigen Erfahrungen von Fundamentkosten reichen nur bis Wassertiefen von 15 bis 20 m bei einer Anlagentechnik bis zur 2 MW-Klasse. Nach Aussagen der dänischen Windbranche sowie von Fundamentherstellern ist hinsichtlich der Wassertiefen eine lineare Extrapolation anzunehmen. Für die Annahme der Fundamentkosten der 5 MW-Anlagenklasse wurde eine Steigerung der absoluten Fundamentkosten von 40 % vorgesehen. Dies entspricht der Kostensteigerung von Fundamenten im Onshore-Bereich zwischen der 500 und der 1,5 MW-Klasse. In Abb. 8.1 ergeben sich hieraus spezifische Fundamentkosten für die 5 MW-Anlagen von 70 % bezogen auf die der spezifischen Fundamentkosten der 2 MW-Anlagen.

Die Kosten der Netzanbindung sind stark abhängig von der verwendeten Anlagentechnik. In Abb. 8.2 und 8.3 sind die gesamten spezifischen Investitionskosten der Netzanbindung unter Annahme eines Beispielwindparks mit einer installierten Leistung von 500 MW für die 2 bzw. die 5 MW-Anlagenklasse dargestellt. Unterschieden wird zwischen einer Drehstromanbindung (AC) mit Blindleistungskompensationsanlage an beiden Kabelenden sowie einer Gleichstromübertragung (HGÜ-light), bei der eine entsprechende Umrichtertechnik berücksichtigt ist.

Betrachtet man lediglich die Investitionskosten, wird deutlich, daß die Gleichstromübertragung erst ab einer Seekabellänge von 130 km günstiger wird als die Drehstromanbindung. Der Kostenanstieg in Abhängigkeit der Seekabellänge bei der Gleichstromübertragung fällt allerdings deutlich geringer aus.

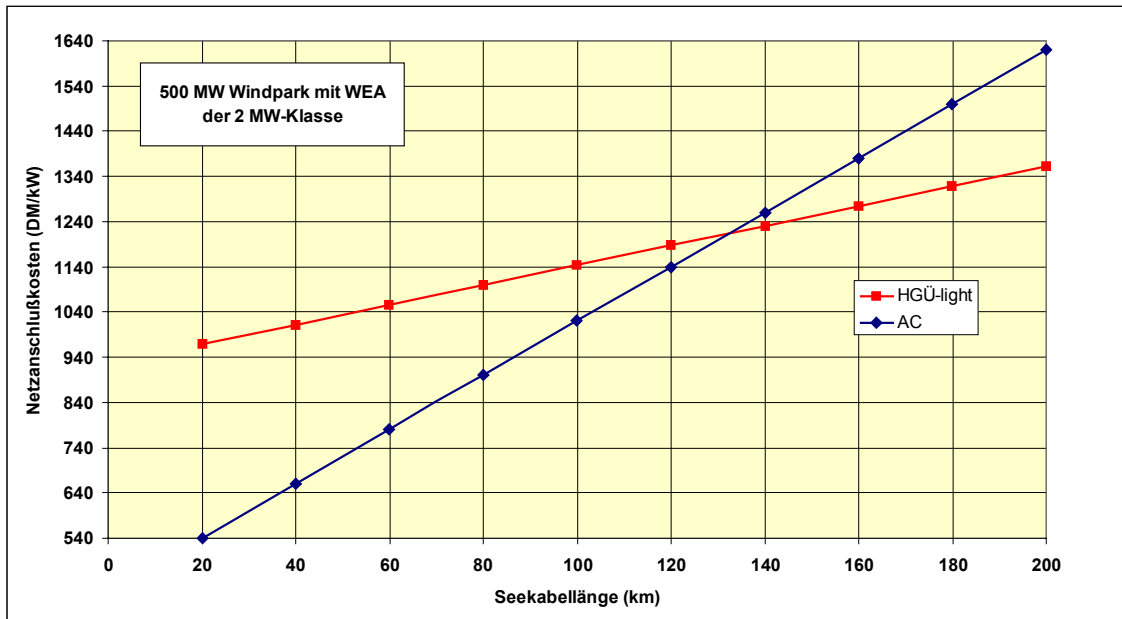


Abb. 8.2: Spezifische Kosten für die gesamte Netzanbindung eines Beispielwindparks mit 500 MW installierter Leistung und einer Anlagentechnik der 2 MW-Klasse in Abhängigkeit der Seekabellänge und der Art der Netzanbindung

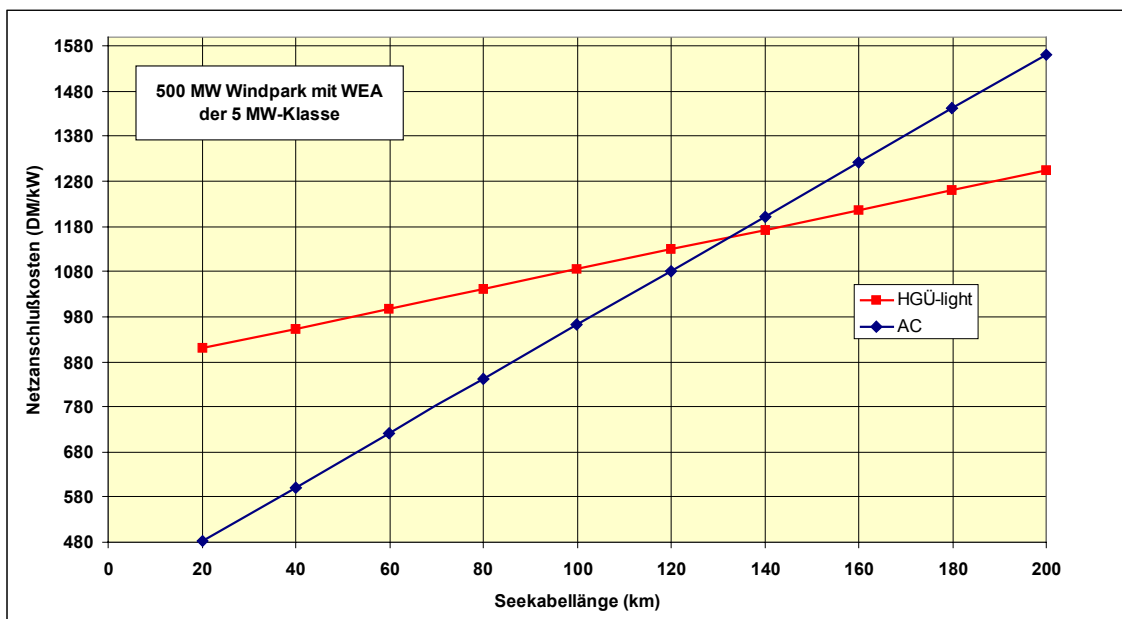


Abb. 8.3: Spezifische Kosten für die gesamte Netzanbindung eines Beispielwindparks mit 500 MW installierter Leistung und einer Anlagentechnik der 5 MW-Klasse in Abhängigkeit der Seekabellänge und der Art der Netzanbindung

Der dargestellte Kostenvergleich zwischen der Gleichstromübertragung und der Drehstromanbindung berücksichtigt nicht die Übertragungsverluste. Aus technischer Sicht ist die Realisierung von Drehstromanbindungen nur bis zu einer Seekabellänge von maximal 70 bis 80 km sinnvoll, da zur Blindleistungskompensation bei größeren Entfernungen eine weitere Kompensationsanlage zwischengeschaltet werden müßte. Der technische und finanzielle Aufwand hierfür wäre dann nicht mehr zu vertreten. Aus diesen Gründen wurde bei den folgenden Berechnungen der Stromerzeugungskosten

die Drehstromanbindung lediglich bis zu einer Seekabellänge von ca. 60 km vorgesehen, danach wird eine Gleichstromübertragung (HGÜ-light) berücksichtigt.

Die weiteren ökonomischen Randbedingungen, wie Kapitalkosten, Aufwendungen für Ersatzinvestitionen usw., lehnen sich an Untersuchungen an, die für den Onshore-Bereich im Rahmen der Diskussion um das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) durchgeführt wurden [3, 4]. Bei den Betriebskosten wurden deutlich höhere Werte angenommen als für den Onshore-Bereich, da der Aufwand für den technischen Betrieb von Offshore-Windparks erheblich größer ist.

	2 MW-Klasse	5 MW-Klasse
WEA-Preis	1.700 DM/kW	2.000 DM/kW
Investitionsnebenkosten in Abhängigkeit der Wassertiefe und der Seekabellänge	93%-143% vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)	80%-125% vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)
Betriebskosten (BK) für 1.-20. Jahr	7,5 % vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)	7,5 % vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)
Preissteig. der BK	2 % pro Jahr	2 % pro Jahr
Kalkulatorischer Zins	7,8 %	7,8 %
Technische Verfügbarkeit	95 %	95 %
Parkwirkungsgrad	95 %	95 %
Rauhigkeitslänge	0,0002 m	0,0001 m
Einspeisevergütung entsprechend EEG	17,8 Pf/kWh über 9 Jahre danach 12,1 Pf/kWh	17,8 Pf/kWh über 9 Jahre danach 12,1 Pf/kWh
Ersatzinvestition zwischen 11. und 20. Jahr	35 % vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)	35 % vom WEA-Preis (1.700 DM/kW)

Tab. 8.1: *Ökonomische Randbedingungen für die Kostenrechnung der Offshore-Windenergienutzung*

8.3. Prognostizierte Stromerzeugungskosten im Offshore-Bereich

Bei der Ermittlung der Stromerzeugungskosten der Offshore-Windenergienutzung wird unterschieden zwischen den Kosten, die heute angenommen werden, und den zukünftigen Stromerzeugungskosten unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung der Anlagenkomponenten bzw. der Netzanbindung. Bei der Prognose zukünftiger Stromerzeugungskosten wurden die Jahre 2010 und 2020 betrachtet.

8.3.1. Stromerzeugungskosten nach heutigen ökonomischen Randbedingungen

Basierend auf den oben definierten ökonomischen Randbedingungen wurden Stromerzeugungskosten berechnet in Abhängigkeit der Seekabellänge und damit auch der Wassertiefe. In Abb. 8.4 sind für einen 500 MW Windpark unter Verwendung von WEA der 2 MW-Klasse die prognostizierten Stromerzeugungskosten über der Standortqualität dargestellt. Die Standortqualität wird durch die reduzierten Benutzungsstunden beschrieben, die die WEA am Standort erreichen müssen. Als reduzierte Benutzungsstunden werden die Benutzungsstunden definiert, die die WEA abzüglich der technischen Verfügbarkeit und des Parkwirkungsgrades erreichen. Nicht berücksichtigt wurden die Verluste aufgrund der Netzanbindung, die von der Entfernung des Windparks vom Festland abhängen. Bei einem Vergleich zwischen der benötigten Standortqualität, mit der eine Kostendeckung bei einer Vergütung gemäß EEG erreicht wird, und den reduzierten Benutzungsstunden, die die WEA am Standort erreichen können, sind die Verluste der Netzanbindung noch zu berücksichtigen. Dieser Vergleich wird in einem späteren Kapitel durchgeführt.

Entsprechend den Berechnungen in Abb. 8.4 kann bei einem 500 MW Windpark unter Verwendung von WEA der 2 MW-Klasse eine Kostendeckung für Standorte mit einer Seekabellänge von 30 km an

Standorten mit 3.350 reduzierten Benutzungsstunden erreicht werden. Bei einer Seekabellänge von 120 km werden 3.800 reduzierte Benutzungsstunden benötigt.

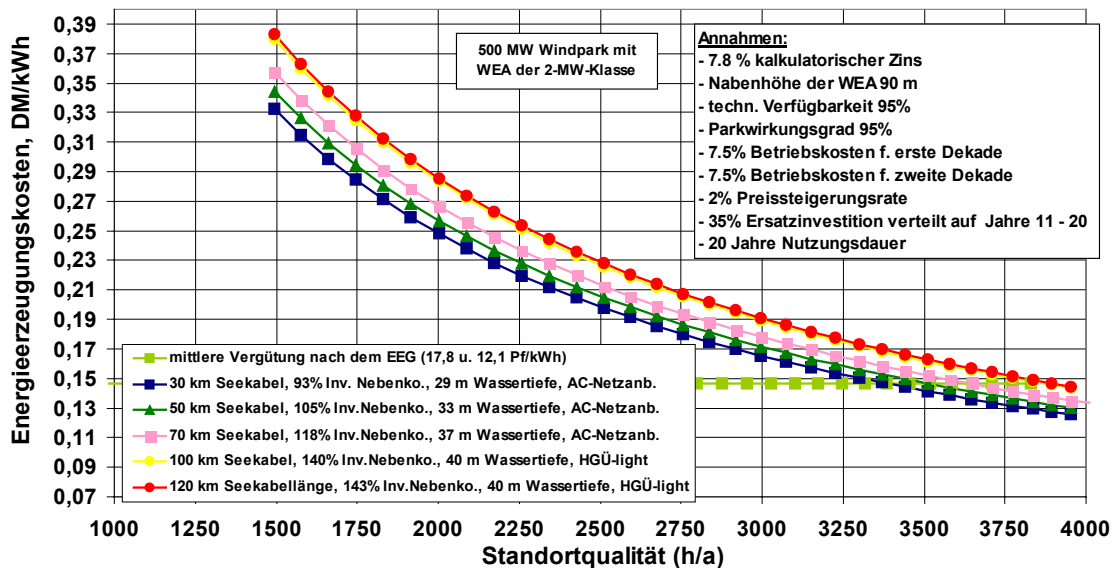


Abb. 8.4: Prognostizierte Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität für einen Beispielwindpark mit einer installierten Leistung von 500 MW und einer Anlagentechnik der 2 MW-Klasse

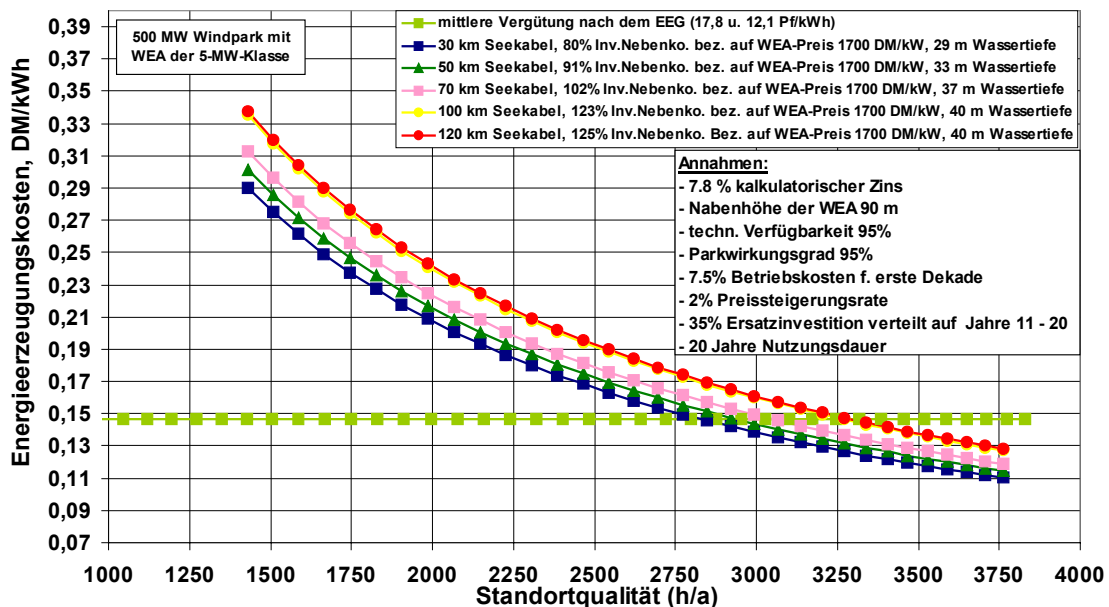


Abb. 8.5: Prognostizierte Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität für einen Beispielwindpark mit einer installierten Leistung von 500 MW und einer Anlagentechnik der 5 MW-Klasse

Aufgrund der deutlich geringeren prognostizierten spezifischen Nebenkosten für die Fundamente und die interne Verkabelung bei einem 500 MW Windpark mit WEA der 5 MW-Klasse tritt hier die

Kostendeckung bereits bei geringeren Benutzungsstunden ein (Abb. 8.5), obwohl der spezifische WEA-Preis höher kalkuliert wurde. Bei einer Seekabellänge von 30 KM ohne Berücksichtigung der Netzanbindungsverluste ergibt sich eine Kostendeckung mit der Einspeisevergütung gemäß EEG bei 2.850 reduzierten Benutzungsstunden. Bei einer Seekabellänge von 120 km werden 3.250 reduzierte Benutzungsstunden benötigt.

8.3.2. Stromerzeugungskosten bei prognostizierter Kostendegression bis 2020

Die zukünftigen Stromerzeugungskosten der Offshore-Windenergienutzung sind abhängig von der Entwicklung der Kosten der einzelnen Komponenten. Wenn in Zukunft mit einem starken Ausbau der Offshore-Windenergienutzung zu rechnen ist, werden sowohl die Preise der WEA als auch die für Fundamente und die Netzanbindung aufgrund der größeren Fertigungskapazitäten fallen. Da in den Jahren nach 2005 davon ausgegangen werden kann, daß Anlagen größer 2 MW im Meer installiert werden, wird bei der folgenden Betrachtung der Kostenentwicklung von Komponenten von der Installation von WEA der 5 MW-Klasse ausgegangen. Für die WEA werden daher folgende Preise angenommen:

- 2000 DM/kW im Zeitraum 2005-2010
- 1600 DM/kW im Zeitraum 2010-2020
- 1300 DM/kW im Zeitraum 2020-2030

Eine Kostendegression wird auch für die Fundamente prognostiziert, da auch hier hohe Stückzahlen zu sinkenden Preisen führen werden. In Abb. 8.6 ist die prognostizierte Kostensenkung der Fundamente dargestellt. In jeweils 10 Jahren wird mit einer Kostensenkung von 10 % gerechnet.

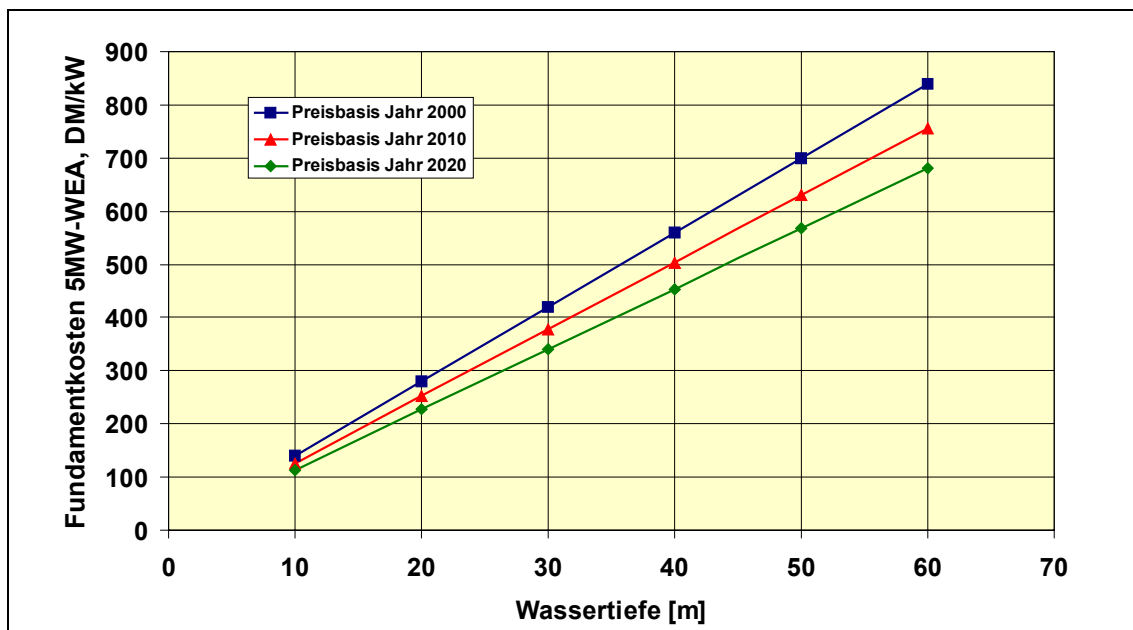


Abb. 8.6: Prognostizierte Kostendegression der spezifischen Kosten für Dreibeinfundamente in Abhängigkeit der Wassertiefe

Bei der Netzanbindung wird davon ausgegangen, daß ab 2010 Entfernungen von 100-120 km von der Küste eingehalten werden müssen, da vorher die küstennäheren Standorte mit Offshore-Windparks bebaut werden und nicht davon ausgegangen werden kann, daß ein kompletter Gürtel von Offshore-Windparks vor der deutschen Nordseeküste errichtet werden wird. Daher wird bei der Betrachtung der Netzanbindung lediglich das HGÜ-System berücksichtigt. Während bei der Umrichtertechnik aufgrund

hoher Stückzahlen und aufgrund technischer Entwicklung eine hohe Kostendegression insbesondere bis 2010 erwartet werden kann, werden für die Seekabel eher stabile Preise prognostiziert. Daher wird für die Netzanbindung folgende Kostendegression angenommen:

- 25 % im Zeitraum 2000 bis 2010
- 8 % im Zeitraum 2010 bis 2020

Eine Preissteigerung bis zum Start zukünftiger Projekte wird bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten nicht berücksichtigt, da bei der Betrachtung der Kostendeckung die Preise der Vergütung ebenfalls auf das Bezugsjahr 2000 bezogen werden.

In Abb. 8.7 sind die prognostizierten Stromerzeugungskosten für die Jahre 2000, 2010 und 2020 gegenübergestellt. Hierbei handelt es sich wieder um einen Windpark mit einer installierten Leistung von 500 MW mit WEA der 5-MW-Klasse. Die Seekabellänge wurde auf 120 km festgelegt und die Wassertiefe auf 40 m. Während im Jahr 2000 eine Kostendeckung mit der Vergütung basierend auf dem EEG bei 3.250 reduzierten Benutzungsstunden erreicht wird, sinkt diese unter den getroffenen Annahmen 2010 auf 2.900 und 2020 auf 2.800 reduzierte Benutzungsstunden.

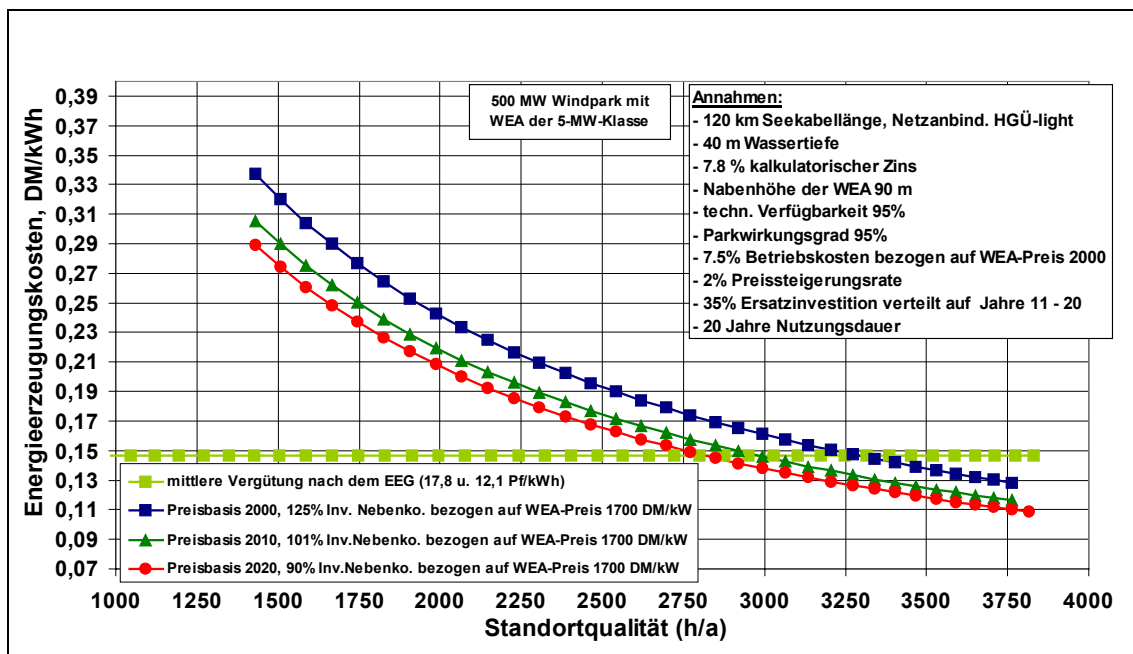


Abb. 8.7: Prognostizierte Kostendegression der Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität für einen Beispielwindpark mit einer installierten Leistung von 500 MW, einer Anlagentechnik der 5 MW-Klasse und einer Seekabellänge von 120 km.

8.4. Wirtschaftlich erschließbares Potential der Offshore-Windenergienutzung

Um das wirtschaftlich zu erschließende Potential der Offshore-Windenergienutzung zu ermitteln, sind die zu erwartenden Benutzungsstunden der Offshore-Windenergieanlagen unter Berücksichtigung des Windparkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit mit den bereits bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten ermittelten reduzierten Benutzungsstunden zu vergleichen. Darüberhinaus müssen die Netzanbindungsverluste betrachtet werden.

Da z. Z. im Bereich der Deutschen Bucht spezielle Windmessungen für die Windenergienutzung nicht zur Verfügung stehen, wurde mit Langzeitdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verschiedener meteorologischer Stationen an der Küste sowie von Feuerschiffen eine Energieertragsberechnung auf Basis des Windatlas-Programms durchgeführt, um potentielle Benutzungsstunden von WEA unterschiedlicher Leistungsklassen in Abhängigkeit der Küstenentfernung zu ermitteln. Für die im weiteren

betrachtete 5 MW-Klasse wurden folgende potentielle Benutzungsstunden in Abhängigkeit der Küstenentfernung im Bereich der Deutschen Bucht ermittelt:

Küstenentfernung	Benutzungsstunden
10 km	3.980 h
20 km	4.060 h
30 km	4.130 h
40 km	4.190 h
50 km	4.250 h
> 60 km	4.300 h

Tab. 8.2: *Bruttobenutzungsstunden von WEA im Bereich der Deutschen Bucht in Abhängigkeit der Küstenentfernung*

Aufgrund der begrenzten Winddaten auf dem Meer ergibt das angewandte Modell zur Berechnung des Energieertrags bei Entfernungen zur Küste von mehr als 60 km die gleichen Erträge und damit die gleichen Benutzungsstunden (4.300 h). Bei den berechneten Benutzungsstunden, die auf Basis der potentiellen Jahresenergie und der installierten Leistung der WEA ermittelt wurden, handelt es sich um sogenannte Bruttobenutzungsstunden, die sich aus der Modellrechnung ergeben ohne Berücksichtigung der Netzanbindungsverluste, der technischen Verfügbarkeit der WEA und des Parkwirkungsgrades. Hinsichtlich des Parkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit werden im folgenden Werte von je 95 % angenommen. Ausgehend von den oben genannten 4.300 Bruttobenutzungsstunden für Standorte in der Deutschen Bucht mit einer Entfernung zur Küste von mehr als 60 km ergeben sich reduzierte Benutzungsstunden in der Höhe von 3.880 h. Dieser Wert ist mit den Benutzungsstunden in Abbildung 8.4 und 8.5, bei denen Kostendeckung erreicht wird, zu vergleichen. Die Netzanbindungsverluste sind zusätzlich zu berücksichtigen.

Für Windparks an Standorten mit Seekabellängen von 100 – 120 km werden nach den Berechnungen in Abb.8.5 Benutzungsstunden von etwa 3.200 – 3.250 h zur Kostendeckung benötigt. Andererseits wurde für diese Standorte ein Potential von 3880 reduzierten Benutzungsstunden berechnet. Daraus ergibt sich ein Volumen von 315 – 340 Benutzungsstunden, das zur Deckung der Netzanbindungsverluste zur Verfügung steht. Dies entspricht ökonomisch zulässigen Netzanbindungsverlusten von ca. 8 - 9% (Seekabellängen 100 – 120 km).

Da in Zukunft von größeren Entfernungen zur Küste ausgegangen werden kann, basiert die Betrachtung der Netzanbindungsverluste auf dem Konzept des Systems HGÜ-light. Die Netzanbindungsverluste sind zunächst abhängig von der technischen Auslegung des Systems und von der Länge des Seekabels. Das HGÜ-Light-System befindet sich zur Zeit noch in der technischen Entwicklung und nach Auskunft von Herstellern dieser Systeme ist für einen Windpark mit 500 MW Leistung und Seekabellängen in der Größenordnung von 60 km mit Netzanbindungsverlusten von 7,5 % (Umrichter- und Kabelverluste) auszugehen.

Vergleicht man die ökonomisch zulässigen Netzanbindungsverluste mit den derzeitigen Abschätzungen der Hersteller solcher Systeme, so erscheinen Seekabellängen von 100 – 120 km erreichbar. Das wirtschaftlich erschließbare Potential unter Vernachlässigung genehmigungsrechtlicher Randbedingungen wird daher als sehr groß eingeschätzt (vergl. Abb. 2.6), so daß die in Kapitel 2.3 getroffene Prognose der Offshore-Windenergienutzung auf einem wirtschaftlich erschließbarem Potential basiert.

8.5. Investitionsvolumina der Offshore-Windenergienutzung

Zur Abschätzung der Investitionsvolumina, die im Bereich der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland in den verschiedenen Zeiträumen getätigt werden, wurden die Kosten der Offshore-Windenergienutzung mit der verhalten optimistischen Prognose 1 aus Kapitel 2.3 überlagert. Für die Seekabellänge wurden folgende Annahmen getroffen:

- 50 km Seekabellänge ab 2005
- 70 km Seekabellänge ab 2010
- 120 km Seekabellänge ab 2020

In Abb. 8.8 sind die zu erwartenden Investitionen in jeweils 5 Jahreszeiträumen auf die Investitionen für die WEA und auf Investitionsnebenkosten aufgeteilt. Die Gesamtinvestitionen steigen demnach von etwas über 1 Mrd. DM im Zeitraum bis 2005 auf über 14 Mrd. DM im Zeitraum zwischen 2025 und 2030, wobei allein für die WEA Investitionen von 6,5 Mrd. DM in diesem Zeitraum erfolgen.

Betrachtet man die Nebenkosten etwas genauer, insbesondere die Kosten für Fundamente und die Netzanbindung, so werden Investitionen in die Fundamente im Zeitraum bis 2005 von ca. 170 Mio. DM notwendig. Bis zum Zeitraum zwischen 2025 und 2030 steigen diese Investitionen auf 2,3 Mrd. DM an. Für die Fundamenterstellung werden ca 25 % der Investitionen in die Fundamente benötigt (Abb. 8.9).

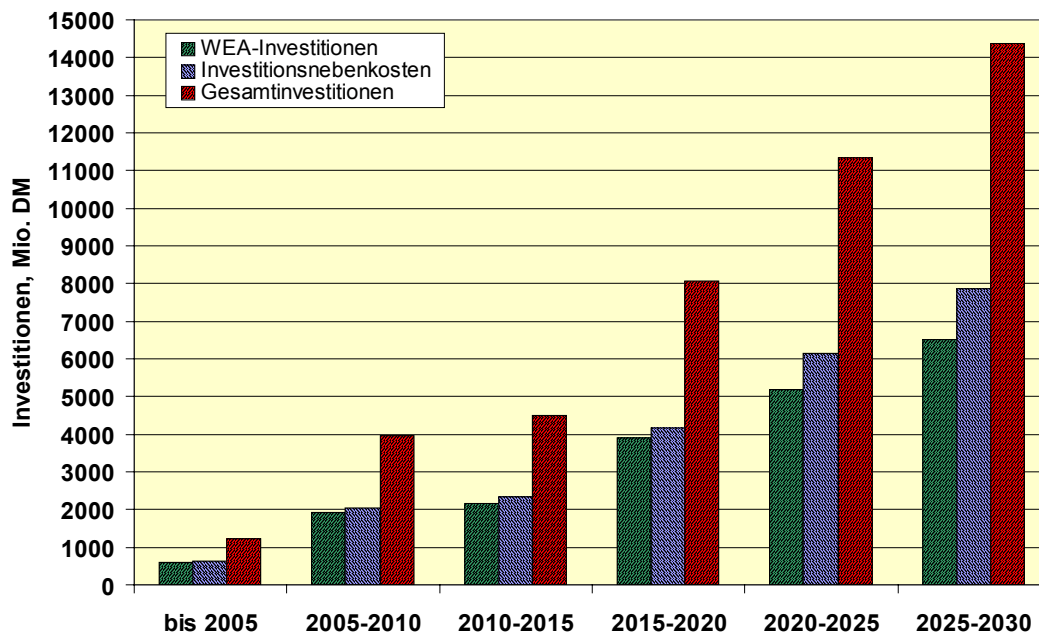


Abb. 8.8: Prognostizierte Investitionsvolumen in die Offshore-Windenergienutzung bis 2030 unter Annahme einer Offshore-Windenergieentwicklung entsprechend Abb. 2.8 und einer Kostendegression entsprechend Kapitel 8.3.2.

Die prognostizierten Investitionen in die Netzanbindung sind in Abb. 8.10 dargestellt. Diese steigen vom Zeitraum bis 2005 von 340 Mio. DM auf ca. 4 Mrd. DM im Zeitraum zwischen 2025 und 2030 an. Weitere 15 % der Nebenkosten entfallen auf die Planung, Finanzierung, den Rückbau der Windparks, Ausgleichsmaßnahmen, Projektvermarktung, Umweltverträglichkeitsstudien usw..

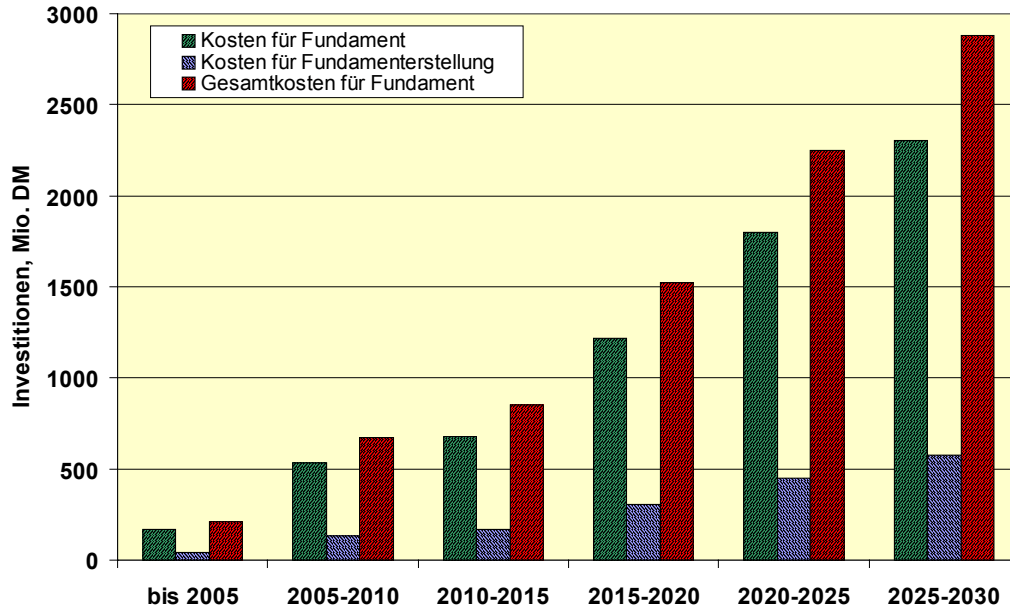


Abb. 8.9: Prognostizierte Investitionsvolumen in die Fundamenterstellung von Offshore-Windenergienutzung bis 2030 unter Annahme einer Offshore-Windenergieentwicklung entsprechend Abb. 3.8 und einer Kostendegression entsprechend Kapitel 8.3.2.

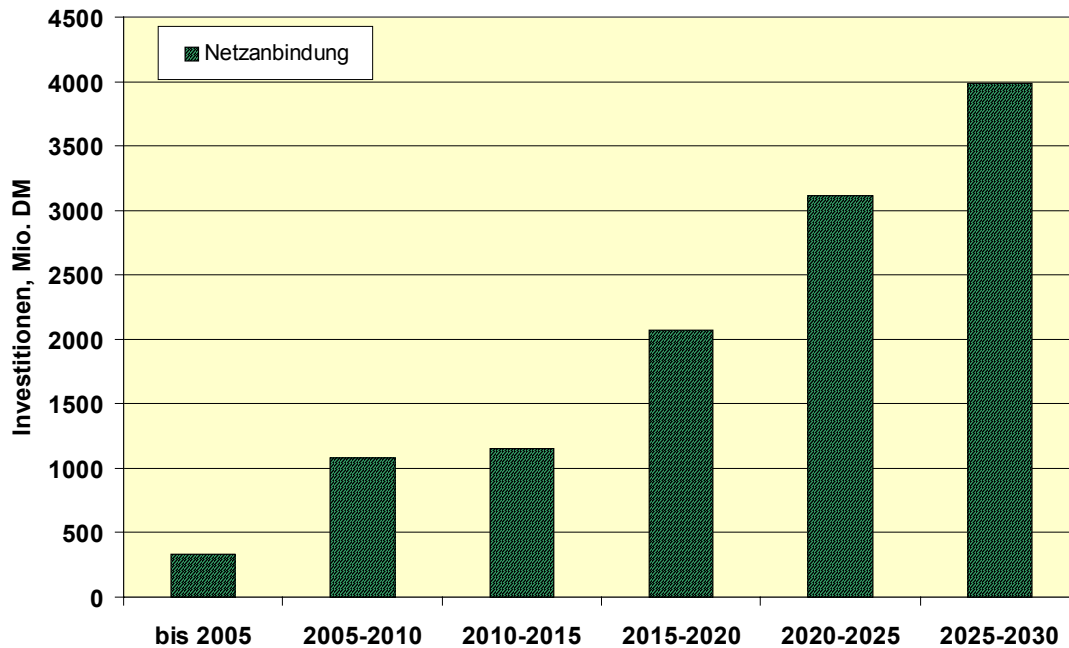


Abb. 8.10: Prognostizierte Investitionsvolumen in die Netzanbindung von Offshore-Windenergienutzung bis 2030 unter Annahme einer Offshore-Windenergieentwicklung entsprechend Abb. 2.8 und einer Kostendegression entsprechend Kapitel 8.3.2.

9. Klimarelevante Auswirkungen

Der in Offshore-Windkraftanlagen erzeugte Strom vermindert die Stromerzeugung in fossil oder nuklear befeuerten Kraftwerken. Aufgrund des EEG ist er vorrangig in das öffentliche Netz aufzunehmen. Die vermiedene Stromerzeugung bezieht sich somit grundsätzlich auf alle Erzeugungskapazitäten, eine vorrangige Verdrängung einzelner Erzeugungstechnologien oder Kraftwerkstypen ist nicht gesichert anzunehmen. Die Berechnung der vermiedenen Schadstoffemissionen bezieht sich daher auf den Mix des bundesdeutschen Kraftwerksbestands. Es werden sowohl klassische Luftschadstoffe (NO_x, SO₂, Staub) als auch klimarelevante Emissionen (CO₂) betrachtet.

Die Bewertung erfolgt unter Verwendung des Programmes GEMIS¹. Unter Einbeziehung der vorgelegten Prozeßketten (Anlagenerstellung, Brennstoffbeschaffung) ergeben sich für die vom DEWI ermittelten Erzeugungskapazitäten die in Tab. 9.1 dargestellten spezifischen Werte und die in Abb. 9.1 und 9.2 dargestellte Bilanz. Dabei wird berücksichtigt, daß der Kraftwerkspark aufgrund der energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmenbedingungen massiven Veränderungen unterliegt (s.a. Kapitel 11.2). Die Erlöse der Kraftwerksbetreiber werden in Folge des sich abzeichnenden Preisverfalls stark zurückgehen. Dies führt zu erheblichen Anpassungen im Kraftwerkspark, die auch mit vorzeitigen Stilllegungen verbunden sein können. Trotz steigender Stromnachfrage geht die Erzeugungskapazität bis 2005 deutlich zurück. Ab 2005 kehrt sich dieser Trend um. Die erzielbaren Preise werden wieder ansteigen und es kommt zu einer moderaten Ausweitung der Kapazitäten. Die Nettozubauten sind bis 2010 zunächst von einem spürbaren Anstieg der Gaskapazitäten geprägt, nach 2015 werden bei der angenommenen Energiepreisentwicklung die Steinkohlekapazitäten ausgebaut. Aufgrund der angenommenen Laufzeit der Kernkraftwerke von 35 Jahren nimmt ihr Kapazitätsanteil vor allem ab 2010 verstärkt ab. Die Liberalisierung der Strommärkte und der Kernenergie-Ausstieg sind die Ursachen dafür, daß sich die Struktur des Kraftwerksparks innerhalb des Betrachtungszeitraums deutlich verändert.²

	SO ₂	NO _x	Staub	CO ₂
	g/kWh	g/kWh	g/kWh	kg/kWh
Strombezug aus Kraftwerkspark	0,42	0,92	0,07	0,69
Erzeugung in Windkraftanlagen	0,01	0,04	0,01	0,02
vermiedene Netto-Emissionen ab 2000	0,41	0,88	0,06	0,67
vermiedene Netto-Emissionen ab 2010	0,37	0,91	0,06	0,63
vermiedene Netto-Emissionen ab 2020	0,36	1,10	0,05	0,64

Tab. 9.1: spezifische Werte der Schadstoffemissionen

Die vermiedenen CO₂-Emissionen entsprechen im Jahr 2030 bei Ausbau-Prognose 1 rund 11 % der heute durch den deutschen Stromverbrauch (477 TWh/a) verursachten Emissionen. Bei Ausbau-Prognose 2 beträgt dieser Wert 15 %. Bezogen auf den niedersächsischen Stromverbrauch (49,2 TWh/a) betragen die Werte 106 % bzw. 142 %. Da der in der AWZ erzeugte Strom nicht ausschließlich auf Niedersachsen zu beziehen ist, stellt dieser Wert lediglich eine Vergleichsgröße dar.

¹ "Gesamtemissionsmodell integrierter Systeme", Öko-Institut Freiburg und GH Kassel

² Quelle: „Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt“. EWI / Prognos AG im Auftrag des BMWi, 1999

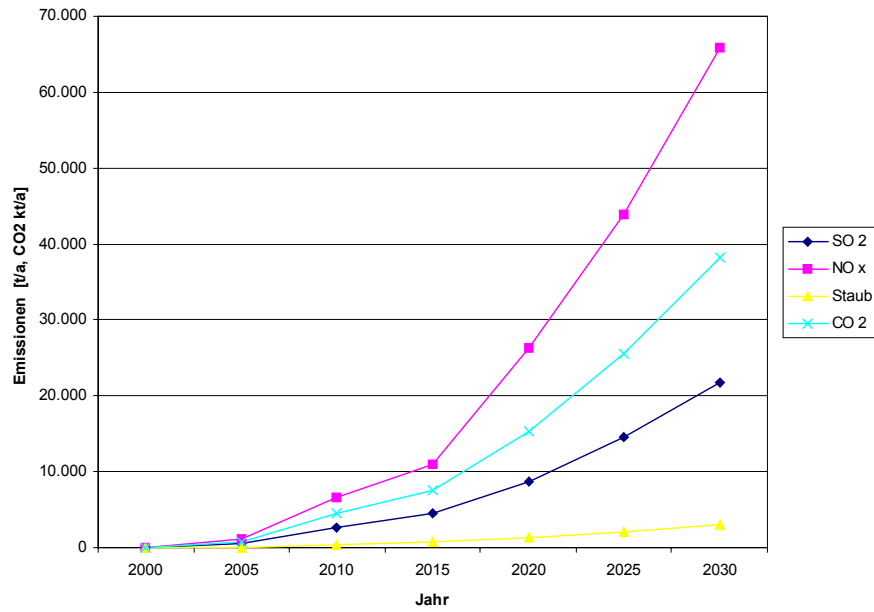


Abb. 9.1: vermiedene Schadstoffemissionen bei Ausbau nach Prognose 1

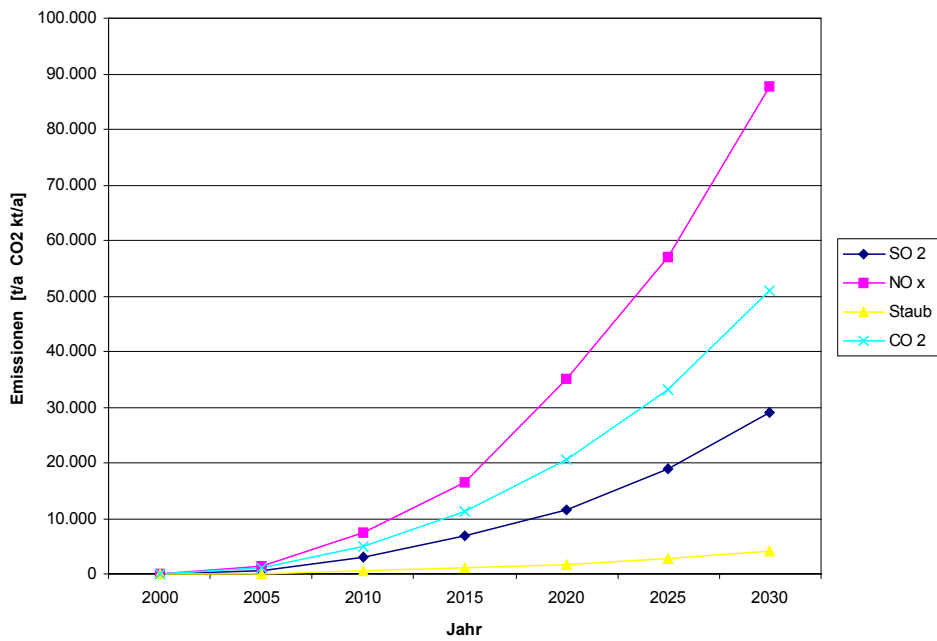


Abb. 9.2: vermiedene Schadstoffemissionen bei Ausbau nach Prognose 2

10. Auswirkung von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks auf die deutsche und die niedersächsische Wirtschaft

10.1 Vorbemerkungen

Die Abschätzung der ökonomischen Auswirkungen des Baus von großen Offshore-Windparks auf die niedersächsische Wirtschaft erfolgt auf der Grundlage eines Input-Output-Modells, das in vergleichbarer Form u.a. für eine ganze Reihe von Studien zu den ökonomischen Effekten von großen Investitionsprojekten in Niedersachsen angewendet worden ist – so für die Berechnung der regional-ökonomischen Effekte der Expo 2000 [3], von Klimaschutzinvestitionen in der Region Hannover [12] oder der wirtschaftlichen Bedeutung des Flughafens Hannover [7]. Insoweit stehen die folgenden Schätzungen der ökonomischen Effekte der Offshore-Windparks methodisch auf sicheren Beinen (Kapitel 10.2).

Schätzungen auf der Basis von Input-Output-Modellen beinhalten stets eine Reihe von Annahmen und damit verbundene Einschränkungen für die Aussagefähigkeit der Ergebnisse. Diese gelten auch in diesem Fall und unterscheiden sich nur wenig von anderen Studien. Der zentrale Unterschied besteht darin, daß es sich im Folgenden bei allen zugrundeliegenden Investitions- und Nachfragedaten um Prognosen handelt, die mit entsprechender Unsicherheit behaftet sind. Anders als bei den üblichen Analysen, wo reale Investitionsdaten in der Höhe, der sektoralen und regionalen Struktur weitgehend bekannt sind und die Analyse auf der Grundlage realisierter Zahlungen und Güterströme erfolgt, sind hier neben der Höhe der Investitionen noch zusätzliche Annahmen über die Struktur der damit verbundenen Güternachfrage und die Entwicklung zentraler ökonomischer Parameter zu treffen.

Eine *ex-ante* Abschätzung der ökonomischen Wirkungen möglicher Investitionen in der Zukunft steht vor dem grundsätzlichen Problem, daß – anders als bei der Analyse von realen Investitionen – die tatsächlichen Akteure und ihr Verhalten heute noch nicht bekannt sind. Zwar gibt es in Niedersachsen eine ganze Reihe von namhaften Projektierern von Offshore-Windparks und WEA-Herstellern, die unter heutigen Bedingungen erwarten lassen, daß niedersächsische Unternehmen einen signifikanten Beitrag zur Entwicklung von Offshore-Windparks in der Nordsee leisten werden. Deren konkreter Beitrag in 10 oder 20 Jahren ist heute aber noch nicht näherungsweise abzuschätzen. Auch die Frage, ob und inwieweit deren Engagement zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungswachstum in Niedersachsen beiträgt, ist deshalb anhand heute verfügbaren Wissens nicht zu belegen. Dies ist der Grund dafür, daß die folgenden Berechnungen nur auf der Grundlage eines *Szenarios* erfolgen können, das heute bekannte Sachverhalte berücksichtigt und von heute plausiblen Annahmen über die zukünftige Entwicklung ausgeht (Kapitel 10.3).

Investitions- und Betriebskosten lassen sich nach heutigem Kenntnisstand zumindest hinsichtlich der Größenordnung - und bei den Investitionen auch hinsichtlich der daraus folgenden Struktur der Güternachfrage - quantifizieren. Die Betrachtung muß dabei aber immer gesamtwirtschaftlich bleiben, denn Aussagen über einzelne Unternehmen und deren mögliche Beteiligung sind mittels ökonomischer Modellschätzungen nicht möglich. Ganz abgesehen davon, daß zum heutigen Zeitpunkt bei derart großen Investitionsprojekten keiner der potentiellen Wettbewerber seine Karten auf den Tisch der Öffentlichkeit legen würde, sind die meisten Unternehmen derzeit sowieso noch nicht über das Stadium von Grobplanungen und Grundsatzentscheidungen hinaus. Vielfach sind die Unternehmen derzeit mit umfassenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten beschäftigt, um überhaupt die technologischen Voraussetzungen für die Errichtung von Offshore-Windparks zu schaffen. Gerade hinsichtlich der ökonomischen Risiken, die damit verbunden sind, kann heute noch nicht annähernd gesagt werden, welches konkrete Unternehmen sich mit welcher Technologie und in welchem Umfang im Wettbewerb durchsetzen wird. Heute müßte sich jede Aussage hierzu den Vorwurf der „Kaffeersatzleserei“ gefallen lassen. Die quantitativen Aussagen des Schätzmodells enden deshalb auf der Ebene der Wirtschaftszweige (Kapitel 10.4 und 10.5).

Gänzlich auf die Ebene der Spekulation begibt man sich, wenn man heute die möglichen wirtschaftlichen Effekte der zukünftigen Installation von Offshore-Windparks im beschriebenen Umfang auf den Tourismus an der Nordsee oder auf die niedersächsische Fischereiwirtschaft einschätzen oder gar quantifizieren sollte. Die möglichen Wirkungen von WEA auf den Tourismus wurden erst kürzlich sehr ausführlich in Schleswig-Holstein untersucht [9]. Die wichtigsten Ergebnisse aus dieser und anderer Studien werden hier referiert und hinsichtlich der Fragestellung dieser Studie bewertet (Kapitel 10.7).

Für eine belastbare Prognose der wirtschaftlichen Auswirkungen von Offshore-Windparks auf die niedersächsische Fischereiwirtschaft fehlt es derzeit an einer auch nur annähernd ausreichenden Datenbasis. Es sind weder konkrete Standorte für die Windparks benannt noch ist deren genaue räumliche Ausdehnung bekannt, so daß davon auf mögliche Ertragseinbußen über Fischereirechte verfügbarer Unternehmen geschlossen werden könnte. Die im Kapitel 2.2 gemachten allgemeinen Annahmen über die mögliche Ausdehnung der benötigten Flächen sind hierfür nicht hinreichend. Genaue fischereiwirtschaftliche Gutachten sind zu gegebener Zeit einzuholen, um möglicherweise entstehende Nachteile für die Fischereiwirtschaft zu untersuchen. Bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung dürften die Produktionsverluste, die der Fischereiwirtschaft durch den Verlust eines relativ kleinen Fanggebiets entstehen, ohne weiteres durch die Produktionszuwächse, die durch die Offshore-Windparks entstehen, kompensiert werden. Dies schließt nicht aus, daß es einzelbetrieblich oder auch für bestimmte Standorte (Stichwort „Kutterfischerei“) zu merklichen Nachteilen kommen kann.

10.2 Mögliche Grenzen der ökonomischen Argumentation

Wenn man aus den in Kapitel 8 erstellten Prognosen über die Windenergienutzung in der deutschen Nordsee Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ermittelt, sollten die Grenzen solcher Analyseformen nicht außer Acht gelassen werden. Modellrechnungen dieser Art lassen unberücksichtigt, daß dieselben Investitionsmittel auch anderweitig verwendet werden können, wo sie möglicherweise größeren Ertrag oder gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzielen können. Die generelle Frage nach dem optimalen Einsatz gegebener Mittel unter Prüfung beliebiger Verwendungen und Beachtung der Opportunitätskosten wird hier jedoch nicht berücksichtigt³.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist immer zu berücksichtigen, daß beliebige Ausgaben in gleicher Höhe für andere Zwecke ebenfalls zu quantitativen Ergebnissen in ähnlicher Größenordnung führen. Die Ergebnisse solcher Schätzungen beruhen auf einer rein wertmäßigen Betrachtung eines in bestimmter Höhe und Struktur vorgegebenen Nachfrageanstoßes. Je höher dieser Anstoß, desto höher sind auch die mit ihm verbundenen ökonomischen Effekte. War der Anstoßeffekt einmalig, so folgt auf die damit ausgelösten indirekten und induzierten Effekte⁴ nichts nach („Strohfeuer“). Diese Statik ist es, die eine volkswirtschaftliche Beurteilung von Investitionsvorhaben allein anhand kurzfristiger ökonomischer Effekte problematisch erscheinen läßt. Erst wenn es gelingt, auch längerfristig positive Effekte zu erreichen – etwa dadurch, daß es durch die Investitionen zu auch längerfristig andauernden Nachfragesteigerungen kommt oder zu stabilen Verbesserungen der Wettbewerbsposition von einzelnen Unternehmen und dadurch vielleicht sogar zu Verbesserungen der Wirtschaftsstruktur – sind auch die regionalökonomischen Effekte als höher oder besser zu beurteilen als diejenigen einer anderen x-beliebigen Investition in gleicher Höhe, die aber eben diese längerfristigen und strukturverbessernden Wirkungen nicht aufweist.

Die zur Abschätzung quantitativer Wirkungen verwendeten Input-Output-Modelle sind zwar mit zahlreichen Annahmen und Restriktionen versehen⁵, derer man sich bei der Interpretation bewusst sein sollte – dennoch stellen sie für die Beantwortung der hier interessierenden Fragen das bestgeeignete Instrument dar. Ausdrücklich hinzuweisen ist allerdings darauf, daß das Verfahren keine Aussage darüber zulässt, ob in den begünstigten Wirtschaftszweigen Arbeitsplätze gesichert oder neu geschaffen werden, da über die einzelbetriebliche Umsetzung des zwar branchenbezogen aber doch pauschal ermittelten Beschäftigungsbedarfs keine Angaben vorliegen. Auf die Frage, welche Qualität die Arbeitsplätze haben, die hinter dem errechneten Beschäftigungsvolumen stehen, kann man aus der Logik der Abschätzung heraus nur auf das Qualifikationsspektrum der „liefernden“ Wirtschaftszweige verweisen. Auch die Frage nach der Dauerhaftigkeit der Arbeitsplätze läßt sich auf diese Weise nicht beantworten.

³ Das Opportunitätskostenkalkül betrifft die Abwägung der Vor- und Nachteile über die Verwendung knapper Mittel, denn jede Entscheidung für die Produktion eines Gutes ist zugleich auch immer die Entscheidung gegen die Produktion anderer Güter.

⁴ Vgl. Abschnitt 10.3.

⁵ Vgl. Abschnitt 10.3.

10.3 Methode und grundlegendes Modellszenario

10.3.1 Schätzmethode

Die von den prognostizierten Investitionen in Offshore-Windparks in der Nordsee ausgehenden kurzfristigen Produktions-, Einkommens- und Beschäftigungseffekte werden auf der Grundlage eines für derartige Analysen üblicherweise verwendeten *Input-Output-Modells* geschätzt [21]. Hierbei handelt es sich um ein offenes statisches Leontief-Modell, das um *Multiplikatoreffekte* erweitert wurde, welche die durch die teilweise Wiederverausgabung der im Laufe des Produktionsprozesses entstandenen Einkommen berücksichtigen [4] Produktions- und Beschäftigungseffekte, die durch den mit Einkommenszahlungen (die z.B. einen großen Teil der Betriebskosten darstellen) verbundenen Konsum ausgelöst werden, können damit zusätzlich einbezogen werden.

Grundlage der Schätzung ist die Input-Output-Tabelle für Deutschland des Statistischen Bundesamtes⁶. Zu beachten ist, daß dieser Art der ökonomischen Modelle eine Vielzahl von Modellannahmen zugrunde liegen [21], die sehr restriktiv sind und die zahlenmäßigen Ergebnisse der Schätzungen mit einem erheblichen Ungenauigkeitsfaktor versehen. Die quantitativen Ergebnisse dürfen trotz der ausgewiesenen scheinbaren Genauigkeit lediglich als Schätzungen der ungefähren Größenordnung der verschiedenen Effekte interpretiert werden.

Die Modellrechnungen liefern Schätzungen für direkte, indirekte und die durch Einkommensströme induzierten Effekte eines exogenen Nachfrageanstoßes auf gesamtwirtschaftliche Zielvariablen wie Produktion, Einkommen (Wertschöpfung) und Beschäftigung. Das Modell berücksichtigt dabei verschiedene Wirkungsmechanismen:

- Der Nachfrageanstoß besteht in diesem Fall aus den im Rahmen der prognostizierten Investitionen verausgabten Mittel für Güter und Dienstleistungen. Die Summe der hierfür angenommenen im Inland bzw. in Niedersachsen fließenden Mittel bildet den direkten Produktionseffekt, auch *Primärimpuls* genannt.
- Hinzu kommen *indirekte Produktionseffekte*, die über Vorleistungsbezüge der an die Windpark-Betreiber liefernden Wirtschaftssektoren ausgelöst werden.
- Einkommenszahlungen durch die Betreiber sowie Einkommenszahlungen auf allen vorgelagerten Produktionsstufen führen zu zusätzlichem Konsum, der wiederum zusätzliche Produktion anregt. Diese (Einkommens-) *induzierten Produktionswirkungen* – auch Multiplikatorwirkungen genannt, weil jeder ausgegebene Euro das 1,x-fache an Produktion hervorruft – müssen ebenfalls berücksichtigt werden.

Die Wirkungen selbst lassen sich zweckmäßigerweise hinsichtlich der drei Zielgrößen Produktion, Einkommen und Beschäftigung darstellen:

- Der *Produktionseffekt* stellt die Summe der gesamten durch den Primärimpuls ausgelösten Produktion dar.
- Der *Wertschöpfungseffekt* erfasst die Summe aller durch diese Produktion ausgelösten Einkommen (aus selbständiger plus aus unselbständiger Arbeit). Er wird durch den Abzug der in 71 Wirtschaftssektoren unterschiedlichen Vorleistungsanteile von der Produktion geschätzt.
- Durch Multiplikation der in den jeweiligen Wirtschaftssektoren ausgelösten Produktionseffekte mit den jeweiligen Arbeitskoeffizienten (Erwerbstätige je Produktionswert) lässt sich die für die Produktion notwendige Beschäftigungsmenge schätzen, die als *Beschäftigungseffekt* in Personenzahlen ausgewiesen wird. Da die Schätzungen jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahren erfolgen,

⁶ Input-Output-Tabelle 1995 zu Ab-Werk-Preisen, inländische Produktion, in der neuen Fassung mit 71 Gütergruppen.

kann das benötigte jährliche Beschäftigungsvolumen in *Vollzeitarbeitsplätzen* durch einfache Division durch fünf ermittelt werden.

10.3.2 Modellszenario

Ausgangspunkt des Schätzmodells sind die Investitionsvolumina, die das DEWI im Rahmen seiner Prognose über die Offshore-Windenergienutzung in der deutschen Nordsee ermittelt hat (in der „verhalten-optimistischen Variante“, vgl. Kapitel 2.3). Diese betreffen den Zeitraum von 2001 bis 2030, wobei die Investitionsvolumina für insgesamt sechs 5-Jahres-Intervalle getrennt auf der Preisbasis des Jahres 2000 ermittelt wurden. Die folgende Schätzung der mit diesen Investitionen verbundenen Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in Deutschland und in Niedersachsen kann sich dabei nur auf die vier 5-Jahres-Intervalle bis 2020 beziehen, weil

- die in der zugrunde liegenden Input-Output-Tabelle des Jahres 1995 abgebildeten Vorleistungsverflechtungen in der Wirtschaft für den gesamten Prognosezeitraum als konstant unterstellt werden müssen, was für einen 30-Jahres-Zeitraum völlig unrealistisch ist,
- und die für die Schätzung der Beschäftigungseffekte unbedingt notwendige Prognose über die Entwicklung der Arbeitsproduktivität in der Wirtschaft nur aus externen Prognosen bis zum Jahr 2020 verfügbar ist.

Die Berechnungen erfolgen deshalb für die Zeitintervalle

- 2001 bis 2005,
- 2006 bis 2010,
- 2011 bis 2015 und
- 2016 bis 2020.

Aus der Input-Output-Tabelle sind die für die Berechnung der Beschäftigungseffekte erforderlichen Arbeitsproduktivitäten in den 71 Wirtschaftsbereichen nur für das Jahr 1995 bekannt. Diese müssen für den gesamten Prognosezeitraum fortgeschrieben werden, da ansonsten angenommen werden müßte, daß jeder Produktivitätsfortschritt bis zum Jahr 2020 unterbleibt. Dies wäre eine ausgesprochen unrealistische Annahme. Deshalb werden aus einem umfassenden Prognosemodell für die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands bis zum Jahr 2020 die dort geschätzten wirtschaftszweigspezifischen Arbeitsproduktivitäten für die Jahre 2005, 2010, 2015 und 2020 übernommen [19]. Ihre Entwicklung seit 1995 wurde zur Fortschreibung der Arbeitsproduktivitäten der 71 Wirtschaftszweige seit 1995 verwendet, so daß über alle Schätzintervalle hinweg sektoral unterschiedlich steigende Arbeitsproduktivitäten in das Modell einfließen.

Für die Schätzung der sich aus den Bruttoausgaben ergebenden primären Nachfrageimpulse in Deutschland und in Niedersachsen, die in das Modell eingehen und deren gesamtwirtschaftliche Wirkungen dann berechnet werden, sind vor allem Annahmen zu machen über

- die Verteilung der sich aus den Investitionen ergebenden Nachfrage nach Wirtschaftssektoren,
- den Teil der Nachfrage, der durch Direktimporte befriedigt werden kann und
- den Anteil der Nachfrage, der nach Niedersachsen fließt.

Da über keine dieser Verteilungen Prognosen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung bestehen, ist es notwendig, hierfür geeignete und plausible Annahmen zu treffen und diese so zu quantifizieren, daß sie in die Modellberechnungen eingehen können. So wird davon ausgegangen, daß sich die Bruttoausgaben gemäß der Schätzungen des DEWI auf folgende Gütergruppen verteilen:

Windkraftanlagen: 15% Stahlbau
20% Faserverbundtechnik
15% Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä.
40% Maschinenbau

	5 % Meß-, Steuer- und Regeltechnik 5% Montage
Fundamente:	80% Stahlbau 20% Bauleistungen
Netzanschluss:	Abhängig von der Seekabellänge: 92,2% Geräte der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä. (bis 2010) 7,8% Bauleistungen (bis 2010) 90,7% Geräte d. Elektrizitätserzeug., -verteilung u.ä. (2011 bis 2020) 9,3% Bauleistungen (2011 bis 2020)
Übr. Nebenkosten:	7,2% der Gesamtkosten für Planung, Dienstleistungen, UVP usw.

Diese Strukturen werden, abgesehen von den Netzanschlusskosten, über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg als konstant unterstellt.

Ein Teil der Anlagen und Leistungen für die Errichtung der Offshore-Windparks wird durch *Direktimporte* (z.B. WEA aus Dänemark, Wasserbauleistungen aus den Niederlanden oder Steuerungstechnik aus den USA) beschafft. Damit wird die bei deren Herstellung generierte Wertschöpfung und Beschäftigung nicht in Deutschland wirksam. Da sich das Modell nur auf Effekte inländischer Nachfrage bezieht, müssen Direktimporte zuvor abgezogen werden. Dafür wurden folgende Importstrukturen unterstellt:

- Die Importquoten (Anteil der Importe an der inländischen Nachfrage) für die im Rahmen der Errichtung der Offshore-Windparks nachgefragten Güter und Dienstleistungen entsprechen weitgehend dem gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt in den betroffenen Gütergruppen und sind im Zeitverlauf konstant. Es gibt zwei Ausnahmen:
- Der Importanteil bei Leistungen aus dem Bereich der Faserverbundtechnologien, d.h. der Rotorhersteller, liegt mit rund 50% deutlich unter dem Wert der zugehörigen Gütergruppe⁷. Es wird aber angenommen, daß es deutschen Herstellern, die ihre diesbezüglichen Kapazitäten deutlich steigern wollen, im Laufe des Prognosezeitraums gelingt, einen größeren Marktanteil zu erlangen und damit den Importanteil in diesem Bereich bis zum Jahr 2011 zu halbieren. Danach wird von einem konstanten Importanteil von 25% ausgegangen.
- Bauleistungen, die in der Statistik alle Hoch- und Tiefbauleistungen umfassen, werden insgesamt nur sehr wenig importiert. Dies trifft für die hier benötigten spezifischen Bauleistungen (Aufbau von Fundamenten, Gründungen, Wasserbau, Kabelleger) heute nicht zu. Der Markt ist derzeit noch vergleichsweise klein und ist in hohem Maße international geprägt, so daß hier von einer weitaus größeren Importquote auszugehen ist als bei „normalen“ Tiefbauleistungen. Wir gehen davon aus, daß die mit dem Bau der Offshore-Windparks verbundene Nachfrage nach Bauleistungen zunächst zu 50% aus dem Ausland befriedigt wird. Weiter wird angenommen, daß sich auch dieser Markt mit steigender Nachfrage in Deutschland entwickelt, entsprechende inländische Anbieter auftreten und einen zunehmenden Marktanteil erringen können, so daß die Importquote im Zeitverlauf sinken wird. Wir gehen in diesem Szenario von einem jährlichen Rückgang der Importquote für spezifische Bauleistungen um 1%-Punkt aus, so daß Importe nach 2015 noch etwa ein Drittel der inländischen Nachfrage ausmachen.

Schwieriger noch als beim Beitrag des Auslands zur Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee fällt die Quantifizierung des Teils der Nachfrage, der dabei nach *Niedersachsen* fließt und hier Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung generiert. Auch hier müssen plausible Annahmen getroffen werden, die letztendlich nur auf heutigen Strukturinformationen und Expertenmeinungen beruhen können. Das diesbezügliche Szenario kann als „verhalten optimistisch“ charakterisiert werden:

⁷ „Sonstige Fahrzeuge (Wasser-, Schienen-, Luftfahrzeuge u.a.)“; laut Statistik liegt die Importquote hier bei über 90%, was vor allem auf den Markt für Luftfahrzeuge und die Lieferbeziehungen im europäischen Flugzeugbau zurückzuführen ist. Die entsprechende Exportquote liegt im übrigen auf gleichem Niveau.

- Niedersächsische Windenergieanlagenhersteller (Enercon und Enron, vormals Tacke) weisen derzeit einen Marktanteil über 40% aller in Deutschland installierten WEA auf [2] Wir gehen davon aus, daß es niedersächsischen Anlagenherstellern gelingt in gleichem Maße an den Offshore-Windparks zu partizipieren.
- Die Produktion der Gründungen für die WEA umfasst in erster Linie Stahlbauleistungen. Sie kann nur direkt an der See erfolgen, weil Landtransport wegen der Größe ausscheidet. Der Art nach handelt es sich dabei um Werftleistungen. Deshalb wurde zur Schätzung der diesbezüglichen Potentiale in Niedersachsen der Anteil Niedersachsens an der deutschen Werftproduktion herangezogen. Wir gehen davon aus, daß 24% der deutschen Stahlbauleistungen für die Fundamente der WEA in Niedersachsen produziert werden können.
- Für das Ausmaß der Beteiligung niedersächsischer Unternehmen an den mit den Offshore-Windparks verbundenen spezifischen Bauleistungen (Aufbau der Fundamente und Wasserbauleistungen in Zusammenhang mit der Erstellung der Netzanschlüsse) gibt es wenig Anhaltspunkte. Bekannt ist nur, daß es einige niedersächsische Unternehmen gibt, die sich hieran beteiligen wollen und entsprechende Aktivitäten zur Marktvorbereitung unternehmen. Für das Szenario gehen wir davon aus, daß rund ein Drittel der diesbezüglichen inländischen Nachfrage nach Niedersachsen fließen kann. Gesamtwirtschaftlich machen Bauleistungen nur einen vergleichsweise geringen Teil der für den Bau von Offshore-Windparks notwendigen Leistungen aus. Das Gesamtergebnis zeigt sich deshalb gegenüber Veränderungen dieses Parameters als relativ robust.
- Laut Produktionsstatistik stammt durchschnittlich knapp 8% des deutschen Produktionswerts an Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.ä. aus Niedersachsen. Wir gehen im Szenario davon aus, daß dieser Anteil auch für entsprechende Anlagen in Zusammenhang mit Offshore-Windparks zutrifft.
- Da alle derzeitigen Projektierer von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee aus Deutschland stammen, gehen wir davon aus, daß die übrigen Nebenkosten, die vor allem aus Planungs- und Betriebskosten, Umweltverträglichkeitsprüfungen usw. bestehen, vor allem in Deutschland anfallen. Die durchschnittliche Importquote für den Bereich „Dienstleistungen für Unternehmen“ zu dem alle Arten von Ingenieurbüros zählen, liegt unter 3%. Wir übertragen diese Begründung auch auf die regionale Ebene und gehen in dem Szenario davon aus, daß die Hälfte der Mittel für diese Leistungen in Niedersachsen verausgabt werden.

Zwei für die Abschätzung der ökonomischen Effekte wichtige Kostenarten sind in den sich aus der DEWI-Prognose ergebenden Investitionsvolumina (vgl. Kap. 8.5) noch nicht enthalten: Notwendige Ersatzinvestitionen sowie die Kosten des Betriebs der Anlagen.

Ersatzinvestitionen fallen nach diesem Szenario nur bei den WEA an. Wir gehen davon aus, daß Ersatzinvestitionen zwischen dem 11. und 20. Betriebsjahr der Anlagen in Höhe von insgesamt 35% der ursprünglichen WEA-Kosten anfallen. Es wird angenommen, daß die Ersatzinvestitionen in diesem Zeitraum gleichverteilt erfolgen und die gleiche Kostenstruktur aufweisen wie die originären WEA-Investitionen. Entsprechend werden die Kosten für die Ersatzinvestitionen ab dem Jahr 2011 bei der Schätzung der Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte berücksichtigt.

Schwieriger stellt sich die Behandlung der *Betriebskosten* dar. Diese umfassen u.a.

- alle Personal-, Büro- und Geschäftsführungskosten der Betreiber,
- Kosten für Wartung und Reparatur, soweit es sich nicht um Ersatzinvestitionen handelt,
- wiederkehrende Prüfungen der WEA,
- Kosten für Versicherungen, Steuer- und Rechtsberater,
- Beiträge zu Verbänden und Kammern,
- Transportkosten (Schiffahrt und Luftverkehr),
- Kosten für die Sicherung des Schiffs- und Luftverkehrs.

Heute kennen wir weder den Anteil dieser und möglicherweise anderer Kostenarten an den Betriebskosten für die Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee noch deren Höhe. Für Onshore-Windparks gibt es bis heute nur für ältere Anlagen systematische Untersuchungen über durchschnittliche Betriebskosten⁸. Auf dieser Grundlage können lediglich Wirtschaftsbereiche benannt werden, die zusätzliche Nachfrage aus dem Betrieb der Offshore-Windparks erwarten können. Eine Aufschlüsselung der Kosten und eine der Analyse der Investitionskosten vergleichbare Berechnung ökonomischer Effekte ist noch nicht möglich. Dies gilt auch für eine entsprechende Regionalisierung.

Für dieses Szenario gehen wir von Betriebskosten pro Jahr in Höhe von insgesamt 7,5% der ursprünglichen WEA-Investitionen bei einer Betriebszeit von 20 Jahren aus⁹. Berechnet werden daraufhin die Summen der Betriebskosten, die in den vier Prognoseintervallen anfallen, wenn die Investitionen gleichverteilt innerhalb dieser Zeiträume erfolgen. Da nicht ermittelt werden kann, wie sich die daraus ergebende Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen auf verschiedene Wirtschaftszweige verteilt, können ökonomische Effekte, die sich auf Vorleistungsverflechtungen in der Wirtschaft beziehen, nicht berechnet werden. Es können aber die induzierten Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen (Multiplikatorwirkungen) berechnet werden, die Folge von *Einkommenszahlungen* an Beschäftigte sind, die mit dem Betrieb der Anlagen befasst sind (vgl. Abschnitt 10.3.1). Hierfür ist die stark vereinfachende Annahme notwendig, daß die Betriebskosten zu 100% aus Personalkosten bestehen.

10.4 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Investitionen

Nach den Berechnungen des DEWI (vgl. Kapitel 8.5) fallen in den hier einbezogenen Zeiträumen Investitionsvolumina in Höhe von 1,2 Mrd. DM (bis 2005), 4,0 Mrd. DM (2006 bis 2010), 4,5 Mrd. DM (2011 bis 2015) und 8,1 Mrd. DM (2016 bis 2020) an. Unter Abzug der Direktimporte und Hinzurechnung der Umsatzsteuer ergeben sich damit die hier ausgewiesenen Primärimpulse (Tabelle 10.1), die den in den jeweiligen Perioden wirkenden exogenen Nachfrageanstoß auf die gesamtwirtschaftlichen Zielvariablen Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung darstellen.

Die Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee dürfte demnach im Inland bis 2005 eine Gesamtproduktion in Höhe von knapp 2,7 Mrd. DM anstoßen (Produktionseffekt). Darin enthalten sind neben dem direkten auch der indirekte (über Vorleistungsverflechtungen) und induzierte (über Einkommensmultiplikatoren) erforderliche Produktionswert, der notwendig ist, die sich aus den Investitionen ergebende gesamte Güter- und Dienstleistungsnachfrage zu befriedigen. Dieser Betrag steigert sich entsprechend der im Szenario angenommenen Investitionsvolumina in den Folgeperioden auf 8,7 Mrd. DM (2006-2010), 10,3 Mrd. DM (2011-2015) und 19,1 Mrd. DM. Dies bedeutet, daß mit jeder hier für die Errichtung ausgegebenen Mark über Kreislaufwirkungen nochmals eine vor- und nachgelagerte Nachfrage nach inländischen Gütern und Dienstleistungen in Höhe von fast 1,60 DM angestoßen wird.

Zeitraum	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäftigungseffekt ^{b)}	
				in Pers.-jahren	Arbeitsplätze ^{c)}
bis 2005	1.028	2.670	1.287	10.663	2.133
2006-2010	3.369	8.737	4.201	31.067	6.213
2011-2015	3.991	10.337	4.960	33.333	6.667
2016-2020	7.394	19.148	9.179	55.772	11.154

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

⁸ Produktionsanteil in der Gütergruppe 351 „Schiffe, Boote und Yachten“ (Statistisches Bundesamt, Niedersächsisches Landesamt für Statistik) sowie Anteil an den Werftumsätzen (Verband für Schiffbau und Meerestechnik 2000).

⁹ Wie bei den Investitionen erfolgen die Berechnungen auch hier zu konstanten Preisen des Jahres 2000. Mögliche zukünftige Preissteigerungen werden nicht berücksichtigt.

^{c)} Personenjahre dividiert durch 5

Tab. 10.1 Gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee

Aus der so ausgelösten Produktion resultiert ein Wertschöpfungseffekt von knapp 1,3 Mrd. DM bis zum Jahr 2005, der sich in den Folgeperioden ebenfalls deutlich erhöhen wird, so daß zwischen 2016 und 2020 ein Wertschöpfungseffekt von 9,2 Mrd. DM erreicht werden kann, der (näherungsweise) einen entsprechenden Beitrag zum gesamtwirtschaftlichen Einkommen (Bruttoinlandsprodukt) leistet. Der mit der gesamten Produktion verbundene Beschäftigungseffekt beläuft sich auf rund 10.000 Personenjahre in den ersten fünf Jahren und steigert sich auf mehr als 55.000 Personenjahre für den Zeitraum 2016 bis 2020. Man kann davon ausgehen, daß das für die Produktion notwendige Beschäftigungsvolumen jeweils gleichverteilt innerhalb der Prognosezeiträume anfällt. Dies bedeutet, daß in der ersten Periode gut 2.000 Arbeitsplätze erforderlich sind, die Güter und Dienstleistungen zu produzieren, die sich aus dem Nachfrageanstoß für die Errichtung von Offshore-Windparks ergeben. Aufgrund der nach 2005 angenommenen deutlichen Zunahme bei den Investitionen, Produktion und Wertschöpfung steigt auch der dafür notwendige Beschäftigungsinput auf 6.000 bis 7.000 Arbeitsplätze zwischen 2005 und 2015. Danach kommt es zu einer nochmaligen Steigerung auf rund 11.000 Arbeitsplätze im Zeitraum 2015 bis 2020.

Die Nachfrageeffekte, die von der Errichtung der Offshore-Windparks ausgehen, verteilen sich in unterschiedlichem Maße auf die einzelnen Wirtschaftszweige. Gemäß der getroffenen Annahmen über die Kostenstruktur der Investitionen betreffen die primären Nachfrageimpulse lediglich sieben Wirtschaftsbereiche, wobei alle Stahlbauleistungen dem Sektor „Herstellung von Metallerzeugnissen“ zugerechnet werden, Rotoren aus Faserverbundkunststoffen werden im Sektor „Fahrzeugbau“ hergestellt und Anlagen der Mess-, Steuer- und Regeltechnik fallen in den Sektor „Übrige Elektrotechnik“. Aufgrund von Vorleistungsverflechtungen und der einkommensinduzierten Nachfragewirkungen fallen die sich daraus ergebenden Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in allen Teilen der Wirtschaft an (Tabelle 10.2 bis 10.5).

Sektor	Primär-impuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions-effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp-fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti-gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		19	10	151
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		11	5	51
Energie- und Wasserversorgung		49	26	105
Ernährungsgewerbe		62	16	195
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		50	18	144
Metallerzeugung und -bearbeitung		67	17	137
Herst. von Metallerzeugnissen	254	360	155	1.354
Maschinenbau	210	273	112	808
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., -verteilung	339	457	188	1.235
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV-Geräte	15	30	14	110
Fahrzeugbau	70	95	30	245
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		105	38	374
Baugewerbe	40	73	34	385
Handel		198	126	1.582
Gastgewerbe		35	14	444
Verkehr		64	27	284
Nachrichtenübermittlung		34	27	110
Vermietung		172	132	96
Kredit- und Versicherungsgewerbe		99	10	303
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	101	312	219	1.622
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		106	71	928
Insgesamt	1.028	2.670	1.287	10.663

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.2: *Gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren bis 2005*

Sektor	Primärimpuls^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		63	31	415
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		38	15	153
Energie- und Wasserversorgung		159	84	299
Ernährungsgewerbe		203	53	573
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		163	61	403
Metallerzeugung und -bearbeitung		219	55	387
Herst. von Metallerzeugnissen	811	1.161	502	3.752
Maschinenbau	671	878	360	2.158
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., -verteilung	1.085	1.464	601	3.325
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV- Geräte	49	97	44	303
Fahrzeugbau	290	372	116	773
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		346	124	1.089
Baugewerbe	139	249	116	1.158
Handel		646	411	4.768
Gastgewerbe		114	46	1.394
Verkehr		207	90	801
Nachrichtenübermittlung		111	89	281
Vermietung		562	431	296
Kredit- und Versicherungsgewerbe		325	33	887
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	324	1.013	709	4.987
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		345	231	2.864
Insgesamt	3.369	8.737	4.201	31.067

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.3: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren 2006-10

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöpf- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		75	37	412
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		46	18	174
Energie- und Wasserversorgung		189	99	310
Ernährungsgewerbe		240	63	623
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		194	72	423
Metallerzeugung und -bearbeitung		264	66	422
Herst. von Metallerzeugnissen	1.007	1.433	619	4.081
Maschinenbau	796	1.044	428	2.185
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., - verteilung	1.175	1.594	655	3.189
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV- Geräte	58	115	52	315
Fahrzeugbau	397	496	154	885
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		416	149	1.191
Baugewerbe	193	324	151	1.327
Handel		765	487	5.177
Gastgewerbe		134	54	1.566
Verkehr		246	107	832
Nachrichtenübermittlung		131	105	264
Vermietung		666	511	332
Kredit- und Versicherungsgewerbe		384	39	953
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	365	1.174	821	5.460
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		407	272	3.210
Insgesamt	3.991	10.337	4.960	33.333

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.4: *Gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren 2011-2015*

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöpf- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		138	68	632
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		85	34	307
Energie- und Wasserversorgung		351	184	500
Ernährungsgewerbe		444	117	1.071
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		360	133	699
Metallerzeugung und -bearbeitung		489	122	706
Herst. von Metallerzeugnissen	1.842	2.633	1.138	6.712
Maschinenbau	1.516	1.981	812	3.558
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., -verteilung	2.140	2.908	1.194	5.245
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV- Geräte	111	216	98	518
Fahrzeugbau	755	939	292	1.511
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		775	278	2.024
Baugewerbe	375	617	288	2.222
Handel		1.418	902	8.568
Gastgewerbe		249	100	2.725
Verkehr		457	198	1.341
Nachrichtenübermittlung		243	195	394
Vermietung		1.233	946	570
Kredit- und Versicherungsgewerbe		712	72	1.619
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	655	2.150	1.505	9.235
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		752	503	5.616
Insgesamt	7.394	19.148	9.179	55.772

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.5: Gesamtwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren 2016-2020

Der hohe Grad der Verflechtungen zwischen Wirtschaftssektoren zeigt sich auch in den gesamtwirtschaftlichen Effekten der Errichtung von Offshore-Windparks. Dies zeigt sich insbesondere bei der großen Bedeutung des Sektors „Dienstleistungen für Unternehmen, Datenverarbeitung, Forschung und Entwicklungsdienstleistungen“, der in erheblichem Maße Vorleistungen für die Industrie erbringt.

Neben den originär betroffenen Industrie- und Dienstleistungssektoren schlagen sich indirekte und vor allem induzierte Wirkungen in beträchtlicher Größenordnung beim Handel, bei der Vermietung von Wohnungen, Grundstücken und Räumen sowie anderen privaten und öffentlichen Dienstleistungen nieder. Diese im Vergleich zur Struktur der Primärimpulse deutlich übergewichtigen Effekte ergeben

sich aufgrund der durchschnittlichen Konsummuster, die bei den induzierten Einkommenswirkungen unterstellt werden.¹⁰

10.5 Regionalwirtschaftliche Effekte der Investitionen in Niedersachsen

Im hier zugrundeliegenden Szenario wird, wie dargelegt, davon ausgegangen, daß rund 40% der in Deutschland bewirkten Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen von niedersächsischen Unternehmen befriedigt werden kann. Dies umreißt auch die Größenordnung der regionalwirtschaftlichen Produktions-, Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Tabelle 10.6).

Zeitraum	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäftigungseffekt ^{b)}	
				in Pers.- jahren	Arbeitsplätze ^{c)}
bis 2005	403	1.031	497	4.155	831
2006-2010	1.346	3.436	1.649	12.320	2.464
2011-2015	1.641	4.184	1.999	13.529	2.706
2016-2020	3.082	7.857	3.747	22.902	4.580

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

^{c)} Personenjahre dividiert durch 5

Tab. 10.6: *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee in Niedersachsen*

Nach diesem Szenario, das aufgrund der getroffenen Annahmen relativ zeitinvariant ist, fließen bis 2005 rund 400 Mio. DM der in Zusammenhang mit der Errichtung der Offshore-Windparks anfallenden Mittel nach Niedersachsen und bewirken hier einen Produktionseffekt in Höhe von einer Mrd. DM. Damit verbunden ist eine Wertschöpfung von knapp unter 500 Mio. DM und ein Beschäftigungseffekt der leicht über 4.000 Personenjahren liegt. Damit könnten die ganze Periode von 2001 bis 2005 über mehr als 800 Personen beschäftigt werden. Die Steigerungen in den Folgeperioden weichen nur geringfügig von der gesamtwirtschaftlich für Deutschland berechneten Entwicklung ab, so daß in der letzten Periode der Schätzung von 2016 bis 2020 ein Produktionseffekt in Höhe von 7,9 Mrd. DM erzielt wird. Dieser bewirkt einen Wertschöpfungseffekt in Höhe von 3,7 Mrd. DM und bedarf einer Beschäftigung in Höhe von 23.000 Personenjahren, was hier fast 4.600 Arbeitsplätzen entspricht.

Wenn man die regionalwirtschaftlichen Wirkungen nach Wirtschaftszweigen differenziert, zeigen sich ebenfalls die gesamtwirtschaftlichen Muster (Tabellen 10.7 bis 10.10). Während die direkten Effekte vor allem in der Industrie (WEA-Hersteller und Stahlbau) anfallen, sind es bei Berücksichtigung von indirekten und einkommensinduzierten Effekten vor allem die Dienstleistungssektoren, die ebenfalls in erheblichem Maße von der Errichtung der Offshore-Windparks profitieren dürften.

¹⁰ Für die Berechnung der einkommensinduzierten Wirkungen wurden durchschnittliche Verbrauchsstrukturen der privaten Haushalte zugrunde gelegt. Da große Anteile der verfügbaren Haushaltseinkommen für die Wohnungsmiete aufgewendet und die Mehrzahl der konsumierten Güter über den Einzelhandel bezogen werden, entfaltet jede zusätzliche Mark, sofern sie ebenso verwendet wird wie das bisherige Einkommen insgesamt, entsprechende Nachfrageimpulse in diesen Sektoren. Es liegt auf der Hand, daß sich die vom methodischen Ansatz her eigentlich heranzuziehenden marginalen Verbrauchsstrukturen erheblich von den hier verwandten durchschnittlichen unterscheiden können. So ist plausiblerweise anzunehmen, daß zusätzliche Einkommensbestandteile nicht unbedingt und wenn, dann nur unterproportional in eine Ausweitung der Zahlungen für Wohnungsmieten fließen. Da marginale Verbrauchsstrukturen nicht beobachtbar sind, mußte hier trotz der dargelegten Vorbehalte auf durchschnittliche Konsummuster zurückgegriffen werden. Die sich unter dieser Voraussetzung ergebenden induzierten Wirkungen sind daher in ihrer relativen Gewichtung möglicherweise zugunsten der genannten Sektoren verzerrt. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten (NIW 2000b, S. 53f).

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		8	4	59
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		4	2	19
Energie- und Wasserversorgung		19	10	41
Ernährungsgewerbe		24	6	75
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		20	7	54
Metallerzeugung und -bearbeitung		25	6	51
Herst. von Metallerzeugnissen	81	124	54	468
Maschinenbau	125	157	64	463
Herst. v. Geräten d. Elektrizität- serzeug., -verteilung	63	92	38	249
Übr. Elektrotechnik, Büro- maschinen, DV-Geräte	14	20	10	79
Fahrzeugbau	56	66	20	176
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		41	15	148
Baugewerbe	13	26	12	136
Handel		77	49	614
Gastgewerbe		13	5	171
Verkehr		25	11	111
Nachrichtenübermittlung		13	11	43
Vermietung		66	51	37
Kredit- und Versicherungsgewerbe		38	4	118
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	51	131	91	683
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		41	28	362
Insgesamt	403	1.031	497	4.157

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.7: *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren in Niedersachsen bis 2005*

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		25	12	164
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		14	6	61
Energie- und Wasserversorgung		62	33	116
Ernährungsgewerbe		80	21	225
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		66	24	163
Metallerzeugung und –bearbeitung		84	21	149
Herst. von Metallerzeugnissen	260	405	175	1.309
Maschinenbau	401	504	207	1.239
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., -verteilung	201	296	122	672
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV-Geräte	45	66	31	217
Fahrzeugbau	232	267	82	563
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		139	50	442
Baugewerbe	46	89	42	415
Handel		255	162	1.884
Gastgewerbe		45	18	546
Verkehr		84	36	324
Nachrichtenübermittlung		44	35	111
Vermietung		219	168	116
Kredit- und Versicherungsgewerbe		128	13	348
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	162	428	299	2.124
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		137	91	1.132
Insgesamt	1.346	3.436	1.649	12.320

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.8: *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren in Niedersachsen 2006-2010*

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		30	15	167
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		18	7	69
Energie- und Wasserversorgung		76	40	124
Ernährungsgewerbe		97	25	250
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		80	30	176
Metallerzeugung und –bearbeitung		104	26	167
Herst. von Metallerzeugnissen	319	499	216	1.423
Maschinenbau	476	601	246	1.258
Herst. v. Geräten d. Elektrizitätserzeug., - verteilung	230	341	140	682
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV- Geräte	53	79	37	226
Fahrzeugbau	317	361	111	654
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		171	61	488
Baugewerbe	64	116	54	479
Handel		311	198	2.102
Gastgewerbe		54	22	630
Verkehr		103	44	345
Nachrichtenübermittlung		53	43	107
Vermietung		267	205	133
Kredit- und Versicherungsgewerbe		155	15	384
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	183	504	353	2.363
Sonstige öffentliche und private Dienst- leistungen		165	110	1.302
Insgesamt	1.641	4.184	1.999	13.529

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.9: *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssectoren in Niedersachsen 2011-2015*

Sektor	Primärimpuls ^{a)} in Mio. DM	Produktions- effekt ^{b)} in Mio. DM	Wertschöp- fungseffekt ^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt ^{b)} in Pers.-jahren
Land- und Forstwirtschaft		57	28	259
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden		34	13	122
Energie- und Wasserversorgung		143	75	203
Ernährungsgewerbe		182	48	439
Chemische Industrie, Kunststoff und Gummi		151	56	295
Metallerzeugung und –bearbeitung		195	49	282
Herst. Von Metallerzeugnissen	590	929	402	2.368
Maschinenbau	906	1.143	468	2.053
Herst. v. Geräten d. Elektrizitäts- erzeug., -verteilung	429	639	262	1.152
Übr. Elektrotechnik, Büromaschinen, DV-Geräte	101	149	70	377
Fahrzeugbau	604	685	212	1.122
Sonstiges Verarbeitendes Gewerbe		321	115	841
Baugewerbe	124	222	104	807
Handel		583	371	3.524
Gastgewerbe		101	41	1.110
Verkehr		193	83	560
Nachrichtenübermittlung		100	80	163
Vermietung		500	384	231
Kredit- und Versicherungsgewerbe		291	29	659
Dienstleistungen für Unternehmen, DV, FuE	327	930	651	4.028
Sonstige öffentliche und private Dienstleistungen		309	207	2.306
Insgesamt	3.082	7.857	3.747	22.901

Quelle: Berechnungen des NIW

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.10: *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee nach Wirtschaftssektoren in Niedersachsen 2016-2020*

10.6 Grobe Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Betriebs von Offshore-Windparks

Nach den Vorgaben des DEWI-Szenarios, das davon ausgeht, daß jährliche Betriebskosten in Höhe von 7,5% der WEA-Investitionskosten entstehen, ergeben sich erwartete Betriebskosten¹¹ in Höhe von 113 Mio. DM bis 2005, 494 Mio. DM von 2006 bis 2010, 969 Mio. DM von 2011 bis 2015 und in Höhe von 1.776 Mio. DM von 2016 bis 2020. Unter der stark vereinfachenden Annahme, daß alle diese Betriebskosten (ohne Ersatzinvestitionen!) der Offshore-Windparks ausschließlich aus Personalmitteln bestehen würden, wären damit gesamtwirtschaftliche Effekte in Höhe von 168 Mio. DM (bis 2005)

11 Zu konstanten Preisen, d.h. ohne Berücksichtigung zukünftiger Preissteigerungen.

verbunden, die sich bis zu 1,7 Mrd. in der Periode 2016 bis 2020 steigern würden (Tabelle 10.11). Das dafür notwendige Beschäftigungsvolumen würde von 830 Personenjahren bis 2005 (etwa 160 Arbeitsplätze für fünf Jahre) auf über 10.000 zwischen 2016 und 2020 (2.000 Arbeitsplätze) steigen.

Betriebskosten	Erwartete Betriebskosten In Mio. DM	Produktions- effekt^{a)} in Mio. DM	Wertschöpf- fungseffekt^{b)} in Mio. DM	Beschäfti- gungseffekt^{b)} in Personenjahren
bis 2005	113	168	89	830
2006-2010	494	736	389	3.340
2011-2015	969	1.444	764	6.035
2016-2019	1.776	2.647	1.400	10.082

Quelle: Eigene Berechnungen

^{a)} Bruttoinvestitionen abzüglich der Direktimporte zzgl. Umsatzsteuer

^{b)} einschl. Multiplikatorwirkungen

Tab. 10.11: Einkommensinduzierte Wirkungen der Betriebskosten von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee

Mangels belastbarer Daten handelt es sich hierbei um eine grobe Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte, um deren Größenordnung zu verdeutlichen. Es wird dabei unterstellt, daß die für den Betrieb der Anlagen verausgabten Mittel entsprechend der derzeitigen Konsumstruktur in Deutschland ausgegeben werden. Dies schließt Steuerzahlungen und Sparquoten(!) mit ein, was dazu führt, daß eine solche Schätzung eher am unteren Rande einer „echten“, d.h. auch Vorleistungsverflechtungen berücksichtigenden Modellschätzung liegt: Unternehmen „sparen“ nicht und ihre durchschnittliche Steuerquote liegt unter derjenigen für Privatpersonen.

Diese Schätzung erfolgt nur gesamtwirtschaftlich und verdeutlicht damit das Produktions-, Einkommens- und Beschäftigungspotential, das der Betrieb von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee insgesamt beinhaltet. Wie bei den Investitionen auch, werden nicht alle diese wirtschaftlichen Effekte auf Küstenstandorte entfallen. Es ist aber davon auszugehen, daß ein beträchtlicher Teil der Aufgaben (Wartung, Verkehr) küstennah anzusiedeln ist und damit auch hier ökonomisch wirksam wird. Hierüber dürfte es zum Wettbewerb von Küstenstandorten in Niedersachsen, Bremen und Schleswig-Holstein kommen, dessen Ergebnisse bisher aber noch nicht abzusehen sind. Allein aus der Tatsache, daß wichtige Unternehmen, die gegenwärtig mit der Projektierung der Offshore-Windparks befasst sind, ihren Sitz in Niedersachsen haben, kann nur vage auf mögliche Standortvorteile Niedersachsens geschlossen werden.

Die Angaben zu den Beschäftigungseffekten durch Offshore-WEA gelten c.p. – d.h., es sind keine Substitutionseffekte durch die hierdurch denkbare Stilllegung bzw. Nichterrichtung anderer Stromerzeugungskapazitäten berücksichtigt. Dieses würde zusätzliche Annahmen über die betroffenen Erzeugungsanlagen (einschließlich jeweils spezifischer Errichtungs- und Betriebseffekte) sowie weitere Annahmen über deren regionale bzw. nationale versus internationale Lokalisierung voraussetzen. Darüberhinaus wäre eine Abgrenzung gegenüber den weiteren Einflüssen erforderlich, die von den grundlegenden Umwälzungen des Elektrizitätssektors verursacht sind. Hierauf kann und soll im vorliegenden Bearbeitungsrahmen nicht eingegangen werden.

10.7 Zu möglichen Zielkonflikten zwischen Offshore-Windparks und Tourismus

Eine Diskussion möglicher Zielkonflikte zwischen Offshore-Windparks und Tourismus aufgrund einer eigenen empirischen Erhebung ist im Rahmen der vorliegenden Studie u.a. deshalb nicht möglich, weil

- keine kleinräumlichen Standorte vorgegeben sind, auf die sich eine konkrete Befragung zu konzentrieren hätte und
- weil der Bearbeitungszeitraum (Winter 2000/2001) für eine Tourismusbefragung an der See ungeeignet ist.

Der Fragenkomplex sei daher an dieser Stelle unter Rückgriff auf vorhandene Untersuchungen und Einschätzungen beleuchtet, die den Einfluss vorhandener Windkraftanlagen *an Land* auf den Tourismus thematisieren [5]

Für Niedersachsen sind im Rahmen wissenschaftlicher Diplomarbeiten zwei Untersuchungen vorgelegt worden, die auf einer Befragung von jeweils ca. 150 Urlaubern in Ostfriesland [1] bzw. im friesischen Wangerland [6] basieren. Im Rahmen der ersten Untersuchung ergab sich, daß 93,2 v.H. der Befragten sich durch Windenergieanlagen (WEA) nicht gestört fühlten und knapp 90 v.H. auch bei einem Ausbau der Windkraft an der Nordsee wieder Urlaub machen wollen. In der zweiten Untersuchung gaben knapp 97 v.H. der Gäste an, sich durch WEA nicht gestört zu fühlen.

Für Schleswig-Holstein wurde bereits 1991 in einer Pilotstudie „Windenergie und Fremdenverkehr“ [8] die Einstellung von Urlaubern zur Windenergienutzung untersucht. Wesentliche Ergebnisse hier waren u.a. eine breite Akzeptanz der Windkraftanlagen sowie die Einschätzung, daß WEA im Großen und Ganzen das Landschaftsbild nicht stören.

Eine hohe Akzeptanz von Windkraftanlagen ergab auch eine Befragung von Urlaubern an der Nordseeküste Schleswig-Holsteins und auf der Insel Fehmarn, im Sommer 1991 und 1992. Demnach fühlten sich 98 v.H. der Urlauber in keiner Weise gestört.

Nimmt man die vorliegenden, zugegeben älteren Befunde als repräsentativ, so sind für die norddeutsche Küstenlandschaft Beeinträchtigungen des Tourismus durch Windenergieanlagen *an Land* eher unwahrscheinlich¹² – WEA stoßen vielmehr auf breite Zustimmung und werden offenbar zunehmend als prägender Teil des Landschaftsbildes akzeptiert. Dabei dürfte die umweltgerechte Art der Energieerzeugung zur positiven Einstellung beitragen.

Es wäre vor diesem Hintergrund zu überlegen, was gegen eine Übertragung der dargelegten Befunde auf WEA auf See (innerhalb oder seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeers) sprechen könnte. Mögliche Einwände von Urlaubern gegen einzelne WEA an Land, wie Lärmbelästigung oder Schattenwurf, entfallen auf See aus plausiblen Gründen. Auch Zielkonflikte zwischen der Prädikatisierung von Kurorten und Lärmimmissionen, die an Land zu beachten sind, spielen hier keine Rolle.

Soweit spezielle Einwände gegen Offshore-Windparks formuliert werden, die eine Einbuße an touristischer Attraktivität befürchten, richten sich diese daher vor allem auf eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes seewärts, d.h. des freien Blicks auf den Horizont. Die Vertreter der ostfriesischen Inseln¹³ stellen in einer offiziellen Stellungnahme zu Windparkplanungen u.a. die Forderung auf, daß Windenergieanlagen oder Windenergieparks auf offener See weder von den Inseln noch von der Küste optisch wahrnehmbar sein dürfen. Sie begründen ihre Befürchtungen hinsichtlich touristischer Nachteile durch die optische Wahrnehmung von Offshore-Windenergieanlagen damit, daß der Inselcharakter maßgeblich durch einen freien, offenen Blick auf die Nordseeküste geprägt sei und daß das Bild einer Insel zwar durch Schiffe am Horizont unterstützt werde, nicht aber durch mögliche Windenergieparks mit mehreren Kilometern Breite.

¹² Wie bei den Investitionen erfolgen die Berechnungen auch hier zu konstanten Preisen des Jahres 2000. Mögliche zukünftige Preissteigerungen werden nicht berücksichtigt.

¹³ Borkum, Juist, Norderney, Baltrum, Langeoog, Spiekeroog und Wangerooge

Gegen diese Befürchtungen ließe sich einwenden, daß das Erscheinungsbild (wie Visualisierungen zeigen) selbst bei Entfernungen zwischen 9 und 15 km vor der Küstenlinie keinesfalls erdrückend ist. Auch Erfahrungen mit der küstennahen dänischen Windkraftanlage Tunoe Knob (ein anerkanntes Weltweites Projekt im Rahmen der EXPO 2000 [3] gehen in diese Richtung. So hat sich nach Angaben des Projektträgers die Befürchtung der Bewohner des Küstenortes Arhus, der freie Blick aufs Meer für sie und ihre Urlaubsgäste würde beeinträchtigt, nicht bewahrheitet.¹⁴

Den vorgetragenen Befürchtungen stehen damit zunächst Plausibilitätsüberlegungen und Einzelerfahrungen gegenüber, während die erwähnten empirischen Befunde aus Studien der 1990er Jahre landbasierte WEA an der Küste betreffen und eine Übertragung auf Offshore-Windenergieanlagen zu prüfen wäre.

Es trifft sich vor diesem Hintergrund gut, daß eine aktuelle Studie für Schleswig-Holstein die Frage nach touristischen Effekten sowohl von On- als auch von Offshore-Windenergieanlagen thematisiert [9] Auch in Schleswig-Holstein wird die Nutzung von Standorten im Meer für die Errichtung von leistungsstarken Windparks u.a. aus touristischen Gründen kontrovers diskutiert. Untersuchungsansatz und Ergebnisse der Studie seien daher hier ausführlicher referiert:

Neben einer Differenzierung unterschiedlicher Erscheinungsformen der Windenergieanlagen¹⁵ lassen sich zunächst verschiedene Wirkungsmöglichkeiten und deren mögliche Folgen für den Tourismus unterscheiden, die in der o.g. Studie wie in Tab. 10.12 systematisiert werden [9]

Die Vielfalt der Wirkungsmöglichkeiten legt eine auch methodisch differenzierte Herangehensweise nahe, die in der o.g. Studie folgende Elemente berücksichtigt:

- a) Statistische Analyse der 15 übernachtungsstärksten Urlaubsorte in Schleswig-Holstein (ohne Städte) in Gegenüberstellung zur Entwicklung der WEA in den Gemeinden.
- b) Repräsentative Befragung in der deutschen Bevölkerung zum Urlaubsstandort Schleswig-Holstein inklusive der Frage nach möglichen ästhetischen Beeinträchtigungen von Urlaubslandschaften.
- c) Gästebefragung in 5 Orten.
- d) Gruppendiskussionen mit Teilnehmern, die grundsätzliches Interesse an einem Urlaub in Schleswig-Holstein haben, aus zwei wichtigen Herkunftsgebieten (Hamburg und Dortmund). Hierbei war auch die Attraktivität verschiedener auf Fotos präsentierter Urlaubslandschaften zu beurteilen, wobei die Fotos so verändert waren, daß verschiedene Formen von WEA an unterschiedlichen Standorten (darin Offshore-Gruppenanlagen aus Strandperspektive) visualisiert wurden.

¹⁴ Es handelt sich hier um 10 Windräder, die sechs Kilometer vor der Küste in flachem Wasser stehen.

¹⁵ Wie: Einzel- oder Gruppenanlagen; Anzahl und räumliche Konzentration; Lage aus touristischer Sicht: Gestaltung.

Wirkungsmöglichkeiten	Touristische Folgen (Übernachtungsgäste)	Indikatoren
<ul style="list-style-type: none"> • optische Belästigung (Schatten) • Geräuschbelästigung • Landschaftsbild wird gestört, das betrifft auch die Offshore-Anlagen, hier dann das „Meerbild“ • Industrie- statt Feriencharakter • Berichterstattung/ öffentliche Diskussion in den Medien • Technik fasziniert • sichtbarer Beleg für ökologisch verantwortungsvolles Handeln 	<ul style="list-style-type: none"> • Verringerung der Gäste-/Übernachtungszahlen <ul style="list-style-type: none"> ▫ Abwanderung bisheriger Gäste ▫ weniger neue Gäste ▫ Verringerung des Angebotes • Zunahme der Gäste-/Übernachtungszahlen <ul style="list-style-type: none"> ▫ höhere Wiederholerrate ▫ mehr neue Gäste ▫ Ausweitung des Angebotes • Strukturveränderung der Nachfrage • Veränderung von Urlaubsaktivitäten (z.B. weniger Wanderungen; andere Segel-Routen; Besichtigung von Windkraftzentren) 	<ul style="list-style-type: none"> • tatsächliche Gästestatistik • Einstellung zur Windkraftnutzung • Bedeutung örtlicher WEA für das Urlaubs-Erlebnis • Bewertung örtlicher WEA • zukünftige Reisezielwünsche • Begründungen für Abwanderung • Begründung für kein Interesse bei Neukunden

Tab. 10.12: *Tourismus und Windkraftanlagen: Wirkungsmöglichkeiten, Folgen und Indikatoren*

Aus den einzelnen Untersuchungsschritten ziehen die Gutachter folgende Schlussfolgerungen [9]

zu a): Es ergeben sich keine Hinweise auf negative Auswirkungen von WEA auf die touristische Entwicklung eines schon bestehenden Urlaubsortes.

zu b) und c):

Einzelne Windkraftanlagen sind kaum ein Grund, einem bestimmten Ort im Urlaub fernzubleiben. Gruppen- und Offshore-Anlagen kommen als Gründe dafür schon eher in Frage und erhalten ein mittleres Gewicht. Allerdings gilt gleichzeitig, daß sich keine Hinweise dafür identifizieren lassen, daß das Vorhandensein von einzelnen, gruppierten oder auf See installierten WEA zu einem starken Urlauberschwund führt (aus b), bzw.: Ein negativer Effekt von Windkraftanlagen deutet sich für bestimmte Personengruppen zwar theoretisch an, hat aber letztlich keine Konsequenzen für die Praxis der Reisezielentscheidung (aus c).

zu d): Urlaubslandschaften mit WEA wirken emotional weniger attraktiv als solche ohne bzw. mit anderen Störungen. Gleichzeitig wird das positive Image der Windkraft stärker gewichtet als die negative Veränderung des Landschaftsbildes.

Die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsschritte werden von den Gutachtern schließlich zusammengefasst, um Antworten auf 28 Leitfragen zu finden, die in der Studie konkret formuliert sind. Für unsere Zwecke ist das Fazit für Leitfrage XII (Gibt es Unterschiede in der Beurteilung von Einzelanlagen, Gruppenanlagen und Offshore-Anlagen?) von besonderem Interesse.¹⁶ Es heißt hierzu: „Einzelne Anlagen haben die höchste Akzeptanz, gefolgt von Off-Shore-Anlagen, das Schlusslicht bilden dann Gruppenanlagen mit der geringsten Akzeptanz.“ [9].

¹⁶ Interessant sind auch die Befunde zur Nutzung von Windkraft als Chance für das touristische Marketing und zur Gestaltung und Farbgebung der Anlagen.

Abschließend kommen die Gutachter zu dem Ergebnis, daß für den Sonderbereich Offshore eine Abhängigkeit zwischen der Gästetoleranz und dem Abstand zu touristisch genutzten Stränden beobachtet werden konnte. Dabei scheint die in der Gruppendiskussion simulierte Entfernung von 15 Kilometern bei dem dabei angenommenen Anlagentyp mit einer Nabenhöhe von 80 Metern als unkritisch. Eine grundsätzliche Ablehnung von Windmühlen auf See war bei den Befragten in keinem der Untersuchungsteile festzustellen. „Die Akzeptanz von Off-Shore-Anlagen war im Vergleich zu Gruppen von Anlagen an Land sogar eher größer. Sie wurden als geringerer Eingriff in das Landschaftsbild empfunden.“ [9]

11. Zusammenfassung und Bewertung

11.1 Zusammenfassung

11.1.1 Technisches und wirtschaftliches Ausbaupotential

Eine weitere stürmische Entwicklung der Windenergienutzung mit Zuwachsraten, wie sie in den letzten Jahren verzeichnet wurden, ist für die nächsten fünf Jahre in Deutschland nicht zu erwarten. Obwohl die wirtschaftlichen Randbedingungen für die Windenergienutzung in Deutschland aufgrund des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf eine solide Basis gestellt worden sind, ist davon auszugehen, daß bei den Aufstellungszahlen in Deutschland eine Sättigung eintreten wird. Die derzeitige Situation der Windenergienutzung in Deutschland ist gekennzeichnet durch ausgewiesene Vorrangflächen für die Windenergienutzung, die in den nächsten zwei bis drei Jahren bebaut werden. Neue Flächen für die Windenergienutzung stehen danach nicht mehr zur Verfügung. Die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung wird die sinkenden Aufstellungszahlen im Onshore-Bereich kompensieren, allerdings wird die Errichtung der z.Zt. in der Planung befindlichen Offshore-Windenergieprojekte aufgrund genehmigungsrechtlicher Probleme nicht vor 2004 erwartet. Die geschilderte Situation führt zu der in Abb. 11.1 dargestellten Prognose, die die kumulierte installierte Leistung in Deutschland bis zum Jahr 2005 auf insgesamt 12.350 MW schätzt .

Der potentielle Jahresenergieertrag basierend auf dem Anlagenbestand, der zum Jahresende 2000 errichtet war, liegt bei 11.492 GWh, was einem Anteil am Nettostromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland von 2,4 % entspricht. Ausgehend von der dargestellten Prognose der Windenergienutzung bis 2005 ist mit einem Anstieg des potentiellen Jahresenergieertrags bis 22.700 GWh im Jahr 2005 zu rechnen. Dies entspricht einem Anteil am Nettostromverbrauch der Bundesrepublik Deutschland vom Jahr 1998 von 4,8 %.

Die Nutzung der Windenergie im küstenfernen Offshore-Bereich steckt derzeit noch in den Anfängen. Während in Deutschland noch keine Erfahrungen mit der Windenergienutzung im Offshore-Bereich vorliegen, wurden in Dänemark und Schweden bereits in mehreren Projekten Erfahrungen mit küstennahen Inshore-Windparks gesammelt. Diese Erfahrungen sind nur begrenzt übertragbar, da im küstenfernen Offshore-Bereich mit wesentlich härteren Bedingungen gerechnet werden muß. Die Auslegung der Offshore-Windenergieanlagen wird sich daher bis zur Realisierung der ersten Offshore-Windparks noch ändern und auch der Betrieb der ersten Anlagen wird einen erheblichen Einfluß auf den endgültigen, konstruktiven Entwurf der Offshore-Anlagen haben. Insbesondere muß wegen der erschwerten Zugänglichkeit der WEA eine hohe Zuverlässigkeit der Technik erreicht werden, um eine maximale technische Verfügbarkeit zu gewährleisten. Diese Fragen bezüglich der endgültigen Offshore-Windenergieanlagentechnik und des Aufwands für ihre Wartung führen dazu, daß Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen auf See noch mit großen Unsicherheiten verknüpft sind. Die Wirtschaftlichkeit ist es jedoch, die bei der Beurteilung des zur Verfügung stehenden Potentials der Offshore-Windenergienutzung eine große Rolle spielt; technisch ist die Offshore-Windenergienutzung machbar.

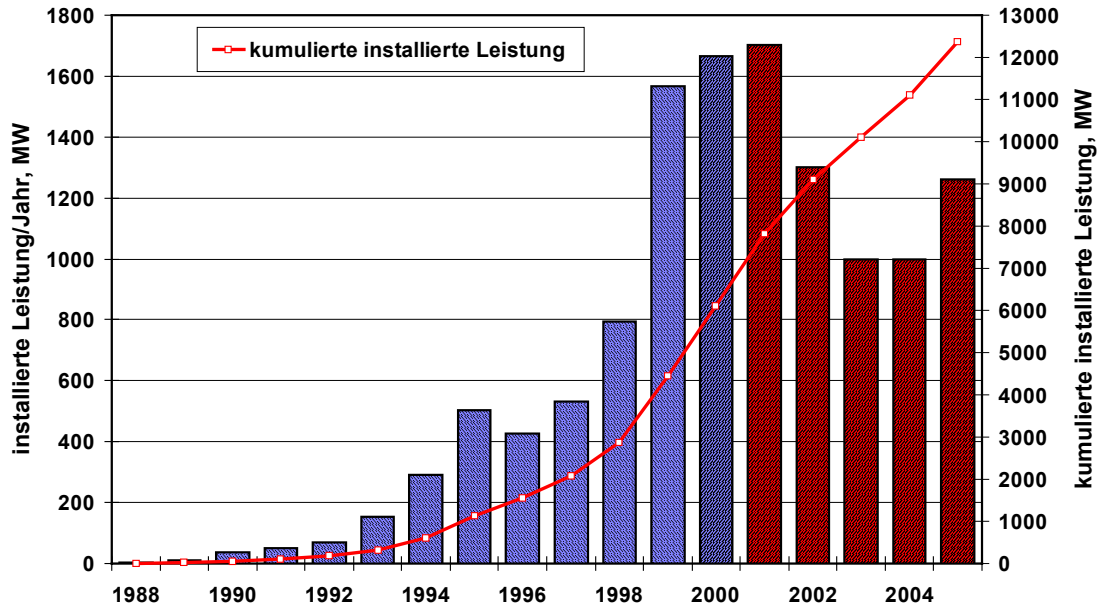


Abb. 11.1: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland bezogen auf die jährlich neu installierte und kumulierte Leistung sowie eine Prognose bis 2005

Generell sind die Potentiale der Windenergienutzung in der deutschen Bucht aufgrund ihrer großen Ausdehnung bei gleichzeitig moderaten Wassertiefen enorm. Wenn eine Wassertiefe von 20 bis 40 m bei einer Entfernung bis zu 100 km als wirtschaftlich machbar gewertet werden kann, steht eine enorm große Fläche zur Verfügung. Eine verlässliche Prognose auf der Basis von Offshore-Windmessungen fehlt allerdings bisher. Alternativ kann die Frage gestellt werden, welche Fläche benötigt würde, um eine 15 %ige Deckung des deutschen Strombedarfs durch Offshore-Windstrom zu erzielen. Auf der Basis von 5 MW-Offshore-WEA wird in Tabelle 11.1 der erforderliche Flächenbedarf mit einem Quadrat von 42 km Seitenlänge mit 4089 Einheiten abgeschätzt. Eine entsprechende Fläche, deren Lage und Form willkürlich gewählt wurden, ist zur Darstellung der Größenordnung in die Karte in Abb. 11.2 eingezeichnet

Leistung pro WEA	5.0 MW			
Fläche pro WEA	0.42 km²			
Ertrag pro WEA	17.5 GWh			
Ertrag pro km²	41 GWh			
	Elektrischer Verbrauch in Deutschland (1998)	benötigte Offshore-Windparkleistung	benötigte Fläche	Seitenlänge der quadratischen Fläche
Deutschland	477'000 GWh	136 GW	11543 km²	107 km
15% davon	71'550 GWh	20 GW	1732 km²	42 km

Tab. 11.1: Energieertrag und benötigte Fläche einer 5 MW Anlage auf See. Vorausgesetzt wurde eine Aufstellungsgeometrie von 5 X 7 Rotordurchmesser und ein Kapazitätsfaktor von 0,4. Weiterhin ist der theoretische Flächenbedarf für eine 100 bzw. 15 %-tige Deckung des bundesdeutsche, elektrischen Energiebedarfs aufgeführt.

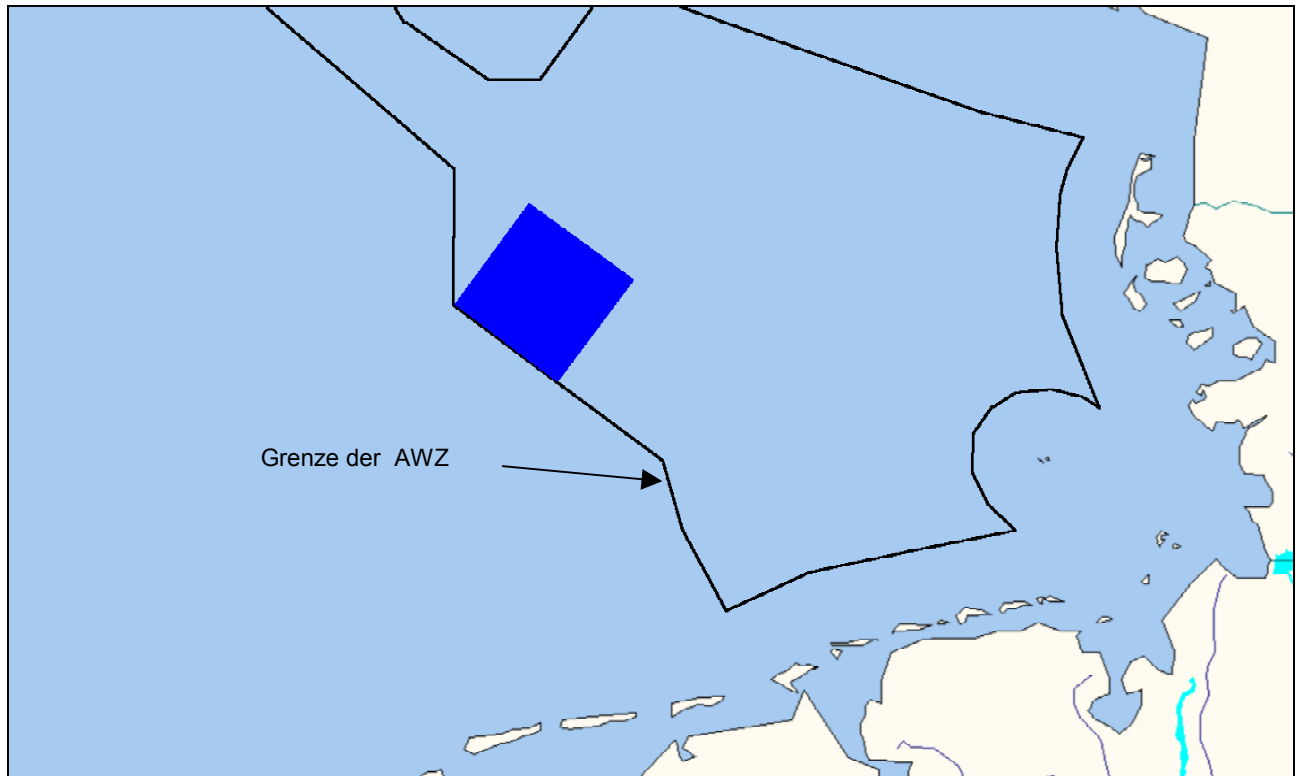


Abb. 11.2: Eine quadratische Fläche mit einer Seitenlänge von etwa 42 km wäre erforderlich, um theoretisch 15% der elektrischen Energieversorgung aus Offshore-Windenergie zu erzeugen. Lage und Form der Fläche wurde willkürlich gewählt. Die Größe ist maßstäblich.

Die Prognose für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland stützt sich auf eine positive Haltung der Politik und basiert auf folgenden Randbedingungen:

- Der Offshore-Bereich wird bis 2005 hinsichtlich der neu installierten Leistung aus WEA keinen wesentlichen Beitrag leisten. Erst nach 2005 werden bei der Offshore-Windenergienutzung die ersten größeren Projekte realisiert werden.
- Seitens der Bundesregierung werden hinsichtlich der Offshore-Windenergienutzung politische Zielvorstellungen formuliert.
- Es erfolgt die Entwicklung der Offshore-WEA (5 MW) für große Wassertiefen (bis 40 m)
- Die Offshore-Windenergienutzung findet in großer Entfernung zur Küste statt, so daß ein entsprechendes Konzept für den Abtransport der durch Offshore-Windenergieparks umgewandelten Energie erarbeitet wird.

Im Gegensatz zu der Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in anderen europäischen Ländern (z.B. Dänemark, Schweden) können in Deutschland aufgrund der gesellschaftspolitischen und genehmigungsrechtlichen Randbedingungen nur sehr wenig Erfahrungen in geringen Wassertiefen und kurzen Entfernungen zur Küste gemacht werden. Hierin unterscheidet sich die Situation der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland deutlich von denjenigen in den europäischen Nachbarländern. So werden Offshore-Windparks in deutschen Gewässern mit deutlich größerer Kapazität und unter wesentlich schwierigeren Randbedingungen geplant als dies in den Nachbarländern der Fall ist. Werden dennoch erste positive Erfahrungen gemacht, ist davon auszugehen, daß weitere große Offshore-Windenergieparks in großen Wassertiefen und großer Küstenentfernung realisiert werden.

Basierend auf diesen Überlegungen wird eine optimistisch, verhaltene Entwicklung der Offshore Windenergienutzung in Deutschland prognostiziert (Prognose 1), die zu 15 GW installierter Leistung (entsprechend 11 % des Stromverbrauchs von 1998) in 2030 führt. Geht man von einer

optimistischeren Entwicklung aus (Prognose 2), werden für 2030 etwa 20 GW installierter Offshore-WEA-Leistung (entsprechend 14,7 % des Strombedarfs von 1998) erwartet (siehe Abb. 11.3).

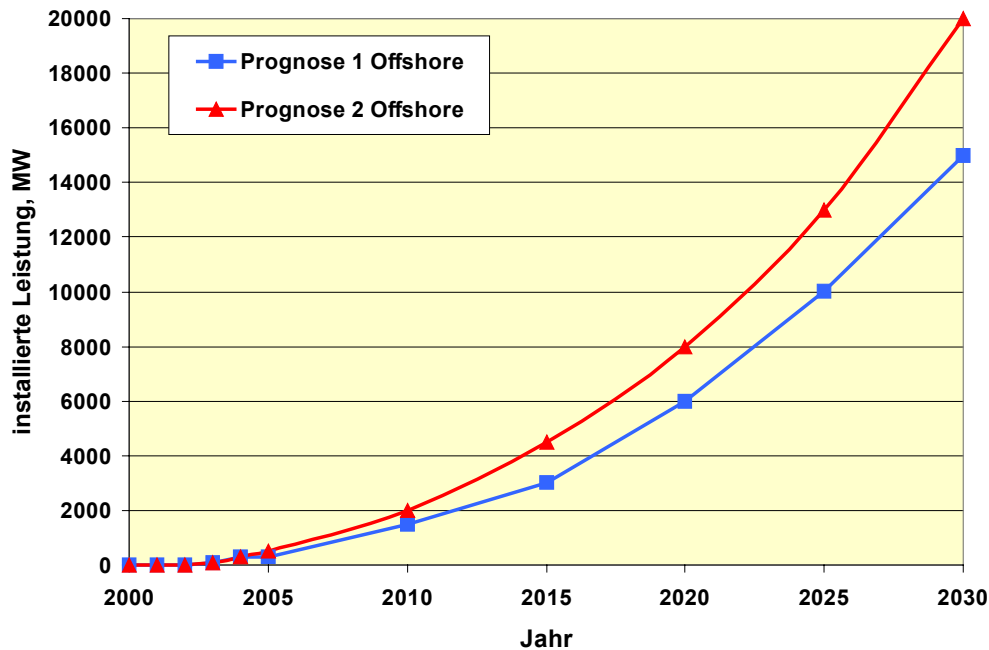


Abb. 11.3: Prognosen für die installierten Leistungen der Windenergienutzung in Deutschland im Offshore-Bereich bis 2030

Als Basis für die Abschätzung des wirtschaftlich erschließbaren Potentials und der wirtschaftlichen Effekte auf nationaler Ebene sowie auf der Ebene des Landes Niedersachsen, sind für Prognose 1 die zu erwartenden Stromerzeugungskosten und Investitionsvolumina abgeschätzt worden. Dazu wurde nach einer Analyse des Standes der Offshore-Windenergietechnologie eine wahrscheinliche technische Lösung gewählt. Es wird davon ausgegangen, daß eine reife, seegängige Technik eingesetzt wird. Die detaillierte Diskussion des Standes der Technik befindet sich in Kapitel 3 der vorliegenden Studie.

Die wesentlichen zu wählenden Parameter sind die Art der Gründung sowie die Ausführung der Energieableitung. Hinsichtlich der konstruktiven Details der Windenergieanlage selbst werden keine speziellen Annahmen gemacht. Gemäß obiger Ausführungen wird die vorrangige Nutzung küstenferner Standorte mit Seekabellängen von 30, 50, 70 und 120 km und Wassertiefen von 29, 33, 37 und 40 m betrachtet.

Die ersten Offshore-Windparkprojekte mit Seekabellängen bis ca. 60 km werden voraussichtlich mit Dreiphasen-Drehstromtechnik angeschlossen werden. Diese technische Lösung ist bekannt und verfügbar. Bei großen Seekabellängen über 60 km, stößt die Drehstromtechnik mittels Kabel an ihre Grenzen. Dort wird der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragung angenommen.

Wegen der Annahme der vorrangigen Nutzung von küstenfernen Standorten und damit einhergehenden Wassertiefen >30 m ist die Tripod-Gründungstechnik die wahrscheinlichste technische Lösung. Die Einpfahlgründung als weitere kostengünstige und schnelle Technik erscheint für derartige Wassertiefen nicht mehr adäquat.

Da zur Zeit noch keinerlei Erfahrung mit der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland vorliegt, wurde bei der wirtschaftlichen Betrachtung auf Erfahrungen, die vor allem in Dänemark gemacht wurden, zurückgegriffen. Da die Randbedingungen für die deutschen Planungen ungleich härtere Anforderungen stellen, kann an dieser Stelle bezüglich der Kosten der Windenergienutzung in der

Deutschen Bucht lediglich die Größenordnung angegeben werden, in der sie sich voraussichtlich bewegen werden.

Die Stromerzeugungskosten wurden basierend auf heutigen ökonomischen Randbedingungen in Abhängigkeit der Seekabellänge und damit auch der Wassertiefe berechnet. In Abb. 11.4 sind für einen 500 MW Windpark unter Verwendung von WEA der 5 MW-Klasse die prognostizierten Stromerzeugungskosten über der Standortqualität dargestellt. Dort wird die Standortqualität über die reduzierten Benutzungsstunden, die die WEA am Standort erreichen, beschrieben. Als reduzierte Benutzungsstunden werden die Benutzungsstunden definiert, die die WEA abzüglich der technischen Verfügbarkeit und des Parkwirkungsgrades erreichen. Zunächst nicht berücksichtigt wurden die Verluste aufgrund der Netzanbindung, die von der Entfernung des Windparks vom Festland abhängen.

Entsprechend den Berechnungen in Abb. 11.4 kann bei einem 500 MW Windpark unter Verwendung von Offshore-WEA der 5 MW-Klasse eine Kostendeckung für Standorte mit einer Seekabellänge von 30 km an Standorten mit 2.850 reduzierten Benutzungsstunden erreicht werden. Bei einer Seekabellänge von 100 - 120 km werden 3.200 - 3.250 reduzierte Benutzungsstunden benötigt. Wird eine Kostendegression aufgrund Serienfertigung der Fundamentstrukturen und der elektrischen Geräte zur Energieableitung (Umrichter) eingearbeitet, sinkt die Anzahl der reduzierten Benutzungsstunden unter den getroffenen Annahmen (120 km Seekabellänge) 2.010 auf 2.900 h und 2.020 auf 2.800 h.

Zur Ermittlung des wirtschaftlich zu erschließende Potentials der Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee, wurden die zu erwartenden Bruttobenutzungsstunden der Offshore-Windenergieanlagen unter Berücksichtigung des Windparkwirkungsgrades und der technischen Verfügbarkeit mit den bereits bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten ermittelten reduzierten Benutzungsstunden verglichen.

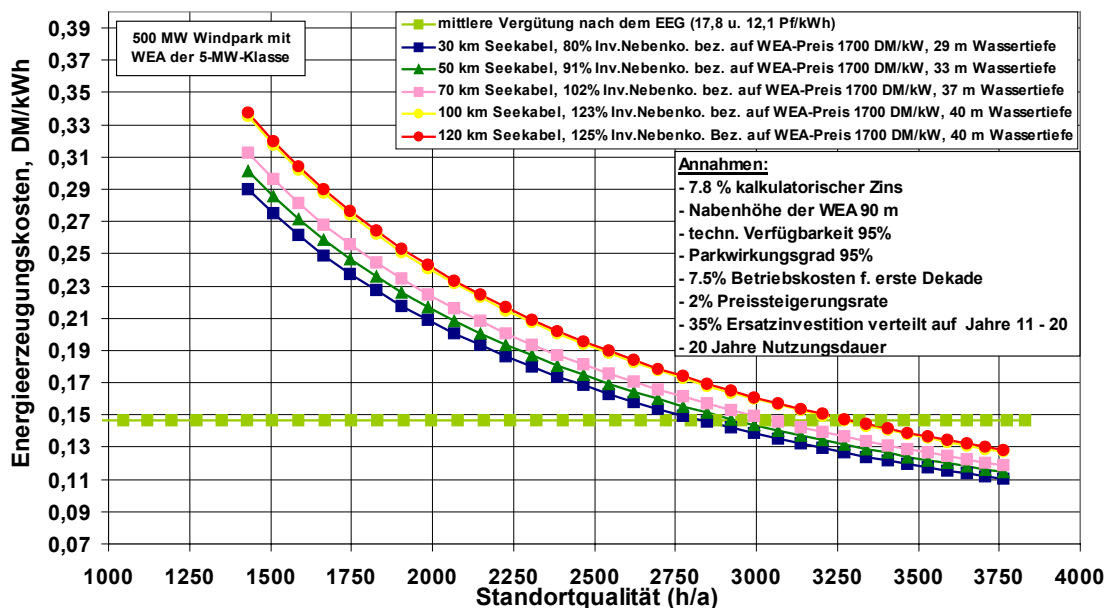


Abb. 11.4: Prognostizierte Stromerzeugungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität

Berechnungen des DEWI ergeben für den Betrieb von Offshore-WEA der 5 MW-Klasse in der Nordsee an Standorten mit mehr als 60 km Küstenentfernung 4.300 potentielle Benutzungsstunden jährlich. Dieser Wert wurde auf der Basis der potentiellen Jahresenergie und der installierten Leistung der WEA ohne Berücksichtigung der Netzanbindungsverluste, der technischen Verfügbarkeit der WEA und des Parkwirkungsgrades ermittelt und gibt die sogenannten Bruttobenutzungsstunden an. Bei Ansatz von je 95 % für Parkwirkungsgrad und der technische Verfügbarkeit ergeben sich reduzierte Benutzungsstunden in der Höhe von 3.880 h. Daraus ergibt sich ein Volumen von 315 – 340 Benutzungsstunden, das zur Deckung der Netzanbindungsverluste zur Verfügung steht. Dies entspricht ökonomisch zulässigen Netzanbindungsverlusten von ca. 8 - 9% bei Seekabellängen von 100 – 120

km. Demgegenüber ist beim Einsatz von HGÜ-Systemen mit gesamten Netzanbindungsverlusten bei einer Seekabellänge in der Größenordnung von 60 km von 7,5 % auszugehen (500 MW Windpark). Vergleicht man die ökonomisch zulässigen Netzanbindungsverluste mit den derzeitigen Abschätzungen der Hersteller solcher Systeme, so erscheinen Seekabellängen von 100 – 120 km erreichbar. Es läßt sich schlußfolgern, daß die in Abb. 11.3 getroffene Prognose der Offshore-Windenergienutzung auf einem wirtschaftlich erschließbarem Potential basiert.

Zur Abschätzung der Investitionsvolumina, die im Bereich der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland erwartet werden, wurden die Kosten der Offshore-Windenergienutzung mit der verhalten, optimistischen Prognose 1 überlagert. Dabei wurden drei Seekabellängen zeitlich gestaffelt angenommen: 50 km Seekabellänge ab 2005, 70 km Seekabellänge ab 2010, 120 km Seekabellänge ab 2020.

Die zu erwartenden Investitionen sind in 5 Jahreszeiträume aufgeteilt (Abb. 11.5). Die Gesamtinvestitionen steigen demnach von etwas über 1 Mrd. DM im Zeitraum bis 2005 auf über 14 Mrd. DM im Zeitraum zwischen 2025 und 2030, wobei allein für die WEA Investitionen von 6,5 Mrd. DM in diesem Zeitraum erfolgen.

Die Nebenkosten umfassen im Schwerpunkt die Kosten für Fundamente und Netzanbindung. Sie enthalten aber auch einen Anteil von etwa 15 % für Planung, Finanzierung, Rückbau der Windparks, Ausgleichsmaßnahmen, Projektvermarktung, Umweltverträglichkeitsstudien usw..

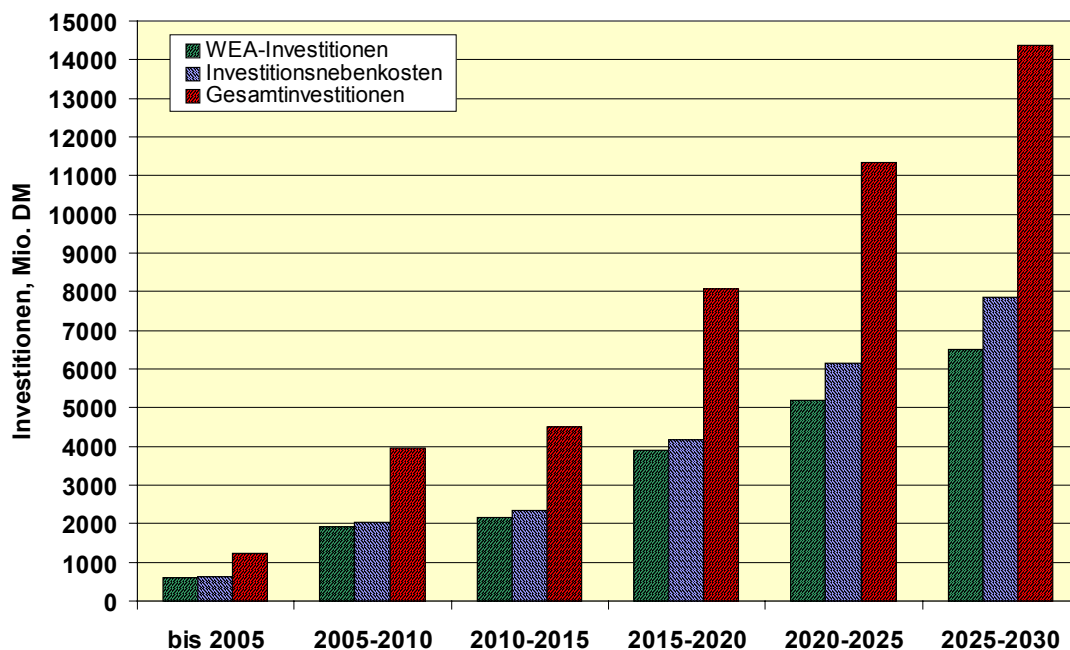


Abb. 11. 5: *Prognostizierte Investitionsvolumen in die Offshore-Windenergienutzung bis 2030 unter Annahme einer Offshore-Windenergieentwicklung entsprechend Prognose 1 und Kostendegression für die Offshore-Windenergie-Anlagen, die Fundamentierung sowie für die Netzanbindung*

Der in Offshore-Windkraftanlagen erzeugte Strom vermindert die Stromerzeugung in fossil oder nuklear befeuerten Kraftwerken. Die Berechnung der vermiedenen Schadstoffemissionen bezieht sich daher auf den Mix des bundesdeutschen Kraftwerksbestands. Es werden sowohl klassische Luftschadstoffe (NO_x, SO₂, Staub) als auch klimarelevante Emissionen (CO₂) betrachtet. Unter Einbeziehung der vorgelagerten Prozeßketten (Anlagenerstellung, Brennstoffbeschaffung) ergibt sich für die vom DEWI ermittelten Erzeugungskapazitäten die in Abb. 11.6 dargestellte Bilanz.

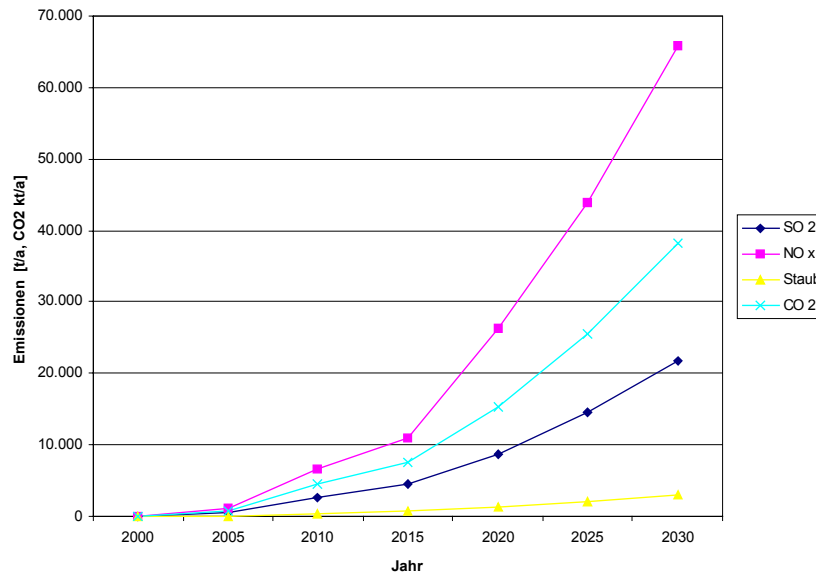


Abb. 11.6: Vermiedene Schadstoffemissionen bei Ausbau nach Prognose 1

Die vermiedenen CO₂-Emissionen entsprechen im Jahr 2030 bei Ausbau-Prognose 1 rd. 11 % der heute durch den deutschen Stromverbrauch (477 TWh/a) verursachten Emissionen. Bei Ausbau-Prognose 2 beträgt dieser Wert 14,7 %. Bezogen auf den niedersächsischen Stromverbrauch (49,2 TWh/a) betragen die Werte 106 % bzw. 142 %.

11.1.2 Auswirkungen auf die deutsche und niedersächsische Wirtschaft

Die Abschätzung der quantitativen ökonomischen Effekte, die von der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee ausgehen, erfolgte auf der Grundlage des zuvor vom DEWI entwickelten Szenarios über eine mögliche Entwicklung der Windenergienutzung in der Nordsee. Beide – DEWI hinsichtlich des technologischen Szenarios und der Schätzung der Investitionsvolumina und NIW hinsichtlich der Schätzung der ökonomischen Effekte in Deutschland und in Niedersachsen – beanspruchen damit nicht, eine exakte Prognose der tatsächlichen Entwicklung vorzulegen.

Anhand dieses Szenarios kann deutlich gemacht werden,

- in welcher technologischen und ökonomischen Größenordnung sich die Entwicklung bewegen wird, wenn derzeitige Planungen konsequent umgesetzt werden,
- welche Produktionskapazitäten *notwendig* sind, um ein solches Potential auszunutzen und
- welche ökonomischen Effekte *möglich* sind, wenn die Weichen heute entsprechend gestellt werden.

Nach den hier angestellten Modellrechnungen sind mit der Errichtung von Offshore-Windparks in der Nordsee bis zum Jahr 2020 Produktionsleistungen in Deutschland von über 40 Mrd. DM notwendig, davon allerdings fast die Hälfte erst zwischen 2016 und 2020. Entsprechend fallen das damit zu erzielende volkswirtschaftliche Einkommen (fast 20 Mrd. DM) und die Beschäftigungseffekte aus: Wenn dieses Szenario eintreten würde, könnten am Ende der zweiten Dekade des 21. Jahrhunderts in

Deutschland mehr als 11.000 Erwerbstätige mit der Errichtung von Offshore-Windparks und über 2.000 Personen mit deren Betrieb¹⁷ beschäftigt sein.

Niedersachsen könnte von einer solchen Entwicklung - bezogen auf seine durchschnittliche wirtschaftliche Bedeutung in Deutschland - überproportional profitieren. Die geografischen Standortvorteile sind offensichtlich, aber auch hinsichtlich der Potentiale der hier ansässigen Hersteller von Windenergieanlagen und deren Zulieferer sowie der bekannten Projektentwickler verfügt Niedersachsen über gute Startvoraussetzungen. An anderer Stelle, so im gesamten Bereich der Offshore-Technologien (Gründungstechnik, Kabelleger, Bauplattformen usw.) oder beim Stahlbau (wohl in erster Linie eine Aufgabe für die Wertindustrie) sind z.T. noch erhebliche Anstrengungen notwendig, damit niedersächsische Unternehmen auch hier werden mithalten können. Bisher haben hier vor allem ausländische Unternehmen die Nase vor.

Aus heutiger Sicht und vor dem Hintergrund der derzeit nur eingeschränkt bekannten Pläne von Projektierern, potentiellen Betreibern, WEA-Herstellern und EVU stellt sich der Bereich der Offshore-Windenergienutzung als regionalwirtschaftlich zukünftig relevanter Wirtschaftsfaktor dar. Dies betrifft sowohl das Volumen als auch den damit einhergehenden wirtschaftlichen Strukturwandel. Die technischen Herausforderungen, die mit der Errichtung von Offshore-Windparks in der hier zugrundeliegenden Dimension noch verbunden sind (WEA der 5MW-Klassen, Netzanbindung) lassen erkennen, daß hiermit auch ein erheblicher technologischer Strukturwandel verbunden ist, der innovative und technologisch leistungsfähige Unternehmen voraussetzt. Hier entscheidet der Innovationswettbewerb über noch zu vergebende Marktanteile.

Hinsichtlich des möglichen Einflusses von WEA auf die touristische Attraktivität von Küstenstandorten liegen insbesondere Untersuchungen für landbasierte Anlagen aus den 90er-Jahren vor. Demzufolge sind Beeinträchtigungen eher unwahrscheinlich – WEA stoßen vielmehr auf breite Zustimmung und werden offenbar zunehmend als prägender Teil des Landschaftsbildes akzeptiert. Dabei dürfte die umweltgerechte Art der Energieerzeugung zur positiven Einstellung beitragen.

Aufgrund der fehlenden Vorgabe konkreter kleinräumlicher Standorte und des Bearbeitungszeitraums für diese Studie waren eigene Befragungen zu möglichen touristischen Auswirkungen von Offshore-Windparks nicht möglich. Eine aktuelle Studie für Schleswig-Holstein, die mögliche Beeinträchtigungen durch Offshore-Windenergieanlagen einbezogen hat, kommt abschließend zu dem Ergebnis, daß für den Sonderbereich Offshore eine Abhängigkeit zwischen der Gästetoleranz und dem Abstand zu touristisch genutzten Stränden beobachtet werden konnte. Dabei scheint die in der Gruppendiskussion simulierte Entfernung von 15 Kilometern bei dem dabei angenommenen Anlagentyp mit einer Nabenhöhe von 80 Metern als unkritisch. Eine grundsätzliche Ablehnung von Windmühlen auf See war bei den Befragten in keinem der Untersuchungsteile festzustellen. Die Akzeptanz von Offshore-Anlagen war im Vergleich zu Gruppen von Anlagen an Land sogar eher größer. Sie wurden als geringerer Eingriff in das Landschaftsbild empfunden.

11.2 Gesamtbewertung

Die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung fällt in die Zeit grundlegender Umwälzungen im Elektrizitätssektor. Die Liberalisierung führt zum Auftreten neuer Akteure, zur Flexibilisierung von Stromlieferverträgen und zum Absinken der Strompreise. Die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ist hiervon nur indirekt betroffen, da sie absoluten Vorrang gegenüber der Erzeugung aus fossilen Quellen genießt. Dennoch bestehen Wechselwirkungen, insbesondere bei der Schaffung und Nutzung von Netzkapazitäten.

Innerhalb des Betrachtungszeitraums der vorliegenden Untersuchung wird sich auch eine Erneuerung eines Großteils des deutschen Kraftwerksparks vollziehen, der durch die genannten Effekte und technisch bedingten Erneuerungen verursacht ist. Für den Ablauf sind naturgemäß nur Tendenzen abzuschätzen:

¹⁷ was 10.000 Personenjahren in den 5 Jahren von 2016 bis 2020 entspricht.

- Die Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken im oberen Leistungsbereich stellt sich am kostengünstigsten dar und wird weiterbetrieben und ausgebaut werden.
- Der Brennstoff Kohle wird aufgrund des Kostenvorteils gegenüber Erdgas verstärkt eingesetzt werden. Dies betrifft sowohl Importkohle als auch heimische Braunkohle.
- Die Stilllegung oder der Weiterbetrieb und Ausbau von KWK-Anlagen im mittleren und oberen Leistungsbereich ist abhängig von den politischen Rahmenbedingungen (z.B. KWK-Ausbaugesetz).
- KWK-Anlagen im kleinen Leistungsbereich unterliegen als objektbezogene Versorgungseinheiten relativ günstigen Rahmenbedingungen.
- Erzeugungsanlagen regenerativer Energiequellen stellen eine besondere Form der dezentralen, angepaßten Anlagen dar und sind sowohl technisch als auch aufgrund des rechtlichen Vorrangs i.A. gut in derartige Entwicklungen einzubeziehen.

11.3 Empfehlungen

Politische Rahmenbedingungen

Die Prognosen zu Ausbaupotentialen und wirtschaftlichen Effekten sind vor allem von einer eindeutigen Haltung der Politik abhängig. Es sind langfristig kalkulierbare Rahmenbedingungen erforderlich, die dem Ausbau nicht entgegenstehen und eine gesicherte wirtschaftliche Basis für die Akteure darstellen. Hierzu zählt auch die Definition von Ausbauzielen für die Offshore-Windenergienutzung. In Dänemark wurde bspw. ein Aktionsplan zum Ausbau der Offshore-Windenergienutzung erarbeitet, dessen Umsetzung mit dem Bau von zwei Pilotwindparks bis zum Jahr 2002 beginnt.

Gemäß EEG erhalten Offshore-Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2006 errichtet werden, eine erhöhte Vergütung von 17,8 Pf/kWh über eine Laufzeit von neun Jahren. Da aufgrund der technischen Entwicklung und der Dauer der Genehmigungsverfahren jedoch vor 2004 nicht mit der Errichtung von Offshore-Windparks im größeren Stil zu rechnen ist, ist die frühzeitige Verlängerung dieser Frist von Bedeutung.

Offshore-Wirtschaft

Damit die beschriebenen volkswirtschaftlichen Effekte für die deutsche und niedersächsische Wirtschaft zum Tragen kommen, ist die Schaffung und Entwicklung der notwendigen Offshore-Industrie auf nationaler Ebene erforderlich. Hier besteht eine starke Konkurrenz zu den vorhandenen Industrien in Großbritannien, Dänemark, Norwegen und den Niederlanden. Um die Entwicklung der Industrie in den Strukturwandel der Werftenwirtschaft einzubinden, benötigt auch sie eine verbindliche politische Aussage. Es sind die folgenden Wirtschaftsbereiche betroffen:

- Fundamentbau in mittelständischen Werften
- Wasserbauunternehmen: Kabelverlegung, Montage-Plattformen, Rammarbeiten, Schwimmkran-Kapazitäten
- Logistik: Personen- und Materialtransfer; Spezialschiffbau

Technische Entwicklung

Technische Voraussetzung für die Errichtung der geplanten Offshore-Kapazitäten ist die zeitgerechte Entwicklung geeigneter, zuverlässiger und ausgereifter Windenergieanlagen, insbesondere in der angestrebten Multi-MW-Klasse. Hierfür sind ggf. mehrere Entwicklungsschritte erforderlich. Die Entwicklung ist ebenfalls von stabilen politischen Randbedingungen abhängig, da die Entwicklung eines solchen Prototypen je Entwicklungsschritt erhebliche finanzielle Mittel beansprucht (mehrere 10 Mio

DM) und einen Zeitraum von 3 - 4 Jahren benötigt. Hier sollte eine kontinuierliche Entwicklung der Technologie gewährleistet werden. Sowohl hinsichtlich der technischen Entwicklung als auch mit Blick auf die ökologische Begleitforschung wäre die Umsetzung einzelner Demonstrationsprojekte in aussagekräftiger Größenordnung und in relativer Küstennähe (12 – 15 km vor der Küstenlinie) von besonderem Interesse.

Elektrische Einbindung

Zur Einbindung der Offshore-Windenergieanlagen ist die Schaffung der notwendigen Netzinfrastruktur erforderlich. Hier ist vor allem zu klären, welche Akteure für die Entwicklung und Finanzierung der Netzverstärkung verantwortlich sind und welcher Aufwand hierfür entsteht. Dies betrifft insbesondere die Anbindung an das bestehende Hochspannungsnetz, um die geplanten hohen Leistungen aufnehmen zu können. Desweiteren ist das Problem der konkurrierenden Einspeisekapazitäten zu lösen, das darin besteht, daß das im Küstenbereich relativ schwach ausgeführte Netz nur eine begrenzte Einspeiseleistung aufnehmen kann. Da die Schaffung von Netzkapazitäten zur Aufnahme des Stroms aus Offshore-Windparks zu den entscheidenden Punkten beim Ausbau der Offshore-Windenergienutzung zählt, sollten in einer vertiefenden Untersuchung die wesentlichen Fragestellungen betrachtet werden.

Akzeptanz

Schließlich gilt es, Akzeptanzprobleme im Zusammenhang mit der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen (z.B. befürchtete visuelle Beeinträchtigungen) zwar ernst zu nehmen, gleichwohl aber konstruktiv mit ihnen umzugehen. Was den Tourismus betrifft, sind Untersuchungen für konkrete Standorte und Typen von WEA hilfreicher als pauschale Aussagen. Soweit auf pauschale Aussagen zurückgegriffen werden muß, sollte die Einbeziehung vorliegender empirischer Befunde mindestens den Stellenwert haben, der subjektiven Vorbehalten eingeräumt wird. Was die Einstellung von angrenzenden Gemeinden und ihrer Einwohner betrifft, sollten Möglichkeiten der Partizipation am wirtschaftlichen Ergebnis (z.B. durch Beteiligungsmodelle) ebenso geprüft werden wie mögliche Standortvorteile, die sich durch Aktivitäten im Zusammenhang mit Errichtung, Wartung oder Betrieb der Anlagen ergeben und die örtliche Wirtschaftskraft stärken können.

12. Quellen

12.1. Quellen Kapitel 2 und 8

[1] Verband dänischen Windkraftindustrie, Webseite: www.windpower.dk

[2] BMBF: Offshore Windenergiesysteme. November 1995.

[3] Schwenk, B.; Rehfeldt, K.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. Herausg. BWE e.V. 1999.

[4] K. Rehfeldt, B. Schwenk: Untersuchungen der aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. 5. Deutsche Windenergie-Konferenz (DEWEK 2000), Wilhelmshaven, Juni 2000.

[5] BMU: „Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung“. Berlin 2000

12.2. Quellen Kapitel 3, 5 und 6

[1] Krohn, Soren: Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead. In: www.WINPOWER.dk. Homepage of the Danish wind turbine manufacturers association, <http://www.winpower.dk/articles/offshore.html>

[2] Germanischer Lloyd: Regulations for the Certification of Offshore Wind Energy Conversion Systems., Hamburg, Germany: Germanischer Lloyd, 1995.

[3] Ferguson, M.C. (Editor): OPTI-OWECS. Volume 4 : A Typical Design Solution for an Offshore Wind Energy Conversion System. Final Report on Joule III contract JOR3-CT95-0087 for the Commission of the European Communities, Delft, The Netherlands: Institute for Wind Energy, Delft University of Technology, 1998 (IW-98143R).

[4] Rees, M.; Sancho, J.: Rotor Concepts and a New Structural Design for a Very Large Rotor Blade for the Multibrid OWECS. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 245-251.

[5] Siegfriedsen, S et.al.: Development and Demonstration of a 5-MW Offshore Wind Energy Conversion System Using Multibrid Technology. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 543

[6] Jamieson, P; Camp, T.R.; Quarton, D.C.: Wind Turbine Design for Offshore. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 405 – 414.

[7] Matthies, H.G. et. al.: Study of Offshore Wind Energy in the EC. Final Report of Joule I contract JOUR-0072 commissioned by the Commission of the European Communities CEC, Verlag Natürliche Energien, Brekendorf, Germany, 1995.

[8] Poulsen, E.V.; Tabarelli de Fatis, P.: Vestas V80 – 2.0 MW Offshore Wind Turbine. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 239 – 244.

[9] Stenhold, P.: Requirements for Offshore Turbines. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 269 – 281.

[10] Enron Wind: 2.0 Offshore Wind Turbine – Technical Drawings. <http://www.wind.enron.com/products/20/20drawings.html>

[11] NEG Micon: NM 2000/72 – Technical Specifications. On: <http://www.neg-micon.com/English/products/>

[12] Frandsen, S.; Christensen, C.J.: Vindeby Offshore Wind Farm – Fatigue Loads. In: Tsipouridis, J.L.(Editor): EWEC'94 Proceedings. Volume I : Oral Sessions. Thessaloniki: EWEA, 1994, p. 397 – 401.

- [13]: The Offshore Wind Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, Elkraft, Wind Power Department, SEAS (Editor): Action Plan for Offshore Wind Farms in Danish Waters. 1. english edition. Haslev, Denmark: 1997.
- [14] Godall,N.: Prospects for Offshore Wind Energy. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p. 321-353
- [15] Danish Wind Energy Manufacturer's Association: Offshore Wind Energy. In: www.WINPOWER.dk. Homepage of the Danish wind turbine manufacturers association, <http://www.winpower.dk/offshore.html>
- [16] Juhl, H. et.al.: Cost-Effective Foundation Structures for Large Scale Offshore Wind Farms. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 1997 Proceedings. Rome: ENEA, 1997, p . 397 – 410.
- [17] Voelund, P.; Hansen, J.: Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm Near Copenhagen, Denmark, Installed Year 2000. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p . 369 – 378.
- [18] Tong, K.C.; Quarton, D.; Standing, R.: FLOAT- a floating offshore wind turbine system. In: British Wind Energy Association (London), Pitcher, K.F. (Editor): Wind Energy Conversion Proceedings of the 1993 fifteenth BWEA Wind Energy Conference. London: Mechanical Engineering Publications Ltd, 1993, p . 407 – 414.
- [19] Henderson, A. R. et al.: Floating Offshore Wind Farms- An Option?. In: Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente ENEA (Rome) (Editor): OWEMES 2000 Proceedings. Rome: ENEA, 2000, p . 505 - 519.
- [20] Pedersen, T.K.: Offshore Wind Power – The Operational Aspect. In: British Wind Energy Association (London), Powles, S. (Editor): Switch to Wind Power Proceedings of the 1998 twentieth BWEA Wind Energy Conference. London: Mechanical Engineering Publications Ltd, 1998, p . 277 – 281.
- [21] Janzig, B. : Bremser aus Unwissenheit, Neue Energie 2/2001, S. 22 - 27
- [22] Siegfriedsen, S; Böhmeke, G.: Multibrid Technology – A Significant Step to Multi-megawatt Wind Turbines.Wind Energy 1 (1998). John Wiley & Sons, Ltd, 1998, p . 89 – 100.
- [23] www.scanwind.com

12.3. Quellen Kapitel 4

- [1] Electric systems for offshore wind farms. Garrad Hassan & Partners, UK.
- [2] Role of HVDC Transmission in future energy development. John Loughran. IEEE Power Engineering Review, Febr. 2000.
- [3] Die Netzanbindung von Offshore-Windparks.P. Weißferdt, IEE Ingenieurbüro Kiel. Sonne Wind & Wärme 3/2000.
- [4] Entwurf "Wind turbine grid connection and interaction". Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Elsamproject A/S, DM Energy im Auftrag der Europäischen Kommission.
- [5] Baltic cable: Strom im Verbund. Preussen Elektra, August 1997
- [6] Role of HVDC Transmission for independent Transmission Projects. Jeffrey A. Donahue. IEEE Power Engineering Review, Febr. 2000.
- [7] Development of Power Systems. Dusan Povh, Siemens. IEEE Power Engineering Review, Febr. 2000.

[8] Co-ordination of parallel AC-DC systems for optimum performance. Ana Diez Castro, Rickard Ellström, Ying Jiang Häfner, Christer Liljegren. International Workshop on Feasibility of HVDC Transmission networks for offshore wind farms, Stockholm, 30-31 March 2000.

[9] Elektrische Energietechnik, Band 3, 1988, Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York .

[10] Netzanbindung eines 1000 MW Windparks in der Nordsee. Dipl. Ing. Werner Siepman, ALSTOM Power Conversion GmbH, Berlin. Wind Kraft Journal, Ausgabe 4/2000.

12.4. Quellen Kapitel 10

[1] Bergsma, E. (1996), Die Windkraftnutzung in Ostfriesland unter besonderer Berücksichtigung ihrer Akzeptanz durch den Fremdenverkehr, Diplomarbeit, Universität Gießen.

[2] DEWI Deutsches Windenergie-Institut GmbH (2001), Windenergienutzung 2000

[3] EXPO 2000 Hannover GmbH (Hrsg.) (2000), Projects around the world of EXPO 2000, International Projects 2, Hannover, 1. Juni 2000, S. 911.

[4] Helmstädter, E. u.a. (1983), Die Input-Output-Analyse als Instrument der Strukturforschung, Tübingen.

[5] Hinsch, C. (1998), Wenn im Urlaub die Winde wehen ... Tourismus und Windkraft – eine Kombination, die passt, in: Neue Energie, 7/1998, S. 8-10.

[6] Hübinger, S. (1997), Die Auswirkungen der Windenergienutzung auf den Fremdenverkehr in der Gemeinde Wangerland, Diplomarbeit, FH Wilhelmshaven.

[7] Hübl, L., Hohls-Hübl, U., Wegener, B. und J. Kramer (1994), Der Flughafen Hannover-Langenhagen als Standort- und Wirtschaftsfaktor. Untersuchung im Auftrag des Kommunalverbandes Großraum Hannover und der Flughafen Hannover-Langenhagen GmbH, Hannover.

[8] Institut für Tourismus- und Bäderforschung in Nordeuropa (N.I.T.) GmbH (1991), Windenergie und Fremdenverkehr – Pilotstudie – Einstellung von Urlaubern zur Windenergienutzung, Kiel.

[9] Institut für Tourismus- und Bäderforschung in Nordeuropa (N.I.T.) GmbH (2000), Touristische Effekte von On- und Offshore-Windkraftanlagen in Schleswig-Holstein. Integration der Ergebnisse, Kiel.

[10] Institut Raum & Energie (1993), Akzeptanz von Windkraftanlagen bei Urlaubern an der Nord- und Ostseeküste. Ergebnisbericht zur Urlauberbefragung im Sommer 1991 und 1992, Wedel/Hamburg.

[11] NIW (1997), Weltausstellung EXPO 2000: Regionalökonomische Effekte der EXPO-Aktivitäten – eine Zwischenbilanz, Gutachten im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Technologie und Verkehr, August 1997.

[12] NIW (1999), Regionalökonomische Effekte von Klimaschutzmaßnahmen in der Region Hannover, Teil II: Ökonomische Bewertung ausgewählter Vorhaben, Gutachten im Auftrag des Kommunalverbandes Großraum Hannover, Oktober 1999.

[13] NIW (2000a), Weltweite Projekte der EXPO 2000 in Deutschland, Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitung, Untersuchung im Auftrag der EXPO 2000 Hannover GmbH, Hannover, März 2000.

[14] NIW (2000b), Weltausstellung EXPO 2000: Regionalökonomische Effekte der EXPO-Aktivitäten – eine Bilanz zum 1.1.2000, Gutachten im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Technologie und Verkehr, April 2000.

[15] NORD/LB (1991) Ökonomische Effekte der EXPO 2000. Eine Studie der Nord/LB unter Mitarbeit des Niedersächsischen Instituts für Wirtschaftsforschung und des Geographischen Instituts der Universität im Auftrag der Niedersächsischen Staatskanzlei, Hannover, November 1991.

[16] NORD/LB und Universität Hannover (1995), Regionalökonomische Effekte der Weltausstellung EXPO 2000. Gutachten der NORD/LB und der Universität Hannover, Wirtschaftsgeographie, im Auftrag der Landeshauptstadt Hannover, Hannover, Dezember 1995.

[17] NORD/LB, NIW und Universität Hannover (2001), Volkswirtschaftliche und regionalwirtschaftliche Effekte der EXPO 2000, erscheint 5/2001.

[18] Palm, A. (1998), Landschaftsschutz und Windenergienutzung im Binnenland: Beurteilung durch Urlauber in Mittelgebirgsregionen, in: DEWEK '98 Tagungsband, S. 100-103.

[19] Prognos AG (1998), Die Bundesrepublik Deutschland 2005-2010-2010, Deutschland Report Nr. 2, Basel, Berlin, Köln.

[20] Stäglin, R. und R. Pirschner (1976), Weiterentwicklung der Input-Output-Rechnung als Instrument der Arbeitsmarktanalyse, Beiträge zur Arbeitsmarkt- und Berufsforschung 13, Nürnberg.

[21] Sternberg, R. und J. Kramer (1990), Ökonomische Effekte der Weltausstellung 2000 in Hannover, Geographische Arbeitsmaterialien der Abt. Wirtschaftsgeographie des Geographischen Instituts der Universität Hannover, Band 10, Hannover.

[22] Verband für Schiffbau und Meerestechnik e.V. (2000), Jahresbericht 1999, Hamburg.