

Block VI: Technische Fragen und Internationale Erfahrungen

Leitung:

Jens Peter Molly

Leiter Deutsches Windenergie-Institut (DEWI)

- 1. Stand der Technik zur Errichtung und zum Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen in der AWZ** **VI - 3**
Dr. Bernhard Richter
Germanischer Lloyd
- 2. Entwicklung von Großwindkraftanlagen, Erfahrungen** **VI - 5**
Claus Pescha
Enercon GmbH
- 3. Projekterfahrungen mit einem Offshore-Windpark in Schweden** **VI - 7**
Dr. Martin Kühn
Enron Wind GmbH
- 4. Netzanbindung von Offshore-Windparks** **VI - 11**
Dr. Matthias Luther
E.ON Netz GmbH
- 5. Internationale Entwicklungen und Erfahrungen der Windkraftnutzung Offshore** **VI - 13**
Gerd Gerdes, Dr. Knut Rehfeld
Deutsche WindGuard GmbH
- 6. Wind-Offshore-Nutzung in der EU aus Sicht der Europäischen Windenergievereinigung (EWEA)** **VI - 17**
Andreas Wagner
Vice Präsident European Wind Energy Association, Brüssel

Stand der Technik zur Errichtung und zum Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen in der AWZ

Dr. Bernhard Richter
Germanischer Lloyd

Offshore Aufstellung WEA

- Lastannahmen Offshore sind nicht belegt. Wind- und Turbulenzmessungen liegen auf See nicht vor. Angaben über Seegang, Wellenhöhe, Windgeschwindigkeit u. ä. beruhen auf Angaben der Kapitäne.
- Turbulenzmessungen wurden auch auf der Forschungsplattform Nordsee nicht durchgeführt.
- Gischt wird auch mindestens die unteren Blattspitzen erreichen und damit die Lasten beeinflussen.
- Zusammenwirken der Seegangs- und Windlasten auf das Gesamtsystem untersuchen und bewerten.
- Die bisherigen Annahmen über den Seegang in Nord- und Ostsee zeigen erhebliche Auswirkungen auf die Einzelanlage.
- Die gegenseitige Beeinflussung der Anlagen untereinander hinsichtlich Turbulenz u. ä. sind bei den Lastannahmen zu berücksichtigen.
- Eisgang beachten. Die Lasten aus Eisgang können insbesondere in der Ostsee erheblich sein.
- Von den Beteiligten sind gemeinsam Lastannahmen zu entwickeln und in die Vorschriften / Richtlinien einzubauen.

| | Nordsee | Ostsee |
|-------------------------|---------|---------|
| 100-Jahres-Wellenhöhe | 21,0 m | 7,8 m |
| Wellenperiode (min.) | 11 s | 7 s |
| Strömung offenes Wasser | 1,3 m/s | 0,3 m/s |
| flaches Wasser | 3,5 m/s | |
| Mittlere Springtide | 4 m | |

Technische Änderungen WEA

Allgemeines

- Offshore nur drehzahlvariable pitch-Anlagen auch im Hinblick auf die Netzanbindung für große WEA-Parks sinnvoll

Gründung

- Keine Probleme beim Rammen von Monopiles.
- Die Technik ist im Offshorebereich hinreichend erprobt. Relativ kostengünstig.
- Bei schwierigem Boden sollten Piles gebohrt werden.
- Flach(Schwerkraft-)gründungen dürften teuer sein.
- Dreibeinkonstruktionen werden derzeit intensiv untersucht. Teure Konstruktion, aber hin-

sichtlich der Schwingungen besser.

- Kathodischer Korrosionsschutz mit Fremdstrom.
- Beschichtung nur in der Splashzone und über Wasser.
- Eisgang beachten, in der Nordsee Schollen, die Ostsee kann zufrieren und das Eis „schiebt“.
- Demontagekosten bei der Konstruktion beachten, da Rückstellungen erforderlich.

Turm

- Korrosionsschutz nach Offshore-Standard (GL, STG)
- Gesamtes System untersuchen (Anlage, Fundament... dynamisch) - nach Kenntnis des Bodens und der Gründungsart
- Netzanschlussanlagen am Turm vorsehen
- Großer Vorteil: Turmdurchmesser spielt bei der Fertigung auf Werft o. ä. für den Transport keine Rolle
- Anlegemöglichkeiten für Schiffe, Kräne u. ä. beachten

Maschinenhaus

- Maschinenhaus sollte „gekapselt“ werden, oder alle Komponenten sind einzeln seewasserfest zu machen.
- Bei Kapselung ist die Kühlung zu beachten.
- Komponenten sollten ohne Fremdkran getauscht werden können - gilt auch für Rotorblätter.
- Bei E-Technik ist Schutzart IP 54 zwingend.
- Besondere Unfallverhütungsvorschriften sind zu beachten.

Rotorblätter

- Werkstoffe sind empfindlich gegen Kombination Salzwasser mit UV-Licht - besonderer Schutz empfehlenswert.
- Kenntnisse über Blitzschutz konsequent für Blätter und Gesamtanlage anwenden.
- Überwachungsmöglichkeit ohne Fremdkran vorsehen.
- Umfangreiche Fertigungsüberwachung mit Dokumentation festlegen.
- Lastannahmen zunächst in Abhängigkeit vom Standort

Entwicklung von Offshore-Anlagen

- Konstruktion bei Beachtung aller bekannten Randbedingungen offshore
- Erprobung an Land oder an der Küste mit guter Zugänglichkeit
- Modifikationen nach Erprobung
- Erprobung der Modifikationen an Land
- Ermittlung u. a. der Körperschallemission
- Aufstellung offshore und intensive Erprobung

- Entwicklungsbegleitende Zertifizierung z. B. durch den GL

Betrieb, Wartung und Reparatur

- Betriebshandbuch und Wartungspflichtenheft für alle Teile im Kaufvertrag festlegen.
- Gute Fernüberwachung (redundant) konstruieren.
- Fehlerfrüherkennungssystem entwickeln und einbauen.
- Ausbildung des Betriebs- und Servicepersonals definieren mit Kenntnissen der besonderen Verhältnisse auf See.
- Alle Konstruktionsunterlagen gehören auch dem Betreiber - ggf. beim Notar oder GL hinterlegen.
- Rechtlich bindende Verpflichtung aller Lieferanten zur Lieferung der Teile über mindestens 20 Jahre zu festgelegten Konditionen.
- Nachbaumöglichkeit sichern, keine Eigentumsvorbehalte akzeptieren.
- Wartung und Reparatur sind wetterabhängig - im Winterhalbjahr können Monate bis zur Reparatur vergehen.
- Versicherungsumfang - insbesondere Betriebsunterbrechung - ist ungeklärt.
- Die o. g. Punkte sollten die Konstruktion und die Lieferantenauswahl beeinflussen.

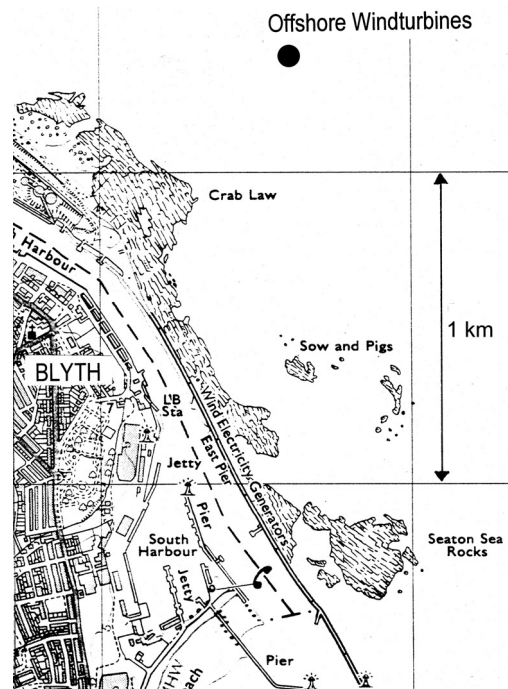
Stand der Technik - WEA-Offshore

- 2.5- MW-Anlagen sind onshore serienreif.
- 3- MW-Anlagen für den Offshore-Einsatz werden an Land erprobt.
- 1.5- MW-Anlagen werden offshore erprobt und vermessen (Enron 1.5 MW sl von WIND-TEST in Schweden.)
- 2.5- MW-Anlagen werden offshore geplant.
- 5- MW-Anlagen werden entwickelt.

Erste 5-MW-Anlage wird 2001/2002 aufgestellt.

Offshore-Windenergieanlagen (EU-Vorhaben)

- Bewertung der Design-Spezifikation
- Vergleich der Analyse-Verfahren
- Verifikation der Computer-Modelle
- Verifikation der Anforderungen in den GL-Richtlinien
- Erarbeitung von Empfehlungen für Offshore-Windenergieanlagen



Offshore - Testfelder

- BMWi plant Messungen an Offshore-WEA.
- 3 - 4 Messstationen sollen ab 2002 in Nordsee und Ostsee aufgestellt werden.
- Nordsee: Borkum, Helgoland, westlich von Sylt
- Ostsee: W und / oder O von Rügen
- Orte werden so gewählt, dass die Stationen möglichst in späteren Windparks stehen und Messungen an WEA durchgeführt werden können.
- Gemeinsame Strategie von BMU / UBA mit BMWi
- Vorhandene Mittel aus UMTS derzeit 30 Mio DM
- GL Wind soll Koordination übernehmen.

Messstationen

| technisch und | biologisch |
|---------------------------|--------------------------------|
| Wind, Meteorologie | Vogelzug mit Radar |
| Strömung / Wellenhöhe | Bewuchs |
| Gischt, Wasserinhalt Luft | Benthos und Fische |
| Gründung - Sondierungen | Trübung - Änderung |
| Schall-Vorbelastung | Klickdetektoren (Schweinswale) |

Ermittlung Schiffsverkehr

Begleituntersuchungen

| | |
|-----------------|---|
| Beanspruchungen | siehe oben und entsprechende Änderungen |
| Leistungskurve | der Umwelt |
| Schall | |

Entwicklung von Großwindenergieanlagen, Erfahrungen

Dipl. Geogr. Claus Pescha
ENERCON GmbH

Zusammenfassung

Windenergieanlagen bis zur 2-MW-Klasse haben in den letzten Jahren für den Onshore-Betrieb die Serienreife erreicht. Für den zukünftig geplanten Offshore-Betrieb von Windenergieanlagen ist diese Anlagenklasse aus verschiedenen Gründen, insbesondere aber aufgrund der hohen Gründungskosten ungeeignet. Erst deutlich leistungsstärkere Windenergieanlagen werden die Windernte auf dem Meeren wirtschaftlich machen. Die Windenergiebranche steht vor dem Sprung in die 3-5-MW-Klasse und dem Offshore-Betrieb dieser Großwindenergieanlagen. Erste Prototypen sind im nächsten Jahr zu erwarten. Aus der Erfahrung ist klar, dass noch einige Jahre vergehen werden, bis diese Anlagen insbesondere für den Offshore-Betrieb zur Serienreife entwickelt sind. Der Offshore-Betrieb stellt wesentlich höhere Anforderungen an eine Windenergieanlage und ihre Nebenanlagen als der Onshore-Betrieb. Speziell in der Nordsee sind die tatsächlich vorherrschenden Windverhältnisse in Nabenhöhe bisher kaum erforscht, die Anlagen müssen Eisgang und Tidenhub trotzen. Hier besteht Forschungsbedarf. Die Anforderungen an Steuerungs-, Diagnose- und Reparaturverfahren müssen sehr hoch sein. Völlig neue Wartungskonzepte müssen erarbeitet, erprobt und technisch umgesetzt werden. Dieses neue Arbeitsfeld sollte deshalb gewissenhaft erforscht und entwickelt werden. Ein übereilter Start birgt durchaus große Risiken für die Windbranche und die weitere Entwicklung der Windenergienutzung.

Die Windenergienutzung heute - der Stand bei ENERCON

Betreiber, Hersteller und Gesetzgeber haben im vergangenen Jahrzehnt dafür gesorgt, dass sich ein Markt für Windenergie bilden konnte und damit ein in vielen Richtungen positives Wachstum in Gang gesetzt. Die Länder, die sich frühzeitig durch entsprechende gesetzliche Regelungen der Entwicklung der regenerativen Energien verschrieben haben, stehen heute mit ihrer Herstellerindustrie international in der ersten Reihe. Das Stromeinspeisegesetz und heute das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist eine tragende Säule für die notwendige Umgestaltung unserer Energieversorgung. Die Chancen, die damit für uns verbunden sind, können gar nicht hoch genug eingeschätzt werden.

1984 gegründet, hat sich ENERCON zu einem der führenden Hersteller von Windenergieanlagen entwickelt. Heute arbeiten mehr als 2.600 Menschen für ENERCON, weitere 10.000 bei den Zuliefer-Firmen. Auf 180.000 qm Produktionsstätte werden u.a. Anlagen der 1,8-MW-Klasse für den Onshore-Betrieb in Serie gefertigt. Bei ENERCON verlassen z. Z. wöchentlich acht E-66 die Werke in Aurich und Mag-

deburg. Insgesamt wurden bis Juni 2001 über 600 E-66 errichtet. Die jährlich installierte Leistung von ENERCON Windenergieanlagen übersteigt in diesem Jahr 1 GW. Aktuell wird die E-112 entwickelt, eine 4,5 MW Windenergieanlage mit 112m Rotordurchmesser und 120m Nabenhöhe. Es wird angestrebt, den ersten Prototyp im 1. Quartal 2002 zu errichten. Bei Anlagen dieser Leistungsklasse handelt es sich nicht um "einfache" Weiterentwicklungen der bestehenden Serienanlagen. Bei Rotordurchmessern jenseits der 100m und Rotorkreisflächen von bis zu einem ha werden dynamische Lasten erreicht, die man zwar berechnen kann, mit denen man aber bisher keine praktischen Erfahrungen hat. Die Erfahrungen in der Windbranche haben gezeigt, dass viele Lösungen erst im Praxisbetrieb gefunden werden können.

Beitrag der Windenergie zum Klimaschutz

Um die Ziele des Klimaschutzes zu erreichen ist der Ausbau der Nutzung von regenerativen Energien weiter notwendig. Die Windbranche kann einen großen Beitrag zur Erreichung der Kyoto-Ziele bis 2005 und in den folgenden Jahrzehnten leisten. Um bezogen auf 1990 die jährliche CO₂-Emission in Deutschland bis 2005 um 25% zu reduzieren (Minimalziel Kyoto), müssen unsere jährlichen Emissionen noch um 100 Mio. t weiter gesenkt werden. In 2001 wird durch die von ENERCON Windenergieanlagen produzierte Strommenge die Emission von rund 6,5 Mio. t CO₂ vermieden werden. Im Jahr 2005 werden es voraussichtlich 17-18 Mio. t CO₂ sein. Nimmt man alle Hersteller von Windenergieanlagen hinzu, so wird deutlich, welchen Beitrag die Windenergienutzung zum Klimaschutz leistet und zukünftig leisten kann.

Offshore-Betrieb von Großwindenergieanlagen

Grundsätzlich stellt der Offshore-Betrieb von Windenergieanlagen sehr viel höhere Anforderungen an die Anlagen als der Onshore-Betrieb. Insbesondere aufgrund der aufwändigen Gründung ist in größerer Zahl nur der Einsatz von Großwindenergieanlagen sinnvoll.

Derzeit herrscht ein großes Wissensdefizit über die Umweltparameter in Nord- und Ostsee, in denen die zukünftigen Windparkprojekte - jeweils mit einem Investitionsvolumen im dreistelligen Millionen Bereich - operieren sollen. Wie sind die Windverhältnisse in der Nordsee in Nabenhöhe wirklich? Wieviel Anteile Salzwasser befinden sich bei unterschiedlichen Wetterlagen in der Luft im Bereich der Rotorblätter? Welche Auswirkungen werden Eisgang und Tidenhub auf die Fundamente und deren Verankerung haben? Windenergieanlagen sind Fremdkörper im Meer. Welche Auswirkungen wird ihr Betrieb auf das Ökosystem Meer haben? Hier besteht noch erheblicher

Forschungsbedarf. Forschungen, die sich, um gesicherte Ergebnisse zu liefern, über mehrere Vegetationsperioden, d.h. Jahre erstrecken müssen. Danach müssen die Ergebnisse von den Herstellern und Planern umgesetzt bzw. in der bis dahin entwickelten Anlagentechnik und den Projekten berücksichtigt werden. Schon heute müssen wir uns Gedanken z.B. zu einem wirtschaftlichen Aufbau- und Wartungskonzept für Offshore-Windparks machen. Wie reduziert man die Aufbauzeiten bei vertretbaren Kosten? Wie gewährleistet man die permanente Verfügbarkeit von Servicepersonal? Wie kann eine gefahrlose Anlandung an die Anlagen auch bei schlechten Wetterbedingungen erfolgen? Welche Kosten werden damit verbunden sein?

Für Offshore-Windenergieanlagen ist die Entwicklung ganz neuer Steuerungs- / Diagnose- und Reparaturverfahren notwendig. Da die Anlagen nicht immer kurzfristig für das Serviceteam erreichbar sein werden, müssen sie sich sehr weitgehend selbst diagnostizieren können und ggfs. selbständig auf redundant vorhandene Komponenten umschalten können, um ähnlich hohe Verfügbarkeiten zu erreichen wie Onshore-Anlagen.

ENERCON erwartet die "Offshore-Reife" der E-112 im Jahr 2004-2005, allerdings dann erst in kleiner Stückzahl.

Konsequenzen für das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Die Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird gemäß EEG für alle Anlage, die vor dem 31.12.2006 den Betrieb aufnehmen, neun Jahre lang 17,8 Pfg/kWh (9,1 Cent/kWh) betragen, danach 12,1 Pfg/kWh (6,19 Cent/kWh). Für Anlagen, die nach diesem Stichtag in Betrieb gehen, wird die Vergütung bereits nach dem 5. Betriebsjahr auf 12,1 Pfg/kWh (6,19 Cent/kWh) sinken (§7 (1) EEG).

Was bedeuten diese Zahlen konkret für einen potentiellen Betreiber eines Offshore-Windparks? Betrachten wir als Beispiel einen Windpark mit 50 E-112. Installierte Leistung: 225 MW, geschätzte Jahresarbeit: 750.000.000 kWh. Wurde der Park nicht mehr im Jahr 2006 in Betrieb genommen, so erhält der Betreiber ab dem 6. Betriebsjahr jährlich eine um 32%, d.h. um 22 Mio. EURO geringere Einspeisevergütung und das über ggfs. 4 Jahre verglichen mit der Situation wenn der Park noch im Jahr 2006 den Betrieb aufgenommen hätte.

Der dadurch künstlich erzeugte Aufbaudruck für Planer und Hersteller wird sehr wahrscheinlich dazu führen, dass Offshore-Windenergieanlagen schon in größerer Stückzahl errichtet werden, obwohl sie dann noch nicht die Serienreife erreicht haben. Bei Auftragsvolumen in dreistelliger Millionenhöhe werden sehr weitgehende Garantien von den Herstellern verlangt werden. Bei einem Gut mit hohem Stückpreis und vergleichsweise geringer Stückzahl können sich zu spät entdeckte Serienfehler für den Garantieträger fatal auswirken. Diese Erfahrung hat die Windbranche bereits mehrfach gemacht.

Wenn, wie erwartet, die Großwindenergieanlagen ihre Offshore-Reife erst in den Jahren 2004-2005 erreichen werden, so bedeutet das, dass bis 2006 nur wenige Projekte realisiert werden können. Um eine Finanzierung für die Investitionsvolumen der Offshore-Windparks sicherzustellen, werden die Betreiber jedoch auf die länger währende höhere Vergütung angewiesen sein.

Soll die kommende Generation von Windenergieanlagen den Herausforderungen des Offshore-Betriebes gewachsen sein, ist es unsere Aufgabe als Hersteller, aus der bisherigen Erfahrung auf die Probleme bei übereilten Realisierung der bevorstehenden Aufgaben hinzuweisen. Die hier angesprochenen Punkte sind in diesem Sinne als Anregung zu einer konstruktiven Diskussion zu verstehen, damit die Windenergienutzung zukünftig einen noch größeren Beitrag zu unserer Energieversorgung leisten kann.

Offshore-Windpark Utgrunden Pprojekterfahrungen mit einem Offshore-Windpark in Schweden

Dr. Martin Kühn
Enron Wind GmbH

Zusammenfassung

Im Dezember 2000 wurde der schwedische Offshore-Windpark Utgrunden mit sieben 1.5 MW Windenergieanlagen in Betrieb genommen. Der Beitrag beschreibt die Planung, die Ausführung und den Bau sowie erste Betriebsergebnisse. Das Projekt besitzt eine Pilotwirkung für spätere, größere Windparks. Gute Erfahrungen wurden mit der Marinisierung einer bewährten Onshore-Windturbine und der Anwendung einer relativ leichten Monopile-Tragstruktur mit doppelt-überkritischer (soft-soft) Auslegung und einer Beton-Stahl-Verbindung zwischen Pfahl und Turm (grouted joint) gemacht. Betriebsergebnisse und vorläufige Resultate aus einer Studie zur Beeinflussung von Zugvögeln sowie die öffentliche Resonanz sind sehr ermutigend.

1. Einleitung

Mit Inbetriebnahme am 21. Dezember 2000 ist der Windpark Utgrunden das erste Offshore-Projekt welches Windenergieanlagen in der Megawatt-Klasse in einer größeren Anzahl einsetzt. Hiermit kann es als Prototyp von Windparks betrachtet werden, die für die nähere Zukunft in verschiedenen europäischen Ländern geplant sind. Sieben drehzahl-variable Anlagen mit Blattwinkelverstellung des Typs Enron Wind 1.5 offshore wurden 12,5 km vom schwedischen Festland und 8 km von der Insel Öland errichtet (Abb. 1 und 2, Tabelle I). Die Anlagen sind jeweils auf einem sogenannten Monopile (Einpfehl) errichtet, der 19 m in den sandigen und steinigen Untergrund getrieben wurde. Die Wassertiefe variiert zwischen 7.1 und 9.9 m.

2. Planungs- und Genehmigungsverfahren

Der Offshore-Windpark Utgrunden wurde von Enron Wind als schlüsselfertiges Projekt geplant, entworfen und gebaut. Für schwedische Projekte mit einer Gesamtleistung von bis zu 10 MW ist nur ein regionales Genehmigungsverfahren erforderlich. Die erste Anfrage wurde vom schwedischen Planer Vindkompaniet AB im April 1997 gestellt. Später erwarb Enron Wind die Projektrechte und nacheinander wurden die Genehmigung zur Landnutzung, die Baugenehmigung und zwei Umweltgenehmigungen erteilt. Die Ausführung war zunächst für das Jahr 1999 vorgesehen, jedoch legte im Januar des Jahres die nationale Behörde zur Verwaltung der öffentlichen Liegenschaften (Kamerkollegiat) einen politisch und wirtschaftlich begründeten Einspruch ein. Nach einem Jahr wurde diese Klage gerichtlich abgewiesen. Um Rechtssicherheit zu erlangen, wurde jedoch eine letztinstanzliche Klärung des Umweltministers empfohlen. Eine solche positive Entscheidung konnte schnell, d.h. am 9. März 1999, erteilt werden.

Beim Genehmigungsverfahren spielte die große Anzahl von mehr als einer Million Zugvögeln pro Jahr eine bedeutende Rolle. Unter der Auflage von Untersuchungen vor und nach dem Bau der Windenergieanlagen sprachen sich die Umweltverbände ausdrücklich für das Projekt in dieser sensiblen Region aus, um wichtige Erkenntnisse für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie zu gewinnen.



Abb. 1: Windpark Utgrunden



Abb. 2: Lage im schwedischen Kalmarsund

Tabelle I: Kenngrößen des Windparks

| | |
|--------------------------|---|
| Gesamtleistung | 10 MW |
| Windenergieanlagen | 7 x <i>Enron Wind 1.5 offshore</i> † drehzahl-variable, pitch-geregelt |
| Durchmesser | 70,5 m |
| Nabenhöhe | 65 m über mittl. Wasserstand |
| Landabstand | 12,5 km zum Festland 8 km zur Insel Öland |
| Wassertiefe | 7,1 – 9,9 m |
| Inbetriebnahme | 21. Dezember 2000 |
| Geschätzter Jahresertrag | 38.000 MWh/a |

† Leistung durch Baugenehmigung reduziert auf 1,425 MW

3. Technische Ausführung

3.1 Windenergieanlagen

Hohe Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit sind wichtige Forderungen, um eine gute technische Verfügbarkeit während des Betriebes von Offshore-Windenergieanlagen zu erreichen. Vor diesem Hin-

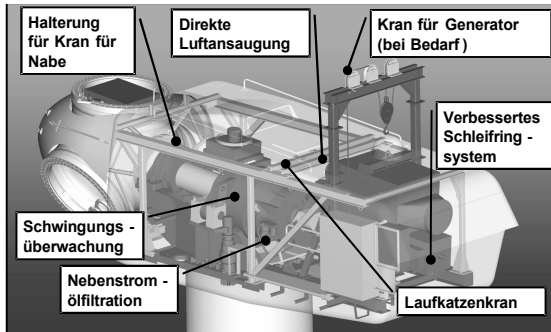


Abb 3: Beispiele von Offshore-Anpassungen der Windenergieanlagen

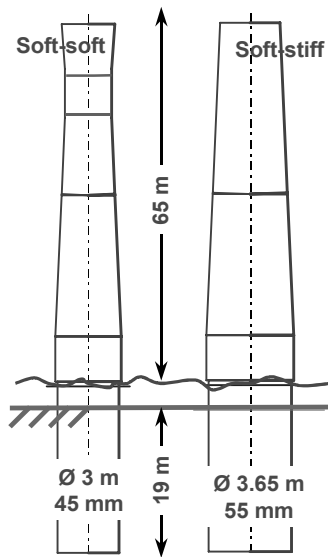


Abb 4: Vergleich von Monopile-Tragstrukturen:
Links: doppelt-überkrit. Ausführung (soft-soft)
Rechts: einfach-überkrit. Alternative (soft-stiff)

Tabelle II: Daten der Monopile-Tragstrukturen

| | Soft-soft | Soft-stiff |
|----------------------------|-----------------|-----------------|
| Pfahlabmessungen | 3 m x 45 mm | 3.65 m x 55 mm |
| | x 31.4 – 33.7 m | x 31.4 – 33.7 m |
| Pfahlgewicht | bis zu 110 t | bis zu 165 t |
| Gewicht des Zwischenstücks | 18 t | 22 t |
| | ohne Plattform | |
| Turmgewicht | 64 t | 72 t |

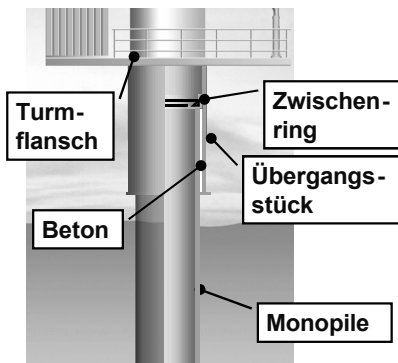


Abb. 5: Beton-Stahl-Hybridverbindung zwischen Pfahl und Turm

tergrund wurde ein Anlagenkonzept eingesetzt, welches bis zum Zeitpunkt der Projektrealisierung mit einer Stückzahl von über 260 erprobt war. Durch diverse Verbesserungen wurde die Windenergieanlagen "marinisiert", d.h. an die Bedingungen auf See angepasst (Abb. 3).

Komponenten und deren Lieferanten wurden nach einer Auswertung der Betriebserfahrungen ausgewählt. Um den Einsatz von teurem Spezialgerät zu reduzieren, wurde ein logistisches Konzept zum Austausch von defekten Anlagenkomponenten entwickelt. Kleinere Bauteile können mit einem Laufkatzenkran erreicht werden. Reparaturen in der Nabe oder der Austausch des Generators werden durch Einsatz von zwei anderen, im Bedarfsfall zu errichtenden, Kränen ermöglicht. Die Leistungselektronik und die elektrischen Schaltanlagen befinden sich in einem gekapselten Container, welcher komplett in der Fertigungsstätte von Enron bestückt und getestet wurde. An seinem späteren Standort auf der Wartungsplattform 8.8 m über dem mittleren Wasserspiegel ist er gut für die Wartung von einzelnen Komponenten oder der gesamten Einheit erreichbar. Ersatz der Luft durch eine Wasserkühlung schützt den Frequenzumrichter vor korrosiven Umwelteinflüssen. Diverse kleinere Anpassungen verbessern den Korrosionsschutz, verringern den Angriff der aggressiven Meeresatmosphäre, ermöglichten einen besseren Zugang und vereinfachten die Installation.

3.2 Monopile und Plattform

Der Windpark befindet sich auf einer mit Geröll bedeckten und durchsetzten Sandbank, die von einer eiszeitlichen Moräne herrührt. Taucher fanden bis zu vier Geröllbrocken mit einem Durchmesser von bis zu 0,7 m pro 10 m². Der Seeboden besteht aus mitteldichtem bis dichtem Sand, Steinen und teilweise Findlingen. Jedoch treten auch weiche Zonen mit einem gewissen Anteil von Lehm auf. Diese komplexe geologische Formation wurde an jedem Standort durch Bohrungen und, wo möglich, Sondierungen (SPT und CPT) untersucht. Frühe Studien zeigten die Vorteile von geramten Monopiles gegenüber gebohrten Pfählen oder Schwerkraftgründungen.

Der Turm und die Gründung wurden als eine Einheit entworfen. Lasten aus dem Betrieb der Anlagen, Wind, Wellen und Eis wurden berücksichtigt. Die Anwendung von neuen Forschungsergebnissen zur Dynamik von Offshore-Windenergieanlagen [1] und Zusammenarbeit mit AMEC Process and Energy Ltd. und IDAS GmbH ermöglichten den Einsatz von vergleichsweise leichten und damit wirtschaftlichen Türmen und Pfählen.

Abb. 4 und Tabelle II vergleichen die tatsächlich gebaute doppelt-überkritischen (soft-soft) Ausführung¹ mit einem erheblich schwereren einfach-überkritischen Entwurf (soft-stiff). Gewichtsreduktionen von einem Drittel beim Pfahl und geringere Einsparungen beim Zwischenstück und Turm wurden hiermit erreicht. Die Verarbeitung der kleineren Wandstärken ist ebenfalls kostengünstiger. Der relativ kleine Pfahldurchmesser von 3 m reduzierte die Anforderungen bei der Installation und die Eislasten.

Die erste Biegeeigenfrequenz der Monopiles von ungefähr 0,28 Hz liegt im Variationsbereich der mittleren Drehzahl von 0,18 bis 0,33 Hz, jedoch unterhalb der Nenn Drehzahl von 0,33 Hz. Abhängig von der tatsächlichen Eigenfrequenz wird bei jeder der Turbinen hierzu ein individuelles Drehzahlfenster von einem stationären Betrieb ausgespart. Enron Wind besitzt bereits langjährige Erfahrungen mit diesem Prinzip bei Onshore-Anlagen mit 85 m bzw. 100 m Nabenhöhe.

Für viele Standorte mit Wassertiefen bis zu ca. 15 m sind Monopiles eine betriebswirtschaftlich interessante Lösung. Die mögliche Schiefstellung und die teilweise Deformation des Pfahlkopfs durch die Einwirkung des Hammers erfordern jedoch besondere Beachtung. In Utgrunden wurde eine Hybridverbindung aus hochfestem Beton zwischen Pfahl und Turm (grouted joint) genutzt (Abb. 5). Im Bereich der Offshore-Windenergie ist dies eine neuartige Anwendung eines gängigen Verfahrens zur Verbindung von Pfahl und Köcher an Fachwerkstrukturen zur Öl- und Gasgewinnung auf See. Das Übergangsstück zwischen Pfahl und Turm (transition piece) mit vormontierter Plattform für den Elektronikcontainer und Wartungstätigkeiten ermöglichte eine einfache und schnelle Installation und die Korrektur von Pfahlneigungen.

3.3 Netzanschluß

Der Windpark ist über ein 20 kV Wechselspannungskabel mit Lichtwellenleiter an die Insel Øland angeschlossen. Das Seekabel wurde ca. 0,75 m in den Meeresboden eingespült oder alternativ befestigt, wenn der Untergrund zu steinig war. Die Erweiterung des 50 kV Umspannwerkes stellte einen weiteren Teil des Projektes dar.

¹ Abhängig vom Verhältnis zwischen der ersten Biegeeigenfrequenz f_0 und der Drehfrequenz des Rotors f_r bzw. dem Blattvielfachen der Drehfrequenz $f_b = N_b \cdot f_r$ werden drei Auslegungsarten von Tragstrukturen für Windenergieanlagen unterschieden:
doppelt-überkritisch (soft-soft) d.h. $f_0 < f_r$,
einfach-überkritisch (soft-stiff) d.h. $f_r < f_0 < f_b$
und unterkritisch (stiff-stiff) d.h. $f_b < f_0$. N_b bezeichnet die Anzahl der Rotorblätter. Derzeit wird vor allem die einfach-überkritische Ausführung angewandt.

3.4 Betrieb und Wartung

Im Festlandhafen von Bergkvara mit einer Entfernung von 12,5 km vom Windpark wurde eine Servicestation ausgerüstet. Dieser Abstand entspricht 25 bzw. 40 Minuten Fahrtzeit, je nachdem ob das schnelle Schlauchboot oder das geschlossene Wartungsboot mit gefederten Sitzen genutzt wird. Das Enron Team von Servicetechnikern und Bootsleuten vor Ort ermöglicht eine schnelle Reaktion während des gesamten Jahres. In Zukunft sollen auch Windenergieanlagen an Land von der Station aus gewartet werden.

3.5 Bau und Errichtung

Die wichtigsten Sonderkomponenten wie Monopile, Turm und Seekabel wurden im Mai 2000 endgültig bestellt. Am 7. September wurde mit den Bauarbeiten an Land begonnen. Nach zwei Wochen hatte das belgische Unternehmen Hydro Soil Services alle Pfähle mit jeweils ca. 2000 Schlägen die geforderten 19 m in den Boden gerammt. Die Montage der Zwischenstücke, Türme und Turbinen erfolgte bis zum 9. Oktober, gerade rechtzeitig vor den ersten Herbststürmen, die eine längere Unterbrechung dieser Arbeiten bewirkt hätten. Die Verlegung der Seekabel und die Erweiterung der Landstation wurde bis zum 24. November vollzogen, so daß die erste Anlage am 27. November Energie ins Netz liefern konnte. Die gesamte Inbetriebnahme konnte bis zum 21. Dezember 2000 abgeschlossen werden und zwei Tage vor Weihnachten wurde das Projekt an den dänischen Kunden übergeben.

Während des Aufbaus traten keine größeren Probleme auf und sowohl der Zeitplan als auch das Budget wurden eingehalten. Die Arbeiten während der Herbst- und Winterzeit waren ein Vorgeschmack auf rauhere Offshoestandorte, an welchen ähnliche See- und Windbedingungen auch während der Sommermonate vorkommen.

4. Forschungsaktivitäten

4.1 Wissenschaftliches Meßprogramm

Bisher wurden erst sehr wenige Messungen an Offshore-Windenergieanlagen, welche sich alle in geschützteren Gewässern befinden, durchgeführt. Daher wurde die südlichste, der Hauptwindrichtung zugewandte, Anlage in Utgrunden mit einer größeren Anzahl von Sensoren für Belastungsmessungen entsprechend IEC 61400-13 ausgerüstet. Zusätzlich wurden Aufnehmer für die Wellen- und Strömungsmessung und Dehnungsmeßstreifen im Monopile auf Höhe des Meeresbodens installiert. Leider steht kein nach den IEC-Kriterien geforderter Mast zur Windmessung auf Nabenhöhe zur Verfügung, da ein weiteres Offshore-Fundament nicht im Projektbudget darstellbar war. Ersatzweise erfolgt die Windmessung durch das Anemometer auf dem Maschinenhaus und einen Mast mit 18 m Meßhöhe auf einer Ecke der Wartungsplattform.

Das Meßsystem wurde im Dezember 2000 und Januar 2001 in Zusammenarbeit mit der Windtest Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH aufgebaut. Nach anfänglichen Problemen arbeitet das System nun seit einigen Mo-

naten und erste Auswertungen zeigen typische Resultate für einen Standort mit hoher mittlerer Windgeschwindigkeit und niedriger Umgebungsturbulenz. Die Wellenanregung der doppelt-überkritisch ausgelegten Monopiles mit einer Eigenfrequenz von $f_0 \gg 0,28$ Hz, d.h. im Bereich von nennenswerter Wellenenergie zwischen $f = 0,04$ Hz und $f = 0,5$ bis 1 Hz, ist relativ niedrig und bestätigt die im folgenden beschriebene Auslegungsphilosophie der Tragstruktur.

Messungen der niedrigen Eigenfrequenzen aller sieben Anlagen bestätigen die doppelt-überkritische Auslegung der Tragstruktur. Dies ist nicht selbstverständlich, wenn man die teilweise erheblichen Abweichungen zwischen Theorie und Praxis betrachtet, die bei früheren Messungen am niederländischen Windpark Lely im IJsselmeer aufgetreten sind [1]. In Utgrunden zeigt sich eine relativ geringe Beeinflussung der Dynamik durch die stets ungewissen Bodeneigenschaften und die Variation der Wassertiefe zwischen den einzelnen Anlagen. Dies konnte durch die Kombination eines relativ gesehen "steifen" Fundaments und mit einem im Verhältnis dazu "weichen" Turm in schlanker, doppelt-konischer Bauweise erreicht werden (Abb. 6). Hierdurch werden sowohl der Bodeneinfluß als auch die dynamische Anregung durch Wellen verringert.

Als weiterer Teil des Meßprogramms werden Produktions- und meteorologische Daten an allen sieben Turbinen aufgezeichnet. Ebenfalls setzt die Universität Uppsala die meteorologischen Messungen auf dem 2 km nördlich gelegenen Leuchtturm fort.

4.2 Untersuchungen der Umweltauswirkungen

Wie eingangs erwähnt ist der Kalmarsund eine wichtige Route von Zugvögeln. Daher wurde bereits vor dem Bau des Windparks mit einem mehrjährigen Forschungsprogramm zum Verhalten der Vögel bei unterschiedlichen Tageszeiten und Sichtverhältnissen begonnen. Unter anderem wurde die Flugroute von Vogelschwärmen anhand von optischen Beobachtungen und von militärischen Radaraufnahmen ausgewertet. Erste Resultate zeigen, daß Vögel dem Windpark bei guter Sicht bereits 2 km vorher ausweichen und entweder die Flugrichtung oder -höhe anpassen [2]. Aus den vorläufigen Ergebnissen lassen sich noch keine Anhaltspunkte für Vogelschlag oder Störungen des Rast- und Futterverhaltens ableiten.

5. Erste Betriebserfahrungen

Ein durchschnittlicher Jahresenergieertrag von 38.000 MWh/a wird für den Windpark bei einer geschätzten mittleren Windgeschwindigkeit von 8.5 m/s erwartet. Dies entspricht dem Verbrauch von 6000 schwedischen Haushalten. Das Betriebsergebnis während des ersten Halbjahres 2001 ist positiv und zeigt erheblich höhere Erträge als bei vergleichbaren Anlagen in Deutschland.

Die Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen ist aus praktischen Gründen niedriger als bei vergleichbaren Anlagen an Land, da der Zugang zu den Turbinen mit einem Boot schwieriger ist und bei See-gang über ca. 1,5 m Wellenhöhe oder Eisgang aus-

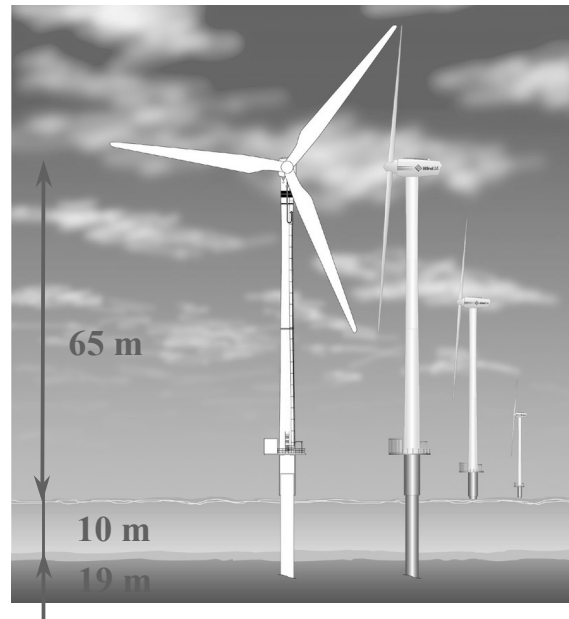


Abb. 6: Monopile und doppelt-konischer Turm

geschlossen ist. In Utgrunden war die Verfügbarkeit während der Inbetriebnahmeperiode im Winter einige Prozentpunkte niedriger als bei einem zeitgleich aufgebauten deutschen Windpark. Seit dem Frühjahr zeigen die Anlagen eine sehr gute Verfügbarkeit oberhalb des vertraglich garantierten Wertes.

6. Fazit

Der Windpark Utgrunden ist ein technologischer, kommerzieller und politischer Erfolg. Marinisierung einer erprobten Windenergieanlage in der Megawatt-Klasse sowie die Innovationen der doppelt-überkritisch ausgelegten Monopile-Tragstruktur und der Hybridverbindung zwischen Pfahl und Turm wurden durch die guten Erfahrungen während des Baus und des bisherigen Betriebes bestätigt.

Das Projekt wurde von Enron Wind schlüsselfertig und innerhalb des gesteckten Zeit- und Finanzrahmens verwirklicht und ist das erste Referenzprojekt eines in Deutschland ansässigen Herstellers von Windenergieanlagen.

Erste Resultate der Untersuchungen zum Verhalten von Zugvögeln und der Reaktion der Bevölkerung sind sehr positiv und ermutigen zur verstärkten Nutzung des Potentials der Offshore-Windenergie.

6. Literatur

- [1] M. Kühn, Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems, Dissertation, Technische Universität Delft, 2001.
- [2] Windpower Monthly, July 2001.

Netzanbindung von Offshore Windparks

Dr. Matthias Luther
E.ON Netz GmbH, Bayreuth

Übersicht

Mit Blick auf die aktuelle Situation und die insbesondere nach Inkrafttreten des "Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG) steigende Tendenz der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA), ergeben sich neue Anforderungen an die Verbundnetzführung und zukünftige Netzkonzepte. Neben der stetig steigenden Anfragen für die Errichtung von WEA an Land zeichnet sich für den Offshore-Bereich eine Entwicklung ab, die die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen hinsichtlich der Netzanbindung von Großwindparks in Verbindung mit einem zuverlässigen Systembetrieb stellen. Der Beitrag gibt einen Überblick über die absehbare Entwicklung bei E.ON Netz und zeigt netztechnische und betriebliche Aspekte zur Netzeinbindung von Offshore Windparks und deren Konsequenzen auf.

1. Situation und Entwicklung der Einspeisungen aus Windenergieanlagen innerhalb der Regelzone von E.ON Netz

Innerhalb der Regelzone von E.ON Netz ist derzeit eine Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen (WEA) von ca. 3500 MW installiert. Der Grossteil der Anlagen entfällt dabei auf Anschlüsse an das Mittelspannungsnetz in den küstennahen Bereichen des Nord- und Ostseeraumes, d.h. im Bereich der EWE AG und der Schleswig AG. Durch die spezifische Leistungserhöhung der heute verfügbaren Anlagen und die Bildung von Betreibergemeinschaften ergibt sich in zunehmendem Maße die Notwendigkeit des Anschlusses von Grosswindparks an das Hoch- und Höchstspannungsnetz.

Die aktuelle Situation im nördlichen E.ON Netz erfordert erweiterte Anforderungen an die Betriebsführung hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung und des operativen Engpassmanagements. Die derzeit während Starkwindphasen ermittelte Einspeisung aus WEA liegt im Bereich von 2500 MW mit zeitlichen Änderungen von bis zu 500 MW innerhalb von 15 Minuten. Die hierfür notwendige Regelleistung überschreitet die in der Regelzone verfügbare Leistung und muss daher extern bereitgestellt werden. E.ON Netz bemüht sich hierzu momentan um eine gerechte Verteilung der Belastung unter den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Sinne des EEG.

Aus heutiger Sicht ist bis zum Jahre 2005 im nördlichen E.ON Netz Bereich mit einer installierten On-Shore Leistung von ca. 5000 MW zu rechnen. Grundlage hierfür sind die im Rahmen der Landesraumplanungen ausgewiesenen Vorrangflächen für WEA. Darüber hinaus liegen bei E.ON Netz derzeit Anfragen von Offshore-Projekten in etwa der gleichen Größenordnung vor. Welche der Projekte letztendlich realisiert werden ist zur Zeit ebenso unklar wie die Auswirkungen des "repowering" - d.h. der Ersatz von bestehenden Anlagen durch leistungstärkere Einheiten im Onshore-Bereich.

2. Netzanbindung von Offshore Windparks

Die derzeit in Deutschland in Planung befindlichen Offshore-Projekte umfassen eine Gesamtkapazität von 10.000 MW mit Einzelprojekten in der Größen-

ordnung von 100 - 1000 MW. Der Realisierungshorizont erstreckt sich bis zum Jahre 2010.

Offshore Windparks in diesen Größenordnungen können über Gleich- oder Drehstrom an das Verbundnetz angebunden werden. Welche Technik letztendlich gewählt wird, hängt von einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ab, in die verschiedenste Aspekte (Entfernung des Windparks, Erzeugungskapazität, Anforderungen am Netzverknüpfungspunkt etc.) einzubeziehen sind. Hierbei kommt der Einzelfallprüfung durch den zuständigen Netzbetreiber besondere Bedeutung zu, weil die Technik der Anbindung und die Ausführung des Netzanschlusses in direktem Zusammenhang stehen.

Die Anforderungen an den Netzanschluß und ggf. notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen hängen ihrerseits wieder von der Gesamtheit der tatsächlich realisierten Projekte ab. Aus Sicht der Netzbetreiber ist hierfür eine gewisse Planungssicherheit notwendig, die allerdings bei dem derzeitigen Stand der Projekte noch nicht gegeben ist.

3. Technische Grenzen und Netzausbau

Bei der Einspeisung aus WEA handelt es sich um eine stochastische Erzeugung, die aufgrund der meteorologischen Einflüsse nur sehr eingeschränkt vorhersehbar ist. Als wesentlicher Unsicherheitsfaktor zeigt sich hierbei die Genauigkeit der zeitliche Entwicklung der Wetterlage.

Die Aufnahme der Energie aus WEA-Erzeugung führt bei den o.a. Zuwachsraten zu technischen Grenzen, die sowohl regional als auch hinsichtlich der betrachteten Spannungsebene auf unterschiedliche netztechnische Kriterien zurückzuführen sind. Dies sind im einzelnen

- Thermische Überlastung
- Blindleistungsregelung und Spannungsstabilität
- Frequenzstabilität.

Thermische Überlastungen treten auf, wenn der Abtransport der Einspeisung aus WEA die regional verfügbare Übertragungskapazität des Netzes überschreitet. Beispielhaft sind hier zur Zeit die Hoch- und Höchstspannungsnetze in den küstennahen Regionen betroffen.

Der zunehmende Anschluß von Großwindparks und insbesondere die Aktivitäten im Offshore-Bereich können ohne geeignete Gegenmaßnahmen zu weiteren limitierenden Kriterien aufgrund einer defizitären Blindleistungsbereitstellung und/oder eines gestörten dynamischen Systemverhaltens führen. Unterstellt man eine weitere Verdrängung von Großkraftwerken entsprechend der geplanten WEA-Kapazitäten, kann für bestimmte Betriebsfälle die Stabilität des Gesamtsystems nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr gewährleistet werden. Diese Situation kann zu großflächigen Störungen im europäischen Verbundnetz führen, die ggf. Versorgungsunterbrechungen nach sich ziehen können. E.ON Netz führt hierzu derzeit umfangreiche quasi-stationäre und dynamische Netzberechnungen durch.

Erste Ergebnisse machen deutlich, daß sich zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Betriebs des Hoch- und Höchstspannungsnetzes erweiterte Anforderungen an den Netzanschluß von WEA ergeben. Dies sind insbesondere

- Frequenzstützung
- Nach Einzelfallprüfung zusätzliche Anforderungen an die Regelbarkeit
- Kompensation zur Vermeidung von Netzrückwirkungen
- Schalthoheit des Netzbetreibers

Die als Bestandteil der Netzanschlußverträge von E.ON Netz derzeit gültigen "Technischen Regeln für den Netzanschluß" werden in Kürze um diese Anforderungen erweitert. Hinsichtlich der Erfüllbarkeit der Anforderungen besteht ein enger Kontakt zu Herstellern von WEA, Prüfinstituten und Verbänden.

Weiterhin ist absehbar, daß die geplanten Offshore Projekte Netzverstärkungen im Höchstspannungsnetz notwendig machen. E.ON Netz befindet sich hierzu im Dialog mit den betroffenen deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreibern.

Mit Blick auf die notwendigen Genehmigungsverfahren ist allerdings fraglich, ob die Realisierbarkeit von Netzausbaumaßnahmen mit der Realisierung der Projekte Schritt halten kann.

4. Zusammenfassung

Der enorme Zuwachs an installierter Windenergieleistung der jüngsten Vergangenheit und der weiterhin hohe Zubau in Zusammenhang mit den geplanten Offshore Kapazitäten erfordern eine neue Strategie beim Netzanschluß von Großwindparks. Priorität hat hierbei die Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität unter Berücksichtigung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs.

Vorrangige Maßnahmen hierzu sind erweiterte Anforderungen an den Netzanschluß von WEA hinsichtlich netzstützender Funktionen. Der Umfang mittel- und langfristig notwendiger Netzausbaumaßnahmen im Verbundnetz orientiert sich an den tatsächlich realisierten Projekten und ist aufgrund der derzeit nicht gegebenen Planungssicherheit im Detail noch nicht absehbar.

Internationale Entwicklungen und Erfahrungen der Windenergienutzung im Offshore-Bereich

Knud Rehfeldt, Gerhard G. Gerdes
Deutsche WindGuard GmbH

1 Einleitung

Immer mehr vor allem nordeuropäische Länder erkennen, dass durch die breite Einführung der Offshore-Windenergienutzung die Möglichkeit besteht, einen Großteil ihrer CO₂-Emissionen zu reduzieren. Formuliert Zielvorstellungen zur CO₂-Reduktion, wie sie zum Beispiel im Kyoto-Protokoll festgelegt worden sind, können zu einem erheblichen Anteil durch die Offshore-Windenergienutzung erfüllt werden. Erste Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung existieren bereits in Ländern wie Dänemark, Schweden und Großbritannien. Basierend auf diesen Erfahrungen werden zunehmend nationale Ziele hinsichtlich der Offshore-Windenergienutzung formuliert, wobei sowohl in technischer als auch in genehmigungsrechtlicher Hinsicht noch viele Fragen und Unsicherheiten Gegenstand der aktuellen Planungen sind.

In dem vorliegenden Bericht werden die Entwicklungen der Offshore-Windenergienutzung in einigen ausgewählten Ländern dargestellt und deren Perspektiven aufgezeichnet. Weiterhin wird über erste Erfahrungen mit der eingesetzten Technik der Offshore-Windenergienutzung sowie über Erfahrungen im Bereich der Planung und Genehmigung in den verschiedenen Ländern berichtet.

2 Stand der Offshore-Windenergienutzung und Perspektiven

Als Pionier der Offshore-Windenergienutzung gilt das kleine Dänemark, dessen staatlicher Energieversorger ELSAM bereits seit 1991 den ersten Offshore-Windenergiepark betreibt. Aber auch Länder wie Schweden und Großbritannien verfügen über erste Erfahrungen der Offshore-Windenergienutzung durch eigene Windenergieparks. In den Niederlanden existieren Erfahrungen mit der sogenannten Nearshore-Windenergienutzung. Hierbei handelt es sich um Windenergieparks, die in der Nähe der Küste aber bereits im Wasser aufgestellt sind und somit den klimatischen Bedingungen des Meeres unterliegen. Konkrete Planungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzungen gibt es neben den bereits erwähnten Ländern auch in Belgien und in Deutschland. In Spanien und Frankreich wird über erste geplante Projekte der Offshore-Windenergienutzung berichtet. Allerdings verfügen gerade diese beiden Länder über ein sehr großes bisher nur wenig genutztes Potential der Windenergienutzung an Land, so dass hier die Offshore-Windenergienutzung erst zu einem späteren Zeitpunkt die Entwicklung an Land ablösen wird.

2.1 Nationale Perspektiven Dänemark

Bereits 1991 ging in Dänemark der erste Offshore-Windenergiepark mit 11 WEA und einer installierten Leistung von ca. 5 MW vor der Ostseeinsel Lolland in

Betrieb. Ein weiterer Offshore-Windenergiepark folgte 1995 mit 10 WEA und einer installierten Leistung von ebenfalls 5 MW. Der Betrieb dieser Anlagen wird durch die beiden staatlichen Energieversorger Dänemarks, ELSAM und ELKRAFT, sichergestellt. Im Rahmen der ersten Ausbaustufe der Windenergienutzung in Dänemark, in der bis 2008 Offshore-Windenergieparks mit einer gesamt installierten Leistung von 750 MW errichtet werden sollen, wurden im Jahr 2000 die ersten 20 Anlagen mit einer installierten Leistung von 40 MW in Middelgrundten vor Kopenhagen errichtet. Die geplanten Offshore-Windenergieparks sollen an 5 weiteren Standorten bis 2008 errichtet werden, so dass in dieser Phase Windenergieparks in einer Größenordnung von 120 bis 150 MW vorgesehen sind. Die einzelnen Standorte mit der vorgesehenen installierten Leistung sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen:

| Standort | Geplante installierte Leistung bis 2008 | Bemerkung |
|-----------|---|--------------------------|
| Horns Rev | 120 MW | Nordsee vor Esbjerg |
| Gedser | 144 MW | Ostsee vor Insel Falster |
| Omø | 144 MW | Ostsee |
| Laesø | 117 MW | Ostsee / Kattegat |
| Rødsand | 144 MW | Ostsee |

Tab. 1.1: Geplante Offshore-Windenergieparks in Dänemark bis 2008

Von den in der Tab. 1.1 dargestellten Offshore-Windenergieprojekten besitzen bereits zwei Projekte eine Baugenehmigung. Hierbei handelt es sich um das Projekt Horns Rev, das einzige Projekt in der Nordsee, sowie um das Projekt am Standort Rødsand. An den drei weiteren Standorten sind die Windenergieparks noch in der Planungsphase. Die Umweltverträglichkeitsstudien an diesen Standorten sind bisher noch nicht abgeschlossen.

Per Regierungserlass ist eine Zuweisung der Offshore-Windenergieparks an die beiden staatlichen dänischen Energieversorger gegangen, so dass die Offshore-Windenergienutzung in Dänemark von den dänischen Energieversorgern durchgeführt wird. Ob dies den EU-Richtlinien zur Liberalisierung der Europäischen Energiemärkte entspricht, ist zur Zeit fraglich.

Die Offshoreplanungen Dänemarks bis 2030 sehen die Errichtung von WEA auf dem Meer mit einer installierten Leistung von 4000 MW vor.

Mit dem Ausbau der Offshore-Windenergienutzung verfolgt Dänemark das Ziel [1] die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 zu halbieren, wobei das Jahr 1988

als Basisjahr zu Grunde gelegt wurde. Diese Zielvorstellung bedeutet einen Anteil der Windenergienutzung an der Stromerzeugung von 35 - 40 % im Jahr 2030. Bereits 2005 sollte der Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung Dänemarks 12 - 14 % betragen. Dieser Anteil an der Stromerzeugung wird bereits heute allein durch die Windenergienutzung erreicht (Anteil an der Stromerzeugung in Dänemark beträgt derzeit 15 %).



Abb. 1.1: Darstellung der geplanten Offshore-Standorte (Stern) in der dänischen Nord- und Ostsee sowie der konventionellen Kraftwerke (Punkt) Dänemarks

2.2 Nationale Perspektiven Schweden

Die ersten Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung in Schweden wurden bereits 1990 mit der Errichtung einer 220 kW Forschungs-offshore-WEA in Norgersund gemacht. 1998 und im Jahr 2001 erfolgten dann die ersten kommerziellen Windenergieparks in der schwedischen See. In Bockstigen wurden 1998 fünf WEA mit einer installierten Leistung von jeweils 550 kW errichtet. 2001 folgte dann die Errichtung eines größeren Offshore-Windenergieparks in Utgrunden mit 7 Anlagen und einer installierten Leistung von 10,5 MW. Im Gegensatz zu den Offshore-Windenergieparks in Dänemark handelt es sich in Schweden um private Investoren und private Betreiber.

| Standort | Geplante installierte Leistung | Bemerkung |
|-----------------|--------------------------------|---------------------------------|
| Lillegrund Bank | 72 MW (48WEA á 1,5 MW) | Zwischen Öland und dem Festland |
| Blekinge | 300 MW (100WEA á 3 MW) | Vor Öland |
| Rone | 35 MW (35 WEA á 1 MW) | Vor Gotland |
| Ydstad | 10 MW | Südküste |
| Blekinge | 10 MW | Vor Öland |
| Skane | 30 MW (30 WEA á 1 MW) | Südküste |

Tab. 1.2: Geplante Offshore-Windenergieprojekte in Schweden [4]

Bereits 1997 wurde in Schweden die Entscheidung getroffen, eine Stromproduktion von 0,5 TWh/a durch die Offshore-Windenergienutzung bis zum Jahr 2002 zu erreichen [2]. Dies entspricht einem Kraftwerkspark auf dem Meer von ca. 150 MW. Aktuelle Planungen der schwedischen Regierung sehen eine Stromproduktion auf dem Meer von 5-10 TWh/a vor [3]. Dies entspricht Offshore-WEA mit einer installierten Leistung zwischen 1500 MW und 3000 MW.

Basierend auf diesen politischen Zielvorstellung gibt es zur Zeit Planungen von sechs Offshore-Windenergieprojekten von privaten Investoren mit einer installierten Leistung von ca. 460 MW, die in der Tabelle 1.2 dargestellt sind.

Zum Frühjahr 2002 wird von der schwedischen Regierung ein Aktionsplan zur Offshore-Windenergienutzung erwartet, durch den die politischen Zielvorstellungen Schwedens präzisiert werden. Eine bestehende Förderung von Offshore-Windenergieprojekten wird im Jahr 2002 auslaufen.

2.3 Nationale Perspektiven Großbritannien

In Großbritannien existiert an der Südküste vor Blyth seit dem Jahr 2000 ein erster Offshore-Windenergiepark mit 2 WEA mit einer installierten Leistung von je 2 MW. Weitere 18 Standorte wurden Anfang 2001 für die Planung an private Investoren vergeben. Hierfür wurden seitens der Crown Estate, der Eigentümerin der Flächen, Nutzungsverträge mit 18 Konsortien bzw. Unternehmen abgeschlossen. Die vorgesehenen Standorte, deren vorgesehene Gesamtleistung zwischen 1100 und 1400 MW beträgt, befinden sich 5 bis 10 km vor der Küste Großbritanniens.

Obwohl die britische Regierung durch diese Verträge nur auf den Druck der Planungsunternehmen reagierte und noch keinerlei Aussage über eine Genehmigung der Offshore-Projekte besteht, ist dieser Schritt im Zusammenhang mit der Verpflichtung Großbritanniens zu sehen, 12,5 % der Treibhausgas-Emissionen bis 2010 einzusparen (Kyoto-Protokoll). Weiterhin besteht eine Selbstverpflichtung Großbritanniens, 20 % der CO₂-Emissionen ebenfalls bis 2010 zu reduzieren. Umgesetzt werden sollen diese Ziele durch den Einsatz Erneuerbarer Energien, deren Anteil an der Stromerzeugung bereits 5 % bis 2003 und 10 % bis 2010 betragen soll. Hierbei ist die Errichtung von Offshore-Windenergieparks mit einer installierten Leistung von 1600 MW bis 2010 vorgesehen.

Zur Förderung der Offshore-Projekte wurden 50 Mio. Pfund bereit gestellt.

2.4 Nationale Perspektiven in den Niederlanden und in Belgien

In den Niederlanden gibt es seit 1994 einen sogenannten Nearshore-Windenergiepark mit 4 Anlagen mit jeweils 550 kW, so dass auch hier erste Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung bestehen. Ziel der Niederländischen Regierung ist ein Beitrag zur Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien von 10 % bis 2020 [5]. Bezogen auf die Windenergienutzung bedeutet dieses Ziel die Errichtung

von WEA mit einer installierten Leistung von 2750 MW. Aufgrund des begrenzten Flächenpotentials wird eine Installation von 1250 MW Offshore erwartet.

Der niederländische Energieversorger Novem und die Forschungseinrichtung ECN planen die Errichtung von Offshore-WEA mit einer Leistung von 8000 MW bis 2030. Basierend auf diesen Zielvorstellungen ist ein Demonstrationsprojekt, das 8-10 km vor der Küste liegt, mit einer Kapazität von 100 MW vor Egmond vorgesehen [6]. Ein weiteres Projekt eines privaten Investors mit einer installierten Leistung von 200 MW ist in 30-40 km vor der Niederländischen Küste ebenfalls im Planungsstadium.

Weitere Nearshore-Projekte sind vor der Belgischen Küste in der Planungsphase. Hierbei handelt es sich um zwei Projekte mit jeweils 100 MW, die eine Küstenentfernung zwischen 7 und 12 km aufweisen und auf den Sandbänken Knokke und Wenduine liegen.

2.5 Nationale Perspektiven in Spanien und Frankreich

Auch in Spanien und Frankreich gibt es erste Aktivitäten privater Investoren im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. Allerdings weisen diese beiden Länder ein sehr großes Potential der Windenergienutzung an Land auf, so dass für die Offshore-Windenergienutzung weder politische Zielvorstellungen noch gesetzliche Regelungen existieren, nach denen die Vergütung des produzierten Stromes noch das Genehmigungsverfahren eindeutig geregelt ist.

In Spanien gibt es erste Projektplanungen an der Küste vor Cadix im Südwesten des Landes sowie vor der Küste Galliziens im äußersten Westen.

Frankreich verfügt erst seit dem 22. Juni 2001 bzw. 10. Mai 2001 über ein Gesetz [7, 8], das die Abnahme und Vergütung von Strom aus Windenergie regelt. Hiermit ist in Frankreich der Grundstein für eine Entwicklung der Windenergienutzung gelegt worden. Das Augenmerk der Windenergienutzung in Frankreich wird allerdings auf die Entwicklung von Projekten an Land gelegt, da jetzt erst damit begonnen werden kann, dieses große Potential in Frankreich zu nutzen. Aber auch in Frankreich gibt es private Investoren, die mit erste Planungen der Offshore-Windenergienutzung vor der Küste der Bretagne und an der Mittelmeerküste beginnen.

Grundsätzlich gilt allerdings für beide Staaten, dass das Potential der Windenergienutzung an Land sehr groß ist und daher eine konkrete Planung der Offshore-Windenergienutzung zur Zeit nicht vorgenommen wird.

2.6 Nationale Perspektiven Deutschland

Deutschland verfügt über keine Erfahrungen mit der Offshore-Windenergienutzung, da es bisher keine Demonstrationsvorhaben gibt, die bereits realisiert wurden. Allerdings verfügt Deutschland über eine Erneuerbares-Energien-Gesetz (EEG), in dem Bedingungen zur Vergütung von Strom der Offshore-Windenergienutzung festgelegt worden sind. Dies hat zu

sehr starken Planungsaktivitäten seitens privater Investoren geführt, so dass die Genehmigungsbehörden vor der Aufgabe stehen, die Genehmigungsverfahren für Offshore-Windenergieprojekte durchzuführen. Im Gegensatz zu den existierenden und geplanten Projekten in anderen Europäischen Ländern wird in Deutschland die Offshore-Windenergienutzung aufgrund der geografischen Situation sowie der Anforderungen seitens des Naturschutzes und des Tourismus in großer Entfernung zur Küste stattfinden.

Die Planungen von Offshore-Windenergieprojekten befinden sich daher zum großen Teil außerhalb der 12 sm-Zone in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) mit generell anderen gesetzlichen Grundlagen. Zur Initiierung der Diskussion der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ein Positionspapier erarbeitet, in dem die Möglichkeit der Entwicklung von Offshore-Windenergieprojekten mit einer Leistung von 25.000 MW bis 2030 diskutiert wird. In Absprachen mit den dem BMU untergeordneten Behörden sind geeignete Flächen für die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland definiert worden.

Diese Aktivitäten seitens des Bundesministeriums steht vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzung der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2010 zu verdoppeln. Dies entspricht einem Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von etwa 12,5 % im Jahr 2010. Nach 2010 soll der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland auf hohem Niveau weiter vorangebracht werden, so dass im Jahr 2050 mind. 50 % der Energieversorgung auf erneuerbaren Energien basiert.

3 Erfahrungen im Bereich der Technik

Herstellung, Aufbau, Wartung und Reparatur von Windenergieanlagen für Offshore-Windparks sowie der Aufbau der Infrastruktur stellen grundlegend neue technische Anforderungen an Hersteller, Betreiber, Installations- und Wartungsfirmen sowie an Planer und Energieversorger. Die bisher existierenden Nearshore-Vorhaben in Dänemark, Schweden und Großbritannien bilden für die beteiligten Unternehmen sicherlich eine gute Grundlage um die Offshore-Windenergie-technik zu entwickeln.

Zehn bzw. fünf Jahre Betrieb von Windenergieanlagen in der Ostsee (Norgersund, Vindeby und Tunø Knob) geben wichtige Erfahrungen für die besondere Auslegung von Windenergieanlagen, für die Anforderung an Betrieb, Erreichbarkeit, Wartung und Reparatur sowie hinsichtlich der Planung der Infrastruktur. Gleichwohl sind diese Erfahrungen für Anlagen der 500 kW-Leistungsklasse in relativ flachen Ostseegewässern gewonnen worden. Die Übertragbarkeit auf Gebiete in der Nordsee mit größerer Wassertiefe, größerer Entfernung zur Küste, und erheblich rauheren Wellen- und Wetterbedingungen sowie auf Windenergieanlagen der Größe 2,5 bis 5MW wird nur bedingt erfolgen können, zu groß sind hier die Unterschiede und die technischen Anforderungen.

Die Erfahrungen mit den seit etwa einem Jahr laufenden Demonstrationsvorhaben in Dänemark,

Schweden und Großbritannien mit Anlagen der Größenordnung 1,5 bis 2MW werden weitere wichtige Bausteine auf dem Weg zu den in der Nordsee geplanten großen Offshore-Windparks sein. Aber auch hier gilt, dass Erfahrungen bei den erwähnten schwierigeren Bedingungen in großer Entfernung zur Küste bislang nicht gewonnen werden können. Bei den geplanten Vorhaben in der Nordsee werden Anleihen bei der Offshore-Technologie der Ölförderung genommen werden müssen. Ein Grossteil des Know-hows wird aber in Zukunft eigenständig erworben werden müssen. Erste Offshore-Windparks in der Nordsee in relativ geringer Nähe zur Küste wären hier die geeignetste Voraussetzung.

4 Erfahrung im Bereich von Planung und Genehmigung

Erste Erfahrungen in der Planung und Genehmigung von Offshore-Windenergieparks gibt es aufgrund bereits realisierter Projekte in Dänemark, Schweden sowie in Großbritannien. Gegenstand von Planung und Genehmigung dieser Projekte, die sich bislang ausschließlich im Küstenbereich befinden, sind Abwägung konkurrierender Nutzungen und öffentlicher Belange, Beeinträchtigung von Natur, Umwelt und Landschaft sowie ggf. die Raumordnung. Im Rahmen der Planungen und Genehmigungen wurden bereits ausgedehnte Untersuchungen der avifaunistischen und marinen Lebenswelten vorgenommen, Demonstrations-Vorhaben mit entsprechender Begleitforschung wurden durchgeführt. Grundlagen zur Umweltverträglichkeitsprüfung haben in der Vergangenheit Forscher aus Dänemark, Schweden und den Niederlanden an den Windparks Tunø Knob und Bockstiegen sammeln können.

Im Gegensatz zu den bisher existierenden Windparks und Planungen liegen diejenigen deutschen Projekte, die die größte Wahrscheinlichkeit auf eine Realisierung haben, in weiter Entfernung zur Küste, außerhalb der 12 Seemeilenzonen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Die Unterschiede zur küstennahen Genehmigung liegen neben der fehlenden Raumordnung in einer generell unscharfen juristischen Situation. Die Rechte der vorhandenen Nutzungen außer der Seeschifffahrt wie Fischerei, militärische Schutzzonen, Natur- und Fischschutzzonen, sind in der Seeanlagenverordnung generell nicht klar definiert. Die ausländischen Erfahrungen in der Genehmigung von Windparks lassen sich daher nur begrenzt auf die Projekte auf hoher See übertragen.

Im Bereich der Planung können Erfahrung der bisherigen Projekte genutzt werden. Die Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfungen und Untersuchungen über die Auswirkungen auf die Natur sind in weiten Teilen übertragbar, wenngleich die Bedingungen auf der hohen See andere Betrachtungsweisen erfordern, da sich die avifaunistischen und marinen Lebenswelten auf hoher See erheblich von denen in küstennahen Bereichen unterscheiden. Die Auswahl von Seegebieten für die Entwicklung von Offshore-Windparks in Dänemark mit insgesamt 4000MW an fünf Standorten bedeutet Raumordnung, Abwägung konkurrierender Nutzungen und die Beeinträchtigung von Natur und Umwelt. Die Formulierung staatlicher

Zielvorgaben, die bisher nur in Dänemark erfolgte, ist hilfreich diese Planungen überhaupt durchführen zu können. Die Übertragung der hier gewonnenen Erfahrungen auf Hochsee-Projekte in der deutschen AWZ ist sinnvoll.

Generell muss jedoch konstatiert werden, dass Erfahrung im Bereich von Planung und Genehmigung von Offshore-Windparks auf hoher See, außerhalb der 12-Seemeilenzonen, bisher nicht existieren.

5 Literatur

- [1] The Offshore Wind Farm working Group of Electricity Companies and the Danish Energy Agency, Elkraft, Wind Power Department, SEAS (Editor): Action Plan of Offshore Wind Farms in Danish Waters, 1. english edition . Haslev Denmark, 1997.
- [2] Persson S.; Averstad, K.: National Activities - Sweden. In: IEA R&D annual Report 1999. International Energy Agency, [http://www.iea.org/techno/...](http://www.iea.org/techno/)
- [3] Informationen von Greenpeace Schweden
- [4] BWEA, British Wind Energy Association: Prospects for Offshore Wind Energy. Altener contract XVII/4.1030/Z/98-395.
- [5] Bakker, C.; Coelingh, J.P.; Arkesteijn, L.A.G.: Winds of Change - A feasibility Study of 10.000 MW Offshore Wind Energy in the North Sea. Adviesbureau E-Connection BV, Delft, May 1997.
- [6] Haskoning: Milieu effectrapportage Licatiekreuze Demonstratie Near Shore Windpark. In opdracht van Ministerie van Economische Zaken en het Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, 2000.
- [7] Décret 2001-410 du 10 Mai 2001 : Décret relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.
- [8] J.O. Numéro 143 du 22 Juin page 9889 : Arrêté du 8 Juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visée à l'article 2 (2o) du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000.

OFFSHORE-WINDENERGIENUTZUNG IN DER EU AUS SICHT DER EUROPÄISCHEN WINDENERGIEVEREINIGUNG (EWEA)

Andreas Wagner
Vice President European Wind Energy Association

Zusammenfassung

Die Offshore-Nutzung der Windenergie vereint perspektivisch die günstigste Kombination der entscheidenden Einflussfaktoren aller erneuerbaren Energieträger in Europa, mit Ausnahme der Windenergienutzung an Land. Das Offshore Windpotential und der Energieertrag ist höher als an Land, ebenso aber (noch) die Stromerzeugungskosten, vor allem wegen kostenintensiver technischer Anforderungen im Bereich Gründung und Netz-anbindung. Dennoch sind die technologischen Risiken bei einem schrittweisen Ausbau begrenzt. Die Offshore Windenergie kann mittel- und langfristig eine wichtige Rolle beim Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung für Europa spielen. Sie leistet damit einen strategisch wichtigen Beitrag zur CO₂-Reduktion und der Realisierung von Klimaschutzziele der EU. So werden in einigen EU-Mitgliedstaaten, die bereits einen relativ hohen Windstromanteil haben (Dänemark, Norddeutschland) die guten Standorte an Land in den nächsten Jahren immer weniger. Ein weiterer Grund liegt in den relativ langen Vorlaufzeiten für Offshore-Projekte (intensive Projektierung, aufwändige Planungs- und Genehmigungsverfahren, etc.) und der notwendigen Zeit für Technologieentwicklung und -erprobung (Multi-MW-Anlagen). Deshalb muss der Einstieg in diese Technologie nach Ansicht der EWEA heute beginnen. Gelingt dies nicht, besteht das Risiko eines technologischen wie auch ökonomischen Fadenrisses beim Ausbau der Windenergie.

1. Einleitung

Die ersten Offshore-Demonstrationsprojekte entstanden bereits vor 10 Jahren. Offshore-Studien gibt es bereits seit Anfang der 80er Jahre. Zwischenzeitlich wurden Offshore Windparks vor Dänemark (3), Schweden (2), Großbritannien und den Niederlanden realisiert, nicht aber in Deutschland. Diese Projekte haben die technische Realisierbarkeit unter Beweis gestellt. Andererseits sind diese Windparks weitgehend küstennah errichtet (maximal 10 km Entfernung) und bestehen aus einer relativ kleinen Anzahl von Anlagen. Die Herausforderung der nächsten Jahre besteht vor allem darin, die Nutzung der Windenergie auf See in größeren Windparks, weiter entfernt von der Küste und mit der nächsten Generation der Multi-Megawatt-Windkraftanlagen möglichst konfliktfrei zu realisieren.

Eine erfolgversprechende Strategie muss nicht notwendigerweise und sofort all diese Kriterien auf einmal erfüllen, sondern kann sich auch mit einigen dieser Elementen begnügen, z.B. größere Windparks im küstenferneren Bereich, aber mit heutiger Anlagentechnik. Diese Strategie verfolgt z.B. Dänemark. In Großbritannien verfolgt man einen ähnlichen Ansatz, wobei dort bereits die nächste Anlagengeneration der Multi-MW-Anlagen zum Einsatz kommen kann. Auch in Großbritannien erfolgt die erste Ausbaustufe Offshore innerhalb der 12-Seemeilen-Zone, wobei die Projekten über maximal 30 Anlagen verfügen dürfen.

Grundsätzlich bietet die Offshore-Technik den Vorteil, dass hierfür zusätzliche Flächen genutzt werden können, die zudem im Vergleich zum Festland ein stärkeres und gleichmäßigeres Windangebot aufweisen. Damit können höhere Energieerträge erzielt werden, weil der Energieertrag mit der dritten Potenz zur Windgeschwindigkeit steigt. Die zusätzlichen Flächen auf See stellen zudem eine Kompensationsmöglichkeit für die längerfristig zu erwartende Ab-

nahme von geeigneten Standorten zur Windenergienutzung an Land dar, zunächst insbesondere in Gebieten mit hohem Windstromanteil wie z.B. Dänemark und Norddeutschland. Diesen Vorteilen stehen jedoch die höheren technischen Anforderungen an die Anlagentechnik (z. B. höhere Windlasten, aufwendige Fundamente, aggressive salzhaltige Luft, erhöhter Wartungs- und Montageaufwand) gegenüber, d.h. im Gegenzug höhere Investitionen und Betriebskosten.[1]

2. Windenergie in der EU und EWEA-Ziele

2.1 Die Europäische Windenergievereinigung EWEA

Die EWEA wurde 1982 gegründet und ist die einzige Organisation, die ausschließlich die Interessen der europäischen Windenergiebranche auf internationaler Ebene vertritt. EWEA hat u.a. offiziellen Beraterstatus bei den Vereinten Nationen. Die ca. 15.000 Mitglieder kommen aus Industrie und Forschung, z.B. Hersteller, Planer, Forschungs- und Messinstitute, Banken und Finanzierer, Energieversorgungsunternehmen, etc. Daneben sind auch nationale Windenergievereinigungen und Einzelpersonen Mitglied der Europäischen Windenergievereinigung.

Die wesentlichen Ziele der Arbeit von EWEA sind:

- Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgungsstruktur durch den Ausbau der Windkraft;
- Bewusstseinsbildung über die Potentiale der Windenergie bei Entscheidungsträgern, Medien und in der Öffentlichkeit;
- Allgemeine Interessenvertretung für die Windenergiebranche auf EU-Ebene;
- Forum für den Informationsaustausch und die Diskussion über aktuelle Fragen zur Windenergie;
- Organisation von Workshops und Konferenzen;

2.2 EWEA-Ziele für die Windenergie in Europa

Die EWEA hat bereits vor 10 Jahren, 1991, ein Ziel von 4.000 MW installierter Windkraftleistung in der EU formuliert. Zu dieser Zeit waren lediglich 500 MW in ganz Europa installiert. Nach der rasanten Entwicklung der Windenergie Mitte der 90er Jahre, nicht zuletzt und vor allem in Deutschland, wurde das EWEA-Ziel für 2000 im Jahr 1997 auf 8.000 MW hochgeschraubt. Für 2010 betrug die Prognose 40.000 MW.

Dieser Zielwert wurde von der EU-Kommission in ihrem Ende 1997 veröffentlichten Weissbuch über erneuerbare Energien übernommen.[2]

Tatsächlich waren aber Ende 2000 bereits 13.000 MW in Europa installiert. Deshalb wurde das 2010-Ziel auf einer Special Topic Conference der EWEA Ende September 2000 in Kassel auf 60.000 MW erhöht, wovon mindestens 5.000 MW offshore installiert sein sollen.[3] Im Jahr 2020 könnten es dann bereits insgesamt 150.000 MW sein, wobei bereits ein Drittel (50.000 MW) aus offshore Anlagen stammen könnte. Besonders ehrgeizig sind sie nicht, weil im Schnitt pro Jahr lediglich 4-5000 MW zugebaut werden müssten, die Zubaurate des Jahres 2000.

Ob diese Ziele tatsächlich realisiert werden können, hängt entscheidend von den künftigen politischen Rahmenbedingungen ab, auf EU-Ebene wie in den Mitgliedstaaten. Insbesondere die Offshore Technologie benötigt wegen der besonderen Herausforderungen auf See und den vielen Unbekannten dieser neuen Technologie spezifische Anreize und Förderinstrumente.

2.3 Windenergienutzung in der EU

Mehr als 99 % der gesamten installierten Windkraftleistung in Europa stehen derzeit an Land. Ob und wie schnell sich dieses Verhältnis ändert, hängt nicht zuletzt davon ab, ob es den Regierungen in den nächsten Jahren gelingt Anreize zu schaffen, um von den heute existierenden vereinzelt Demonstrationsprojekten in die breite kommerzielle Nutzung von Offshore Windenergie einzusteigen.

Bei der Analyse der bereits realisierten bzw. geplanten Offshore Projekte im benachbarten Ausland fällt auf, dass im Unterschied zu Deutschland bereits mehrere Demonstrationsvorhaben realisiert worden sind, so z.B. in Dänemark, Schweden, den Niederlanden und in Großbritannien. In all diesen Ländern sind größere Offshore-Demonstrationsprojekte bis 150 MW mit heute verfügbarer Anlagentechnik von 1,5-2.5 MW in der konkreten Umsetzungs- bzw. Planungsphase und werden in den kommenden 1-3 Jahren errichtet. Selbst in Belgien dürften innerhalb der nächsten drei Jahre bereits ein bis zwei 100 MW Offshore Projekte realisiert sein. In Großbritannien hat der Crown Estate im Frühjahr 2001 die ersten Teilerrichtungsgenehmigungen für 18 Offshore Projekte mit je maximal 30 Anlagen innerhalb der 12 Seemeilenzone erteilt.

3. Offshore Potenziale in Europa

3.1 Technische Potenziale

Das natürliche Potenzial für die Nutzung der Windenergie Offshore in den küstennahen Gewässern (maximal 40 km Entfernung von Land und max. 30 m Wassertiefe) der EU-Mitgliedstaaten ist in vielen Fällen höher als deren Jahresstromverbrauch (siehe Tabelle 1).[4]

| Land | Max. Offshore Potential (TWh/a) | Jährl. Stromverbrauch (TWh/a) | Relativer Anteil am Gesamtstromverbrauch (%) |
|----------------|---------------------------------|-------------------------------|--|
| Großbritannien | 986 | 321 | 307 |
| Belgien | 24 | 63,2 | 38 |
| Niederlande | 136 | 75,5 | 180 |
| Deutschland | 237 | 431,5 | 55 |
| Dänemark | 550 | 32,22 | 1708 |

Tab. 1: Offshore Potentiale in Europa

Die Werte in Tabelle 1 ergeben sich nach Ausschluss bestimmter anderer Nutzungsarten, wie z.B. Verkehrszonen, Gebiete mit einer Meeresbodenneigung > 5°, und Naturschutzgebiete (Nationalpark Wattenmeer). Weiterhin wurden 2 km Mindestabstand zu Pipelines und Kabel angesetzt. Ausschlussflächen mit einem Durchmesser wurden ebenso berücksichtigt wie die über 400 Ölplattformen in der Nordsee.

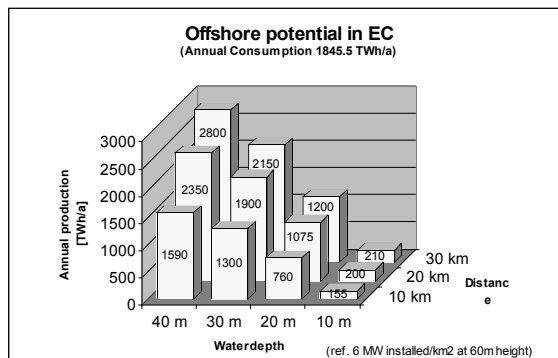


Abb. 1: Offshore Potentiale in Europa in Abhängigkeit von Wassertiefe und Küstenentfernung [4]

Trotz der o.g. Einschränkungen sollten die absoluten Zahlenwerte mit Vorsicht interpretiert werden, weil möglicherweise nicht sämtliche Einschränkungen zum damaligen Zeitpunkt bekannt waren oder sich seitdem verändert haben. In jedem Fall weist die Studie eine klare Tendenz auf über das enorme Potential der Offshore Windenergie in Europa, insbesondere in Nord- und Ostsee.

3.2. Beitrag zur Verringerung der CO₂-Emissionen

Aufgrund der enormen Potenziale kann die Windenergienutzung auf See- zusätzlich zur Nutzung an Land - einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der CO₂-Reduktionsziele der Europäischen Union leisten. Bei Realisierung des unter 2.2 genannten EWEA-Szenarios von 60.000 MW bis 2010 könnten bereits 3,2 % (107 Mio. t CO₂) der gesamten CO₂-Emissionen (3.296 Mio. t CO₂) durch die Windenergie einge-

spart werden, wovon die Offshore Wind-kraftnutzung einen Beitrag von knapp 10 Prozent leisten könnte.

Bis 2020 (150.000 MW) würde der Anteil der Windenergie auf 7.8 Prozent steigen, wovon bereits ein Drittel Offshore sein könnte. Der Beitrag der Windenergie zur Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen ist noch deutlich höher, 2010 sind es nach dem neuen EWEA-Szenario aus 2000 knapp 9 Prozent, und 2020 knapp 20 Prozent.[5]

4. Herausforderungen für die Zukunft und EWEA-Empfehlungen für eine Offshore-Strategie in der EU

Zur Realisierung der enormen Offshore Potenziale in Europa sind jedoch noch viele technische, ökonomische und politische Fragen zu lösen. Dazu zählen u.a.:

- Entwicklung zuverlässiger Offshore Windkraftanlagen im Multi-Megawatt-Bereich;
- Entwicklung optimaler Offshore-Systemkonzepte, inkl. Transport, Gründungstechniken, Errichtung sowie Betriebs- und Wartungskonzepte;
- Rechtzeitige Planung und Aufbau einer EU-weit abgestimmten Netzinfrastruktur zur optimalen und möglichst effizienten Stromableitung, z.B. im Rahmen der TEN (Transeuropäische Netze);
- Langfristige Integration der externen Kosten (u.a. CO₂-Vermeidungskosten) als wesentlicher Bestandteil einer Mindestvergütung für Onshore und Offshore-Windstrom;
- Kurzfristige Einführung geeigneter gesetzlicher Rahmenbedingungen und Förderprogramme für Offshore Windenergie in Europa.

Neben diesen Herausforderungen gilt es politische Entscheidungen zu treffen in Bezug auf Akzeptanzfragen und konkurrierend Nutzungen, d.h. Abwägung mit

- Natur- und Landschaftsschutzinteressen,
- konkurrierenden Nutzungen wie Schiffsverkehr, Fischerei, Militär etc, und
- den Bedenken der Bevölkerung und der Tourismus-Industrie um ihnen ausreichend - aber nicht ausschließlich - Rechnung zu tragen;

ohne dabei die Offshore-Windenergienutzung zu verunmöglichen.

So ist z.B. der Sichtbarkeitsaspekt von Offshore Windparks bei gründlicher Planung und frühzeitiger Information und Beteiligung der Bevölkerung vor Ort kein Hindernis für die Errichtung, wie Erfahrungen aus dem Ausland eindrucksvoll belegen.

In Schweden wurde im Herbst 2000 der Utgrunden Offshore Windpark mit sieben 1.5 MW Anlagen im südlichen Kalmarsund errichtet, 12 km vor dem Festland und 8 km vor der touristisch beliebten Insel Öland. Der Windpark stellt seit seiner Inbetriebnahme eine neue Touristenattraktion dar, mit Ausflugs- und

Shuttleverkehr für Touristen an den Wochenenden.

In Dänemark wurde im Frühjahr 2001 nur 3 km vor dem Stadtzentrum Kopenhagens ein Windpark mit 20 2 MW Anlagen in Betrieb genommen, der nur wenige Monate nach seiner Einweihung zu einem Wahrzeichen für eine nachhaltige Energieversorgung der Stadt und des Landes geworden ist. Auch hier stellt die deutliche Sichtbarkeit kein Problem dar

Es bleibt festzuhalten, dass die o.g. Herausforderungen nicht allein von der Windenergiebranche - in Zusammenarbeit mit der maritimen Dienstleistungsindustrie - gelöst werden können, sondern sie bedürfen der politischen Unterstützung und Förderung, ähnlich wie die Windenergienutzung an Land Ende der 80er bis Mitte der 90er Jahre. Insbesondere die Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben muss sowohl auf EU-Ebene wie auch in den Mitgliedstaaten deutlich intensiviert werden, will Europa diese Chance für eine nachhaltige Windenergienutzung auf See nicht ungenutzt verstreichen lassen.

6. Schlussfolgerungen

Die Offshore Windenergienutzung bietet enorme

- energiewirtschaftliche Potenziale: Verringerung der Importabhängigkeit fossiler Energieträger und Erhöhung der Versorgungssicherheit),
- umweltpolitische Potenziale: Klimaschutz (CO₂-Reduktion), sowie
- industrie- und beschäftigungspolitische Potenziale, insbesondere für viele strukturschwachen Küstenregionen.

Diese Chancen können nur durch eine vorausschauende Politik genutzt werden. Die Herausforderung der nächsten Jahre besteht vor allem darin, die Nutzung der Windenergie auf See in größeren Windparks, weiter entfernt von der Küste und mit der nächsten Generation der Multi-Megawatt-Windkraftanlagen möglichst konfliktfrei zu realisieren.

Folgende Schritte und Ziele müssen erreicht werden, wenn die Offshore Potenziale in großem Maßstab erschlossen werden sollen:

- Sicherung der Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windenergienutzung durch entsprechende technische WEA-Entwicklungsstrategien.
- Erlangen der Marktreife der Offshore-WEA-Technologie zur Erschließung küstenferner Standorte ausgehend vom heutigen Stand der Technik.
- Entwicklung der notwendigen Infrastrukturen zur Energieableitung und Netzanbindung, zur Fundamentierung, zur Montage sowie zu einer leistungsfähigen Offshore-Windenergie-Industrie.
- Ausgleich der bestehenden Nutzungskonflikte in den in Frage kommenden Seegebieten (Schifffahrt, Fischerei etc.).

- Berücksichtigung der Naturschutzinteressen.

Es wird in den nächsten Jahren entscheidend darauf ankommen, ob die Politik in Brüssel und in den Mitgliedstaaten in der Lage ist, Rahmenbedingungen zu schaffen, die den schnellen Einstieg in die Offshore Nutzung erlauben. Dazu zählen u.a.

- Konzepte für ökonomische Investitionsanreize,
- eine massive Förderung von F&E-Aktivitäten zur Entwicklung und Optimierung ausgereifter Multit-MW-Anlagen,
- sowie ein klares politisches Bekenntnis zu dieser Technologie und die Konzipierung einer Langfriststrategie für die Offshore Nutzung auf EU-Ebene wie in den Mitgliedstaaten.

Darüber hinaus sollte eine Langfriststrategie zur Integration von Offshore in das Europäische Verbundnetz entwickelt werden, z.B. als Teil der Transeuropäischen Netze (TEN). Nur dann wird es gelingen, die enormen Windenergiepotenziale vor den Küsten Europas auch tatsächlich zu nutzen, im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung und als entscheidender Beitrag zum Klimaschutz.

7. Literatur

- [1] Fichtner Development. Von Onshore zu Offshore - Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland. Gutachten i.A. des VDMA, Fachverband Kraftmaschinen. Stuttgart 2001.
- [2] Europäische Kommission. Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger - Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. KOM(97)599 endg.
- [3] Zervos, A. European Targets. Time to be More Ambitious? In: Wind Directions. September 2000.
- [4] Mathies, H.G. et. al.: Study on Offshore-Wind Energy in the EC: Final Report of Joul I contract JOUR-0072. Verlag natürliche Energien, Brekendorf 1995.
- [5] EWEA. Developing Wind Energy to meet the CO₂-Reduction Targets. Brüssel 2000. (unveröffentlichter Teil einer Studie i.A. der EU-Kommission), Altener Contract No. XVII/4.1030/Z/98-395.