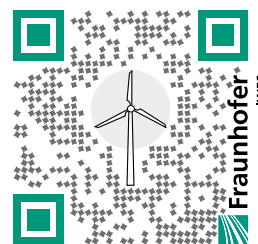


# WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012



**Herausgeber:**

Dr. Kurt Rohrig  
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb  
Königstor 59  
34119 Kassel  
E-Mail: windmonitor@iwes.fraunhofer.de  
www.iwes.fraunhofer.de

**Redaktion:**

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,  
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,  
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark  
Beratung Dr. Jutta Witte (Journalistenbüro Surpress)

Foto Titelseite: © Siemens Pressebild

Druck und Weiterverarbeitung:  
Strube Druck & Medien oHG, Felsberg

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek  
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der  
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im  
Internet über <http://dnb.de> abrufbar.  
ISBN 978-3-8396-0536-3

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2013  
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB  
Postfach 800469, 70504 Stuttgart  
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart  
Telefon 0711 970-2500  
Telefax 0711 970-2508  
E-Mail [verlag@fraunhofer.de](mailto:verlag@fraunhofer.de)  
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.  
Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Fraunhofer-Institut  
für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)  
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb

# WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,  
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,  
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark

Fraunhofer Verlag



# NEUE ANSÄTZE IN DER ROTORENTWICKLUNG

Dr. Arno van Wingerde

## Einleitung

Windenergieanlagen werden immer größer, sowohl an Land als auch auf See. Viele Menschen, und besonders Ingenieure, neigen zu der Annahme, dass in der Windbranche das Motto "je größer desto besser" gilt. Diese Annahme kann eine unbewusste Motivation für das rasante Wachstum der Windbranche sein. Der Wunsch nach einem herausragenden Produkt gemäß dem Motto "wir haben die Größte, darum sind wir die Besten" könnte die Entwicklung zu immer größeren Windenergieanlagen vorangetrieben haben. Ein Hersteller, der keine 5-MW Anlage in seiner Produktpalette aufweisen kann, muss damit rechnen, dass seine Leistungsfähigkeit angezweifelt wird und er sich dafür rechtfertigen muss. Es hat bisher mehrere Ansätze zur Optimierung von Windenergieanlagen aus einer rein wirtschaftlichen Sichtweise gegeben. Daraus werden hier einige Aspekte mit besonderem Schwerpunkt auf die Rotorblätter dargestellt.

## Kommt es wirklich auf die Größe an? Größere Rotorblätter bei gleicher Leistung

Ein relativ neuer Trend bei Windenergieanlagen ist es, größere Rotorblätter bei gleichbleibender Nennleistung einzusetzen. Das scheint auf den ersten Blick kontraproduktiv: Wieso sollten die Rotorblätter verlängert werden, wenn damit nicht mehr Leistung erzielt werden kann? Das Ziel bei einer solchen Anlagengestaltung ist es, die Nennleistung schon bei kleineren Windgeschwindigkeiten zu erreichen und auf diese Weise den Ertrag der Anlage zu erhöhen. Da die Blätter bei höheren Windgeschwindigkeiten pitch-geregelt werden, erhöhen sich die mechanischen Lasten auf die Blätter und den Rest der Anlage kaum. Die Kosten der restlichen WEA bleiben unverändert. Höhere Windgeschwindigkeiten können allerdings nicht voll genutzt werden. Diese haben jedoch nur einen geringen Anteil an der jährlichen Stromproduktion.

Wenn die Windenergie jedoch einen großen Anteil an der Stromproduktion ausmacht, wie es in Dänemark und Norddeutschland bereits der Fall ist, sinken die Spot-Markt-Preise für Strom und reduzieren den Gewinn für jede kWh, die zu diesen Zeiten erzeugt wird. Demnach lohnt es sich offenbar, den Leistungsbereich einer Anlage zu vergrößern. Es ist spannend



Abbildung 1: Current floater design, Graph: Olav Olsen, Quelle: HiPRWind

und ernüchternd zugleich, dass die gesamte Branche so lange gebraucht hat, um diesen Zusammenhang zu erkennen und weiter blind Anlagen mit immer höheren Leistungen gebaut hat. Auch auf dem Rotorblattprüfstand beim Fraunhofer IWES wird deutlich, dass neue Blätter tendenziell bei geringeren Lasten geprüft werden, als man anhand einer Fortschreibung der Lastannahmen früherer Modelle erwarten würde.

### **Das Square-Cube-Law – Ein starkes Argument gegen größere Anlagen**

Ein wichtiges Problem bei diesem Thema ist das sogenannte Square-Cube-Law. Die Leistung steigt mit dem Quadrat der Rotorblattlänge. Das ist leicht verständlich, wenn man sich verdeutlicht, dass die überstrichene Rotorkreisfläche, aus der die WEA die Energie entnehmen kann, proportional zum Quadrat der Blattlänge ist. Das Rotorblatt dagegen wächst in drei Dimensionen, nämlich in Länge, Breite und Höhe. Die Masse und Kosten steigen mit der dritten Potenz der Blattlänge. Doch obwohl die Hersteller versuchen, diesen Effekt entgegenzuwirken, indem sie die Blattkonstruktion und Fertigungsqualität verbessern, steigen bei größeren Blättern die Kosten schneller als der Energieertrag.

Viel schlimmer ist aber die Tatsache, dass das Material seine Grenzen erreicht. Spannt man einen Zylinder mit einem Durchmesser von einem Meter aus glasfaserverstärktem Epoxid-Kunststoff mit einer Dichte von  $2300 \text{ kg/m}^3$  und einer maximalen Druckfestigkeit von  $800 \text{ N/mm}^2$  ein und belastet ihn mit seinem Eigengewicht, so kann man über das Biegemoment an der Einspannung berechnen, dass ein solcher Balken bei einer Länge von etwa 90 m Länge bricht.

Das ist nicht weit von der Länge aktueller Rotorblätter entfernt. Derzeit wird beim Fraunhofer IWES ein Blatt mit 83,5 m Länge getestet. Natürlich ist ein Blatt kein Zylinder, sondern breiter, hohl und kann auch aus bedeutend leichteren und etwas festeren, kohlefaserverstärkten Kunststoffen gebaut werden. Dennoch wird die Belastung durch das Eigengewicht des Blattes schnell einer der wichtigsten Lastfälle. Diesem Lastfall kann man mit dem Einsatz von mehr Material allerdings nicht mehr begegnen. Stattdessen müssen neben einer verbesserten

Konstruktion und Fertigungsprozessen hochwertigere und entsprechend deutlich teurere Materialien eingesetzt und die Materialeigenschaften voll ausgenutzt werden.

### **Die Lehren aus dem „UpWind“-Projekt**

Bis hierhin wurden einige Argumente gegen größere WEA angeführt. Ähnliche Gründe können für andere Teile der Anlage angeführt werden, bei denen die Kosten mit mehr als der zweiten Potenz des Rotordurchmessers wachsen und damit im Endeffekt die Stromgestehungskosten für größere Turbinen steigen lassen.

Im UpWind-Projekt wurden die Probleme und Lösungen hinsichtlich des Upscaling betrachtet. Das Ziel war es, eine 5 MW Anlage auf 20 MW zu skalieren, die Stromgestehungskosten zu bewerten und die auftretenden Probleme zu lösen. Das hat gezeigt, dass eine 20 MW Anlage technisch möglich wäre, geringere Stromgestehungskosten jedoch nicht zu erwarten sind.

Auch wenn die Turbine selbst teurer wird und die Stromgestehungskosten steigen, muss berücksichtigt werden, dass die Turbine selbst nur etwa 20-50 % der Gesamtkosten bei Offshore-Windenergieanlagen ausmacht. Die große Spanne entsteht durch die unterschiedlichen lokalen Bedingungen, wie der Windgeschwindigkeit, der Wassertiefe, den Wellenbedingungen und der Küstenentfernung. Auf jeden Fall steigen die Kosten für Tragstrukturen, Installation und Netzanbindung deutlich geringer als mit dem Quadrat des Rotordurchmessers. Das ist die wesentliche Ursache für das Größenwachstum bei Offshore-Windenergieanlagen.

### **Offshore, Onshore oder Binnenland? Schwimmende WEA: Das HiPRWind-Projekt**

Für flache Standorte haben sich Monopile-Gründungsstrukturen wegen ihrer geringen Kosten als Tragstruktur der Wahl durchgesetzt. Für etwas größere Wassertiefen, wie sie häufig in der Nordsee vorkommen, werden Jacket- oder Tripod-Fundamente bevorzugt. Auf jeden Fall wird es mit der Tiefe auch teurer. Ab Wassertiefen von 50-80 m, also tiefer als die jetzigen Offshore-Windparks könnte sich eine schwimmende Tragstruktur als konkurrenzfähige Alternative zu festen Tragstrukturen herausstellen.

Ein Prototyp für eine solche Tragstruktur wird im Zuge des 7. Rahmenprogramms der Europäischen Union im Projekt HiPRWind erforscht und soll vor der spanischen Küste bei Bilbao erprobt werden. Das Fraunhofer IWES koordiniert das Projekt. Schwimmende Tragstrukturen werden zwar als vergleichsweise teuer eingeschätzt, dafür sind sie aber einfacher auf größere Anlagen anpassbar. Das macht sie für den Einsatz mit großen WEA in großen Wassertiefen geeignet. Auch die Logistik, sowohl bei Installation als auch Instandhaltung, wird durch schwimmende Tragstrukturen vereinfacht. Dieser Aspekt ist mit Blick auf das 40 GW-Ziel installierter Offshore-Leistung (entsprechend 4 % des europäischen Stromverbrauchs) der EWEA bis zum Jahr 2020 wichtig.

### Windenergie im Binnenland – A tale of two cities

Neben all den Erwartungen bezüglich Offshore-Windenergieanlagen wird schnell vergessen, dass onshore die weitaus größere Windleistung installiert ist. In Anbetracht der großen Preisunterschiede zwischen Offshore- und Onshore-Windenergie ist dieser Trend eher eine politische als eine technische/ökonomische Entscheidung – wobei die Politik dafür bekannt ist, sich mit der Zeit zu verändern...

Es stimmt zwar, dass die Windbedingungen offshore vorteilhafter sind als onshore und es ist ebenfalls richtig, dass sich dieser Vorteil zusätzlich mit steigender Küstenentfernung verstärkt, aber andererseits erreicht man nur durch eine gleichmäßige geografische Verteilung über eine große Fläche eine Glättung der Netzeinspeisung. Aufgrund der Distanz von über 600 km, flaut der Wind üblicherweise nicht zum selben Zeitpunkt in Hamburg und München ab. Außerdem wird eine geringere Transportkapazität benötigt, wenn Bayern seinen Windstrom selbst erzeugt.

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe beträgt bei Hamburg 5 m/s (direkt an der Küste 6 m/s), während sie in München bei nur 4 m/s liegt. Auch wenn diese Differenz nicht groß scheint, so steigt die Windleistungsdichte einer betrachteten Fläche in der dritten Potenz mit der Windgeschwindigkeit. Damit verzeichnet Hamburg eine doppelt so

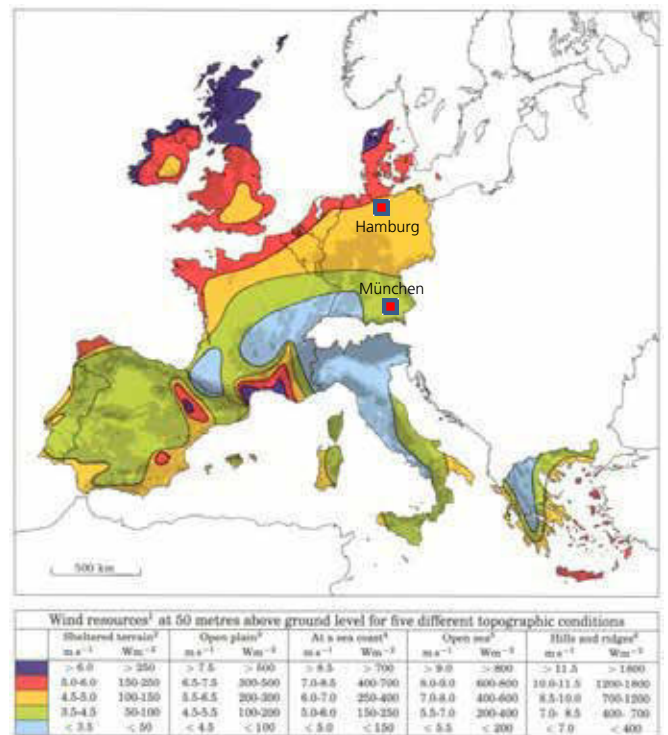


Abbildung 2: Europäischer Windatlas, Quelle (Troen/Petersen 1989)

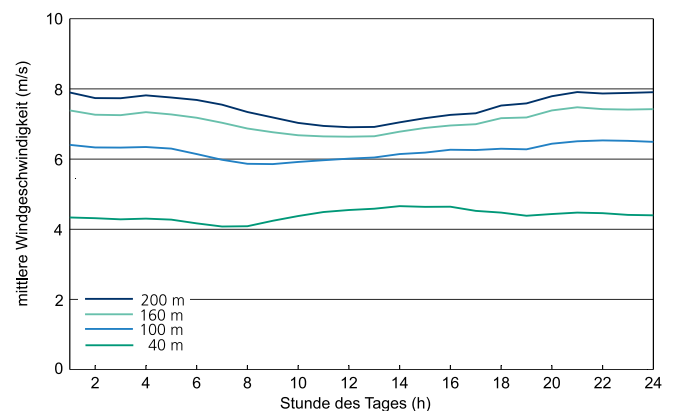


Abbildung 3: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten in Kassel 2012 auf verschiedenen Höhen, Quelle: Fraunhofer IWES

hohe Windleistung wie München, während die Küstenregion nochmals höhere Werte aufweist. Werden jedoch die Stromgestehungskosten betrachtet, so sind diese onshore nur halb so hoch wie offshore. Bei einer Erzeugung offshore kommen zudem noch höhere Transportkosten für die Versorgung des Südens Deutschlands hinzu. Im Hinblick darauf ist es offensichtlich, dass diese Mehrkosten noch einen großen Spielraum bieten, um die Rotordurchmesser weiter zu vergrößern. Damit reduziert sich das Problem letztendlich auf eine politische Fragestellung: Wer will die Anlagen vor seiner Haustür?

#### Windenergie im Binnenland: Nicht genug Wind?

Die Windgeschwindigkeit im Inland ist gewöhnlich niedriger als an der Küste und da die Energie in der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, kann schnell die Schlussfolgerung getroffen werden, dass Windenergieanlagen nur in Gegenden mit hohen Windgeschwindigkeiten wirtschaftlich sein können. Dennoch muss dies nicht immer der Fall sein. In Kassel, ungefähr in der Mitte zwischen München und Hamburg, betreibt das Fraunhofer IWES einen 200-Meter-Windmessmast (siehe Abbildung Seite 108). Dessen Messergebnisse in verschiedenen Höhen werden in Abbildung 3 gemittelt für das Jahr 2012 gezeigt.

Interessant ist, dass der Wind mit steigender Höhe während der Nacht höher ist als am Tag. Noch wichtiger ist die enorme Steigerung der Windgeschwindigkeit zwischen 40 m und 200 m Höhe. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit wird dabei fast verdoppelt. Auch wenn dies nur eine Punktmessung ist und der Einfluss der Höhe auf die durchschnittliche Windgeschwindigkeit von der Lage und der lokalen Geografie abhängt, so zeigt der Verlauf, dass an den meisten Orten eine niedrigere Windgeschwindigkeit durch einen höheren Turm und einen größeren Rotordurchmesser kompensiert werden kann. Die zusätzlichen Kosten dieser Maßnahmen sollten gegenüber den Transportkosten, den zusätzlichen Kosten für Offshore-Turbinen und den oben erwähnten politischen Randbedingungen abgewogen werden.

#### Umfassende Rotorblatt-Tests

Zusammen mit Anstrengungen für eine verbesserte Fertigung, wurde auch der Zertifizierungsprozess durch die Einführung von obligatorischen Ermüdungstests nach dem neuen IEC Standard 61400-23 von Rotorblättern optimiert. Dennoch wird die weltweite Kapazität für Tests noch nicht dem Bedarf gerecht. Um Energie und Hydraulikölpumpenkapazität zu sparen, werden die Rotorblätter heute fast immer in oder nahe ihrer Eigenfrequenz getestet, die bei großen Blättern teilweise lediglich 0,4 Hz beträgt. Außerdem nähert sich die Ermüdungsbelastung immer weiter der statischen Belastung an und die Hersteller sind gezwungen, die Anzahl an Belastungszyklen von ein bis zwei auf fünf Millionen Zyklen zu erhöhen. Fünf Millionen Zyklen dauern bei 0,4 Hz 144 Tage. Dies wird aber nur erreicht, wenn kontinuierlich 24 Stunden am Tag an sieben Tagen der Woche, ohne Inspektionen und andere Unterbrechungen getestet wird. In der Praxis dauert dieser Ermüdungstest in nur eine Richtung ein halbes Jahr. Seitdem Rotorblätter grundsätzlich zunächst in vier Richtungen statisch getestet werden, daraufhin in zwei Richtungen auf Ermüdung und danach wieder in zwei Richtungen statisch getestet werden, kann die Dauer eines Tests ein ganzes Jahr erreichen und beansprucht eine sehr große Testanlage. Zudem verzögert sich die Markteinführung.

#### Tests von Teilkomponenten

Die Entwicklung von Rotorblättern unterscheidet sich von fast allen anderen Branchen in der Form, dass meist nur Materialproben getestet werden, um Materialdaten zu ermitteln und danach ein Gesamttest in Originalgröße durchgeführt wird um die gesamte Konstruktion zu prüfen. Die Tests von Teilkomponenten sind dort meist auf Nabenverbindungen begrenzt. Ein effektiver Entwicklungszyklus kann kaum durch strukturelle Tests und kleinen Änderungen unterstützt werden, sondern erfordert grundsätzlich wiederum einen neuen Gesamttest. Eine sehr unbefriedigende Situation. Die Großversuche sollten unbedingt durch Teilkomponententests ergänzt oder teilweise sogar ersetzt werden, um strukturellen Details, Herstellungsprozess, Materialveränderungen, o.ä. gerecht zu werden. Forschungsorganisationen und Zertifizierungsstellen sollten hier zusammen an einer Einführung von Teilkomponententests arbeiten.



### Schäden am Rotorblatt während des Testverfahrens

Während der Tests erleidet ein großer Anteil der Rotorblätter kleinere bis größere Schäden. Teilweise wird dies durch die Tatsache verursacht, dass die Testbelastung die Auslegungsbelastung um einen Belastungsfaktor von 35 % (für Ermüdung nach IEC 61400-23) für die kritischen Gebiete eines Rotorblatts übersteigen muss. Jedoch gleicht die Kurve der Biegemomenteinleitung nicht der geforderten Biegemomentkurve, so dass einige Teile des Rotorblattes um 15 bis 20% höher belastet werden als im Test vorgesehen und die Auslegungsbelastung damit um ca. 50% überschritten wird.

Ein weiterer Hauptfaktor ist die Fertigungsqualität. Basierend auf der Erfahrung von Testabläufen am Fraunhofer IWES und weiteren Erfahrungen des Autors, kann abgeschätzt werden, dass die meisten während eines Tests auftretenden Rotorblattschäden auf Herstellungsfehler zurückzuführen sind. Diese Fehler treten trotz verstärkter Aufmerksamkeit durch den Hersteller während der Prototypenfertigung auf. Etwa eins von drei bis vier Rotorblättern benötigt Reparaturen während des Testverfahrens und fast jedes Blatt weist kleine Fertigungsfehler auf. Dies ist nicht überraschend, wenn man den manuellen Fertigungsprozess betrachtet.

### Herausforderungen für die Industrie

Das Wachstum der Branche, sowohl bei der Anlagengröße, als auch bei der installierten Leistung ist beispielsweise. Andere Industriezweige, wie z.B. die Luft- und Raumfahrt, scheinen im Vergleich dazu fast rückständig. Der Original-Entwurf der Boeing 747 liegt zum Beispiel bereits 50 Jahre zurück.

Allerdings fordert das rapide Wachstum seinen Preis: Zu viele bestehende Windturbinenhersteller und -entwickler sind noch in kleinen Betrieben mit relativ geringen Ressourcen für Entwicklung und grundsätzlich niedrigen Qualitätsstandards in der Produktion verwurzelt.

Teilweise ist dies auf den großen Preisdruck durch die chinesische Konkurrenz zurückzuführen. Teilweise herrscht bei den Herstellern aber auch eine Mentalität wie in einer Hinterhofwerkstatt:



Abbildung 4: Statische Prüfung des AREVA 55.6 m Blatts auf dem Rotorblattprüfstand des Fraunhofer IWES, Quelle: Fraunhofer IWES

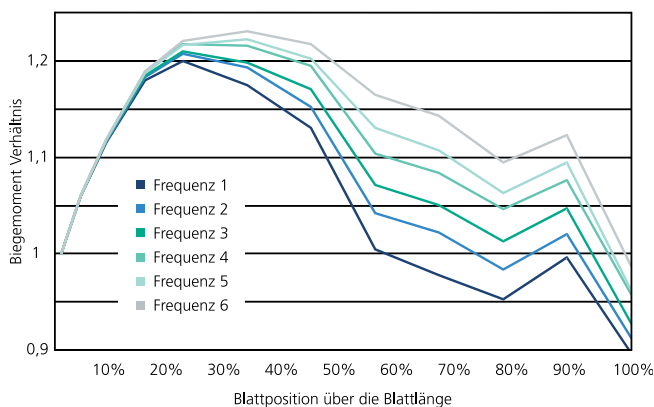


Abbildung 5: Verhältnis zwischen „soll“ und „ist“ Biegemomentverteilung über das Blatt in Abhängigkeit der Prüffrequenz, Quelle: Fraunhofer IWES

Produziere die Rotorblätter, verkaufe sie mit zwei Jahren Garantie und hoffe, dass während dessen nicht bei zu vielen Blättern Probleme auftreten. Wenn die Rotorblätter zu viele Probleme verursachen, dann repariere sie oder tausche sie aus.

Jedes Rotorblatt ist manuell gefertigt und damit gewissermaßen einmalig. Der Vergleich mit der Automobilindustrie zu Zeiten von Henry Ford liegt da leider näher als man es sich wünschen würde...

Doch diese Praxis wird von verschiedenen Richtungen in Bedrängnis gebracht:

- Die Kunden werden größer und erwarten eine wirtschaftliche Rentabilität: sie sind nicht mehr bereit eine nur zweijährige Garantie zu akzeptieren.
- Die Reparatur oder der Austausch von Rotorblättern (oder anderen Komponenten) ist offshore sehr teuer – allein ein Schiff kann 200 000 € pro Tag kosten.
- Bei großen Blättern müssen die Sicherheitsfaktoren reduziert werden, damit das Eigengewicht getragen werden kann. Dies lässt weniger Platz für Fehler.

Dadurch sind die Hersteller gezwungen Qualitätsstandards ernster zu nehmen, wenn sie ihre Position am Markt halten wollen. Dieser Zwang wird vom Drang hin zu einer wirtschaftlicheren, automatisierten Produktion unterstützt, wie sie z.B. in dem vom Fraunhofer IWES koordinierten BMU Projekt BladeMaker entwickelt wird. Es ist zu erwarten, dass einige Hersteller eines Tages eine vollständig effiziente und automatisierte Produktion vorweisen können. Der Vorteil im Wettbewerb wird Konkurrenten zum Nachziehen zwingen oder sie vom Markt verdrängen.

### A-less-traveled road: Kleine Windturbinen

Das Hauptproblem bei der Anwendung von kleinen Windturbinen liegt im Gegensatz zu Solaranlagen, in der Nutzung von kleinen Anlagen in privaten Haushalten. Es ist relativ einfach PV-Module auf ein Hausdach zu montieren und mit ihnen elektrischen Strom zu erzeugen. Im Gegensatz dazu ist es viel schwerer eine kleine Windturbine im Garten zu montieren, da schon die grundlegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen dafür fehlen.

Weiterhin lässt die Qualität und Energieeffizienz von kleinen Windturbinen zu wünschen übrig. Viele Turbinen erreichen nicht ihre angegebene Leistung oder haben Nennwindgeschwindigkeiten von 15 m/s, die in den meisten Regionen eher selten auftreten. Den meisten Herstellern mangelt es zudem an Ressourcen für die Weiterentwicklung. Die Regeln zum Testen und das Aufstellen von kleinen Windturbinen sind bisher unzureichend. Gerade in Deutschland, wo die Vorschriften je nach Bundesland variieren sind die Bestimmungen oft identisch mit denen für große WEA. Das führt zu aufwendigen und teuren Genehmigungsverfahren. Bis heute hat dies die Einführung und vielleicht auch die Akzeptanz von Windenergie gehemmt und sollte sowohl von Forschungseinrichtungen als auch von den Landesregierungen angegangen werden. Denn nur so kann dieses sehr große Potenzial genutzt werden.

### Unkonventionelle Konzepte

Gibt es denn niemanden, der lieber vollkommen neue Konzepte ausprobiert, als dass er ein 60 Jahre altes Konzept übernimmt und es einfach ein bisschen größer macht? In einem Verbund zwischen Fraunhofer IWES, ForWind und DLR wird zum Beispiel das Konzept der Smartblades näher untersucht. Es existiert eine Vielzahl an alternativen Konzepten von anerkannten Alternativen, wie Turbinen mit Vertikalachse über zweiblättrige horizontale Turbinen bis hin zu exotischeren Ideen.

Lange bevor die Niederländer die Windmühlen erfanden, hatten die Chinesen den Drachen entwickelt. Verschiedene Forscher untersuchen, ob es möglich ist, mit Hilfe von Drachen Energie zu gewinnen. Dabei wird meist ein Mechanismus verwendet, bei dem der Drachen beim Aufsteigen ein Seil mitzieht, wodurch dieses wiederum einen Generator antreibt (vgl. Abbildung 6). Bei seiner maximalen Höhe angekommen, wird der Drachen wieder eingeholt und der Prozess startet von vorne. Das Unternehmen Skysails, das für seine Antriebssysteme für Schiffe bekannt ist, hat einen Prototyp entwickelt, der 2013 realisiert werden soll. Der große Vorteil dieser Entwicklung ist, dass die enormen Windgeschwindigkeiten in großen Höhen genutzt werden können, ohne dass Kosten für einen Turm anfallen.

Ein weiteres Konzept ist eine, von Saphon Energy entwickelte, rotorblattlose Anlage (vgl. Abbildung 7). Diese maßt sich an, das Betz'sche Gesetz zu brechen. Sie soll die doppelte Leistung pro Fläche generieren, trotz geringerer Baukosten. Durch die Verwendung einer nicht rotierenden Scheibe, die die Schubkraft des Windes nutzt, um Kolben anzutreiben, welche einen hydraulischen Druck aufbauen, der in Elektrizität gewandelt oder gespeichert werden kann. Bisher wurden kleine Prototypen gebaut, die Ergebnisse wurden jedoch bisher nicht veröffentlicht.

Auch wenn die präsentierten Lösungen auf den ersten Blick interessant und unkonventionell sind, sollte man nicht erwarten, dass sich diese Modelle in näherer Zukunft durchsetzen werden. Dennoch ist der Wille dieser Forscher und Entwickler, den Pfad der herkömmlichen Entwicklungen zu verlassen und neue Wege zu gehen, zu loben und wird vielleicht in der Zukunft zusätzliche Windpotentiale erschließen.

### Literatur

J. P. Molly: Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation; DEWI magazine 40

Troen, I. and E.L. Petersen (1989). European Wind Atlas. ISBN 87-550-1482-8. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp.

Dickens, C. A tale of two cities, a story set in Paris and London before and during the French revolution, 1859

Frost, R., Mountain Interval, 1920. The road not taken. Also a book by M. Scott Peck 1978

Fraunhofer IWES, Jahresbericht 2011/2012

Final report, UpWind, "Design limits and solutions for very large wind turbines" – A 20 MW turbine is feasible, March 2011, 6th framework programme. [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/upwind/21895\\_Up-Wind\\_Report\\_low\\_web.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_Up-Wind_Report_low_web.pdf)



Abbildung 6: Kombinierte Lenkdrachensysteme zur Stromerzeugung, Photo: SkySails GmbH



Abbildung 7: Modell einer Kleinwindanlage von Saphon Energy, Photo: Saphon Energy

**Fraunhofer IWES** | Kassel

Königstor 59  
34119 Kassel / Germany  
Tel.: 05 61 72 94-0  
Fax: 05 61 72 94-100

**Fraunhofer IWES** | Bremerhaven

Am Seedeich 45  
27572 Bremerhaven / Germany  
Tel.: 04 71 90 26 29-0  
Fax: 04 71 90 26 29-19

info@iwes.fraunhofer.de  
www.iwes.fraunhofer.de

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

Projekträger:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

ISBN 978-3-8396-0536-3

