

Windenergie – Herausforderungen an die Technologieentwicklung

Allgemeine Situation

Derzeit werden große Anstrengungen unternommen, den erneuerbaren Energien zum Durchbruch zu verhelfen und die gesetzten energiepolitischen Ziele zu erreichen. Hierbei spielt die Windenergie zumindest in den nächsten 20 Jahren eine herausragende Rolle und es werden weltweit die dazu notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen. In Deutschland zum Beispiel betrifft dieses die Integration der Energie in das elektrische Netz, die Erschließung neuer Standorte und die Finanzierung von Offshore-Windparks. Durch solche Maßnahmen entstehen neue Märkte, Hersteller und Zulieferer. Es hat bereits heute ein existentieller Preiskampf eingesetzt. Gerade in dieser Situation müssen sich die Hersteller im weltweiten Wettbewerb behaupten. Interessante Beispiele hierfür sind, das kleinere Offshore-Anlagen mit einfachen Tragstrukturen gegenüber Höchstleistungsanlagen vorteilhaft sein können oder das die Installation eines vollständigen Offshore-Windparks vor der britischen Küste komplett vom europäischen Festland aus vollzogen wird. Die traditionelle Windenergieanlagen-Industrie ist gezwungen, sich den neuen Rahmenbedingungen anzupassen und mit andauernden technischen Innovationen wettbewerbsfähig zu bleiben.

Von besonderer Bedeutung für die Bewertung einer Windenergieanlage (WEA) ist ihre Turmkopfmasse bezogen auf ihren Rotordurchmesser oder ihre Nennleistung. Die schwersten heute auf dem Markt verfügbaren WEA mit mehr als 100 Tonnen/MW sind getriebelose Anlagen mit dem klassischen Konzept der elektrischen Erregung des magnetischen Feldes. Der heute häufigste Typ von Anlagen mit Getriebe ist um 25 % bis 50 % leichter. Hybridanlagen mit einer Getriebestufe und mittlerer Generatorumlauffrequenz wiegen ca. 60 Tonnen/MW. Für die Wettbewerbsfähigkeit neuer WEA wird dann der Preis bezogen auf die Turmkopfmasse betrachtet [1], der für eine Technologie nahezu konstant ist. Die traditionellen europäischen Getriebeanlagen liegen hier vorwie-

gend im Bereich zwischen 15 bis 20 €/kg, weitgehend unabhängig von der Anlagenleistung.

Eine moderne getriebelose Anlage mit einem Permanent-Magnet-Generator und einer Fertigung in Asien liegt dagegen bei 8 €/kg. Neue Anlagenentwicklungen müssen sich an diesen Richtzahlen orientieren.

Ein weiteres hochaktuelles Thema ist eine Reduzierung der mechanischen Beanspruchungen der WEA. Hiermit lassen sich weitere Gewichtseinsparungen erzielen, sowie eine Erhöhung der Lebensdauer und Verfügbarkeit. Technische Ansätze hierzu finden sich besonders in der Entwicklung neuer Rotorblätter und Regelkonzepte. Für Offshore-WEA ergeben sich weitere Einsparungen, wenn aufbauend auf verbesserten Antrieben, Rotoren und Anlagenregelungen auch die Tragstrukturen und Gründungen leichter gebaut werden.

Für alle bisher angesprochenen Entwicklungen sind die auf die WEA einwirkenden äußeren Lasten aus Wind und Meer genau zu kennen ebenso wie ihre Wechselwirkungen mit dem Baugrund und dem elektrischen Netz. Diese Kenntnisse ermöglichen eine Modellierung und Bewertung der gesamten WEA-Dynamik, die wiederum für eine integrierte Betrachtung und Zusammenführung aller angesprochenen Entwicklungen unerlässlich ist. Im Folgenden werden exemplarisch einzelne aktuelle Entwicklungen vorgestellt.

Permanentmagnet-erregte getriebelose und supraleitende Generatoren

In konventionellen Generatoren werden die magnetischen Felder, die mit dem induzierten Strom im Stator das Drehmoment der WEA ergeben, durch hohe Ströme in Kupferspulen im Rotor erzeugt. Damit verbunden ist eine Joulesche Wärme, die wiederum ein Kühlsystem erfordert.

Andreas Reuter
Fraunhofer IWES

andreas.reuter@
iwes.fraunhofer.de

Hans-Gerd Busmann
Fraunhofer IWES

hans-gerd.busmann@
iwes.fraunhofer.de

Seit einigen Jahren setzen einige Anlagenhersteller auf die Entwicklung getriebeloser Antriebsstränge mit Permanentmagnet-Synchrongeneratoren. In diesen Anlagen wird das Magnetfeld durch Hochleistungspermanentmagnete erzeugt. Es lassen sich dabei deutliche Gewichtsvorteile erzielen, da einerseits die Komponenten zur elektrischen Felderregung und andererseits die Getriebe entfallen. Kriterien zur Differenzierung der neuen Anlagen sind zum Beispiel ihre Modularisierung, prospektive Zuverlässigkeit und Wartungsfreundlichkeit. *Abbildung 1* zeigt zwei aktuelle getriebelose Anlagen mit Permanentmagneten. Die Anlage Siemens SWT 3.0 101 mit einer Leistung von 3 MW und einem spezifischen Turmkopfgewicht von ungefähr 45 Tonnen/MW kennzeichnet eine modulare kompakte Bauweise mit einer geringen Zahl an Bauteilkomponenten, wobei der Generator direkt an den Rotor angeschraubt wird. Die Anlage GE 4.0-110 mit einer Leistung von 4 MW und spezifischem Gewicht von ca. 60 Tonnen/MW benutzt ebenfalls ein separates austauschbares Generatormodul, wobei hier zwischen Rotor und Generator eine doppelt gelagerte Antriebswelle zur Anwendung kommt. Dieses Konzept bietet die Vorteile einer weitgehenden Trennung der Rotorlasten von dem Generatormodul und einer leichteren Austauschbarkeit.

Eine weitere derzeit äußerst interessante Entwicklung ist der Einsatz von supraleitenden getriebelosen Generatoren, in denen das Magnetfeld mit Hilfe supraleitender Spulen im Rotor erzeugt wird. Solche Generatoren versprechen, mechanisch ähnlich einfach wie Permanentmagnet-Generatoren zu sein, gleichzeitig aber auch sehr starke magnetische Felder erzeugen zu können. Abschätzungen zeigen insgesamt

Gewichts- und Größenvorteile für Multimegawatt-WEA, wobei die Technologie sich heute im Versuchs- und Prototypenstadium befindet und ihre hohe technische Zuverlässigkeit noch beweisen muss [2]. *Abbildung 2* zeigt einen supraleitenden Generator der Firma Converteam.

Prognosemethoden und Netzintegration

Die zunehmende Nutzung der Windenergie stellt besondere Herausforderungen an die elektrischen Netze. Abweichend von der ursprünglichen Konzeption, die eine zentrale Energieerzeugung und einen verteilten Bedarf vorsah, wird nun dezentral und zeitlich fluktuierend eingespeist. Zusätzlich ist eine Bevorzugung der erneuerbaren Energien vorgesehen. Hieraus ergibt sich ein erheblicher Bedarf an zuverlässigen Prognosemethoden zur Vorhersage der winderzeugten Strommenge, um rechtzeitig die konventionellen Kapazitäten nachfahren zu können. Zusätzlich müssen die Windenergieanlagen in der Lage sein, in schwächere Netze einzuspeisen und stabilisierend auf die Netze einzuwirken. Die hierfür notwendige Wechselrichtertechnologien und Anlagensteuerungen werden zur Zeit ständig weiterentwickelt und verbessert. Die Entwicklung von Gesamtkonzepten unter Einbindung anderer Energieerzeuger und Speicherkapazitäten steht erst am Anfang.

Abbildung 1
Windenergieanlagen mit Permanentmagnet-Synchrongeneratoren der neusten Generation. Links: Anlage der Firma GE Energy (Leistung 4 MW, Generatordurchmesser 6,6 m, spezifische Turmkopfmasse ca. 60 t/MW, Photo courtesy of GE Energy). Rechts: Anlage der Firma Siemens (Leistung 3 MW, Generatordurchmesser 4,2 m, spezifische Turmkopfmasse ca. 45 t/MW, Siemens Pressebild).



Lastenreduzierung mit neuen Rotoren und Anlagenregelungen

Die klassischen Parameter zur Regelung von WEA sind die Drehzahl des Rotors und die synchrone Verstellung des Pitchwinkels aller drei Rotorblätter. In den letzten Jahren ist eine Einzelblattverstellung weitgehend eingeführt worden, die eine aktive Lastenreduktion erlaubt [3]. Zum einen können periodische Anregungen aus einer unsymmetrischen Anströmung des Windes reduziert werden – hierzu gehören eine Kompensation von Nick- und Giermomenten. Dabei werden für jedes Rotorblatt kleine individuelle Versetzungen zum kollektiven Pitchwinkel vorgegeben, die zyklisch mit dem Rotor umlaufen. Zum anderen können entstehende Eigenschwingungen durch eine kontrollierte Erzeugung aerodynamischer Kräfte gedämpft werden. Hierzu gehört eine aktive Turmschwingungsdämpfung, bei der periodische Komponenten in den aerodynamischen Kräften am Rotor entgegengesetzt zur Auslenkungsgeschwindigkeit des Turmkopfes erzeugt werden.

Darüber hinaus ist es bei weiter wachsenden Blattlängen wünschenswert, die einwirkenden Windkräfte über den Radius jedes einzelnen Rotorblattes einstellen zu können. Bei Flugzeugen wird dieses gewöhnlich durch Klappen an den Flügeln realisiert. Ziel gegenwärtiger Forschungsarbeiten, wie sie unter anderem in dem europäischen Projekt Upwind [4] durchgeführt werden, ist ein Abbau oder gezielter Aufbau von Blattlasten individuell zu jedem Zeitpunkt und an jeder Stelle entlang des Rotorblattes. Hierzu werden zum Beispiel neue Sensor- und Regelungsverfahren in Kombination mit piezoelektrisch verstellbaren Hinterkanten entwickelt. Im Betrieb einfacher und mit deutlich weniger Wartungsaufwand verbunden sind Konzepte zur Einstellung der Aerodynamik der Rotorblätter entlang der Längsachse mit Hilfe einer passiven, aeroelastischen Verwindung des Blattes, die durch die Windlasten direkt induziert wird.



Abbildung 2
Prototyp eines
supraleitenden
Synchrongenerators für
getriebelose Windenergie-
anlagen.
Image Courtesy of
Converteam UK.

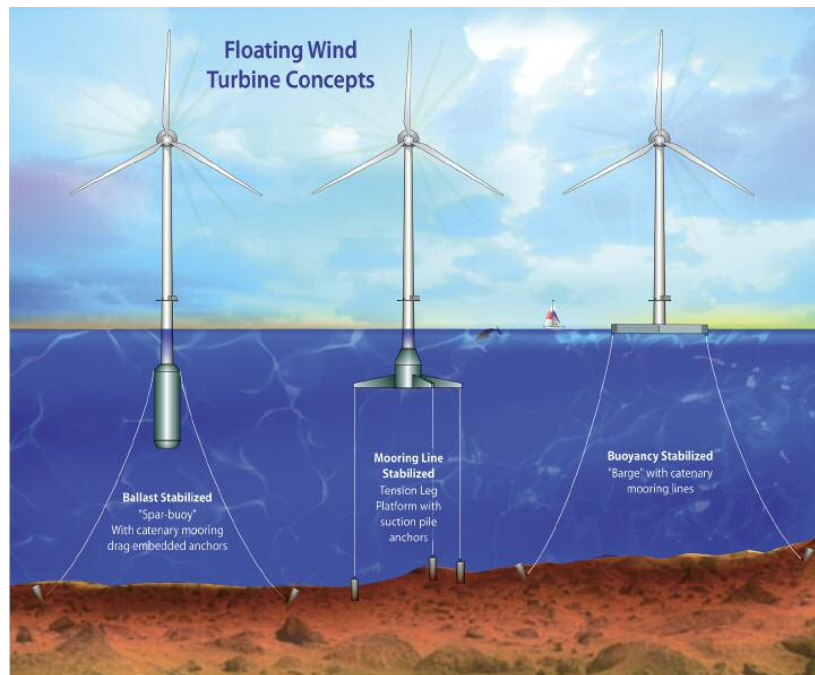
Schwimmende Windenergieanlage für tiefes Wasser

Mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie wird die Erschließung von Standorten, die mit auf dem Meeresgrund fest verankerten Tragstrukturen nicht realisierbar sind, immer interessanter. Hierzu werden zunehmend schwimmende WEA in Betracht gezogen (Abb. 3), wobei es bis heute nur wenige Prototypen gibt und auch nur sehr wenig praktische Erfahrung verfügbar ist. Derzeit läuft ein großes europäisches Forschungsprojekt an, um eine schwimmende Testanlage zu erstellen sowie um vertiefende Analysen und Untersuchungen durchführen zu können.

Lasten-, Beanspruchungs- und Anlagenbewertung

Für Planung, Wirtschaftlichkeit und Risikobewertung von Windparks sind die Umweltbedingungen am geplanten Standort von hoher Bedeutung. Für Offshore-Windparks ist hierzu nur wenig Erfahrung vorhanden. Es sind neue Methoden zu

Abbildung 3
 Ausführungsmöglichkeiten schwimmender Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Schwimmkörpern. Links: Schlanker Baukörper (Sperentonne) mit Halteseilen und Zugwiderstands-Ankern. Mitte: Schenkel-Tauchkörper mit gespannten Halteseilen und Saugankern. Rechts: Schwimmender Auftriebskörper mit Halteseilen und Zugwiderstands-Ankern. Image courtesy of National Renewable Energy Laboratory USA.



entwickeln, um schneller zu relevanten Umweltbedingungen zu kommen. So wird derzeit an einer Methode gearbeitet, um durch eine Kombination von seismischer Vermessung und in-situ-Beprobung des Meeresbodens ein dreidimensionales Bodenmodell erstellen zu können.

Die Vermessung von Windgeschwindigkeiten in den Höhen der Windenergieanlagen ist an Offshore-Standorten bisher extrem aufwändig, da die Errichtung von Messmasten oder Plattformen eine Voraussetzung für den Einsatz von lasergestützten Systemen (LIDAR) ist. Zukünftig können die Messungen – erheblich einfacher und kostengünstiger – vom Schiff aus durchgeführt werden. Für die Umströmung von Tragstrukturen wird ein Messsystem entwickelt, das die Strömung hochaufgelöst und zweidimensional erfassen kann und so eine deutlich verbesserte Bestimmung der auf die Anlagen einwirkenden Kräfte liefern wird.

Die rechnerische Bewertung des Verhaltens von Offshore-WEA muss aufgrund dynamischer Wechselwirkungen und signifikanter Nichtlinearitäten die verschiedenen Teilsysteme einer Windenergieanlage wie Rotorblätter, Antriebsstrang, Tragstruktur und Regelung in einem numerischen Modell zusammenfassen. Dabei handelt es sich

um aero-servo-hydro-elastische oder auch voll gekoppelte Simulationen von Windenergieanlagen. Für Offshore-WEA besonders wichtig ist eine detaillierte Abbildung der Tragstrukturen und eine Berücksichtigung der Meereswellen und -strömungen sowie gegebenenfalls von Eisgang.

Zu den progressiven Ansätzen der voll gekoppelten Simulation gehört eine durchgängig objektorientierte Implementierung des physikalischen Systems Windenergieanlage und eine in großem Maßstab erstmals eingesetzte Technik der Modellstrukturdynamik. Darunter ist die Möglichkeit zu verstehen, den Detaillierungsgrad der Abbildung von Modellkomponenten während der Laufzeit der Simulation zu ändern.

Schlussbemerkung

Die Entwicklung der Technologie der Windenergieanlagen steht vor großen Herausforderungen. Das Innovationstempo wird durch den anziehenden internationalen Wettbewerb vorgegeben. Es gibt vielfältige Ansätze, mit neuen Methoden und Technologien die Wirtschaftlichkeit und Qualität der WEA weiter zu erhöhen. Neben den hier aufgeführten technologischen Entwicklungen ist im

Sinne einer integrierten Produktentwicklung immer auch der gesamte Lebensdauerzyklus zu betrachten, um letztlich die besten Produkte zu erhalten. Materialverfügbarkeiten wie seltene Erden für Dauermagnete, Transport und Logistik in der Zulieferung und bei der Offshore-Anlagenerrichtung, Automatisierung und Qualität in der Fertigung, das Testen von Materialien, Komponenten und Anlagen sowie der Rückbau und das Recycling der Anlagen sind wichtige Aspekte, die immer mit in Betracht gezogen werden müssen. Nur so wird Europa wettbewerbsfähig bleiben.

Literatur

- [1] J. P. Molly, „Technische Entwicklungstrends der Windturbinen“, DEWI Magazin 20(2002) 52–59
- [2] A. B. Abrahamsen, N. Mijatovic, E. Seiler, T. Zirngibl, C. Traholt, P. B. Norgard, N. F. Pederson, N.H. Anderson, J. Ostergard, „Superconducting wind turbine generators“, Supercond. Sci. Technol. 23 (2010)1-8.
- [3] M. Geyler, P. Caselitz, „Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen“, Automatisierungstechnik 56(2008)12
- [4] www.upwind.eu