

Integration großer Offshore-Windleistungen in die Energieversorgung

Martin Hoppe-Kilpper

ISET

m.hoppe-kilpper
@iset.uni-kassel.de

Dr. Rainer Bitsch

Siemens AG
rainer.bitsch@siemens.com

Im Jahr 2001 erzeugten in Deutschland 11.300 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt 8.700 MW etwa 10,7 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie in diesem eher windschwachen Jahr bereits mit rund 2,5% zur elektrischen Energieversorgung bei. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen zeitweilig die gesamte Netzlast. So muss in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten Windenergiestrom aus den deutschen Küstengebieten in andere Regionen transportiert werden. Dies zeigt, dass die Windenergie mittlerweile im Hinblick auf den Betrieb der Netze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung ein wichtiger Teil des elektrischen Energieversorgungssystems geworden ist. Dies wird sich weiter verstärken, wenn die Offshore-Potenziale in Nord- und Ostsee in dem in vielen Szenarien vorgesehenen Umfang erschlossen werden.

Nach Plänen der Bundesregierung sollen langfristig WEA mit einer Gesamtleistung von bis zu 25 GW in der Nord- und Ostsee errichtet werden, mit denen rund 15% des deutschen Stromverbrauchs zu decken wäre. Für die Integrierbarkeit dieser immensen Leistungen in das Energieversorgungssystem sind jedoch auch die an Land installierten WEA zu berücksichtigen. Hier ist allein im Gebiet des Netzbetreibers E.ON bis zum Jahr 2005 mit einer installierten Windleistung von rund 5.600 MW zu rechnen. Diese großen, dargebotsabhängigen Stromeinspeisungen aus Windenergie haben wachsenden Einfluss auf die Auslastung und Sicherheit der Stromnetze, die Fahrweise der sonstigen Kraftwerke, den zunehmenden Stromhandel und auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten deutschen Energieversorgungssystems. Es ist bereits heute absehbar, dass sowohl mit technischen, wie auch regulativen Maßnahmen auf diese Anforderungen reagiert werden muss [1].

Anschluss an das Verbundnetz

Der Küstenbereich an der deutschen Nord- und Ostsee ist relativ schwach besiedelt bei gleichfalls geringer Industriedichte. Die Leitungsnetze sind demnach entsprechend schwach dimensioniert, was für die Hochspannungsnetze zumeist eine Begrenzung auf 110 kV bedeutet. Höchstspannungsnetze mit 400 kV stehen in diesem Bereich nur dort zur Verfügung, wo größere Kraftwerke betrieben werden. Ein Ausbau des bestehenden Freileitungsnetzes wird unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten allgemein als äußerst schwierig beurteilt [2]. Die bestehende Höchstspannungsleitung (400 kV) durch Schleswig-Holstein ins dänische Jütland dient dem Austausch im Regelbereich der UCTE¹ und ist weitgehend ausgelastet.

An das Verbundnetz anzuschließende Offshore-Windparks im 1.000 MW-Leistungsbereich können nur an ein Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, wodurch eine Begrenzung auf die Standorte Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer an der Nordsee sowie Greifswald und Rostock an der Ostsee gegeben ist. Lastflussberechnungen werden zeigen müssen, welche Windleistungen über diese Verknüpfungspunkte in das bestehende Netz zu integrieren sind. Es ist jedoch abzusehen, dass die geplante Erzeugung von 25 GW Offshore-Windenergie einen Ausbau des Höchstspannungsnetzes bzw. den Aufbau eines neuen Offshore-Windenergienetzes von der Küste bis in die Verbrauchszentren in der Mitte Deutschlands erfordern werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auf Grund von UCTE-Vereinbarungen pro Netzeinspeisepunkt bislang keine Leistungen größer als 3.000 MW eingespeist werden dürfen.

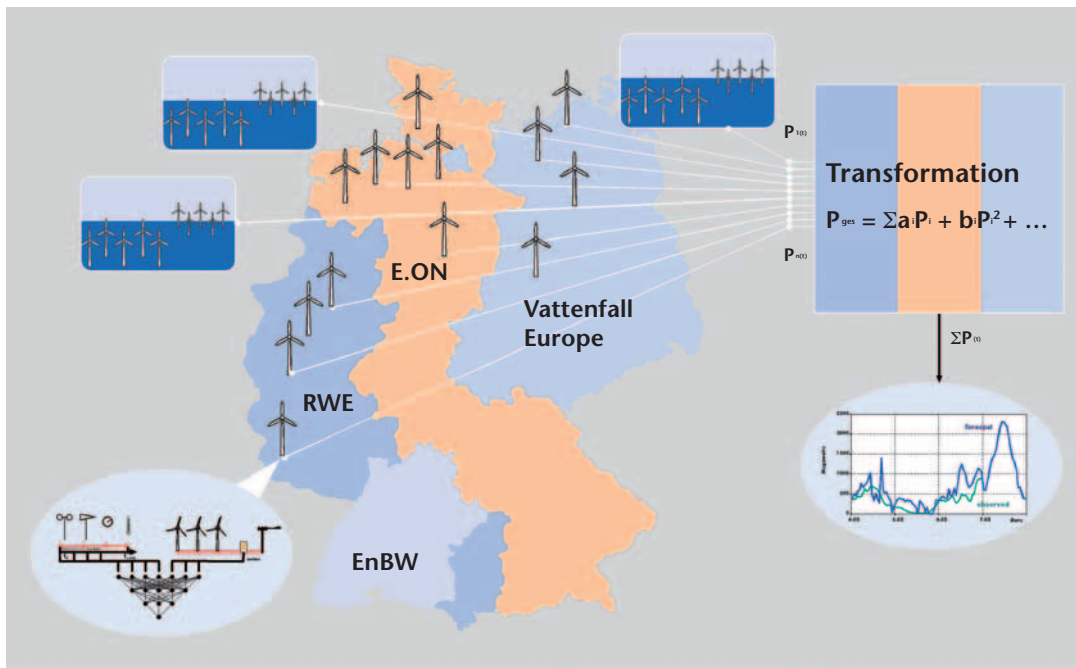


Abbildung 1
Struktur zur Online-Erfassung und Prognose der eingespeisten Windleistung

Windleistungsprognose

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) besteht darin, die Differenz zwischen Ein- und Auspeisung zu jeder Zeit auszugleichen. Die Netzlast (Summe aller Auspeisungen) lässt sich mit einer hohen Genauigkeit prognostizieren, die Einspeisungen der konventionellen Kraftwerke liegen in Form von Kraftwerksfahrplänen vor. Der Bedarf an Regelleistung ergibt sich daher im Wesentlichen aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung aus WEA und den tatsächlichen Einspeisewerten. Damit hat die Güte der Windleistungsprognose direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung, d.h. die Strommenge, die kurzfristig zu oder abgeführt werden muss. Steht die Prognose frühzeitig zur Verfügung, so ist die Beschaffung in der Regel kostengünstiger, als aktuell „aus der Not heraus“ zu handeln.

In diesem Zusammenhang ist eine möglichst genaue Windleistungsprognose auch wichtig für die Verbesserung der Netzführung der einzelnen ÜNB. So können diese ihre Aufgaben bei der Regelung und Spannungshaltung in den Netzbereichen präziser planen und die notwendigen Maßnahmen zur Erhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit im erforderlichen Umfang vorbereiten (Abb. 1).

Prognosemodelle, die in Deutschland angewendet und entwickelt werden, liefern bereits den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für Versorgungsgebiete für bis zu 48 h im Voraus. Dazu werden repräsentative Windparks bzw. Gruppen von Windparks ermittelt und mit Messtechnik ausgestattet. Für diese Standorte stellt der Deutsche Wetterdienst (DWD) prognostizierte meteorologische Daten in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 h zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt. Mit Hilfe von meteorologischen Modellen werden diese Daten auf die einzelnen Windparks transformiert, deren zugehörige Leistung mit Hilfe von künstlichen neuronalen Netzen (KNN) berechnet wird. Die KNN werden mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung zu erlernen. Der mittlere Fehler zwischen prognostizierter und tatsächlich eingetretener Leistung liegt somit heute unter 10% [3].

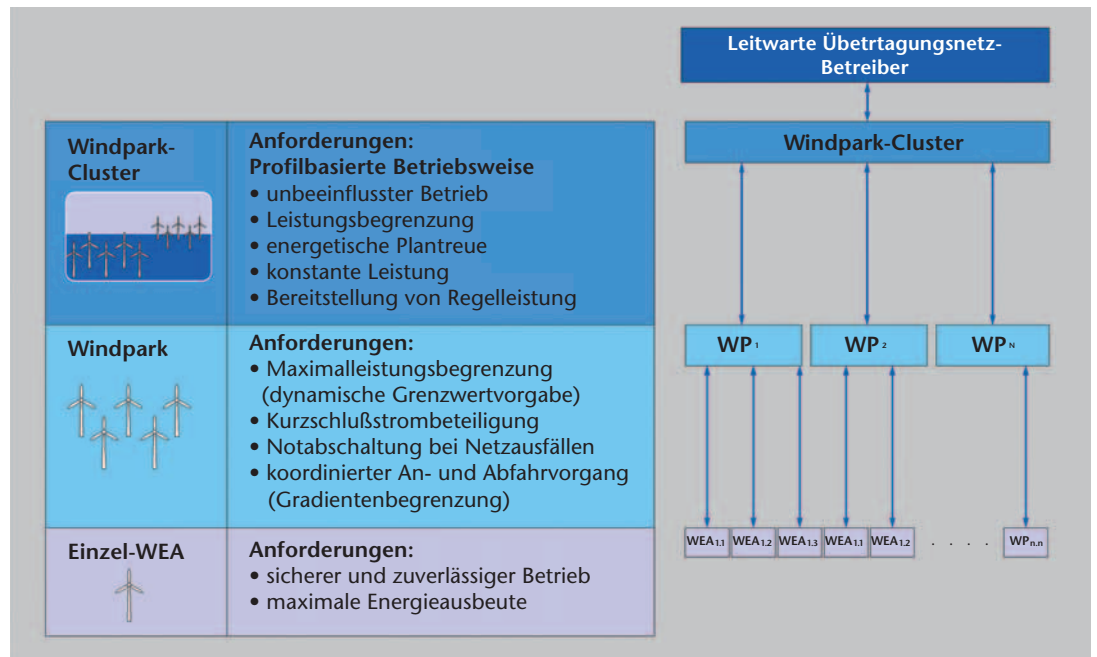


Abbildung 2
Struktur zur Regelung größerer Windparks sowie von Windpark-Clustern

Betriebsführung von Offshore-Windparks

Die Betriebs- und Regelungsführung von einzelnen Windenergieanlagen erlaubt bereits heute, je nach Bauart der Anlage, eine Vielzahl von Eingriffen in den Anlagen-Betrieb. Diese Eingriffe dienen im Wesentlichen

- dem sicheren Anlagenbetrieb (z.B. Begrenzung der mechanischen Belastungen),
- dem Einhalten von Netzanschlussbedingungen (z.B. sicheres Auf- und Abschalten, Begrenzung der abgegebenen Leistung auf Nennleistung),
- sowie der Maximierung des Energieertrags (z.B. Anpassung der Drehzahl).

Dabei kann häufig derselbe Eingriff mehrere Funktionen gleichzeitig erfüllen. Neben diesen bereits zum Standard zu zählenden Eingriffsmöglichkeiten gibt es vereinzelt bereits die Möglichkeit, dass einzelne WEA zusätzliche Aufgaben im Bereich Netzstabilität übernehmen; nämlich dort, wo WEA mit entsprechenden technischen Eigenschaften zur Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung) an schwachen Netzen vorhanden sind. Anlagenkonzepten, die diese zunehmend gefragten zusätzlichen elektrischen Eigenschaften aufweisen, werden am

Markt bessere Aussichten eingeräumt. Dies ist wohl auch ein Grund dafür, dass der weitaus größte Teil der modernen MW-Anlagen mit (einzeln) verstellbaren Rotorblättern und Drehzahlvariabilität ausgestattet sind.

Mittlerweile hat die installierte Windleistung in bestimmten Netzgebieten (und Regelzonen) bereits eine Größenordnung erreicht, dass durch Leistungsschwankungen Probleme auftreten können, die besonders in Starkwindzeiten Netzregelung und Netzbetriebsführung erschweren. So sind bereits Phasen aufgetreten, wo in der gesamten Regelzone des Energieversorgungsunternehmens Vattenfall Europe Transmission die gesamte Netzlast aus Windenergie bereitgestellt wurde und nur durch das Zusammenspiel mit den anderen Regelzonen die Netzstabilität aufrecht erhalten werden konnte. Dieser Aspekt ist besonders im Zusammenhang mit der Errichtung großer Offshore-Windparks von Bedeutung, die über **einen** Anschlusspunkt Leistungen im Bereich von mehreren Hundert MW bereitstellen. Hier ist die aktive Beteiligung der Windparks an der Netzbetriebsführung notwendig (Abb.2).

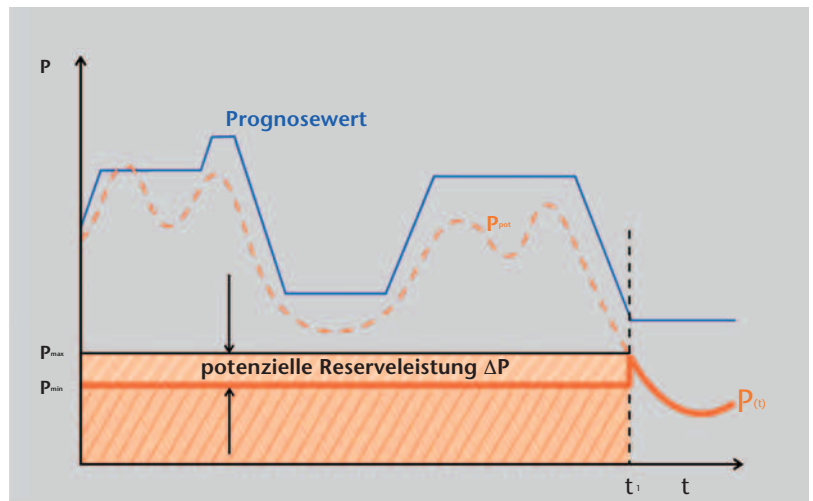
Diese Aufgaben können jedoch durch die individuelle Regelung und Betriebsführung einzelner WEA nach den oben genannten Kriterien

„Betriebssicherheit“, „Einhaltung der Netzanschlussbedingungen“ und „maximaler Energieertrag“ allein nicht mehr gelöst werden, sondern erfordern zusätzlich eine übergeordnete Betriebsführung mit entsprechenden Sollwertvorgaben. Diese übergeordnete Betriebsführung für einzelne Windparks muss auch zusätzliche Anforderungen, z.B. aus Sicht des regelverantwortlichen Netzbetreibers hinsichtlich Netzregelung und Netzsicherheit oder auch Anforderungen aus Sicht eingegangener Lieferverträge mit Stromhändlern (Plantreue) erfüllen.

Große (Offshore-) Windparks werden also über eine zentrale Betriebsführungseinheit verfügen müssen, um den Betrieb vieler einzelner Windenergieanlagen entsprechend genau zu koordinieren und zu kontrollieren. Diese Aufgabe und Verantwortlichkeit wird vermutlich dem Windparkbetreiber zugeordnet werden, wobei die Sollwertvorgaben (z.B. für Wirk- und Blindleistungsabgabe) in Rückkoppelung mit dem regelverantwortlichen Netzbetreiber oder anderer Kunden erstellt werden müssten. Da beim regelverantwortlichen Netzbetreiber vermutlich die aktuellen Betriebsdaten vieler größerer Windparks zusammenlaufen und gleichzeitig Sollwertvorgaben zurückgegeben werden, entsteht hier eine Art Leitwarte für großräumig verteilte Windparks, die so zunehmend den Charakter von konventionellen Kraftwerken erhalten.

Der Einsatz solcher neu zu entwickelnden Betriebsführungseinheiten würde eine Vielzahl neuer Möglichkeiten bieten, um einfach, flexibel und unterbrechungsfrei auf Anforderungen der beteiligten Akteure (Windparkbetreiber, Netzbetreiber und Energiehändler) reagieren zu können. Diese Betriebsführungseinheiten müssten sowohl eine Energie- und Leistungsregelung als auch eine Blindleistungsbereitstellung ermöglichen, um diese solaren Kraftwerke mit vergleichbaren Eigenschaften wie konventionelle Kraftwerke zu fahren.

Durch Umsetzung der in [Abb. 2](#) dargestellten Betriebsmodi ließe sich der energiewirtschaftliche Nutzen der Windenergie deutlich erhöhen. Bisher wird häufig bemängelt, dass der positive Beitrag der Windenergie zur CO₂-Emissionsminderung durch die Regelleistungsvorhaltung



in thermischen Kraftwerken reduziert werde. Durch die oben skizzierte Betriebsweise wäre es jedoch möglich, durch Verzicht auf Produktionsmaximierung, Regelleistung für den Netzregler vorzuhalten ([Abb. 3](#)). Dazu wäre der Windpark um den gewünschte Energiebetrag (Regelband) leistungsmäßig zu reduzieren, um es auf Anforderung des Netzbetreibers wieder zur Verfügung zu stellen. (Diese Betriebsart ist bereits zentraler Bestandteil in dänischen Windparkprojekten).

Eine weitere wichtige Dimension ließe sich durch die Zusammenfassung von mehreren Offshore-Windparks sowie weiterer verteilter, regionaler Windanlagengruppen im Gigawatt-Bereich eröffnen. Da die größten bereits installierten Onshore-Windleistungen sowie die geplanten Offshore-Windparks in den Regelzonen weniger Netzbetreiber installiert sind, ließe sich dieser Ansatz relativ leicht verwirklichen. Die für die Regelzonen zu entwerfenden übergeordneten Betriebsführungseinheiten hätten dann die Aufgabe, die großräumig verteilten WEA sowie Windparks zum Zwecke einer zentralen Betriebsoptimierung zu regeln und damit die Basis für eine energiewirtschaftlich optimierte Einbindung in eine zentrale Kraftwerkeinsatzplanung zu schaffen. Mit den bereits bestehenden Systemen zur Online-Erfassung und -Prognose, die bereits in den betroffenen Regelzonen installiert sind, bzw. im Verlauf der kommenden Monate installiert sein werden, sind dafür bereits ausgezeichnete Grundlagen vorhanden.

Abbildung 3
Reserveleistungsbereitstellung aus Windparks mit Hilfe von Windleistungsprognose

Zusammenfassung

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland ist zumindest kurz- bis mittelfristig weniger der direkte Ersatz konventioneller Kraftwerksleistung im Blickpunkt als vielmehr ein verbessertes Zusammenspiel zwischen regenerativer Stromerzeugung und thermischen Kraftwerken, die möglichst umweltfreundlich betrieben werden sollen. Hierfür werden schnell regelbare Kraftwerkseinheiten benötigt, die z.B. als GuD-Kraftwerke (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke) bereits heute zunehmend in Betrieb genommen werden. In Bezug auf die Regelung der konventionellen Kraftwerke ist neben der Leistungsdauer der Windstromeinspeisung insbesondere deren dynamisches Verhalten von Interesse. Trotz der bereits vielfältig vorliegenden Erkenntnisse und Ansätze zur Verbesserung der Integrationsfähigkeit von großen Windenergieleistungen in die Versorgungssysteme sind noch Fragen offen. Insbesondere zeigt sich, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wesentlich wird dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben sollte, oder anders gesagt, inwieweit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will und darf.

Literaturhinweise

- [1] M. Durstewitz, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, C. Nath, V. Köhne: „Offshore-Windenergienutzung in der AWZ“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Kassel, 2001
- [2] Fichtner, Deutsches Windenergie-Institut: „Von Onshore zu Offshore-Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland“, im Auftrag des VDMA, Fachverband Kraftmaschinen, Frankfurt, 2001
- [3] K. Rohrig: „Prognose der Windenergie im Versorgungsgebiet der E.ON Netz“, Jahrestagung ForschungsVerbund Sonnenenergie, Potsdam, 2001