



Ein Windleistungsvorhersagemodell mit Eigenvektoren

Lueder von Bremen, Nadja Saleck, Detlev Heinemann

ForWind - Zentrum für Windenergieforschung, Universität Oldenburg
(lueder.vonbremen@forwind.de / Fax: ++49 441 36116 739)

In einigen europäischen Länder erreicht Windstrom bereits prozentuale Anteile am Stromverbrauch von 30-40% während Schwachlastzeiten (nachts). Die durchschnittliche Durchdringung beträgt in Deutschland 5.7%, in Spanien 8.8% und in Dänemark 20%. Es wird klar, daß die Vorhersagen solch großer Anteile fluktuierender Windleistung für die sichere Netzführung durch die Übertragungsnetzbetreiber unverzichtbar geworden sind. Die weitere konsequente Reduktion des Vorhersagefehlers der Windleistungsvorhersagen ist weiterhin von sehr hohem Interesse, um den Marktwert von Windenergie zu erhöhen. Insbesondere vor dem Hintergrund starker Zuwachsraten der installierten Windleistung, muss Windenergie in Zukunft noch genauer vorhersagbar sein. Es wird geschätzt, daß in Europa im Jahre 2030 300 GW Windleistung installiert sein werden; dies entspricht einem Anstieg um den Faktor 6.

Insbesondere zur Vorhersage von Windleistung für große Regionen, z.B. Deutschland, ist die Genauigkeit der Windgeschwindigkeitsvorhersage auf Nabenhöhe der Windturbinen aus Numerischen Wettervorhersagemodellen der entscheidende Parameter. In bisherigen (physikalischen) Windleistungsvorhersagemodellen wird die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in die Übertragungsfunktion (Leistungskurve) der aller zu berücksichtigenden Windkraftanlagen (>10000) eingesetzt; in einfacheren Ansätzen wird nur eine repräsentative Auswahl an Windkraftanlagen verwendet. Der klassische statistische Ansatz zur Windleistungsvorhersage beruht darauf, mit sehr komplexen Neuronalen Netzen den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten an repräsentativen Stationen und der Gesamteinspeisung zu erlernen.

In dieser Studie werden die Vorhersagen des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) benutzt und ein neuer Ansatz zur Windleistungsvorher-

sage entwickelt. Kern des neuen Modells ist die Zerlegung des Windgeschwindigkeitsfeldes (beispielsweise über Deutschland) in Eigenvektoren und die Regression der Hauptkomponenten auf die beobachtete (historische) Gesamteinspeisung der Windkraftanlagen. Wahlweise wird das Windgeschwindigkeitsfeld mit der räumlichen Verteilung der Windkraftanlagen gewichtet. Es zeigt sich, dass mit ca. 6 Eigenvektoren das Windfeld (in einer(!) Höhe) über Deutschland sehr gut darstellbar ist und jede Hauptkomponente Information (mittels multivariater Regression) über die Gesamteinspeisung enthält. In der Anwendung werden die Hauptkomponenten aus den EZMW Vorhersagen des deterministischen Modells (T799 entspricht 25km horizontale Auflösung) berechnet und somit die zu erwartende Windleistung für den folgenden und nachfolgenden Tag vorhergesagt.

Die Qualität dieser Windleistungsvorhersagen für Deutschland ist mit kommerziellen Windleistungsvorhersagen vergleichbar und hat einen RMSE Fehler für die Folgetagsprognose von 5-7% (bezogen auf die gesamte installierte Windleistung von 20 GW). Die besonderen Vorteile sind die extrem kurze Rechenzeiten und die Unabhängigkeit der Ergebnisse von Windkraftanlagen spezifischen Parametern (wie z.B. Leistungskurzen). Insofern kann dieses Modell besonders gut für Sensitivitätsstudien benutzt werden kann, um beispielsweise viele Wettermodelle zu vergleichen. Die Kombination mehrerer Wettermodelle ist mit diesem Ansatz ebenso möglich und bietet sogleich die Gelegenheit die vorhergesagten räumlichen Muster der Windgeschwindigkeit der verschiedenen Wettermodelle zu analysieren.