

VORHERSAGE DER REGIONALEN LEISTUNGSABGABE
VON WINDKRAFTANLAGEN

Hans Georg Beyer*, Detlev Heinemann, Harald Mellinghoff, Kai Mönnich, Hans Peter Waldl

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Fachbereich Physik, Abteilung Energie und
Halbleiterforschung, 26111 Oldenburg, Fax: 0441/798-3326,

email: office@ehf.uni-oldenburg.de, www.physik.uni-oldenburg.de/ehf

* FH Magdeburg, Fachbereich Elektrotechnik, 39104 Magdeburg

Wir stellen ein Verfahren zur Vorhersage der Leistungsabgabe netzeinspeisender WKA vor. Mit Hilfe dieser Methode kann innerhalb eines Zeithorizonts von 6 bis 48 Stunden die zu erwartende Windleistung prognostiziert werden. Basis dieses Verfahrens sind die operationellen, großskaligen Windfeldvorhersagen des numerischen *Deutschlandmodells* des Deutschen Wetterdienstes. Für die Windleistungspronose müssen diese Vorhersagen räumlich verfeinert werden. Dazu ist eine detaillierte Berücksichtigung der lokalen Rauigkeitsverhältnisse notwendig. Das Verfahren wurde zur Wind- und Leistungsprognose für mehrere über Norddeutschland verteilte Standorte angewandt. Die Qualität der Vorhersagen wird im Vergleich mit Meßwerten auf einer einjährigen Datenbasis diskutiert.

1. Einleitung

Die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland hat mittlerweile zu einem merklichen Beitrag zur Stromversorgung in den norddeutschen Küstenländern geführt. Momentan liegt die installierte Leistung von Windkraftanlagen (WKA) in der Größenordnung der minimalen Last der jeweiligen Versorgungsnetze (ca. 30 % der Höchstlast). Die Einspeisung der WKA macht sich dabei als fluktuierende ‚negative Last‘, als eine Erhöhung der Schwankungen der Netto-Lastkurven bemerkbar. Die Unsicherheit der Entwicklung der Windgeschwindigkeit hat damit Konsequenzen für den Betrieb des konventionellen Versorgungsparks. Im Zeitbereich von Stunden bis hin zu zwei Tagen sind entsprechende Leistungsreserven in konventionellen Kraftwerken einzuplanen bzw. die Reaktion über Lastregelungen vorzusehen (Abbildung 1). Für den Kurzzeitbereich von 1-2 Stunden wurden bereits vor längerer Zeit Verfahren zur Prognose des Windleistungseintrags entwickelt ([2]). Da diese Verfahren allein auf lokalen Meßdaten beruhen und die Veränderung der großräumigen Wettersituation nicht einbeziehen, können sie für längere Vorhersagehorizonte nicht eingesetzt werden.

Hier werden Untersuchungen zu den Möglichkeiten einer Vorhersage der Leistung aus Windenergie auf der Basis eines numerischen Wettervorhersagemodells vorgestellt. Mit dieser Vorhersagemethode wird der Zeitbereich von 6 bis zu 48 Stunden abgedeckt werden.

Einen erster Ansatz zu einer Leistungsvorhersage stellten wir in [3] für das Gebiet von Mecklenburg-Vorpommern vor. Dort wurde jedoch nur ein einfacher Algorithmus zur Berücksichtigung der Bodenrauigkeit eingesetzt. Der betrachtete Zeitraum für einen Vergleich mit Meßdaten war mit drei Monaten sehr kurz. Die hier vorgestellten Ergebnisse beruhen auf einem sehr detaillierten

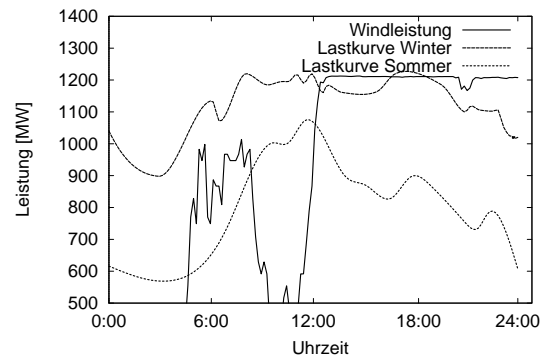


Abbildung 1: Typischer Tagesgang der Last eines norddeutschen EVU (Sommer und Winter). Zusätzlich sind die Fluktuationen der Leistungsabgabe einer WKA eingezeichnet, die auf die installierte Leistung aller Windturbinen im Versorgungsgebiet des EVUs skaliert wurde. Räumliche Ausgleichseffekte, die die Leistungsabgabe glätten würden, wurden hier nicht berücksichtigt.

Rauhigkeitsmodell und Meß- und Vorhersagedaten für ein Jahr.

2. Modellansatz

Von den Wetterdiensten operationell betriebene Wettervorhersagemodelle liefern prinzipiell Vorhersagen meteorologischer Größen im Zeitbereich von mehreren Stunden bis hin zu Tagen. Vom Deutschen Wetterdienst (DWD) wird zur Wetterprognose bis zu 48 Stunden das sogenannte *Deutschlandmodell* betrieben. Dieses liefert Vorhersagen der Windrichtung und Windgeschwindigkeit (unter vielen anderen meteorologischen Größen) in einem Zeitraster von 1 Stunde. Die horizontale räumliche Auflösung des von diesem numerischen Modell verwendeten Rechengitters

und damit die Verfügbarkeit der Modellergebnisse beträgt ca. 14x14 km².

Aufgrund dieser vorgegebenen horizontalen Auflösung des Modells sind lokale, die Windverhältnisse an den WKA-Standorten mitbestimmende, Gegebenheiten des Standortes wie Rauigkeiten, Orographie und lokale Hindernisse im Rahmen des *Deutschlandmodells* nur unzureichend oder gar nicht beschrieben. Des weiteren fallen die Modellniveaus, auf deren Höhe im Rahmen der Vorhersage die meteorologischen Größen bestimmt werden, im allgemeinen nicht mit den Nabenhöhen der betrachteten Windkraftanlagen zusammen. Aus diesen Gründen ist es nötig, für eine Windleistungsvorhersage die Ergebnisse des numerischen Wettervorhersagemodells räumlich zu verfeinern.

Ein solcher Ansatz wurde im Risø National Laboratory in Dänemark entwickelt. Auf der Basis des numerischen Wettervorhersagemodells *HIRLAM* wurde dort eine 36-Stunden-Vorhersage der Leistungsabgabe von Windkraftanlagen für Dänemark implementiert und bei der dänischen Kraftwerkseinsatzplanung operationell eingesetzt ([1]).

Wir stellen hier ein analoges Verfahren für Deutschland vor. Das vom *Deutschlandmodell* vorhergesagte Windfeld wird unter Berücksichtigung der Umgebung der lokalen Windkraftanlagen bezüglich der Bodenrauigkeit auf die Höhe der jeweiligen Windmeßmasten bzw. WKA-Nabenhöhen umgerechnet (siehe Abbildung 2).

3. Verfeinerung der Vorhersagen

Ausgangspunkt ist die vom *Deutschlandmodell* prognostizierte Windgeschwindigkeit. Diese wird mit Hilfe der mesoskaligen Rauigkeitslänge mittels des Geostrophischen Reibungsgesetzes

$$G = \frac{u_*}{\kappa} \sqrt{\ln\left(\left(\frac{u_*}{fz_0}\right) - A\right) + B^2}$$

auf einen regionalen Höhenwind umgerechnet. (G: Geostrophischer Wind, f: Coriolisparameter, z₀: mesoskalige Rauigkeitslänge, A,B: Konstanten). Dazu wurden die vier umliegenden Deutschlandmodell-Gitterpunkte entfernungsgewichtet auf den genauen Standort der Windkraftanlage bezogen.

Die Transformation zurück zur Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der jeweiligen WKA geschieht analog unter Berücksichtigung der detaillierten lokalen Rauigkeiten mit Hilfe des logarithmischen Windprofils und einer Korrekturfunktion Ψ zur Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre (L: schichtungsabhängige Monin-Obukhov-Länge)

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0} - \Psi\left(\frac{z}{L}\right)\right)$$

und unter Berücksichtigung von Rauigkeits-sprüngen.

Die entsprechenden Verfahren sind an die Vorgehensweise des Europäischen Windatlasverfahrens angelehnt. Mit Hilfe der Leistungskennlinien der Windkraftanlagen wird auf Basis der so korrigierten Windgeschwindigkeiten nun die zu erwartende Leistungsabgabe vorhergesagt.

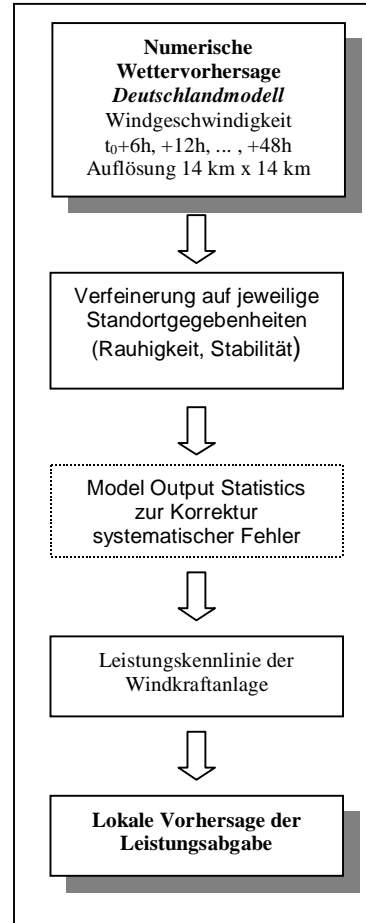


Abbildung 2: Prinzip der räumlichen Verfeinerung der Vorhersage des Deutschlandmodells zur lokalen Windleistungsprognose.

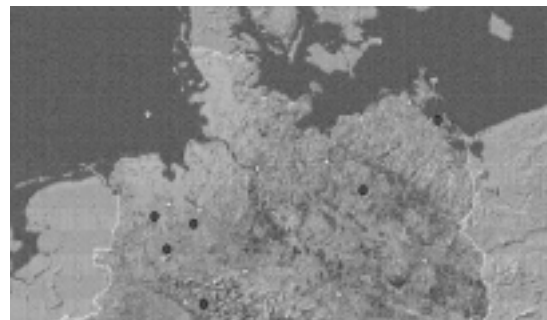


Abbildung 3: Standorte der WKA und Windmeßmasten.

4. Vergleich der Vorhersagen mit Meßdaten

Für die Anwendung standen Vorhersagedaten des *Deutschlandmodells* von Januar 1996 bis Dezember 1996 zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um die

6, 12, 18, 24, 36 und 48-Stunden-Vorhersagen des 00:00 Uhr Modellaufs (UTC) in einer räumlichen horizontalen Auflösung von 0.125 Grad, entsprechend etwa 14 x 14 km². Die zum Vergleich verwendeten Meßdaten für den gleichen Zeitraum stammen aus dem WMEP-Programm¹ (Abb. 3).

Da der Zeitraum der Datenbasis ein Jahr abdeckt, treten keine jahreszeitlich bedingten Effekte auf. Obwohl es sich bereits um einen relativ langen Meßzeitraum handelt, liegen für die statistischen Untersuchungen insbesondere bei höheren Windgeschwindigkeiten immer noch nicht genügend Daten vor. Dies hat seinen Grund zum einen in der recht groben zeitlichen Auflösung von 6 Stunden, zum anderen in der Tatsache, daß hohe Windgeschwindigkeiten über längere Zeiträume in Norddeutschland nur relativ selten vorkommen.

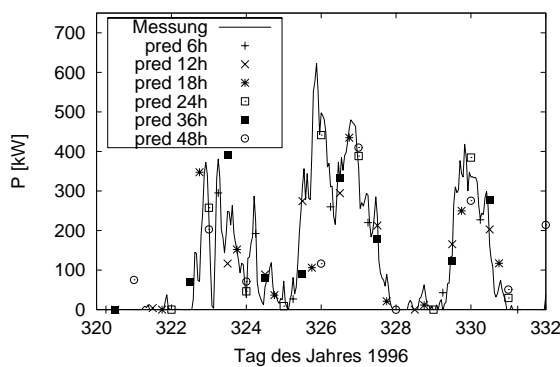


Abbildung 4: Zeitreihe der vorhergesagten und der gemessenen Leistungsabgabe für einen küstennahen Standort.

Abbildung 4 zeigt einen Vergleich zwischen Vorhersage und Messung für eine Zeitreihe der Leistungsabgabe eines küstennahen WEK. Die Übereinstimmung ist größtenteils sehr gut. Allerdings zeigen sich vor allem für die 36- und 48-Stunden-Vorhersage oft auch größere Differenzen zwischen Prognose und Messung. So wird der Sturm am Tag 325 in der 48 h-Vorhersage nicht richtig prognostiziert.

Standort	6 h	12 h	18 h	24 h	36 h	48 h
1	11	12	12	14	15	15
2	12	15	14	14	18	19
3	11	11	13	14	17	18
4	11	11	12	11	17	16
5	9	10	11	12	15	15
6	12	14	15	13	19	17
Mittel	11	12	13	13	17	17
Region	7	8	9	9	13	13

Tabelle 1: RMS-Abweichung zwischen Vorhersage und Messungen der WEK-Leistung normiert auf die jeweilige maximale Leistungsabgabe für alle Standorte für verschiedene Vorhersagezeiten. Zusätzlich ist der Mittelwert aller Stationen und der Fehler für die Summenleistungsabgabe aller WEK der Region aufgeführt.

¹ Wissenschaftl. Meß- und Evaluierungsprogramm des BMBF, durchgeführt vom ISET, Kassel.

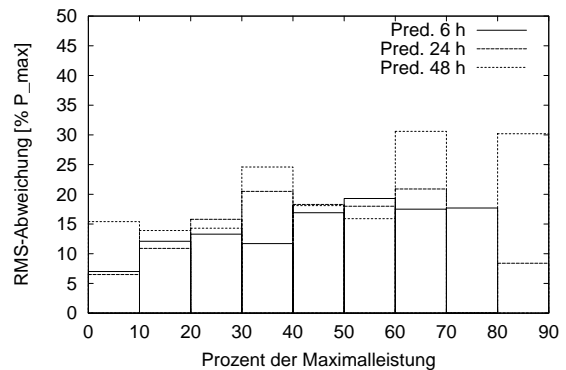


Abbildung 5: Normierte RMS-Abweichung zwischen Messung und Vorhersage nach der gemessenen Leistungsabgabe klassifiziert.

In Tabelle 1 sind die RMS-Abweichungen zwischen Vorhersage und Messungen der WEK-Leistungsabgabe aufgeführt. Die Werte sind auf die maximale Leistungsabgabe der jeweiligen Anlage normiert. Für Vorhersagezeiten bis 24 Stunden ist die Abweichung in etwa konstant und steigt dann für 36 und 48 Stunden an. Die Normierung auf die Maximalleistung erscheint auf den ersten Blick nicht unbedingt konservativ. In der Praxis interessieren allerdings nicht die relativen, sondern die absoluten Abweichungen der Vorhersage von den tatsächlichen Leistungsabgaben. Daß heißt, daß die oft auftretenden Abweichungen bei absolut kleinen Leistungsabgaben zwar die RMS-Abweichung erhöhen, aber für den Betrieb eines Kraftwerksparcs keine Auswirkungen haben. Abbildung 5 zeigt die RMS-Abweichung für einen Standort klassifiziert nach der gemessenen Leistung. Mit Ausnahme der 48-Stunden-Vorhersage bewegen sich die Werte zwischen 12 und 20 % und steigen auch für hohe mittlere Leistungsabgaben kaum an. Lediglich die 48-Stunden-Vorhersage weist im Bereich der Nennleistung eine sehr große Abweichung zwischen Vorhersage und Messungen auf. Dabei ist zu beachten, daß in diesem Leistungsbereich nur eine kleine Anzahl von Meßdaten zur Berechnung der statistischen Größen zur Verfügung standen.

5. Regionale Ausgleichseffekte

Betrachtet man die Summenleistungsabgabe der WKA eines Gebiets, so können sich prinzipiell die Vorhersagefehler an den Standorten zum Teil ausgleichen. Wie stark dieser Effekt ist, hängt von der Korrelation der Abweichungen für die verschiedenen WKA ab. Abbildung 6 zeigt einen Vergleich der RMS-Abweichungen für einzelne Standorte und die Summenleistungsabgabe für verschiedene Vorhersagezeiträume. Die Abweichung für die Gesamtleistung ist deutlich reduziert, wobei die relative Verbesserung erwartungsgemäß für längere Vorhersagezeiten abnimmt (siehe auch Tabelle 1). Dies ist darauf zurückzuführen, daß mit zunehmendem Vorher-

sagehorizont die systematischen Fehler der Prognose ansteigen.

Abbildung 7 zeigt einen Vergleich zwischen vorhergesagter und gemessener normierter Leistungsabgabe für einen Einzelstandort und die Summenleistungsabgabe. Die Verminderung der Streuung ist deutlich zu erkennen.

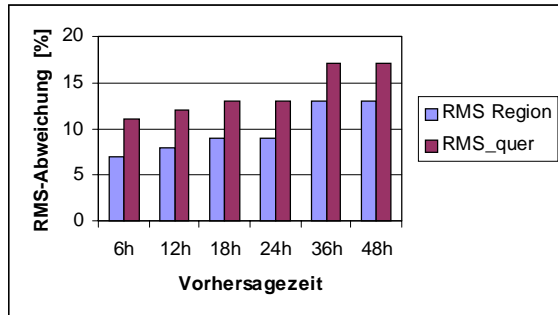


Abbildung 6: Vergleich der regionalen rms-Abweichung mit dem Mittelwert der rms-Abweichungen der Einzelstandorte. Es ist deutlich zu erkennen, daß die regionale Betrachtung zu allen Vorhersagezeitpunkten deutlich verminderte Abweichungen zwischen Messung und Prognose ergibt.

6. Zusammenfassung

Wir konnten zeigen, daß eine Vorhersage der Leistungsabgabe von WKA auf Basis der numerischen Wettervorhersage des DWD möglich ist. Dazu wurden die DWD-Ergebnisse mit einem Modell zu Berücksichtigung der lokalen Begebenheiten verfeinert.

Bei geringen Leistungen ergaben sich hohe Differenzen zwischen Messungen und Prognose. Bei höheren Leistungen konnten gute Vorhersagen erzielt werden. Bei Betrachtung der regionalen Summenleistungsabgabe konnte die Unsicherheit der Vorhersage im Vergleich zur Prognose für einzelne Standorte vermindert werden. Da die gemessenen Leistungsabgaben zum Teil erheblich von den Herstellerkennlinien abweichen, ist eine Einbeziehung von Meßdaten der Leistung in das Vorhersageverfahren wünschenswert.

7. Danksagung

Wir danken dem ISET und dem DWD für die unproblematische Bereitstellung der Daten. Teile dieser Arbeiten wurden von der EU im Rahmen des Projekts JOR3CT980272 gefördert.

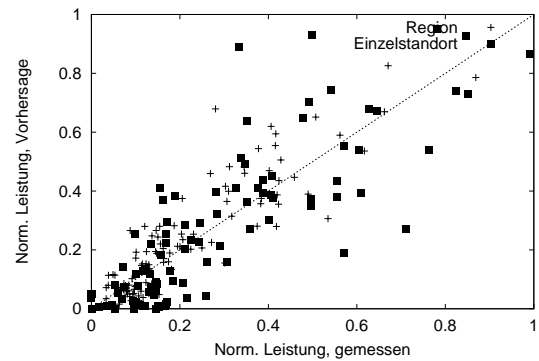


Abbildung 7: Vergleich von gemessener und prognostizierter Leistung (jeweils normiert auf die Maximalleistung) für einen Einzelstandort und für die Summe aller 6 Standorte der Region.

8. Literatur

[1] Lars Landberg: Predicting the power output from wind farms. Proceedings of the EWEC 1997, Dublin.

[2] Volker Köhne: Erstellung eines Systems zur Bestimmung der aktuellen Leistung aus Windkraftanlagen im Netz der Schleswig AG und zur Prognose der unmittelbar bevorstehenden Leistung auf Basis eines Windmeßnetzes. Diplomarbeit, Universität Hannover, Institut für Elektrische Energieversorgung, 1992.

[3] H.G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinghoff, K. Mönich, H.-P. Wald: Anwendung von Windvorhersagen des Deutschen Wetterdienstes zur Windleistungsprognose im Zeitbereich 6-24 h -- eine exemplarische Untersuchung für Standorte in Mecklenburg-Vorpommern. DEWEK '98.