

# ANWENDUNG VON WINDVORHERSAGEN DES DEUTSCHEN WETTERDIENSTES ZUR WINDLEISTUNGSPROGNOSE IM ZEITBEREICH 6-24 H

## EINE EXEMPLARISCHE UNTERSUCHUNG FÜR STANDORTE IN MECKLENBURG-VORPOMMERN

Hans Georg Beyer,  
Fachhochschule Magdeburg, Fachbereich Elektrotechnik, Am Krökentor 8, 39104 Magdeburg  
Email: Hans-Georg.Beyer@Elektrotechnik.FH-Magdeburg.de

Detlev Heinemann, Harald Mellinghoff, Kai Mönlich, Hans-Peter Waldl  
EHF, Fachbereich Physik, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, , 26111 Oldenburg  
Email: igor@ehf.uni-oldenburg.de

### *Zusammenfassung*

*Die zunehmende Durchdringung der elektrischen Versorgungsnetze mit Strom aus Windenergie erfordert die Bereitstellung von Verfahren der Vorhersage des entsprechenden Leistungseintrags. Für Prognosen im Zeitbereich von 6 Stunden bis mehreren Tagen bietet sich die Nutzung von Ergebnissen der vom Deutschen Wetterdienst durchgeführten numerischen Wetterprognosen (Deutschlandmodell) an, aus denen sich Vorhersagen der Leistungsabgabe von Einzelanlagen oder des Anlagenverbunds innerhalb eines Versorgungsnetzes ableiten lassen. Wir stellen eine exemplarische Untersuchung für 7 Standorte in Mecklenburg-Vorpommern vor. Die Güte von Leistungsvorhersagen für Einzelstandorte und den Verbund wird für die Zeithorizonte 6 h, 12 h und 24 h diskutiert. Dabei wird die, den Übergang Einzelstandort - Verbund charakterisierende, räumliche Kopplung der Vorhersagefehler untersucht. Zur Verbesserung der Vorhersage wird eine einfache Möglichkeit auf der Basis lokaler Windmessungen evaluiert.*

### **1. Einleitung**

Die zunehmende Durchdringung der elektrischen Versorgungsnetze mit Leistung aus Windenergie erfordert die Bereitstellung von Verfahren der Vorhersage des entsprechenden Leistungseintrags. Im folgenden soll eine exemplarische Untersuchung der Anwendung eines Verfahrens auf der Grundlage der allgemeinen numerischen Wettervorhersage des Deutschen Wetterdienstes vorgestellt werden. Dabei soll ein erster Eindruck von der erreichbaren Vorhersagegüte für den Leistungseintrag gegeben werden. Da für die Kraftwerkseinsatzplanung nicht der individuelle Leistungseintrag einzelner Windanlagen oder Anlagenparks, sondern der Verbundeintrag aller in ein Versorgungsnetz einspeisenden Anlagen von Interesse ist, werden anhand des behandelten Beispiels die Genauigkeiten der Leistungsprognose für Einzelanlagen und den Verbund verglichen.

### **2. Untersuchungsgebiet und Untersuchungszeitraum, Meßdaten**



Abbildung 1: Untersuchungsgebiet in Mecklenburg-Vorpommern und Lage der Meßstationen (Kreise).

Für die Untersuchung (Arbeiten durchgeführt im Auftrag der MEAG (Halle), /1/) wurden als Referenzwerte Windmeßdaten von 7 Standorten in Mecklenburg-Vorpommern genutzt (Daten aus dem Windmeßprogramm Meck-

lenburg-Vorpommern, Betreuung durch WIND-consult, Rostock). Die Standorte sind in der Karte (vgl. Abbildung 1) eingetragen. Für die Untersuchung wurden Daten aus dem Zeitraum Oktober 1996 bis Dezember 1996 verwendet. Für jeden Standort liegen dabei Meßwerte der Windgeschwindigkeit in 10 und 30 m Höhe und der Windrichtung in 30 m über Grund vor. Aus diesen Daten mit einer Zeitaufösung von 5 Minuten wurden Stundenmittelwerte generiert.

### 3. Ermittlung von Vorhersagedaten

Für den Untersuchungszeitraum lagen Windgeschwindigkeitsprognosen des Deutschlandmodells des DWD vor. Die Vorhersagedaten beziehen sich dabei auf Gitterpunkte eines 14 km \* 14 km Netzes. Die Vorhersagerechnungen werden vom DWD jeweils zu den Uhrzeiten 0.00 Uhr UTC und 12.00 Uhr UTC durchgeführt. Für die diskutierte Untersuchung wurden die um 0.00 Uhr generierten Prognosen für die Vorhersagehorizonte +6h, +12h und +24h als Grundlage genutzt.

Die Vorhersagedaten repräsentieren den Mittelwert über eine Gitterzelle des numerischen Prognosemodells mit der genannten Auflösung. Für den Zweck einer standort- und höhenspezifischen Windgeschwindigkeits- und nachfolgenden Leistungsvorhersage müssen diese Prognosewerte transformiert werden. Im vorliegenden Fall wurde dabei, ausgehend von dem Gitterpunktwert des Bodenwinds in 10 m Höhe über Grund unter Berücksichtigung der Geländerauhigkeit und der mittleren thermischen Schichtung der Atmosphäre zunächst ein Vorhersagewert der Windgeschwindigkeit an den Meßorten in 30 m Höhe über Grund bestimmt. Das dabei angewandte Verfahren ist an die Algorithmen angelehnt, die im Europäischen Windatlas Verfahren eingesetzt werden. Unter Annahme einer Leistungskennlinie einer Windkraftanlage (hier verwendet: Kennlinie einer typischen Anlage der 250 kW Klasse) wurde aus den Prognosewerten 'Windgeschwindigkeit 30m' ein Prognosewert der zu erwartenden Leistungsabgabe bestimmt.

Bei diesem Vorgehen zeigte sich, daß das Transformationsverfahren im Falle besonders niedriger Windgeschwindigkeitswerte (Wert des als Zwischengröße bestimmten geostrophischen Windes kleiner 5 m/s) nicht immer sinnvoll anwendbar war. Die entsprechenden Daten wurden verworfen. Die hier dargestellten Ergebnisse beziehen sich durchgehend auf Datensätze, die für alle 7 Standorte vollständig vorlagen.

### 4. Bestimmung der Vorhersagegüte

Zur Untersuchung der Güte der Windgeschwindigkeitsvorhersagen erfolgte über die zu den Prognosezeitpunkten gemessenen Windgeschwindigkeitswerte als Referenz. Zur Abschätzung der Vorhersagegüte der Leistungsdaten wurden, in zur Behandlung der Prognosewerte analoger Weise, die Meßwerte für 30 m Höhe in Leistungswerte umgerechnet.

Abbildung 2 zeigt einen Ausschnitt aus den so gewonnenen Zeitreihen der Referenz- und Prognosewerte der Leistungsabgabe für einen Standort. Ein Eindruck der Übereinstimmung von Prognose und Referenz der Verbundleistungsabgabe der 7 Standorte wird in Abbildung 3 gegeben. In dieser Abbildung ist eine systematische Überschätzung der vorhergesagten Leistungswerte zu erkennen.

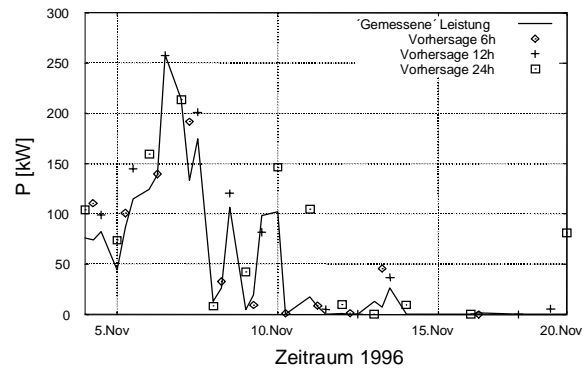


Abbildung 2: Ausschnitt der Zeitreihe der prognostizierten (Symbole) und tatsächlichen (durchgezogene Linie) Leistungsabgabe einer 250 kW WKA, errechnet aus den entsprechenden Windgeschwindigkeiten in 30m Höhe mittels einer typischen Leistungskennlinie.

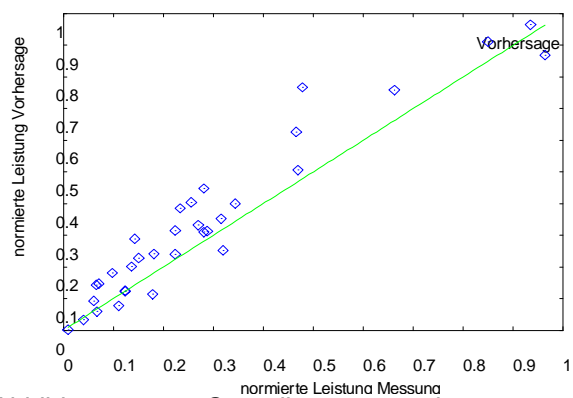


Abbildung 3: Streudiagramm der prognostizierten Verbundleistungsabgabe an 7 Standorten und der entsprechenden auf einer Windmessung basierenden Referenzwerte.

Standort	+6h	+12h	+24h
1	0.109	0.152	0.137
2	0.223	0.226	0.332
3	0.203	0.198	0.329
4	0.129	0.127	0.119
5	0.116	0.098	0.182
6	0.086	0.124	0.145
7	0.168	0.110	0.177
Mittel	0.148	0.148	0.203
Verbund	0.095	0.072	0.177

*Tabelle 1: RMS-Fehler der Leistungsprognose bezogen auf die installierte Leistung für unterschiedliche Vorhersagehorizonte.*

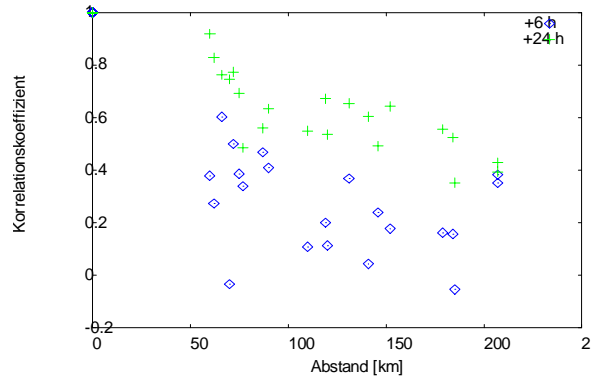
Dabei sind die RMS-Werte für die Vorhersagen 6 h und 12 h nahezu identisch. Wie erwartet steigt für die 24 h-Vorhersage die Unsicherheit an. Der Übergang zur Betrachtung der Verbundleistung führt, insbesondere für die kürzeren Vorhersagehorizonte, zu einer beträchtlichen Verminderung des Fehlermaßes. Es ist hier jedoch anzumerken, daß diese Werte aufgrund des kurzen Untersuchungszeitraums noch nicht als repräsentativ anzusehen sind.

### 5. Untersuchung der räumlichen Struktur der Vorhersagefehler

Die Verminderung der Vorhersagefehler der Verbundleistung deutet darauf hin, daß die Abweichungen der Vorhersage an den verschiedenen Standorten nicht vollständig gekoppelt sind. Zu einer ersten detaillierteren Untersuchung dieses Effekts wurde die räumliche Struktur der Fehler der Vorhersagefehler analysiert. Zu diesem Zweck wurden die Korrelationskoeffizienten der Vorhersagefehler für alle Standortpaare ermittelt. Abbildung 4 zeigt diese Werte für die 6 h und 24 h Vorhersagen in Abhängigkeit der jeweiligen Stationsentfernung. Trotz der (auch durch die geringe Datenanzahl verursachten) hohen Streuung der Werte ist die Tendenz der Abnahme der Korrelation mit zunehmendem Stationsabstand auszumachen. Für die 24 h Vorhersage zeigen sich deutlich höhere Korrelationswerte.

Diese Ergebnisse lassen vermuten, daß die Vorhersagefehler der 6 h Vorhersage durch unterschiedliche Unsicherheiten der Transformation der Gitterpunktsdaten auf die spezifische Punktvorhersage stark beeinflusst werden. Für den längeren Vorhersagehorizont ist die Entwicklung der Vorhersagefehler über das gesamte Untersuchungsgebiet sehr gleichmäßig. Sie scheinen damit durch die in den Ergebnissen der

numerischen Wettervorhersage liegenden Unsicherheit dominierend zu sein.



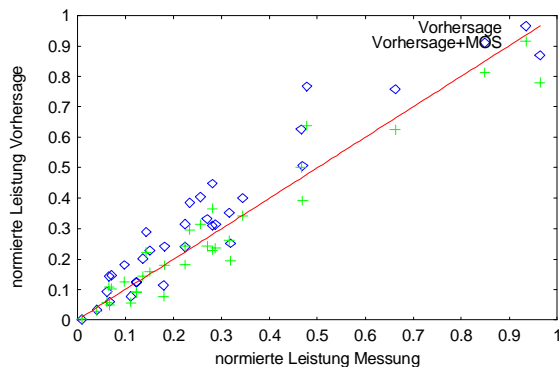
*Abbildung 4: Korrelationsstruktur der Vorhersagefehler. Die Kreuzkorrelationswerte der Vorhersagefehler für die +6 h und +24 h (Kreuze) Prognosen an unterschiedlichen Standorten sind über die Standortentfernung aufgetragen.*

### 6. Ergebnisverbesserung über *Model Output Statistics (MOS)*

Sowohl die numerische Wettervorhersage als auch das von uns angewandte Verfeinerungsverfahren sind im allgemeinen mit systematischen Fehlern behaftet. Falls für Vorhersagepunkte über längere Zeiträume gleichzeitig Meßdaten der Windgeschwindigkeit oder der Leistungsabgabe vorliegen, so lassen sich diese systematischen Fehler durch den Einsatz von MOS-Verfahren prinzipiell verringern. Wir haben auf den untersuchten Datensatz ein einfaches lineares Regressionsverfahren angewandt. Auch an dieser Stelle konnte aufgrund der schmalen Datenbasis nur ein qualitativer Test durchgeführt werden. Die Ermittlung der Regressionsbeziehung wurde auf der bereits vorliegenden Datenbasis ermittelt. Im realen Einsatz wäre das Korrekturverfahren auf historische Meß- und Prognosewerte zu stützen. Dieser Test gibt also eine Abschätzung einer oberen Grenze für die zu erreichenden Verringerungen der Vorhersageunsicherheit. Wie aus Tabelle 2 ersichtlich, zeigt das Korrekturverfahren besonders bei 2 Stationen deutliche Verbesserungen. Diese Verbesserungen wirken sich auch erkennbar auf die Güte der Vorhersage der Verbundleistung aus (siehe Abbildung 5).

Standort	RMS-Prog.	RMS-Prog+MOS
1	0.109	0.103
2	0.223	0.112
3	0.203	0.097
4	0.129	0.128
5	0.116	0.108
6	0.086	0.084
7	0.168	0.124
Mittel	0.148	0.108
Verbund	0.095	0.064

*Tabelle 2: Veränderung der auf die installierte Leistung bezogenen RMS-Fehler der Leistungsprognose für +6 h durch Einsatz eines MOS Verfahrens.*



*Abbildung 5: Auswirkung einer MOS-Korrektur auf die Streuung von Prognose und Referenzwerten. Die Kreuze geben hier den Datensatz der MOS korrigierten Vorhersagen wieder.*

## 7. Zusammenfassung und Ausblick

Die hier vorgestellte Untersuchung soll einen ersten Einblick in die Güte der auf den Ergebnissen der numerischen Wettervorhersage basierenden Prognosen des Windleistungseintrags vermitteln. Die relative Güte der Vorhersagen mit Horizonten von 6h, 12h und 24h entspricht dabei ebenso wie die Ergebnisse des Vergleichs von Einzelpunkt- und Verbunddaten den Erwartungen. Es deutet sich an, daß sich aus der räumlichen Struktur der Vorhersageabweichungen Aussagen über deren Quelle ableiten lassen. In Hinblick auf den parallelen Aufbau von Wind- und Leistungsdatenmessnetzen konnten erste Erfahrungen mit der Anwendung datenbasierter Korrekturverfahren für die Prognosen gewonnen werden. Für eine verallgemeinerbare

quantitative Aussage über die langfristig zu erwartenden absoluten Fehlermaße war der Untersuchungszeitraum in dieser Studie jedoch zu kurz.

Weitere Forschungsarbeiten werden im Rahmen eines von der Europäischen Union geförderten Projekts durchgeführt werden, das von der Universität Oldenburg, dem dänischen Forschungszentrum Risø und der FH Magdeburg bearbeitet wird.

## Danksagung

Wir danken der WIND-consult GmbH, Bargeschlag, für die Bereitstellung der Meßdaten, dem DWD für die Lieferung der Vorhersagewerte und der Mitteldeutschen Energieversorgung AG (MEAG), Halle, sowie der Energieagentur Sachsen-Anhalt, Magdeburg, für die Finanzierung und Organisation dieser Untersuchung.

## Literatur

/1/ H. G. Beyer, H. Mellinghof, K. Mönlich: *Windgeschwindigkeits-Prognosen für den Zeitbereich 6–24 h auf Basis des Deutschlandmodells – Modellstudie zur Untersuchung der Vorhersagegüte.* In: *Ermittlung der ständig verfügbaren Leistung von Windkraftanlagen im Versorgungsgebiet der MEAG als Bestandteil der Kraftwerkseinsatzplanung*, Bericht MEAG, Halle 1998.

/2/ H. G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinghof, K. Mönlich: *Vorhersage der regionalen Leistungsabgabe von Windkraftanlagen*, DEWEK 1998.