

GEO Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH  
Enge-Sande

**Optimierung von Windprognosen zur präzisen Vorausberechnung  
von Windstromerträgen als Handlungsgrundlage  
im dezentralen Energiemanagement**

Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,  
gefördert unter dem Az: 18896 von der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

**Entwurfs-Vorlage**

von

Dr. Gunnar Böhm

Enge-Sande, September 2005

**Projektkennblatt**  
der  
**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**



Az	<b>18896</b>	Referat	<b>24/0</b>	Fördersumme	<b>297.000,00 €</b>
----	--------------	---------	-------------	-------------	---------------------

**Antragstitel**                      **Optimierung von Windprognosen zur präzisen Vorausberechnung von Windstromerträgen als Handlungsgrundlage im dezentralen Energiemanagement**

**Stichworte**                      Energie, Wind, regenerativ

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
<b>2 Jahre</b>			

Zwischenberichte

<b>Bewilligungsempfänger</b>	GEO Gesellschaft für Energie und Enger Straße 13	Tel	04662/88 320-0
		Fax	04662/88 320-88
	25917 Enge-Sande	Projektleitung Herr Dr. Böhm	
		Bearbeiter	

**Kooperationspartner**      GKSS Forschungszentrum GmbH, 21502 Geesthacht

### ***Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens***

Die Windenergie hat durch ihren stetigen Ausbau die Wasserkraft als Spitzenreiter bei der regenerativen Energieerzeugung abgelöst. Repowering, das bedeutet den Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, leistungsstärkere Maschinen und die Nutzung von Offshore-Potenzialen in Nord- und Ostsee werden den Windstromanteil am Gesamtstromverbrauch weiter steigern. Wind steht nicht immer wie gewünscht zur Verfügung und unterliegt natürlichen Schwankungen, die sich in veränderlichen Anteilen der Windstrommenge am Gesamtbudget ausdrücken. Seitens der Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber müssen deshalb Kontingente an Regel- und Reserveenergie vorgehalten werden, um die auftretenden Schwankungen auszugleichen. Belastbare Windstromprognosen können dabei helfen, Überkapazitäten zu vermeiden und damit eine Reduzierung unnötiger CO<sub>2</sub>-Emissionen herbei zu führen. Im Fall eines geringen Windaufkommens können bei rechtzeitiger Information möglichst umweltschonende Strategien zum Ausgleich der damit verbundenen Unterversorgung gefunden werden. Bestehende Prognoseverfahren basieren im Regelfall auf den Ergebnissen von Wettervorhersagemodellen aus dem Routinedienst der nationalen Wetterdienste und sind durch ihre Unschärfe bezüglich der Windgeschwindigkeit oftmals mit erheblichen Fehlern behaftet. Ziel dieses Projektes ist es deshalb, durch die Entwicklung eines für den Parameter 'Wind' optimierten und räumlich hoch aufgelösten, drei-dimensionalen Atmosphärenmodells Vorhersagen zu erzeugen, die eine deutlich verbesserte Prognosegüte bezüglich der Windstromeinspeisung aufweisen.

### ***Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden***

Das bislang wissenschaftlich genutzte Atmosphärenmodell GESIMA (Geesthachter Simulationsmodell der Atmosphäre) des Kooperationspartners GKSS Forschungszentrum wird an die Daten eines Wettervorhersagemodells gekoppelt. Die räumlich grob aufgelösten Eingangsdaten dieses Modells werden an GESIMA übergeben und auf ein feineres Modellgitter übertragen. Die nachfolgenden Berechnungen unter Beachtung aller drei-dimensionalen physikalischen Zusammenhänge, ergeben differenzierte Felder und Zeitreihen für die Windgeschwindigkeit in den Gitterzellen. Aus diesen Zeitreihen können über die Leistungskennlinie von Windenergieanlagen Energiemengen berechnet werden, die sich anschließend zur Gesamteinspeisung eines Netzbereiches aggregieren lassen.

## ***Ergebnisse und Diskussion***

Nach der Fertigstellung der Programmumgebung für das Prognosesystem, das unter dem Arbeitstitel GEOFFREY (Gesima-based optimization of forecasts for renewable energy yield) geführt wird, wurde die Stabilität der automatisierten Abläufe sichergestellt. Als Ergänzung wurde eine ebenfalls automatisierte Kontrolle der Eingangsdaten entwickelt, die Fehlprognosen aufgrund fehlerhafter Datensätze vermeidet.

Nach der Definition von Vergleichsregionen, die sich wesentlich an der Verfügbarkeit von Vergleichsdaten orientierte, wurden Tests zur Modellgitterweite und der Wahl des antreibenden Wettermodells durchgeführt. Es hat sich gezeigt, dass die vorgegebene Kombination der Eingangsdaten gut für die definierten Prognosezwecke geeignet ist.

Der Vergleich der prognostizierten, bodennahen Windgeschwindigkeit mit Messungen an Wetterstationen und anderen Datenquellen hat ergeben, dass das GEOFFREY-System zu einer leichten Unterschätzung neigt. Diese ist über Seegebieten stärker, als über Land. Ursache hierfür ist wahrscheinlich die enge Bindung an die antreibenden Datenfelder, die ähnliche Eigenschaften aufweisen.

Mit Hilfe von Zeitreihen, die an Windenergieanlagen als 10-Minuten-Mittelwerte aufgezeichnet werden, konnten Analysen der Prognosegüte für die Windgeschwindigkeit und die erzeugte Energie an verschiedenen Standorten und Höhen durchgeführt werden. Die Berechnung der Energie aus der Windgeschwindigkeit erfolgte auf der Basis von Leistungskennlinien der Anlagen, die über ein Polynom vierter Ordnung in eine stetige Funktion überführt wurden. Die Untersuchungen wurden für Monats- und Tagessummen, sowie für 10- und 30-Minuten-Zeitschritte durchgeführt. Eine leichte Unterschätzung der Verhältnisse kann auch hier festgestellt werden, die sich jedoch einfach über einen konstanten Korrekturfaktor beheben lässt. Die Genauigkeit der Prognosegüte ist zeigt die gewünschte Unabhängigkeit von der Modellregion, die für Schleswig-Holstein, einen Binnenstandort in Brandenburg und Sardinien definiert wurde. Bei der Interpretation der berechneten statistischen Kennzahlen muss beachtet werden, dass in diesem Projekt Einzelstandorte als Referenz dienen und nicht, wie sonst allgemein üblich, größere Einzugsgebiete. Weiterhin ist zu beachten, dass die Zeitreihen aus den Datenspeichern der Windenergieanlagen Variationen aufweisen, die zu einem relativ hohen Basisfehler führen. Dieser ist durch die Struktur der Modellierung nicht zu vermeiden, beträgt jedoch bis zur Hälfte des ermittelten Gesamtfehlers.

Unter Beachtung dieser Vorgaben ist die erreichte Prognosegüte positiv zu bewerten. Im Vergleich zu den antreibenden Daten, die als erste Schätzung der Entwicklung verwendet werden können, werden die Windfelder realistischer repräsentiert. Eine weitere Steigerung der Genauigkeit ist beispielsweise durch eine effiziente Art des Monitorings, d.h. des Vergleichs mit aktuell gemessenen Daten möglich.

## ***Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation***

DBU-Workshop "Windprognose", 03. März 2004, ZUK/DBU Osnabrück

Tagung "Zukunft der Windenergie", 21. Juni 2004, ZUK/DBU Osnabrück

Woche der Umwelt 2004, Bonn

5. Windenergietagung, WIE/Universität Flensburg, 15.03.2005 Flensburg

Messe HusumWind, 2003/2005

## ***Fazit***

Mit dem GEOFFREY-Programmsystem steht ein Verfahren zur Verfügung, das eine differenzierte Prognose der eingespeisten Strommenge aus WEA erlaubt. Die vollzogene Kopplung eines dreidimensionalen mesoskaligen Atmosphärenmodells an die Daten eines Wettervorhersagemodells hat ihre numerische Stabilität während der Anwendungen unter Beweis gestellt. Dies gilt insbesondere auch für den vollständig automatisierten Ablauf der Programmkomponenten. Es hat sich weiter gezeigt, dass das System unabhängig vom Einsatzgebiet mit einer konstanten Genauigkeit betrieben werden kann, auch bei stark variierenden meteorologischen Randbedingungen.

Die Analyse der erreichten Prognosegenauigkeit erfolgt über die Berechnung statistischer Kennzahlen, deren Vergleich mit den Werten anderer Verfahren nicht ohne eingehende Prüfung der Bedingungen erfolgen sollte. Einige Ergebnisse sprechen dafür, dass die Genauigkeit von prognostizierten Einzelstandorten mit Werten korrespondiert, die sonst nur über größere Einzugsgebiete mit den entsprechenden Ausgleichseffekten angegeben wird. Dies gilt vor allem für die Berechnung von Tagessummen. Höher aufgelöste Datenreihen aus Windenergieanlagen sind dagegen mit einer so hohen Grundunsicherheit behaftet, dass die Genauigkeit damit nur beschränkt bestimmt werden kann.

## Inhaltsverzeichnis

	Abbildungsverzeichnis	2
	Tabellenverzeichnis	3
	Symbolverzeichnis	4
	Zusammenfassung	5
1.	Anlass und Aufgabenstellung des Projekts	6
2.	Das GEOFFREY-Programmsystem	9
2.1	Übersicht über die Systemkomponenten	9
2.2	Meteorologische Antriebsdaten	10
2.3	Modellsteuerung und weitere Modellparameter	12
2.4	Das Mesoskalen-Modell GESIMA	14
2.5	Übergang zur Windleistungsprognose	17
3.	Berechnungsergebnisse	19
3.1	Einführung	19
3.2	Statistische Kennzahlen	19
3.3	Einfluss der Modellgitterauflösung	21
3.4	Einfluss des Antriebsmodells	24
3.5	Modellgenauigkeit für bodennahen Wind	25
3.6	Modellgenauigkeit für WEA-Daten	31
3.6.1	Vorbemerkung zur Methodik	31
3.6.2	Monatssummen der WEA-Leistung verschiedener Windparks	32
3.6.3	Tagessummen der WEA-Leistung	34
3.6.4	Grenze für die Prognosegüte	39
3.6.5	Auswertung hoch aufgelöster Zeitreihen von WEA	41
3.6.6	Vergleich mit Windmessungen auf Sardinien	45
4	Fazit	47
	Literaturverzeichnis	49

## Abbildungsverzeichnis

- Abb. 2.1: Schematischer Aufbau des GEOFFREY-Programmsystems
- Abb. 2.2: Schema der Vorhersagezeiträume aus Antriebsdaten mit halbtägiger Aktualisierung
- Abb. 2.3: Schema der Datenkontrolle
- Abb. 2.4: Einige Eingabemasken für GESIMA-Steuerparameter
- Abb. 2.5: Position der Untersuchungsgebiete mit ausgewählten Windparks und Messstationen
- Abb. 2.6: Beispiel für die Darstellung der berechneten Windgeschwindigkeit
- Abb. 2.7: Approximation einer Leistungskennlinie durch ein Polynom 4. Ordnung
- Abb. 3.1: Vergleich statistischer Kennzahlen verschiedener Modellgitterweiten
- Abb. 3.2: Spektrum der Differenz zwischen gemessener und prognostizierter Windgeschwindigkeit und Streudiagramm der beiden Modellvarianten
- Abb. 3.3: Zeitreihen der gemessenen und prognostizierten Windgeschwindigkeit
- Abb. 3.4: Statistische Kennzahlen für verschiedene Antriebsdaten im August 2004
- Abb. 3.5: Mittlere Windgeschwindigkeit an Vergleichsstationen (Messung und Prognose)
- Abb. 3.6: Weibull-Verteilung für die Station Leck und Einfluss des Formparameters
- Abb. 3.7: RMSE der Persistenz-Prognose für 3 Messstationen im Jahr 2004
- Abb. 3.8: Tagessummen der prognostizierten und gemessenen Leistung im August 2004
- Abb. 3.9: Prognostizierte und gemessene Zeitreihe der Windgeschwindigkeit an einem Standort auf Sardinien im Mai 2004.

## Tabellenübersicht

- Tab. 3.1: Vergleich der statistischen Kennzahlen für die Prognosegüte – 24 Stunden
- Tab. 3.2: wie Tab. 3.1, jedoch für 36 Stunden
- Tab. 3.3: wie Tab. 3.1, jedoch für 48 Stunden
- Tab. 3.4: Vergleich der Weibull-Parameter aus Messdaten und Prognose
- Tab. 3.5: Monatssummen der elektrischen Leistung verschiedener WEA im Vergleich zu prognostizierten Summen im März 2004
- Tab. 3.6: Statistische Kennwerte der Tagessummen bei verschiedenen Antriebsvarianten
- Tab. 3.7: Zeiträume für die Auswertung von Tagessummen verschiedener WEA
- Tab. 3.8: Vergleich der Prognosegüte von Antriebsdaten und dem GEOFFREY-System
- Tab. 3.9: wie Tab. 3.8, jedoch für Varianten
- Tab. 3.10: wie Tab. 3.8, jedoch mit Bias-Korrektur
- Tab. 3.11: Prognosegüte des GEOFFREY-Systems für verschiedene Windparks (36 h)
- Tab. 3.12: Prognosegüte des GEOFFREY-Systems für verschiedene Windparks (48 h)
- Tab. 3.13: Statistische Kennzahlen des Vergleichs von 10-Minuten-Daten zweier WEA in einem Windpark (Windgeschwindigkeit)
- Tab. 3.14: Statistische Kennzahlen des Vergleichs von 10-Minuten-Daten zweier WEA in einem Windpark (Leistung)
- Tab. 3.15: Vergleich von WEA-Daten und GEOFFREY-Prognose mit Filtern
- Tab. 3.16: Vergleich von Prognose und Messung der Windgeschwindigkeit auf der Basis von Gondelanemometer-Daten für verschiedene Prognosehorizonte
- Tab. 3.17: wie Tab. 3.16, jedoch mit Bias-Korrektur
- Tab. 3.18: Vergleich von prognostizierter und gemessener Leistung verschiedener WEA auf der Basis von 10-Minuten-Daten

## Verzeichnis der Abkürzungen und Symbole

KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut (NL)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GESIMA	Geesthachter Simulationsmodell der Atmosphäre
GEOFFREY	Gesima-based optimization of forecasts for renewable energy yield
WEA	Windenergieanlage
GFS	Global Forecast System (US)
WMO	World Meteorological Organization
DWD	Deutscher Wetterdienst
LM	Lokal-Modell (des DWD)
Bias	Systematischer Fehler
MAE	Mittlerer absoluter Fehler
MAE <sub>R</sub>	MAE, bezogen auf den Maximalwert einer Größe
MAE <sub>A</sub>	MAE, bezogen auf den arithmetischen Mittelwert einer Größe
RMSE	Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (root mean square error)
RMSE <sub>R</sub>	RMSE, bezogen auf den Maximalwert einer Größe
RMSE <sub>A</sub>	RMSE, bezogen auf den arithmetischen Mittelwert einer Größe
$r_{xy}$	Korrelationskoeffizient
COV <sub>xy</sub>	Kovarianz
$\sigma_x, \sigma_y$	Standardabweichung
$x_i$	Index i: Einzelwert der Größe x in einer Zeitreihe
$x_{avg}$	Index avg: Arithmetischer Mittelwert der Größe x
$u_{avg}$	Mittlere Windgeschwindigkeit
h	Stunde
m	Meter
s	Sekunde
sm	Seemeile (1852 m); $sm\ h^{-1}$ = Knoten

## Zusammenfassung

Im Rahmen einer Forschungsk Kooperation zwischen der Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH und dem GKSS Forschungszentrum wurde ein neues Verfahren zur Windleistungsprognose entwickelt und zur Anwendung gebracht. Das Projekt wurde von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen 18896 gefördert.

Das entwickelte Programmsystem basiert im Kern auf dem mesoskaligen, dreidimensionalen Atmosphärenmodell GESIMA, das bei GKSS entwickelt wurde und international etabliert ist. Die Anwendung als Prognosemodell erfolgt über die Kopplung an ein großskaliges Wettervorhersagemodell. Die darin beschriebenen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre werden unter Berücksichtigung der relevanten physikalischen Abläufe auf ein verfeinertes Modellgitter übertragen. Die anschließend berechneten Felder und Zeitreihen der Windgeschwindigkeit werden von der Modellgitterhöhe auf beliebige Nabenhöhen von Windenergieanlagen interpoliert und mit Hilfe von Leistungskennlinien in zu erwartende Energiemengen überführt.

Zur Verifizierung der prognostizierten Werte für die Windgeschwindigkeit und die elektrische Leistung wurden Messungen an offiziellen Wetterstationen und an ausgewählten Windenergieanlagen verwendet. Ergänzend standen einige selbst durchgeführte Windmessungen zur Verfügung.

Das entwickelte Prognosesystem eignet sich für die differenzierte Vorhersage der eingespeisten Windstrommenge in das Versorgungsnetz. Die hier gewählte Vorlaufzeit beträgt 48 Stunden, andere Zeiträume sind möglich. Die statistische Beschreibung der Prognosegüte basiert auf dem Vergleich mit Einzelmessungen und nicht, wie sonst üblich, regionalen Einzugsgebieten. Unter Berücksichtigung der hier ausbleibenden räumlichen Ausgleichseffekte, kann die erreichte Genauigkeit der Windleistungsprognosen positiv bewertet werden.

## 1. Anlass und Aufgabenstellung des Projekts

In der Bundesrepublik Deutschland wurde 2004 knapp jede zehnte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien gewonnen. Die Windenergie hat daran inzwischen einen Anteil von 44% erreicht und nimmt erstmals den Spitzenrang bei der regenerativen Energieerzeugung vor der Wasserkraft (38%) ein [BMU05a]. Insbesondere durch die Nutzung der Offshore-Potenziale in Nord- und Ostsee wird die installierte Nennleistung voraussichtlich weiter stark ansteigen. Nach Plänen der Bundesregierung könnten Windenergieanlagen (WEA) auf See bis zum Jahr 2025/2030 mit einer installierten Leistung von 20 000 bis 25 000 MW allein etwa 15% des heutigen Strombedarfs decken [BMU05b].

Strom aus WEA steht nicht immer wie gewünscht zur Verfügung. Natürliche Schwankungen der Windgeschwindigkeit führen zu teils erheblichen Variationen der verfügbaren Windstrommenge, die von Energieversorgern und Netzbetreibern ausgeglichen werden müssen. Die von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) 2003 in Auftrag gegebene "dena-Netzstudie" hat unter der Mitwirkung namhafter Institutionen, auch aus der Energiewirtschaft, ergeben, dass der weitere Ausbau der Windenergie dennoch ohne eine substantielle Gefährdung der Versorgungssicherheit machbar ist [den05]. Gleichwohl ist leicht einzusehen, dass die Planbarkeit der Windstromeinspeisung parallel zur wachsenden installierten Nennleistung an Bedeutung gewinnt. Durch die Abnahmeverpflichtung aus dem sog. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), die der Stromeinspeisung aus WEA Vorrang gewährt [EEG04], kann es bei hohen Windgeschwindigkeiten zu Überkapazitäten im Netz kommen, bei schwachem Wind dagegen zu einem zusätzlichen Energiebedarf. Für den Ausgleich von Windstromschwankungen sind entsprechende Mengen an Regel- und Reserveenergie vorzuhalten [RW03]. Von der Windenergie wird dabei vor allem der Bereich der sekundären Reserveleistung beeinflusst, d.h. Abweichungen vom Energiefahrplan mit einer Dauer von 5-15 Minuten oder länger [den05, BWE04].

Planbarkeit der eingespeisten Windstrommenge bedeutet die möglichst exakte Kenntnis der Windentwicklung der nachfolgenden Stunden und Tage. Mit ihr ist es möglich, auftretenden Änderungen rechtzeitig und unter Beachtung eines minimierten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu begegnen. Es werden heute schon Prognosemodelle eingesetzt, deren Genauigkeit mitunter aber recht kontrovers diskutiert wird [Jac03,

Kni03]. Sie basieren im Regelfall auf den Ergebnissen der Wettervorhersagemodelle aus dem Routinedienst der Wetterdienste. Die berechnete Windgeschwindigkeit auf Standardhöhe (10 m) wird mittels mehr oder weniger komplexer empirischer und/oder statistischer Verfahren auf die Belange der Windenergie übertragen. Das bedeutet z.B. die Umrechnung auf bestimmte Nabenhöhen der WEA oder die Übertragung von einzelnen Referenzpunkten auf größere Gebiete [BERS02, Mil03]. Die mitunter starke Vereinfachung atmosphärischer Zusammenhänge, insbesondere der Thermik, kann hierbei zu erheblichen Fehlern führen.

Diesem Gedankengang folgend, definiert sich die Zielstellung des hier beschriebenen Projekts, das in Kooperation zwischen GEO und dem GKSS Forschungszentrum in Geesthacht initiiert wurde. Über die vollständige Beschreibung der mathematisch-physikalischen Zusammenhänge in der Atmosphäre soll direkt auf die Windgeschwindigkeit in beliebigen Höhen an frei wählbaren Orten geschlossen werden, aus der im Anschluss über geeignete Verfahren die entsprechende Menge an erzeugtem Windstrom bestimmt werden kann. Über die Aggregation einzelner Gitterzellen ist es anschließend möglich, die Stromerzeugung aus Wind in definierten Netzteilbereichen zu bestimmen. Gleiches gilt für die Zusammenfassung von WEA unterschiedlicher Hersteller, Typen und Nabenhöhen.

Die Umsetzung des Zieles geschieht unter Verwendung des bei GKSS entwickelten mesoskaligen Atmosphärenmodell GESIMA (Geesthachter Simulationsmodell der Atmosphäre). Es ist dreidimensional und nicht-hydrostatisch, beschreibt also alle atmosphärischen Vorgänge mit einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung und in alle Richtungen. Letzteres ist besonders bei vertikalen Luftbewegungen und Energietransporten (Konvektion) und deren Wechselwirkungen mit der Umgebung von Bedeutung. GESIMA wurde bislang vorrangig zu Forschungszwecken eingesetzt und ist international anerkannt. Deshalb war keine grundlegende Modellentwicklung nötig, was innerhalb der recht kurzen Projektlaufzeit kaum zu realisieren gewesen wäre. Durch einige Eingriffe in den Programmcode konnte aber z.B. der Rechenzeitbedarf bei den Simulationsläufen drastisch gesenkt werden.

Die Weiterentwicklung von GESIMA zu einem Prognosewerkzeug erfordert die Kopplung an ein Wettervorhersagemodell. Dieses legt die grobe Wetter- und Windentwicklung für die nachfolgenden Zeiträume fest und bildet die

atmosphärischen Randbedingungen für die weitere Modellierung. Man spricht in diesem Zusammenhang vom Modellantrieb. Vor dem eigentlichen Programmstart werden die Antriebsdaten vom groben Ursprungsgitter auf die feiner aufgelöste Modellgeometrie von GESIMA interpoliert („downscaling“). Für jede der definierten Gitterzellen entstehen Zeitreihen einer Vielzahl von atmosphärischen Parametern, von denen die Komponenten der Windgeschwindigkeit und den daraus berechneten Windgeschwindigkeitsvektor bei den durchgeführten Untersuchung im Fokus des Interesses standen. Schließlich bilden diese die Grundlage für die angeschlossene Energieberechnung aus WEA, für die in diesem Projekt eine stark vereinfachte Formulierung verwendet wurde.

Für die spätere Anwendung des Modells als Prognosewerkzeug im Routineeinsatz ist es wichtig, dass die Berechnungen weitestgehend automatisiert ablaufen können. Auf diese Weise entstand ein Programmsystem, das neben dem Programmcode von GESIMA aus einer Reihe von Programmen und Skripten besteht. Neben dem Vorteil, alle Computerläufe zeit- und prozessgesteuert starten zu können, übernimmt dieses System auch eine Kontrollfunktion der antreibenden Daten. Zudem ist es durch den modularen Programmaufbau möglich, die Modellberechnungen in bereits bestehende Abläufe zu integrieren. Ein interessanter Aspekt bietet sich durch die parallele Verwendung mehrerer antreibender Atmosphärenmodelle oder anderer Randparameter, der sogenannten Ensemble-Vorhersage. Sie wird deshalb teilweise vorteilhaft bewertet, da sich aus der Bandbreite der jeweils berechneten Ergebnisse Rückschlüsse auf die zu erwartende Genauigkeit ziehen lassen [Jac03].

Im nachfolgenden Kapitel wird zunächst der Ablauf innerhalb des Programmsystems, das unter dem Titel GEOFFREY (Gesima-based optimization of forecasts for renewable energy yield) geführt wird, schrittweise beschrieben. Dabei wird auch eine Übersicht über die verwendeten Daten und die durchgeführten Berechnungen gegeben, worin sich die Auswahl der Referenzgebiete und Vergleichsdaten eingliedert. Geleitet von dem Anspruch, ein möglichst flexibles Prognosewerkzeug bereit zu stellen, wurden verschiedene Landschaftstypen in die Untersuchungen einbezogen. Die Auswahl berücksichtigt die Verfügbarkeit repräsentativer Vergleichsdaten in der betreffenden Region. Anschließend erfolgt die statistische Analyse der Prognosegüte. Dabei werden auch unterschiedliche Prognosezeiträume zur Verdeutlichung verschiedener potenzieller Einsatzmöglichkeiten vorgegeben.

## 2. Das GEOFFREY-Programmsystem

### 2.1 Übersicht über die Systemkomponenten

Der Kern des GEOFFREY-Programmsystems wird durch das Mesoskalen-Modell GESIMA gebildet. Hier werden die zentralen atmosphärischen Simulationen durchgeführt, die zu den Prognosen der weiteren Windentwicklung führen. Um den eigentlichen Programmcode herum sind eine Reihe von Programmen und Skripten angegliedert, die für die Programmsteuerung, den Datentransfer, die Aufbereitung der Ergebnisse und die Archivierung der Resultate verantwortlich sind (Abb. 2.1). Der Systemablauf wird nachfolgend schrittweise beschrieben.

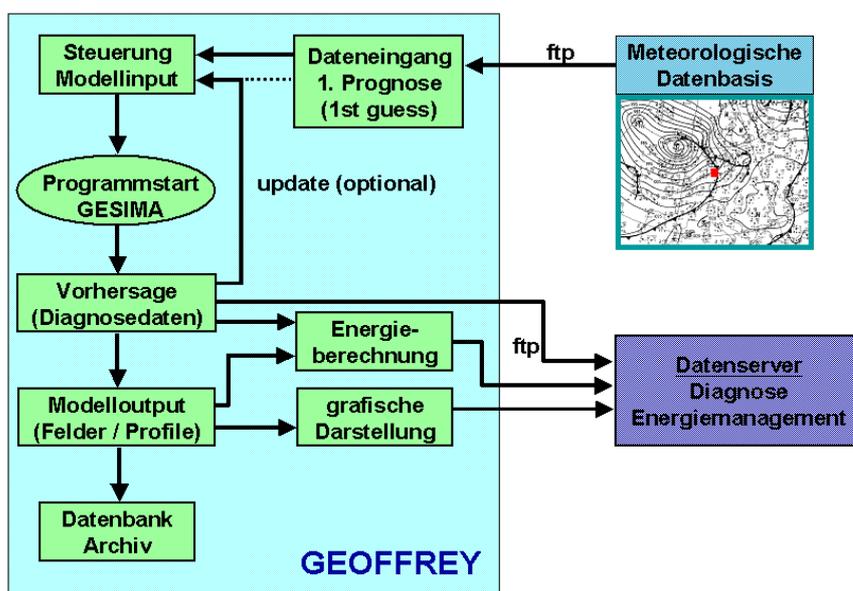


Abb. 2.1: Schematischer Aufbau des GEOFFREY-Programmsystems

Der Aufbau des Systems aus einzelnen Modulen hat den Vorteil, dass sich einzelne Komponenten relativ leicht austauschen lassen. Dies ist hilfreich, wenn sich die Programmteile durch neuere Versionen und aktualisierte Anforderungen geändert haben. Zudem können sie meist einzeln im stand-alone-Modus betrieben werden und auf diese Weise optional für spezielle Fragestellungen eingesetzt werden.

Die technische Umsetzung des Programmablaufs geschieht auf der Basis eines Linux/UNIX-Betriebssystems, das sich während der gesamten Projektlaufzeit, wie erwartet, als äußerst stabil erwiesen hat. Der GESIMA-Code liegt in FORTRAN vor, was auch für einen Teil der peripheren Routinen gilt. Die Automatisierung und

Steuerung erfolgt über Shell-Skripte. Sie können bei Bedarf leicht z.B. durch Perl-Programme ersetzt werden, falls das System in komplexere Zusammenhänge eingebunden werden sollte.

## **2.2 Meteorologische Antriebsdaten**

Der Bezug von meteorologischen Daten eines Wettervorhersagemodells ist allgemein kostenpflichtig und vollzieht sich über staatliche oder private Wetterdienste. Im Normalfall wird der vereinbarte Datenumfang auf einem externen Server abgelegt und in regelmäßigen Abständen aktualisiert. Der Zeitpunkt, an dem neue Datensätze verfügbar sind, richtet sich nach der Initialisierungszeit des jeweiligen Modells und der Rechenzeit beim Datenanbieter. Liegen die Daten vor, werden sie z.B. per ftp-Transfer auf die eigene Rechnerumgebung zur Weiterverarbeitung transferiert.

In diesem Projekt wurden weitestgehend Daten aus dem Wettervorhersagemodell des niederländischen Wetterdienstes KNMI mit einer Gitterauflösung von  $0,2^\circ \times 0,2^\circ$  auf verschiedenen Druckniveaus bis zu einer Höhe von ca. 5500 m, entsprechend 500 hPa, verwendet. Die Dateien beinhalten Werte für das Geopotential (ein Maß für die Luftdruckverteilung), die Temperatur, die relative Feuchte und die Windgeschwindigkeitskomponenten. Die Zeitspanne zwischen den Datensätzen beträgt 3 Stunden. Für die obere Atmosphäre waren die geforderten Parameter aus diesem Modell nicht verfügbar. Deshalb wurden die Werte des amerikanischen GFS-Modells (Global Forecast System – früher unter dem Namen AVN/MRF bekannt) im 200 hPa-Niveau mit einer Auflösung von  $1,0^\circ \times 1,0^\circ$  benutzt. Die Anwendung zweier verschiedener Modelle zum Antrieb ist suboptimal. Stichproben zwischen verschiedenen Modellen durch den Datenlieferanten haben jedoch ergeben, dass die Unterschiede der Modellwerte für große Höhen innerhalb der gelieferten Prognosezeiträume von 48 Stunden marginal sind. Zusammen mit der Tatsache, dass sich die projektrelevanten Vorgänge vorrangig in den unteren Atmosphärenschichten abspielen, lassen den potenziellen Fehler durch die vertikale Kopplung zweier Modelle als ausreichend gering erscheinen. Als weiteres Argument für diese Lösung mag gelten, dass es während der gesamten Projektlaufzeit zu keinen sichtbaren Instabilitäten durch die gefundene Lösung kam. Zu Vergleichszwecken wurde das Lokal-Modell (LM) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) während einer 4-wöchigen Testphase im Sommer 2004 eingesetzt.

Alle verwendeten Antriebsmodelle werden täglich um 00:00 UTC und 12:00 UTC initialisiert und gestartet. Die Aktualisierung der Ergebnisse auf dem externen Datenserver erfolgte normalerweise ca. 6 Stunden später. Dabei werden frühere Dateien durch neuere überschrieben. Bei einem Vorhersagehorizont von 48 Stunden entstehen auf diese Weise für jeden beliebigen Zeitpunkt vier Prognosen unterschiedlichen Ursprungs (Abb. 2.2).

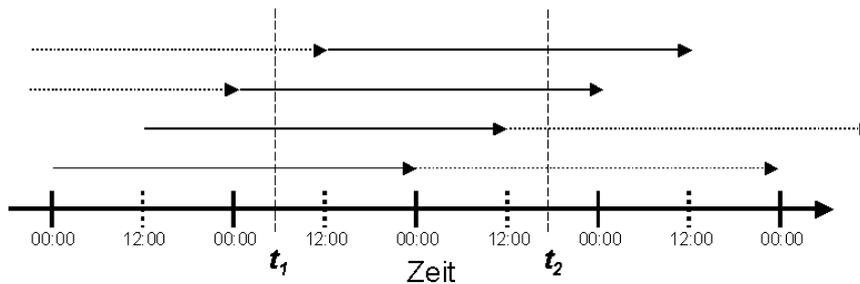


Abb. 2.2: Schema der Vorhersagezeiträume aus Antriebsdaten mit halbtägiger Aktualisierung. Die Pfeillänge entspricht einem Zeitraum von 48 Stunden,  $t_1$  und  $t_2$  willkürlich gewählten Zeitpunkten zur Illustration.

Der Abruf wird zeitgesteuert und automatisch durchgeführt. Zur Reduktion des Datenflusses werden dabei jeweils nur aktualisierte Dateien übertragen, was über eine Abfrage des Zeitstempels realisiert wurde. Insgesamt betrug die Datenmenge der KNMI/GFS-Version im netCDF-Format ca. 6 MB pro Termin, so dass der nötige Transfer auch über eine schmalbandige Datenanbindung zu realisieren ist.

Trotz aller Sorgfalt ist es nicht gänzlich zu vermeiden, dass einzelne Dateien nicht für den geforderten Termin vorliegen oder durch mögliche Fehler unbrauchbar sind. Deshalb wurde eine Kontrollroutine entwickelt, die jeden Datensatz auf seine Gültigkeit hin untersucht. In jeder Datei ist der Initialisierungstermin des Modells enthalten. Dieser wird abgefragt und mit dem Prognosestermin verglichen. Stimmen die Zeiten nicht überein, werden die entstehenden Lücken durch Inter- oder Extrapolation der umgebenden Zeitpunkte geschlossen (Abb. 2.3). Dabei wird eine Wichtung vorgenommen, falls mehrere benachbarte Zeitpunkte betroffen sind.

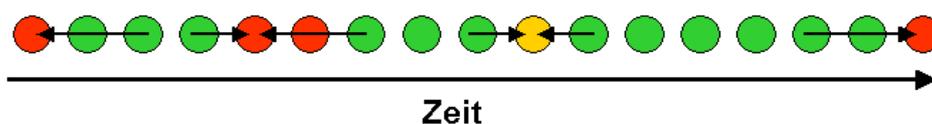


Abb. 2.3 Schema der Datenkontrolle. Veraltete (gelb) oder fehlende (rot) Dateien werden durch Inter- oder Extrapolation der vorhandenen (grün) Dateien ersetzt.

Wird ein Schwellenwert für die Anzahl fehlender Dateien überschritten, wird die Weiterleitung an die GESIMA-Umgebung gestoppt und die automatische Prognoseerstellung unterbrochen. Auf diese Weise werden Fehlprognosen durch unzureichenden Datenantrieb vermieden. Andererseits kann die Berechnung für einen reduzierten Zeitraum, für den aktuelle Daten vorliegen, dennoch durchgeführt werden.

Der atmosphärische Antrieb für GESIMA entspricht dem Datenmaterial, welches in den meisten bestehenden Prognoseverfahren zum Einsatz kommt. Folglich kann zum Zeitpunkt des abgeschlossenen Transfers bereits sehr früh eine erste Schätzung der zu erwartenden Windentwicklung abgegeben werden, bevor die eigentliche Modellierung beginnt ("first guess-Prognose").

### 2.3 Modellsteuerung und weitere Randbedingungen

Neben dem atmosphärischen Antrieb sind weitere Steuerparameter zu definieren, was über eine Editierung der entsprechenden Dateien oder über die neu entwickelte grafische Eingabeoberfläche geschieht (Abb. 2.4).

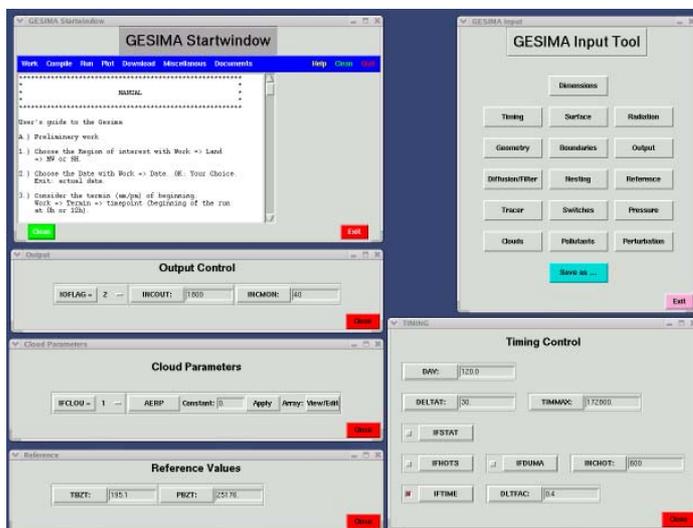


Abb. 2.4: Einige Eingabemasken für GESIMA-Steuerparameter.

Die Steuerparameter sind mehr oder weniger unabhängig vom Einsatzgebiet, da sie vor allem die verwendeten Algorithmen im Modell bestimmen, mit denen bestimmte physikalische Zusammenhänge gelöst werden. Nachfolgend werden die beiden Bereiche beschrieben, die für jedes Einsatzgebiet gesondert zu definieren sind.

Für jeden Modellgitterpunkt ist die topografische Höhe und die Landnutzung anzugeben, die entscheidend für die berechnete Energiebilanz am Erdboden ist. Dabei besteht die Schwierigkeit, einen für die gesamte Gitterzelle repräsentativen Mittelwert zu bilden. Für die ausgewählten Modellgebiete wurden Höhendaten von digitalen Geländemodellen ausgewertet und in einem definierten Umkreis der Koordinaten arithmetisch gemittelt. Der Suchradius richtet sich dabei nach der späteren horizontalen Auflösung im Modell und der allgemeinen Gestalt der Oberfläche. Allgemein sollte kontrolliert werden, dass die dämpfende Wirkung der Mittelwertbildung nicht zu groß wird.

Die Beschreibung der Landnutzung erfolgte auf der Basis der CORINE-Klassifizierung (Coordination of Information on the Environment) [StBa97]. Dieser Datensatz teilt die Bodenbedeckung in 44 verschiedene Typen ein und ist für ganz Europa verfügbar. Die Anwendung des GEOFFREY-Programmsystems ist folglich nicht an das Bundesgebiet gebunden sondern kann darüber hinaus mit einheitlichen Randbedingungen stattfinden. Aus diesem Grund wurden auch die Zahlenwerte für die Bodenrauigkeit an das CORINE-Kataster angepasst, wie es die technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vorsieht [BMU02]. Der CORINE-Datensatz liegt bis zu einer Auflösung von 100 x 100 m vor. Eine arithmetische Mittelung für eine Modellgitterfläche ist unter physikalischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Deshalb wurde ein Verfahren programmiert, das aus den Landschaftstypen und den damit einher gehenden Rauigkeitslängen eine möglichst realistische Klassifizierung im GESIMA-Code ergibt, die 20 verschiedene Klassen vorsieht.

Für die Entwicklungsarbeit wurde zunächst ein Gebiet um die Mecklenburger Bucht mit einer horizontalen Gitterweite von 2 x 2 km definiert (Abb. 2.5). Vor allem die Verfügbarkeit von Daten, die von GEO auf einer Messplattform auf dem Wasser gewonnen werden, spielte bei der Auswahl eine Rolle. Außerdem rahmen offizielle Stationen der WMO (World Meteorological Organization) das Areal ein.

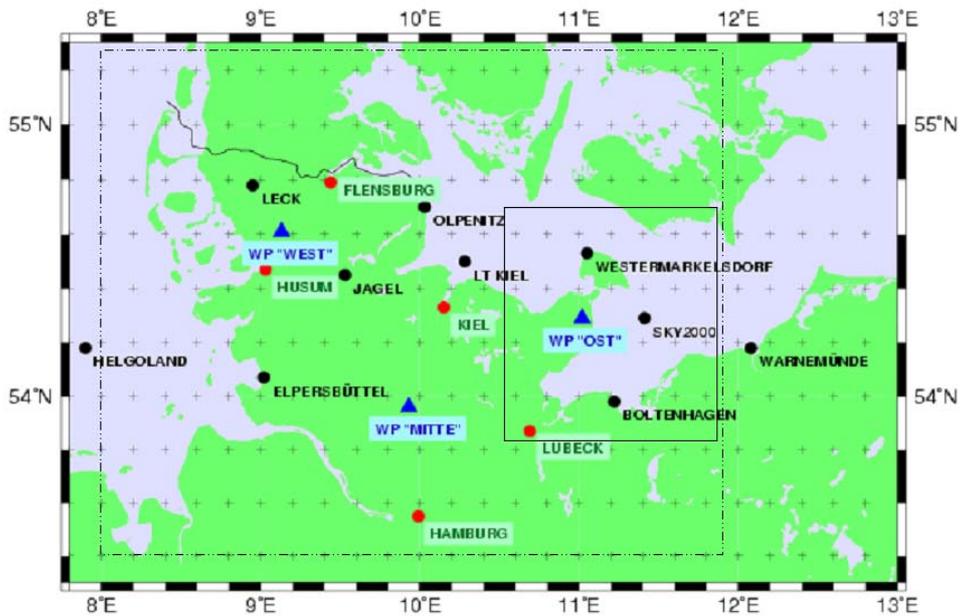


Abb. 2.5: Position der Untersuchungsgebiete "Mecklenburger Bucht" (durchgezogene Linie) und "Schleswig-Holstein" (strich-punktierte Linie) mit ausgewählten Windparks (WP) und WMO-Messstationen (●).

Für überregionale Vergleiche wurde Schleswig-Holstein mit einer horizontalen Gitterweite von 5 x 5 km in die Modellrechnungen einbezogen. Vor allem für die Vergleiche von Daten aus WEA war eine Ausweitung des Gebietes notwendig und sinnvoll. Aus der Überlappung der Gebiete konnten zudem Rückschlüsse auf den Einfluss der Gitterpunktabstände im Modell gezogen werden. Die Tauglichkeit von GEOFFREY im komplexeren Binnenland wurde anhand von Modellberechnungen für Regionen in Brandenburg und in einer Stichprobe auf Sardinien überprüft.

## 2.4 Das Mesoskalen-Modell GESIMA

Die Beschreibung von GESIMA beschränkt sich an dieser Stelle auf die Schilderung allgemeiner Eigenschaften und Bedingungen. Zudem werden die projektspezifischen Modellvariationen erläutert. Zur Darstellung der mathematischen Formulierungen des Modells und für weiter gehende Erklärungen wird auf die einschlägige Literatur [KE92, EK95] verwiesen. GESIMA basiert auf der inkompressiblen Approximation der Erhaltungssätze von Masse, Impuls und Energie. Die prognostischen Variablen bei der Berechnung sind die potentielle Temperatur, der Geschwindigkeitsvektor, alle drei Phasen des Wassers und optionale, passive Luftbeimengungen [KE00]. Die Luftbewegung ist das Resultat des Zusammenspiels verschiedener Kräfte, die auf

ein Luftvolumen einwirken. Dazu gehören der großskalige und der dynamische Druckgradient, thermisch induzierte Druckvariationen, Reibung am Boden und zwischen den Luftschichten, sowie die Coriolisbeschleunigung [HRT99]. Letztere wird in allen drei Komponenten berechnet. Neben der Möglichkeit von Koordinatenrotationen können damit z.B. Zellen von thermisch induzierten Zirkulationen (Seewind) dynamisch korrekt beschrieben werden. Die Modellgleichungen werden in ein terrainfolgendes Gitter übertragen und über finite Volumen diskretisiert. Die vertikale Modellauflösung beträgt aktuell 24 Schichten mit einer feineren Auflösung am Boden und größeren Abständen in der Höhe.

Die Quantifizierung der Schichtdicken war Gegenstand längerer Untersuchungen. Es musste ein Kompromiss gefunden werden, der einerseits feine Abstufungen in Bodennähe erlaubt, damit das vertikale Windprofil im Bereich der WEA möglichst realistisch wiedergegeben kann. Andererseits bedingen geringe Schichtdicken eine radikale Zunahme der Rechenzeit bei Regen durch eine Verringerung des modellinternen Zeitschritts. Aus Gründen der Stabilität darf eine (Modell-) Regentropfen zwar aus einer Schicht in die nächste fallen, nicht aber durch eine ganze Schicht hindurch. Kleine Distanzen bedeuten folglich einen kleinen Zeitschritt und eine hohe Gesamtlaufzeit des Modells. Am Ende konnte eine minimale Schichtdicke von 10 m realisiert werden.

Für die Berechnungen der Temperatur und der Luftbewegung benötigt das Modell Informationen über den großräumigen Zustand der Atmosphäre. Dazu werden horizontale und vertikale Felder des Luftdruckes, der Temperatur, der Feuchte und der Windverteilung aus dem (großskaligen) Antriebsmodell auf das Modellgitter interpoliert. Das Hauptmodell startet nach der bereits beschriebenen Festlegung des Anfangszustandes der Atmosphäre im Modellgebiet über eine eindimensionale Modellstufe. Die hierbei berechneten Vertikalprofile entsprechen denen eines homogenen Untergrundes. Deshalb findet in den ersten Modellzeitschritten eine Anpassung an die Heterogenität im Modellgebiet statt [HRT99]. Kleinere Abweichungen, die sich durch die Vereinfachung der Startbedingungen ergeben können, werden im Regelfall in den ersten beiden Stunden der Simulationszeiträume eliminiert.

Die Ausgabe der Modellergebnisse erfolgt zu definierten Zeitpunkten. Prinzipiell lässt das Modell zu jedem Modellzeitschritt (10 – 30 Sekunden) eine Datenausgabe zu. Angesichts der entstehenden Datenmenge sollte auf eine sinnvolle zeitliche Diskretisierung geachtet werden. Aus den berechneten atmosphärischen Variablen eines jeden Gitterpunktes können anschließend beliebige Nachberechnungen durchgeführt werden oder grafische Darstellungen erstellt werden (Abb. 2.6). Analog zum ankommenden Datenfluss können die Ergebnisse, ebenfalls automatisiert, auf externe Server übertragen werden.

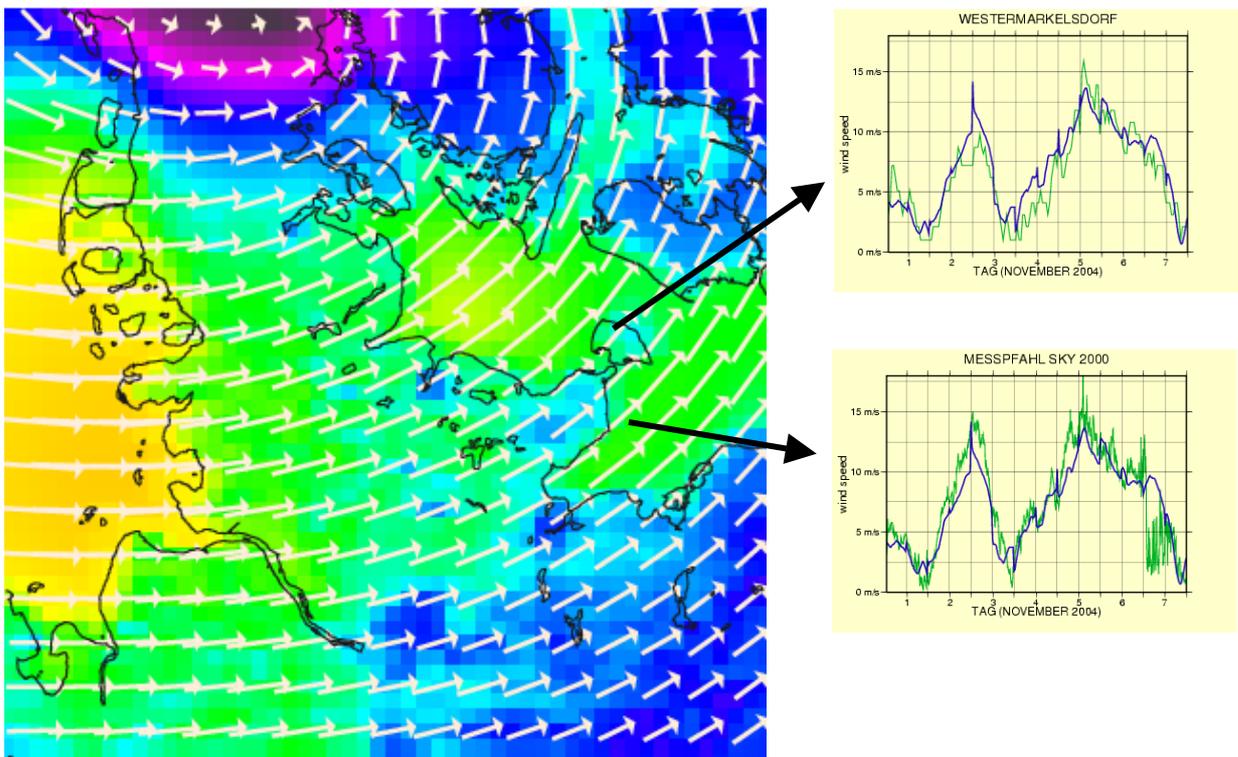


Abb. 2.6: Beispiel für die Darstellung der berechneten Windgeschwindigkeit. Links: Momentaufnahme des Windfeldes mit Vektoren und Farbindex; rechts: Zeitreihen über mehrere Stunden/Tage für ausgewählte Orte.

Zu den wichtigsten Weiterentwicklungen von GESIMA während der Projektlaufzeit gehörte die Senkung des Rechenzeitbedarfs. Wie bereits angedeutet, sind besonders Regenereignisse zeitintensiv bei der Berechnung. Ein Abschalten der Regenalgorithmen sollte, wegen der so entstehenden Reduktion der Modellphysik und der behandelten Vorgänge in der Atmosphäre, jedoch vermieden werden. Bislang wurde der Modellzeitschritt im Regenfall reduziert und die dreidimensionale Physik für das ganze Modellvolumen neu berechnet. Die Neuerung besteht darin, dass der Rechenzeitschritt nur für die regensensitiven Gitterzellen reduziert wird. Im

Prinzip wird das Regenerereignis separat behandelt, bis sich die physikalischen Zustände in dieser Modellregion im energetischen Gleichgewicht befinden. Die regenfreien Gitterzellen, welche die Gleichgewichtsbedingung bereits zuvor erfüllen, werden in der Zwischenzeit quasi geparkt, die dreidimensionale Neuberechnung wird also in diesem Teil gespart.

Im Modellgebiet "Mecklenburger Bucht" ( $52 \times 64 \times 24 = 79872$  Punkte bei 2 km Gitterabstand) konnte so die Laufzeit im Extremfall bei flächendeckendem Regen um 40% von 5:50 auf 3:40 Stunden für eine 48-stündige Prognosezeit reduziert werden. Die mittlere Laufzeit betrug unter 3 Stunden. Im Fall des Modellgebiets "Schleswig-Holstein" betrug die Rechenzeit bei einer Gitterweite von 5 km und einer Gesamtzahl von 60 000 Punkten beim gleichen Ereignis 2:05 Stunden. Damit stehen 48-Stunden-Windleistungsprognosen je nach Verfügbarkeit der 00-UTC-Antriebsdaten etwa zwischen 10:00 und 11:00 Uhr zur Verfügung, kürzere Prognosehorizonte entsprechend früher. Nicht zu vergessen sind die Resultate der nächtlichen Berechnungen aus dem 12-UTC-Datensatz, die bereits in der Nacht verfügbar sind. Geht man von einer Abfrage der Prognose bis 14:30 Uhr aus, hier läuft die Anmeldefrist von Energiefahrplänen beim Netzbetreiber für den Folgetag ab [Hei03], ließe sich die übrige Zeit z.B. in die Ausweitung des Modellgebietes investieren.

## **2.5 Übergang zur Windleistungsprognose**

Die Beziehung zwischen der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung einer WEA wird durch die sogenannte Leistungskennlinie beschrieben. Sie liegt für jede WEA vor und ist entweder das Ergebnis von theoretischen Berechnungen oder einer Vermessung unter realen Bedingungen. Die Angabe erfolgt in Intervallen, den sogenannten Bins, mit einer Breite von 0,5 bis 1,0  $\text{m s}^{-1}$ . Für jedes Bin wird der Mittelwert aus Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und dazu gehöriger Leistung bestimmt, Zwischenwerte sind numerisch zu bestimmen. Zur Berechnung der erzeugten Leistung für beliebige Windgeschwindigkeiten wurde der Bereich zwischen der Einschalt- und der Nennwindgeschwindigkeit durch ein Polynom vierter Ordnung approximiert und so in eine stetige Funktion überführt (Abb. 2.7). Für diese Funktion entstehen WEA-spezifische Faktoren, die gemeinsam mit festen Parametern für die weiteren Abschnitte der Leistungskennlinie in die Programme einfließen.

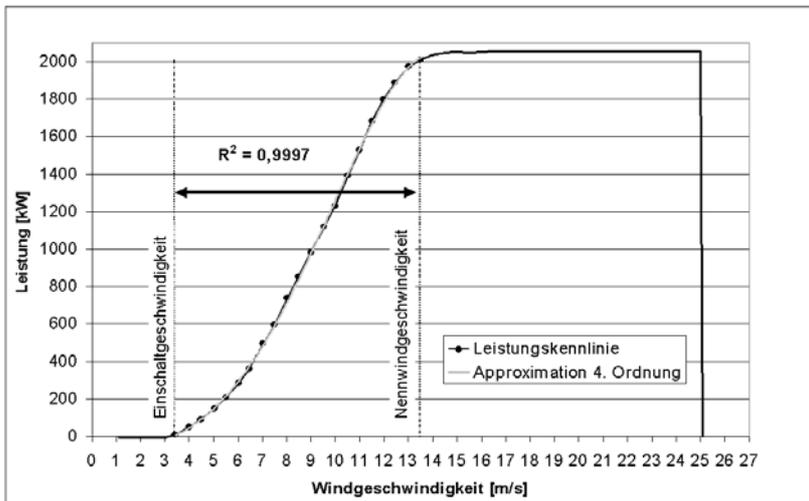


Abb. 2.7: Approximation einer Leistungskennlinie zwischen der Einschalt- und Nennwindgeschwindigkeit durch ein Polynom 4. Ordnung am Beispiel einer 2 MW-WEA. Das Bestimmtheitsmaß liegt hier bei 0,9997.

Für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und die anschließende Berechnung der Leistung müssen die diskreten Werte der Vertikalschichten aus GESIMA in die geforderten WEA-Höhen überführt werden. Im GEOFFREY-Programmsystem geschieht dies mit Hilfe der kubischen Spline-Interpolation [BS81, NR92]. Im Prinzip wird dabei aus den Stützstellen in den Schichtmitten ein stetiges, differenzierbares Polynom gebildet. Diese Polynom entspricht einem kontinuierlichen Vertikalprofil ohne Lücken und Sprünge. Beide Verfahren bilden die Grundlage für eine universelle Anwendung des Prognosesystems auf beliebige Konstellationen von WEA und Windparks.

### **3. Berechnungsergebnisse**

#### **3.1 Einführung**

Die Analyse der berechneten Windgeschwindigkeitswerte und der anschließend bestimmten Windleistung erfolgt unter mehreren Gesichtspunkten. Im ersten Teil wird der Einfluss der Modellgitterweite untersucht, der maßgeblich für die spätere Auswahl potenzieller Testgebiete verantwortlich ist. Die Vergleiche erstrecken sich über die Messungen an mehreren offiziellen WMO-Stationen, die in beiden Modellgebieten enthalten sind. Anschließend wird die der Effekt dargestellt, den die Wahl des antreibenden Wettervorhersagemodells einnehmen kann. Nach weiteren Vergleichen von modellierten und gemessenen Zeitreihen folgt die Erweiterung der Analyse auf unterschiedliche Zeithorizonte bezüglich der Windprognose.

Nach der Betrachtung der Stationsmeldungen, die in der Regel die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund aufzeichnen, werden gemessene Windgeschwindigkeiten und die entsprechende Leistung aus den Datenreihen von WEA in die Analyse einbezogen. Anhand dieser Zeitreihen sind Rückschlüsse auf die Genauigkeit von Windleistungsprognosen unter Realbedingungen möglich. Die ermittelten statistischen Kennzahlen lassen, bei genauerer Betrachtung, eine Einordnung des GEOFFREY-Programmsystems in die Kette bestehender Prognoseverfahren zu. Eine kritische Auseinandersetzung mit den ermittelten Werten schießt dieses Kapitel ab.

#### **3.2 Statistische Kennzahlen**

In der Regel wird die Genauigkeit einer Prognose mit Hilfe des mittleren Fehlers (Bias), des mittleren absoluten Fehlers (MAE = mean absolute error) und der Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (RMSE = root mean square error) beschrieben. Im Fall der Windleistung werden diese Zahlen häufig im Verhältnis zur installierten Nennleistung angegeben, weil diese relativ einfach zu ermitteln ist. Diese Vorgehensweise darf nicht mit der Methode verwechselt werden, die Fehlergröße ins Verhältnis zur aktuellen Einspeisung zu setzen [Jac03]. Da die Einspeisung über weite Teile unterhalb der Nennleistung liegt, ist der berechnete Fehler aufgrund der geringeren Bezugsgröße im zweiten Fall größer. Als Beispiel sei eine 2000 kW-WEA

genannt, die zum definierten Termin eine Leistung von 800 kW aufweist. Bei einer Prognose von 1000 kW und einer Abweichung von 200 kW beträgt der relative Fehler 10% im Verhältnis zur installierten Nennleistung. In Bezug auf die aktuelle Einspeisung weist er mit 25% mehr als den doppelten Betrag auf.

In diesem Bericht wurden die statistischen Kennzahlen wie folgt berechnet:

Bias (systematische Abweichung zweier Zeitreihen):

$$Bias = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N Vorhersage_i - Messung_i \quad (\text{Gleichung 3.1})$$

(Bias > 0: das Modell überschätzt die prognostizierte Variable systematisch)

(Bias < 0: " unterschätzt " " " " " " " )

Mittlerer absoluter Fehler (MAE):

$$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N |Vorhersage_i - Messung_i| \quad (\text{Gleichung 3.2})$$

Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (RMSE):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (Vorhersage_i - Messung_i)^2} \quad (\text{Gleichung 3.3})$$

Ergänzend dazu wird der Korrelationskoeffizient  $r_{xy}$ , das Maß für den linearen Zusammenhang zweier Zeitreihen, in der Produkt-Moment-Schreibweise nach Pearson [BS81, Sch85] verwendet:

$$r_{xy} = \frac{cov_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (\text{Gleichung 3.4})$$

mit Kovarianz  $cov_{xy}$ :

$$cov_{xy} = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - x_{avg}) \cdot (y_i - y_{avg}) \quad (\text{Gleichung 3.5})$$

und Standardabweichung  $\sigma_x$  ( $\sigma_y$  analog dazu):

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - x_{avg})^2} \quad (\text{Gleichung 3.6})$$

### 3.3 Einfluss der Modellgitterauflösung

Im Prinzip muss man davon ausgehen, dass eine höhere Modellgitterauflösung eine bessere Prognosegüte bewirkt. Geringere Abstände zwischen den Gitterpunkten, den Stützstellen innerhalb der berechneten Vorgänge, erlauben eine stärkere Differenzierung zwischen atmosphärisch wirksamen Effekten und deren Auswirkungen. Dies gilt insbesondere für die Geländestruktur und die Landnutzung.

In einem drei-dimensionalen Modell bedeutet eine geringere Modellgitterweite bei unveränderter geometrischer Ausdehnung eine drastische Erhöhung der Rechenzeit. Eine Halbierung der horizontalen Gitterweite bei identischer vertikaler Schichtung entspricht einer Vervierfachung der Gitterpunkte und damit einer Erhöhung der Rechenzeit im gleichen Maßstab. Folglich liegt das Interesse darin, eine möglichst große Region im Modell abzubilden, gleichzeitig jedoch die Rechenzeit in einem bestimmten Rahmen zu halten und die Gesamtzahl der Gitterpunkte zu begrenzen. Dies ist sinnvoll, so lange sich die Genauigkeit im Modell nicht signifikant ändert.

Im vorliegenden Fall wurden die bereits beschriebenen Modellgebietsvarianten "Mecklenburger Bucht ( $2 \times 2 \text{ km}^2$ )" und "Schleswig-Holstein ( $5 \times 5 \text{ km}^2$ )" mit identischen Antriebsdaten betrieben. Die Aufstellung der Ergebnisse erfolgt für die WMO-Stationen Westermarkelsdorf (WST), Pelzerhaken (PEL), Boltenhagen (BOL) und für die Offshore-Messplattform "SKY2000" (MPF). Der Prognosezeitraum beträgt 24 Stunden, die Daten wurden für den November 2004 aufbereitet.

Bei der Interpretation der absoluten Zahlen muss beachtet werden, dass die Messwerte der WMO-Stationen mit der Einheit "Knoten" ( $\text{sm h}^{-1}$ ) übermittelt wurden. Es handelte sich dabei um ganze Zahlen ohne Angabe von Dezimalstellen. Bei der Umrechnung in SI-Einheiten ( $\text{m s}^{-1}$ ) über den Faktor 0.5144 entstehen diskrete Werte, die entsprechende Abstufungen aufweisen. Dadurch kommt es während des Vergleichs zu Unschärfen, die sich negativ auf die berechnete Genauigkeit auswirken.

Beim Vergleich der Ergebnisse für die beiden Gitterweiten fällt zunächst auf, dass sich die statistischen Kennzahlen zwischen beiden Modellvarianten kaum

unterscheiden (Abb. 3.1). Die geringen Abweichungen fallen in allen Fällen leicht zu Gunsten der geringeren Modellauflösung, also der größeren Gitterabstände aus.

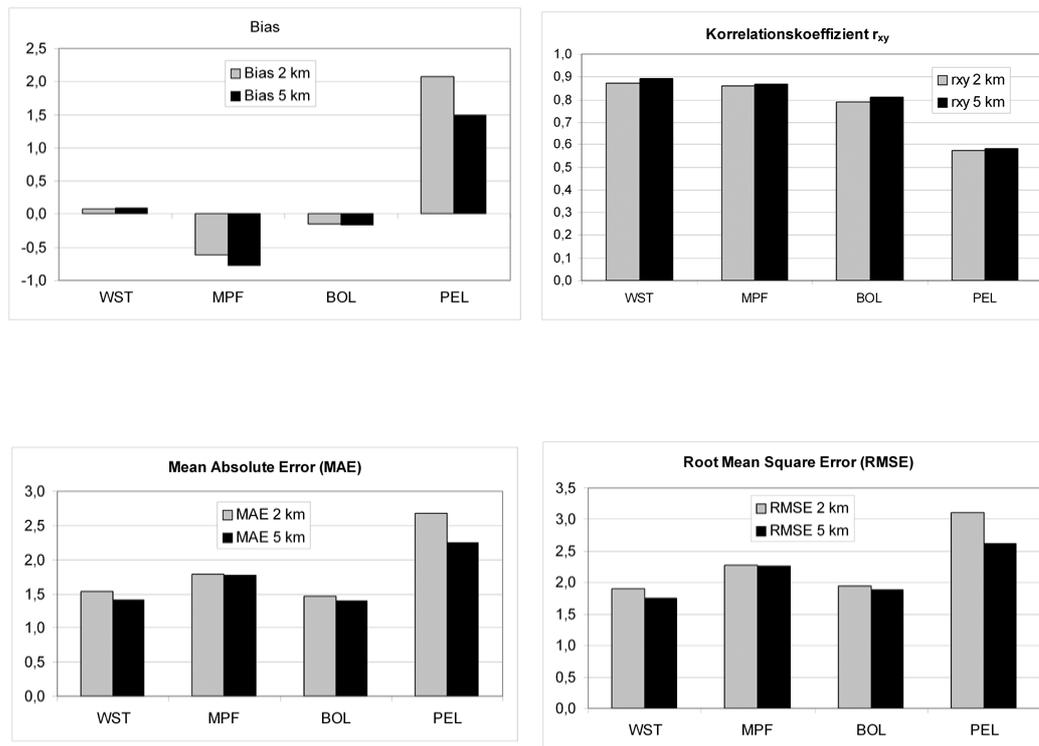


Abbildung 3.1: Vergleich statistischer Kennzahlen verschiedener Modellgitterweiten (2 km und 5 km:). Dargestellt sind Bias (oben links),  $r_{xy}$  (oben rechts), MAE (unten links) und RMSE (unten rechts).

Im Vergleich zwischen den Stationen fällt der Messort Pelzerhaken (PEL) durch deutlich geringere Übereinstimmungen auf. Insbesondere beim Bias ist die Differenz signifikant. Eine Prüfung hat ergeben, dass die Station von der Bebauung am Ort stark beeinflusst wird und somit wenig repräsentativ für das Windregime der Umgebung ist. Die anderen Stationen weisen im Rahmen der Messgenauigkeit jeweils vergleichbare Werte auf. Mit Blick auf den Bias der Messstation MPF in der Ostsee liegt die Vermutung nahe, dass die Windgeschwindigkeit über See vom Modell unterschätzt wird. Allerdings fiel hier die Messung zum Ende des Monats zeitweise aus. Die Datenlücke fällt in einen Bereich geringer Windgeschwindigkeiten, der sich im Rahmen der Statistik durch geringere absolute Fehler günstig auf die berechnete Genauigkeit auswirken kann.

Zur näheren Prüfung wurden die berechneten Zeitreihen beider Modellgitterweiten miteinander in Beziehung zueinander gesetzt und mit den gemessenen Daten

verglichen. Zur Darstellung wurden Spektren gebildet, die sich aus den Differenzen zwischen berechneten und gemessenen Werten ergeben. Diese Differenzen wurden in Intervalle (Bins) von  $0.5 \text{ m s}^{-1}$  eingeteilt. Abgesehen von geringen Verschiebungen zwischen den Bins folgt eine hohe Ähnlichkeit zwischen beiden Modellvarianten. Dies lässt sich auch aus dem dargestellten Streudiagramm schließen (Abb. 3.2).

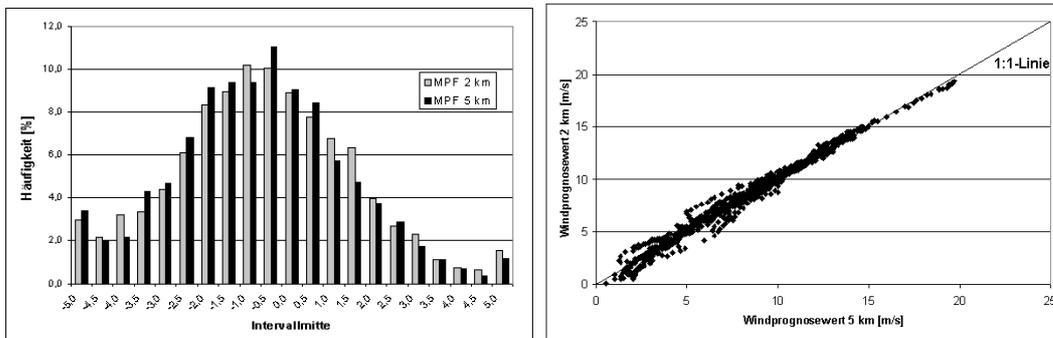


Abbildung 3.2: Spektrum der Differenz zwischen gemessener und prognostizierter Windgeschwindigkeit an der Stationen MPF (links) und Streudiagramm der beiden Modellvarianten (rechts).

Der Vergleich der Zeitreihen führt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede durch die veränderte Modellgitterweite gering sind. Im Vergleich zu den Messwerten lassen sich keine signifikanten Verbesserungen durch die höhere Auflösung im Modell identifizieren (Abb. 3.3).

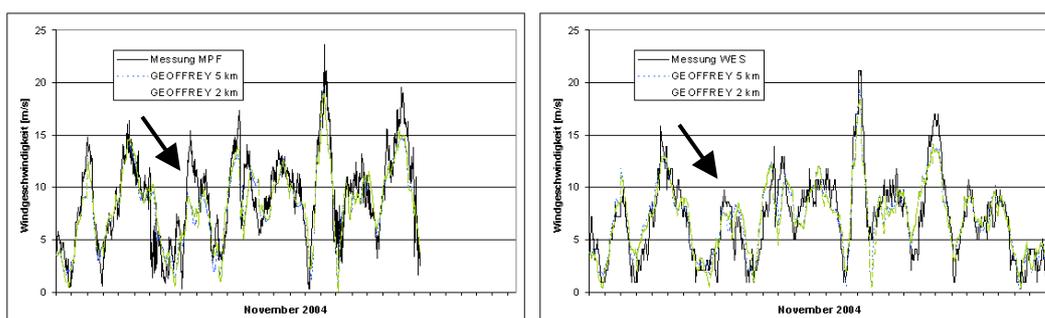


Abb. 3.3: Zeitreihen der gemessenen und der prognostizierten Windgeschwindigkeit an den Stationen MPF (links) und WES (rechts).

Das lokale Maximum der Windgeschwindigkeit am Messort MPF (Pfeil) wird vom Modell beiden Fällen nicht prognostiziert. Die geringere Windgeschwindigkeit an der Station WES zur gleichen Zeit wird hingegen gut repräsentiert. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sich die größeren Gitterabstände nicht wesentlich auf die

berechneten Windgeschwindigkeiten auswirken. Dies rechtfertigt die Anwendung von GESIMA mit einer horizontalen Gitterweite von  $5 \times 5 \text{ km}^2$  als Basis für die nachfolgend aufgezeigten Ergebnisse. Von einer Reduzierung der Gitterweite auf unter 2 km wurde bislang aus Gründen der benötigten Rechenzeit abgesehen.

### 3.4 Einfluss des Antriebsmodells

Für den August 2004 wurde das GEOFFREY-Programmsystem zusätzlich mit dem Lokalmmodell (LM) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) angetrieben. Das LM weist mit einer Auflösung von ca.  $7 \text{ km} \times 7 \text{ km}$  eine deutlich höhere Auflösung auf, als das standardmäßig verwendete Modell des Niederländischen Wetterdienstes KNMI. Dies legt die Vermutung nahe, dass mit dem LM eine bessere Übereinstimmung zwischen gemessenen und prognostizierten Windgeschwindigkeiten zu erreichen ist. Die Modellrechnungen wurden für das Gebiet "Schleswig-Holstein" mit einer horizontalen Gitterweite im Modell von 5 km durchgeführt, die vertikale Schichteneinteilung blieb unverändert. Analog zum Kapitel 3.1 wurden die statistischen Kennzahlen für beide Varianten ermittelt und gegenüber gestellt (Abb. 3.4).

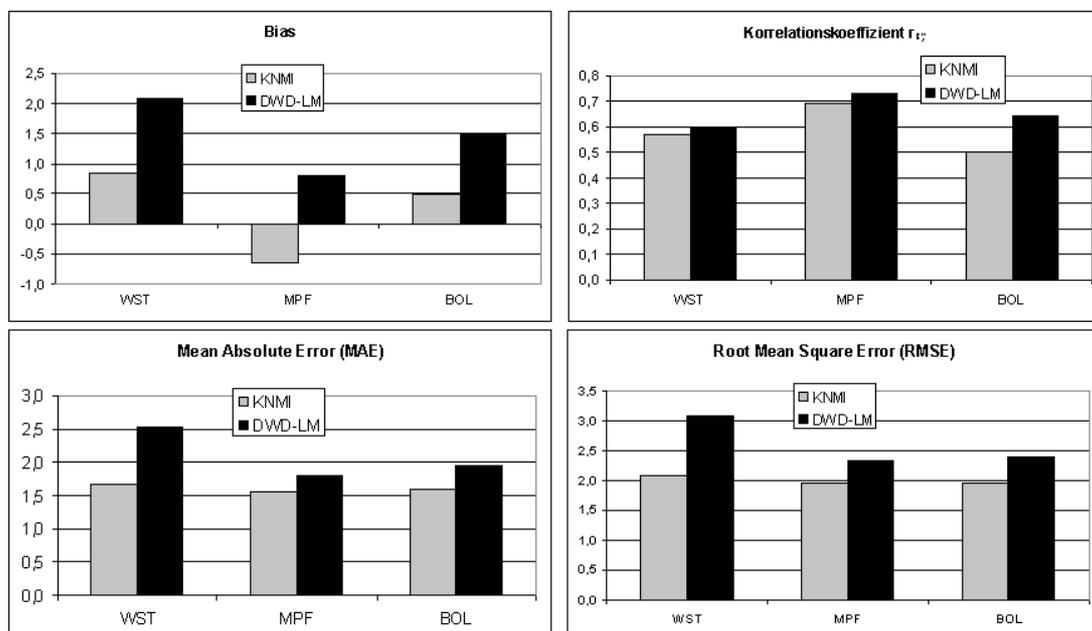


Abb. 3.4: Statistische Kennzahlen für verschiedene Antriebsdaten im August 2004

Mit Ausnahme des Korrelationskoeffizienten ergeben sich für alle Werte leichte Vorteile für die Modellvariante mit dem KNMI-Antrieb. Dies deutet darauf hin, dass

die relativen Änderungen durch das LM etwas besser repräsentiert werden, während die absoluten Werte beim KNMI-Antrieb eine höhere Übereinstimmung aufweisen. Der geringe Betrag des Korrelationskoeffizienten liegt, wie bereits erläutert, teilweise an der Angabe der Windgeschwindigkeit in Knoten und Diskretisierung der Messdaten durch die Umrechnung in SI-Einheiten.

Bei der Bewertung der Ergebnisse sollte beachtet werden, dass neben der Datenauflösung auch die Vorhersagequalität in ihrer Gesamtheit von Bedeutung ist. Besonders auffällig ist die Überschätzung der Windgeschwindigkeit durch das LM an allen Stationen, mit einem Maximum an der Station Westermarkelsdorf (WES). An dieser Station lässt sich der MAE von  $2,53 \text{ m s}^{-1}$  auf  $1,82 \text{ m s}^{-1}$ , sowie der RMSE von  $3,07 \text{ m s}^{-1}$  auf  $2,26 \text{ m s}^{-1}$  reduzieren, wenn man eine Bias-Korrektur anbringt. Damit liegen die Zahlenwerte näher an den Vergleichswerten des KNMI-Antriebs, bleiben insgesamt jedoch darüber. Bei den anderen Stationen bleibt die Bias-Korrektur ohne signifikante Wirkung.

Zur Zielstellung des Projekts gehört die zunächst direkte Anwendung der berechneten Prognosewerte ohne nachträgliche Manipulation. Auch unter diesem Gesichtspunkt kann die Wahl des verwendeten KNMI-Modells als Antrieb, trotz der schlechteren räumlichen Auflösung, positiv bewertet werden.

### **3.5 Modellgenauigkeit für bodennahen Wind**

Die bislang vorgestellten Fragestellungen, die sich vor allem auf den relativen Vergleich unterschiedlicher Modellvarianten bezogen, ließen sich mit der Auswertung eines Monatszeitraumes ausreichend genau beantworten. Für eine repräsentativere Bewertung der absoluten Genauigkeit sind längere Zeiträume von Vorteil, was sich allein schon aus der größeren verfügbaren Datenmenge erklärt. Extreme Ereignisse haben auf diese Weise einen geringeren, positiven oder negativen, Einfluss auf die berechneten Kennwerte.

Zur repräsentativeren Bestimmung der erreichten Prognosegenauigkeit wurde deshalb der gesamte Jahreszeitraum 2004 für die bereits genannten Stationen untersucht. Ergänzt wurden diese Vergleiche durch die Auswertung von Daten aus

dem Zeitraum Januar bis April 2005. Hier wurden Stationen benutzt, die sich über ganz Schleswig-Holstein verteilen. Auf diese Weise sollen Rückschlüsse auf regionale Unterschiede bei der Windprognose ermöglicht werden.

Eine Bewertung der erreichten Prognosegenauigkeit für die Windgeschwindigkeit an einzelnen Stationen ist schwierig, da kaum unabhängige Vergleichsmöglichkeiten bestehen. Deshalb wurden Verfahren angewendet, die sich mit den projektbezogenen Datenreihen realisieren lassen. Zuerst erfolgt ein Vergleich zwischen den Prognosen des Antriebsmodells und Messdaten. Wie bereits erläutert, können die prognostizierten Werte des Antriebs für eine erste Schätzung der zu erwartenden Windeentwicklung benutzt werden. Die so ermittelten Statistiken werden anschließend mit den entsprechenden Zahlen verglichen, die analog mit dem GEOFFREY-Programmsystem bestimmt wurden. Vor dem Hintergrund der späteren Anwendung wurden die prognostizierten Zeitreihen für jeden Tag mit einer Länge von 24 Stunden, jeweils von 00:00 - 24:00 Uhr, versehen. Aus den Antriebsdaten vom 00:00 UTC-Termin wurden Prognosen für den aktuellen Tag (Index: 24H) und den nachfolgenden Tag (Index: 48H) bestimmt, aus dem Mittagstermin um 12:00 UTC ebenfalls für den nachfolgenden Tag (Index 36H). Die Vergleiche beschränken sich auf den MAE, RMSE und den Bias (Tab. 3.1 bis 3.3).

*Tab. 3.1 Vergleich der statistischen Kennzahlen für die Prognosegüte des GEOFFREY-Programmsystems und des Antriebsmodells (KNMI) – 24H.*

<b>24H</b>	<b>Bias</b>		<b>MAE</b>		<b>RMSE</b>	
	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI
WES	0,42	0,65	1,58	1,59	2,01	2,03
BOL	0,09	0,09	1,46	1,37	1,84	1,74
MPF	-0,63	-1,07	1,61	1,74	2,08	2,19

*Tab. 3.2 wie Tab. 3.1, jedoch in der Variante 36H*

<b>36H</b>	<b>Bias</b>		<b>MAE</b>		<b>RMSE</b>	
	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI
WES	0,36	0,65	1,64	1,65	2,07	2,10
BOL	0,06	0,11	1,51	1,43	1,93	1,82
MPF	-0,69	-1,04	1,77	1,83	2,28	2,34

Tab. 3.3 wie Tab. 3.1, jedoch in der Variante 48H

48H	Bias		MAE		RMSE	
	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI	GEOFFR.	KNMI
WES	0,36	0,65	1,83	1,87	2,34	2,40
BOL	0,08	0,14	1,67	1,60	2,15	2,05
MPF	-0,68	-1,04	2,05	2,04	2,61	2,62

Während MAE und RMSE für alle Prognosezeiträume für beide Datenreihen nahe beieinander liegen, zeigt sich beim Bias ein deutlicher Trend zu Gunsten des GEOFFREY-Systems. Der mittlere absolute Fehler liegt zwischen 1,5 und 2,0 m s<sup>-1</sup>, wobei der mögliche Einfluss durch die Diskretisierung der Vergleichsdaten durch die Umrechnung von Knoten in m s<sup>-1</sup> vernachlässigt wurde.

Der Vergleich über die Monate Januar bis April 2005 an den Stationen Kiel Leuchtturm, Olpenitz, Jagel, Leck, Elpersbüttel, und Helgoland ein ähnliches Bild. Im Schleswig-Holsteinischen Binnenland traten geringere absolute und relative Fehler auf, was offensichtlich mit der lokal reduzierten mittleren Windgeschwindigkeit zu erklären ist (Abb. 3.5).

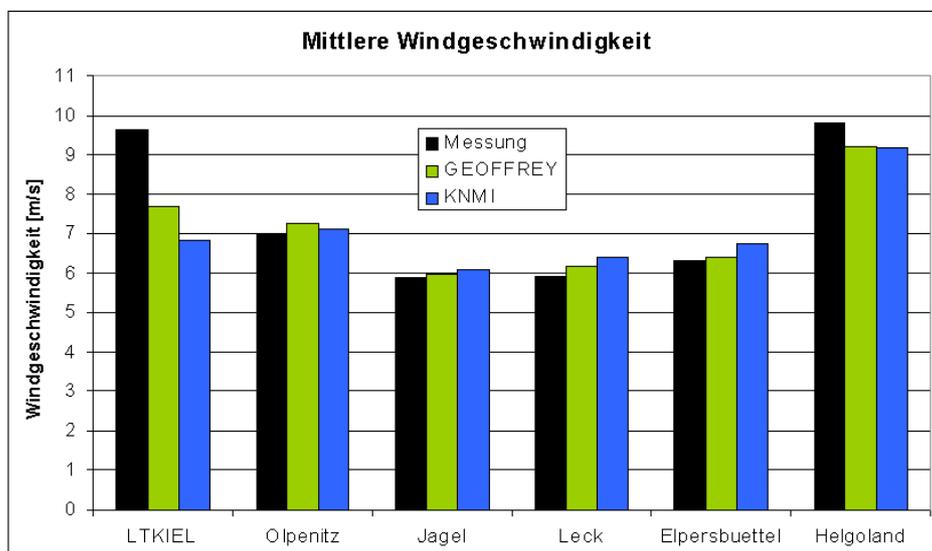


Abb. 3.5: Mittlere Windgeschwindigkeit an den Vergleichsstationen (Messung, GEOFFREY-Prognose, Prognose aus Antriebsdaten) für Jan. bis Apr. 2005.

Ein zusätzlicher Aspekt ergibt sich aus dem berechneten Mittelwert der Windgeschwindigkeit an den einzelnen Stationen. An den Offshore-Messpunkten

Kiel Leuchtturm (LTKiel) und Helgoland wird die mittlere Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum unterschätzt. Hier weist das GEOFFREY-Programmsystem die gleiche Tendenz auf, wie sich zuvor bei der Messstation MPF in der Mecklenburger Bucht ergab. Dieser Umstand wird durch einen weiteren Aspekt gestützt. In Veröffentlichungen von Daten der FINO-Messplattform [FI05] in der Nordsee werden die Parameter der Weibull-Verteilung für den Zeitraum September 2003 bis September 2004 mit  $A = 10.6 \text{ m s}^{-1}$ ,  $k = 2.10$  bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von  $9.46 \text{ m s}^{-1}$  in 100 m Höhe angegeben. Zum Vergleich wurde eine ähnliche Zeitreihe prognostiziert und aus den Daten eine Weibull-Verteilung nach der Maximum-Likelihood-Methode berechnet. Für Details zu diesem Thema wird auf die Literaturliste verwiesen [Bü99, SL00, JHMG78]. Mit den berechneten Weibull-Parametern  $A = 9.44 \text{ m s}^{-1}$ ,  $k = 2.10$  und einem Mittelwert der Windgeschwindigkeit von  $8.36 \text{ m s}^{-1}$  liegen die prognostizierten Werte auch hier zu niedrig. Zwar muss einschränkend erwähnt werden, dass die FINO-Plattform nicht im Modellgebiet liegt und somit ein Gitterpunkt weiter östlich auf dem gleichen Breitengrad verwendet wurde und die Zeiträume nicht vollständig deckungsgleich sind. Dennoch ist die systematische Unterschätzung der Windgeschwindigkeit über See offensichtlich.

Berechnet man die Weibull-Faktoren jeweils für die Modellprognose und die gemessenen Zeitreihen an den Vergleichsstationen, ergibt sich die erwartete Tendenz zu kleineren A-Werten über den Seemessstellen (Tab. 3.4). Die berechnete mittlere Windgeschwindigkeit aus der Weibull-Verteilung liegt etwa 10-15% unterhalb des Betrags vom A-Parameter.

*Tab. 3.4: Vergleich der Weibull-Parameter aus Messdaten und Prognose.*

Station	A (gemessen)	A (Prognose)	k (gemessen)	k (Prognose)
Kiel Leuchtturm	10,91	8,74	2,38	2,49
Olpenitz	7,87	8,30	2,29	2,58
Jagel	6,65	6,67	2,03	2,46
Leck	6,69	6,97	2,07	2,37
Elpersbüttel	7,12	7,21	1,83	2,36
Helgoland	11,00	10,37	2,55	2,45
Westermarkelsdorf	7,17	7,60	2,18	2,55
Boltenhagen	6,42	6,50	2,26	2,53
Messplattform MPF	8,69	7,99	2,30	2,41

Es fällt auf, dass vor allem der Formparameter  $k$  der Weibull-Verteilung aus den Prognosen höher ist, als er sich aus den Messdaten ergibt, während der A-Parameter bei den Landmessstellen gut reproduziert wird. In der grafischen Darstellung bedeutet ein höherer  $k$ -Parameter eine erhöhte Häufigkeit im mittleren Bereich der Häufigkeitsverteilung und eine leichte Verschiebung nach rechts zu höheren Werten der Windgeschwindigkeit (Abb. 3.6). Niedrige Windgeschwindigkeiten werden bei der Prognose unterschätzt, ebenso wie sehr hohe Windgeschwindigkeiten. Der mittlere Bereich wird dagegen durch die Prognose überbewertet.

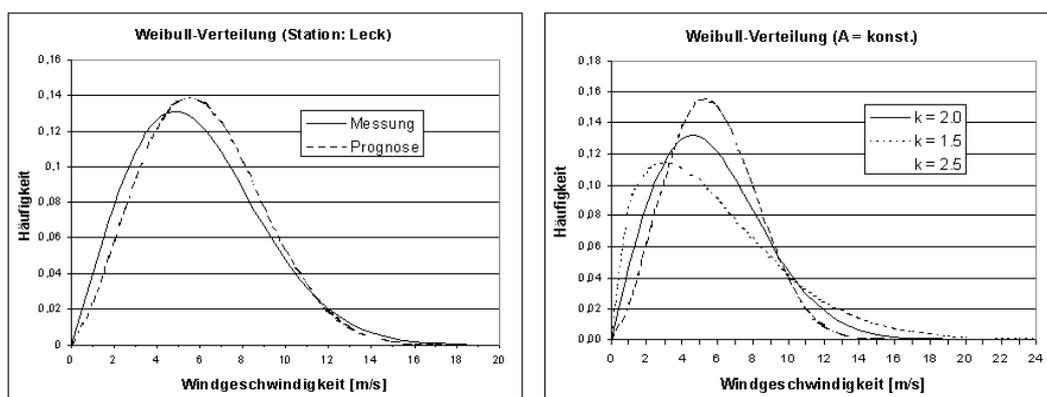


Abb. 3.6 Berechnete Weibull-Verteilung für die Station Leck (links) und Einfluss des Formparameters  $k$  auf die Häufigkeitsverteilung.

Insgesamt erfolgt also eine gewisse Glättung des Windgeschwindigkeitsspektrums zum Mittelwert hin. Vermutlich liegt ein Grund darin, dass im Modell über ein großes Luftvolumen integriert wird, während die Messung dem momentanen Zustand am Ort des Anemometers entspricht.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Verbesserung der Prognosegüte *in der bodennahen Luftschicht* gegenüber den Antriebsdaten relativ gering ausfällt. Dies ist vermutlich darin begründet, dass der Prognosewert der Antriebsdaten für die Standardhöhe von 10 m als Startfeld in die anschließende Modellierung eingeht. Die Windgeschwindigkeit wird innerhalb des GEOFFREY-Systems in jedem Zeitschritt neu berechnet, dennoch ergibt sich über Kopplung an den Antrieb eine natürliche Abhängigkeit. Dies bietet auch eine Erklärung für die Unterschiede zwischen den See- und Landmessstellen. Wie aus den Vergleichen ersichtlich wurde, werden die bodennahen Windfelder in den Antriebsdaten über Land offenbar wesentlich besser

prognostiziert, als über See. Das GEOFFREY-System wirkt im Ansatz ausgleichend, was sich vor allem beim Bias ausdrückt. Die Differenz zwischen Antrieb und Messung kann das System jedoch nicht vollständig ausgleichen. Der Einfluss auf höhere Luftschichten, die für die Windstromerzeugung relevant sind, wird in diesem Bericht später behandelt.

Als weitere Vergleichsmöglichkeit wurden die gemessenen Winddaten in eine Persistenz-Prognose überführt. Dabei wird der Messwert eines Termins über definierte Zeiträume konstant gehalten und mit der realen Windentwicklung verglichen. Die Umrechnung in statistische Kennzahlen erfolgt über die bereits beschriebene Verfahren. Die Auswertung ergibt ein erwartetes Ergebnis. Mit zunehmender Zeitdauer nähert sich der Fehler dieses Verfahrens dem halben Fehler zweier völlig unkorrelierter Zeitreihen [KPSGB04]. Der Betrag des RMSE an den Messstationen Westermarkelsdorf, Boltenhagen und Sky2000 (siehe Tab. 3.1 - 3.3) hängt dabei vom gemessenen Mittelwert der jeweiligen Zeitreihe ab (Abb. 3.7).

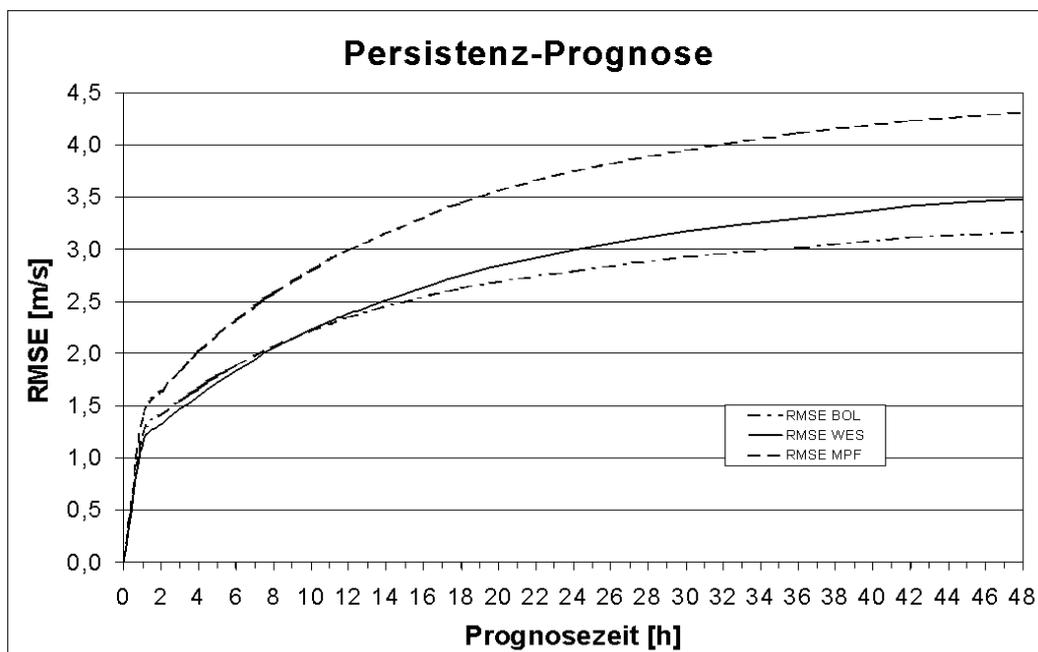


Abb. 3.7: RMSE der Persistenz-Prognose für 3 Messstationen im Jahr 2004 mit zunehmender Prognosezeit.

Man erkennt, dass der RMSE der Persistenz-Prognose für die ersten 6 Stunden nach einem Starttermin unter der Fehlerbreite der Simulationsrechnungen mit dem GEOFFREY-System liegen. Die Ursache hierfür ist in der Zeitskala der atmosphärischen Vorgänge zu suchen. Die Verlagerung der Luftdruckgebilde, die

letztlich für die Windgeschwindigkeit von entscheidender Bedeutung ist, vollzieht sich im Normalfall über mehrere Stunden, mitunter auch Tage. Es ist einzusehen, dass die Prognose über kurze Zeiträume, die sich am aktuellen Messwert orientiert, Vorteile gegenüber einer Modellprognose aufweist [KPSGB04].

In Bezug auf die Regel- und Reserveenergie im Versorgungsverbund bestätigt dies, dass der Einfluss der Windenergie auf die Primärregelleistung relativ gering ist [den05]. In diesem Bereich hilft der Persistenzansatz, auch wenn es sich hier nicht um eine Prognose im eigentlichen Sinn handelt. Für längere Prognosehorizonte zeigt sich die atmosphärische Modellierung hingegen deutlich im Vorteil.

### **3.6 Modellgenauigkeit für WEA-Daten**

#### **3.6.1 Vorbemerkung zur Methodik**

Als weitere Möglichkeit zur Modellkontrolle wurden Daten verschiedener Windparks und WEA genutzt. Der Umfang der Datensätze und die erfasste Zeitspanne ist vom Standort und der Zugangsmöglichkeit zu den Daten der jeweiligen Windparks abhängig. Die Mehrheit der verwendeten Betriebsdaten entstammt der operationellen Kontrolle im Rahmen der technischen Betriebsführung durch GEO. Die Zahlen wurden anonymisiert, um den Grundsatz der Vertraulichkeit gegenüber dem WEA-Betreiber nicht zu gefährden. Aus diesem Grund werden weiterhin keine Hersteller und Typenbezeichnungen genannt, sondern Klassifizierungen durch Nennleistung, Standort und Nabenhöhe durchgeführt.

Bei der Standortauswahl wurde darauf geachtet, dass möglichst das gesamte Vorhersagegebiet abgedeckt wird und Aussagen zu regionalen Unterschieden bei der Prognosegüte getroffen werden können. Die zeitliche Überdeckung der Datenerfassung verschiedener WEA-Kombinationen erstreckte sich dabei über mindestens einen Monat.

Von Bedeutung sind vor allem aufgezeichnete Werte für die Windgeschwindigkeit und die Energieproduktion bzw. die aktuelle Leistung der Anlagen. Besonders die aufgezeichnete Windgeschwindigkeit ist dabei kritisch zu bewerten, da sich das

messende Anemometer in Normalfall hinter dem Rotor der WEA befindet und von der Rotorabschattung beeinflusst wird. Teilweise begehen Hersteller diesem Umstand damit, dass der abgespeicherte Windgeschwindigkeitswert aus dem eigentlichen Messwert und einer spezifischen Korrekturfunktion berechnet wird. Trotz dieser Unsicherheit liefern die Gondelanemometer wichtige Windmessdaten für unterschiedliche Orte und Höhen. Es wurden bewusst Zeitreihen von Einzelanlagen bzw. einzelnen Windparks in die Vergleiche einbezogen und nicht, wie sonst allgemein üblich, gemittelte Werte oder Summen über größere Regionen und Einzugs- bzw. Versorgungsgebiet gebildet. Durch regionale Ausgleichseffekte werden im Normalfall günstigere Zahlenwerte für die statistische Übereinstimmung zwischen Prognose und Messung erreicht [FLMWBL00, BERS02]. Bei einem Vergleich der Ergebnisse beider Verfahren sollte dieser Umstand unbedingt beachtet werden.

Die nachfolgende Beschreibung der Modellgüte erfolgt schrittweise, ausgehend von Monatsmittelwerten über Tageswerte zu feiner aufgelösten 10-Minuten-Mittelwerten. Dabei werden verschiedene Aspekte der Datenanalyse dargestellt. Im Zuge dieser Ausführungen wird auch die Problematik der Datenunsicherheit aufgezeigt und auf die beschränkte Aussagekraft der statistischen Kennzahlen hingewiesen.

### **3.6.2 Monatssummen der WEA-Leistung verschiedener Windparks**

Für einen ersten Überblick über das Prognoseverhalten für die Leistung verschiedener WEA wurden Monatssummen der prognostizierten und der gemessenen Leistung erzeugt. Die Messwerte lagen als Summe aus den Datenspeichern der WEA vor. Die technische Verfügbarkeit im Vergleichszeitraum wurde mit Hilfe der Betriebsdaten und der Fehlerprotokolle der WEA überprüft und damit sicher gestellt, dass der Fehler durch Stillstandszeiten und entsprechend fehlender Einspeisung minimiert werden konnte. Die prognostizierten Werte der Windgeschwindigkeit an den Standorten wurden, wie zuvor erläutert, auf die jeweiligen Nabhöhen übertragen, mit der Approximation der WEA-Kennlinie in elektrische Leistung umgerechnet (siehe Abb. 2.7) und über die Zeitschritte der Prognose in einen Summenwert überführt.

Effekte durch die gegenseitige Abschattung der WEA im Windpark untereinander wurden nicht berücksichtigt. Das Prognosemodell setzt bei der einfachen Approximation der elektrischen Leistung die freie Anströmung der WEA voraus. Für den realistischen Vergleich wird deshalb die Anlage mit der höchsten Leistungssumme für den Vergleich verwendet. Grundlage hierfür ist die Annahme, dass die WEA mit dem höchsten Ertrag auch den höchsten Anteil mit freier Anströmung aufweist. Stichproben haben ergeben, dass diese Methodik, trotz ihrer Einschränkungen, im Rahmen der Messgenauigkeit ausreichend genau ist. Die prognostizierten Monatssummen wurden mit den Messwerten normiert und als Prozentwert der realen Produktion berechnet (Tab. 3.5).

*Tab. 3.5: Monatssummen der elektrischen Leistung verschiedener WEA im Vergleich zu prognostizierten Summen im März 2004.*

<b>Kennung</b>	<b>Lagebeschreibung</b>	<b>Nennleistung [kW]</b>	<b>Naben- höhe [m]</b>	<b>Progn. / Mess.</b>
<b>W<sub>D</sub>1</b>	WP "WEST" (siehe Abb. 2.5)	2000	80	91 %
<b>W<sub>D</sub>2</b>	WP "WEST"	2000	65	93 %
<b>W<sub>D</sub>3</b>	nahe WP "MITTE"	1650	67	91 %
<b>W<sub>D</sub>4</b>	NW-lich der Stadt Heide/Holst.	660	65	92 %
<b>W<sub>D</sub>5</b>	W-lich der Stadt Stade	1650	67	90 %
<b>W<sub>D</sub>6</b>	W-lich der Stadt Itzehoe	1500 (2 x)	65	72 – 79 %
<b>W<sub>D</sub>7</b>	WP "OST"	1850	65	98%

In allen Fällen wurde in der Summe weniger Leistung prognostiziert, als durch die Messwerte beschrieben werden. Auffallend ist dabei, dass die meisten WEA im Bereich von 91 % rangieren, während im Fall von W6 und W7 deutliche Abweichungen sowohl nach oben, als auch nach unten auftreten. Anhand dieser Zahlen ist nicht zu beurteilen, ob es sich um regionale Variationen des Windfeldes handelt, die nicht korrekt repräsentiert werden, oder ob es sich um Unschärfen bei der Energieberechnung handelt. Da die theoretische Leistungskennlinie der WEA verwendet wird, die nicht unter Standortbedingungen überprüft wurde, liegt hier eine mögliche Fehlerquelle. Insgesamt ist auch festzustellen, dass die verschiedenen Nabenhöhen an den unterschiedlichen Standorten gut repräsentiert werden, wenn man vom negativen Bias absieht.

### 3.6.3 Tagessummen der WEA-Leistung

Die Darstellung von Tagessummen der prognostizierten und gemessenen Leistung erfolgt zusätzlich unter dem Gesichtspunkt des Vergleichs unterschiedlicher Antriebsdaten für das GEOFFREY-System. Die Prognosen wurden einerseits mit dem Standarddatensatz des niederländischen KNMI-Modells berechnet, in einem zweiten Durchgang mit dem LM des DWD (Abb. 3.8). Dabei zeigen sich signifikante Unterschiede in Anhängigkeit zum Modellantrieb.

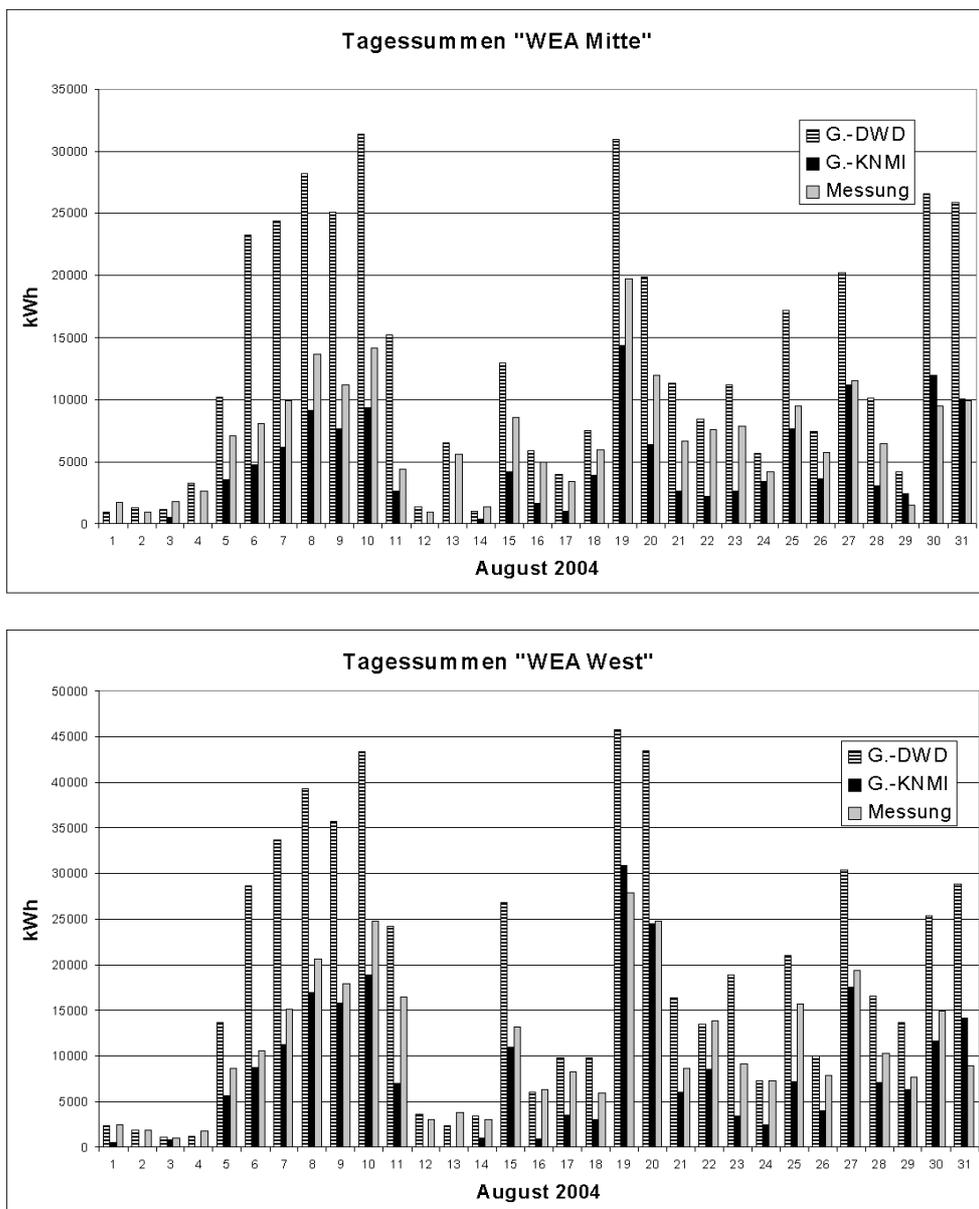


Abb. 3.8: Tagessummen der prognostizierten (G.-DWD, G.-KNMI) und gemessenen Leistung für die Standorte WP "MITTE" und WP "WEST" im August 2004.

Wie bereits beim Vergleich der prognostizierten Windgeschwindigkeit zeigt sich auch hier, dass die Kombination von GEOFFREY mit dem LM zu einer deutlichen Überschätzung der Windleistung führt. Mit dem KNMI-Antrieb ist zu erkennen, dass die Tagessumme in den meisten Fällen knapp unterhalb der Produktion durch die WEA liegt. Dies bestätigt den negativen Bias, der sich durch die Monatssummen andeutete. Der allgemeine Verlauf der Tageseinspeisung durch die WEA an den Standorten liegt mehrheitlich in einem akzeptablen Bereich. Eine signifikante regionale Abhängigkeit der Modellgenauigkeit ist auch bei den Tagessummen nicht festzustellen, was für eine realistische Repräsentanz der Landschaft im Modell spricht.

Die aus den Tageswerten berechneten statistischen Kennzahlen bestätigen den großen Unterschied zwischen beiden Antriebsvarianten. Zur besseren Vergleichbarkeit der Modellergebnisse wurde zusätzlich eine einfache Bias-Korrektur durchgeführt. Dabei wurde die mittlere Abweichung jeweils als Korrekturwert vorgegeben und die statistische Berechnung der jeweiligen Parameter wiederholt. Die Aufstellung der Zahlenwerte bestätigt die Vorteile der GEOFFREY-KNMI-Kombination (Tab. 3.6). Die Größe  $RMSE_R$  berechnet sich aus dem Quotienten des RMSE und der möglichen Einspeisung als Tageswert (Nennleistung x 24 Stunden = 48000 kWh).

*Tab. 3.6: Statistische Kennwerte der Tagessummen im WP "WEST" im August 2004 bei verschiedenen Antriebsvarianten.*

<b>WP "WEST"</b>	<b>KNMI-Antrieb</b>	<b>LM-Antrieb</b>
<b>Bias [kWh]</b>	-5909	7648
<b>MAE [kWh]</b>	5966	7838
<b>RMSE [kWh]</b>	6558	10600
<b>RMSE<sub>R</sub> [%]</b>	13,7	22,1
<i>Bias-korrigiert:</i>		
<b>Bias [kWh]</b>	-	-
<b>MAE [kWh]</b>	2086	6545
<b>RMSE [kWh]</b>	2845	7443
<b>RMSE<sub>R</sub> [%]</b>	5,9	15,4

Neben der gravierenden Unterschiede bei  $RMSE_R$  fällt auf, dass die Bias-Korrektur beim GEOFFREY-System mit KNMI-Antrieb eine erheblich größere Reduktion des mittleren absoluten Fehlers (MAE) und des RMSE nach sich zieht, als im Vergleichsfall mit den LM-Antriebsdaten. Vermutlich ist vor allem die starke Überschätzung der Windleistung zu Beginn des Monats (Abb. 3.8) für dieses Verhalten verantwortlich, da größere Abweichungen speziell beim RMSE stark ins Gewicht fallen.

Für die Gesamtbeurteilung der Prognosegenauigkeit ist die statistische Auswertung eines einzelnen Monats nicht ausreichend. Bei der üblicher Weise relativ geringen Windgeschwindigkeit in den Sommermonaten treten Tagessummen der Leistung im unteren Wertespektrum auf. Dadurch kann das Verhältnis zwischen Fehlerbreite und maximal möglicher Einspeisung unterschätzt werden. Deshalb sollten die genannten, sehr günstigen, Werte für  $RMSE_R$  nicht überbewertet werden. Realistische Zahlen erhält man, wenn längere Perioden betrachtet werden, was im Folgenden beschrieben wird (Tab. 3.7). Als Tagessumme gilt die Leistung der WEA, die im Windpark den höchsten Ertrag am betreffenden Termin aufweist.

*Tab. 3.7: Zeiträume für die Auswertung von Tagessummen verschiedener WEA.*

<b>Kennung</b>	<b>Lage (siehe Abb. 2.5)</b>	<b>Nennleistung</b>	<b>Zeitraum</b>
<b>W1</b>	WP "WEST"	2000	2004
<b>W2</b>	WP "WEST"	2000	2004
<b>W3</b>	WP "MITTE"	1500	2004
<b>W4</b>	WP "OST"	1850	Jan. – Jun. 2004
<b>W5</b>	60 km südl. von Berlin	1500	Okt. – Dez. 2004

Mit dem Standort "W5" gehen Daten eines ausgeprägten Binnenstandorts in die Analyse ein, für das eine gesonderte Prognoseregion über die topografischen und landschaftsspezifischen Eigenschaften definiert wurde. Die horizontale Modellgitterweite beträgt analog zu den anderen Gebieten 5 km, die vertikale Schichteneinteilung und die übrigen Modellparameter wurden nicht verändert. Die Größe des Modellgebietes beträgt hier ca. 200 x 200 km<sup>2</sup>.

Die Zahlen für die statistische Bewertung der Prognosegenauigkeit wurden für alle 3 Zeithorizonte (siehe Kap. 3.5) berechnet. Die Normierungen beziehen sich auf die

installierte Nennleistung der WEA ( $RMSE_R$ ), bzw. auf die maximal mögliche Tagessumme ( $MAE_R$ ) und den Fehler in Bezug auf die aktuelle Einspeisung ( $MAE_A$ ).

Tab. 3.8: Vergleich der Prognosegüte von Antriebsdaten und dem GEOFFREY-Programmsystem für verschiedene Windparks (00:00-Termin; 24 Stunden) in %.

24h	KNMI-Antrieb			GEOFFREY		
	$MAE_A$ [%]	$MAE_R$ [%]	$RMSE_R$	$MAE_A$	$MAE_R$	$RMSE_R$
<b>W1</b>	26,4	8,0	11,5	27,1	8,6	11,2
<b>W2</b>	31,2	7,0	10,8	27,1	6,3	8,7
<b>W3</b>	29,3	7,8	11,2	32,1	8,6	10,9
<b>W4</b>	112,2	28,5	33,2	28,8	7,3	10,5
<b>W5</b>	29,9	7,9	11,3	26,7	7,1	9,7

Wie beim Vergleich der prognostizierten Windgeschwindigkeit am Boden, sind auch hier die Differenzen zwischen der Prognose aus den Antriebsdaten, die mit Hilfe des logarithmischen Windprofils auf die Nabenhöhe der WEA umgerechnet wird, relativ gering. Eine Ausnahme bildet dabei der Standort W4, an dem die erzeugte Energie durch die Antriebsdaten um mehr als 100% überschätzt wird, wobei ein Berechnungsfehler ausgeschlossen werden kann. Wie bereits aus dem Vergleich der Windgeschwindigkeiten (Tab. 3.1 - 3.3) hervor ging, ist in dieser Region ein positiver Bias im Antriebsmodell festzustellen. Eine mögliche Ursache ist die grobe Auflösung der Antriebsdaten. Die Gitterpunktauswahl erfolgte abstandsabhängig, d.h. der nächstgelegene Gitterpunkt im Modell wurde verwendet. Zu Testzwecken wurde diese Auswahl für W4 geändert. Eine Variante verwendet den südöstlich gelegenen Gitterpunkt, der mehr im Landesinneren liegt (W4-1). Eine weitere Variante (W4-2) verwendet den gleichen Gitterpunkt, wie im Fall W3/WP "MITTE" (Tab. 3.9). Eine Neuberechnung durch GEOFFREY wurde für die variierten Standorte nicht durchgeführt.

Tab. 3.9: wie Tab. 3.8, jedoch für W4 und Varianten.

24h	KNMI-Antrieb			GEOFFREY		
	$MAE_A$	$MAE_R$	$RMSE_R$	$MAE_A$	$MAE_R$	$RMSE_R$
<b>W4</b>	112,2	28,5	33,2	28,8	7,3	10,5
<b>W4-1</b>	75,2	19,1	23,4	-	-	-
<b>W4-2</b>	28,6	7,3	10,3	-	-	-

Eine Verschiebung um eine Gitterzelle reduziert die Abweichung der Antriebsprognose. Dennoch führt erst eine unrealistische Vorgabe der Koordinaten zu Ergebnissen, die mit dem GEOFFREY-System vergleichbar sind. Diesem Umstand steht entgegen, dass bei den GEOFFREY-Prognosen kaum regionale Unterschiede bei der Prognosegüte festzustellen ist. Dies gilt auch, wie im Fall W4 gezeigt, wenn der Modellantrieb signifikant von den realen Bedingungen abweicht.

Aus den zuvor erstellten Analysen wurde ersichtlich, dass das GEOFFREY-System zu einer leichten Unterschätzung der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung neigt. Deshalb wurden die statistischen Kennwerte unter Berücksichtigung einer Bias-Korrektur neu berechnet (Tab. 3.10).

Tab. 3.10: wie Tab. 3.8, jedoch Bias-korrigiert

24h	KNMI-Antrieb			GEOFFREY		
	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>
<b>W1</b>	26,8	8,1	11,0	23,0	7,3	10,5
<b>W2</b>	32,1	7,2	10,0	23,6	5,5	8,3
<b>W3</b>	30,2	8,0	11,0	25,5	6,8	9,6
<b>W4</b>	58,8	14,9	17,3	29,1	7,4	10,1
<b>W5</b>	30,5	8,1	11,2	22,5	6,0	9,3

Im Fall W4 führt die Bias-Korrektur beim Antrieb etwa zur Halbierung der Fehlerbreite. Der MAE verschlechtert sich unwesentlich, der RMSE wird leicht reduziert. Bei den GEOFFREY-Prognosen profitiert vor allem der MAE von den korrigierten Werten und der Quotient aus MAE und der aktuellen Einspeisung sinkt im Durchschnitt unter 25% im 24-Stunden-Fall. Es sei noch angemerkt, dass der Korrelationskoeffizient, der von der Bias-Korrektur nicht beeinflusst wird, zwischen 0,91 und 0,93 pendelt.

Das Verhältnis zwischen den Prognosen aus den Antriebsdaten und des GEOFFREY-Systems ändert sich bei längeren Prognosezeiträumen kaum. Deshalb wird bei den nachfolgenden Vergleichen auf eine weitere Berücksichtigung des Modellantriebs verzichtet. Die Bias-Korrektur wird in die Darstellung einbezogen. Sie bietet eine einfache Methodik, die Prognosegüte ohne nachhaltige Manipulation der berechneten Daten statistisch zu verbessern (Tab. 3.11, 3.12).

Tab. 3.11: Prognosegüte des GEOFFREY-Programmsystems für verschiedene Windparks mit und ohne Bias-Korrektur (12:00-Termin; 36 Stunden) in %.

36h	GEOFFREY			GEOFFREY (Bias-korrigiert)		
	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>
<b>W1</b>	29,6	9,4	12,3	25,9	8,2	11,6
<b>W2</b>	30,8	7,2	10,0	27,9	6,6	9,6
<b>W3</b>	34,3	9,3	11,9	27,6	7,5	10,4
<b>W4</b>	31,8	8,2	11,8	31,7	8,1	11,3
<b>W5</b>	28,7	7,7	10,9	24,1	6,5	10,1

Tab. 3.12: Prognosegüte des GEOFFREY-Programmsystems für verschiedene Windparks mit und ohne Bias-Korrektur (00:00-Termin; 48 Stunden) in %.

48h	GEOFFREY			GEOFFREY (Bias-korrigiert)		
	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>	MAE <sub>A</sub>	MAE <sub>R</sub>	RMSE <sub>R</sub>
<b>W1</b>	34,7	10,9	14,6	31,5	9,9	13,9
<b>W2</b>	36,6	8,5	11,8	33,9	7,8	11,5
<b>W3</b>	37,7	10,2	13,7	33,0	8,9	12,6
<b>W4</b>	42,6	11,0	14,8	42,3	10,9	14,4
<b>W5</b>	29,9	8,1	11,6	26,8	7,3	11,2

Erartungsgemäß nimmt die Prognosegüte mit dem Prognosezeitraum ab. Die Bias-Korrektur beeinflusst vor allem den MAE, während die Verbesserung beim RMSE geringer ausfällt. Im Vergleich zu anderen Verfahren ist festzustellen, dass sich der normierte RMSE des GEOFFREY-Systems als sehr günstig darstellt, wenn man in allen Fällen Einzelmessungen als Referenzwert benutzt [BERS02, FLMWBL00].

### 3.6.4 Grenze für die Prognosegüte

Statistische Berechnungen stellen eine Möglichkeit dar, Zusammenhänge mathematisch zu beschreiben und Vergleiche zwischen verschiedenen Ansätzen und Verfahren zu beschreiben. Die unkritische Behandlung dieser statistischen Kennwerte kann jedoch zu eklatanten Fehlinterpretationen führen. Bevor die Ergebnisse der Vergleiche von 10-Minuten-Daten gezeigt werden, soll dies an einigen Beispielen verdeutlicht werden. Grundlage dieses Exkurses ist die Einführung einer theoretisch perfekten Prognose. Sie besteht darin, gemessene

Daten einer WEA in einem Windpark als optimale Prognose für eine benachbarte Anlage zu verwenden. Kurzfristige Fluktuationen der Windgeschwindigkeit treffen die Rotoren nicht immer gleichzeitig und führen zu Differenzen bei den Messdaten der WEA. Diese Abweichungen zueinander werden im Prognosemodell durch die Größe der Gitterzellen im Regelfall nicht aufgelöst. Hier wird angenommen, dass sich alle WEA innerhalb der Gitterzelle gleich verhalten. Dies führt zu einer Fehlerbreite, die sich im Modell verfahrensbedingt nicht umgehen lässt, die jedoch in den statistischen Vergleichszahlen enthalten ist. Die verwendeten 10-Minuten-Daten wurden zu Testzwecken mit numerischen Filtern geglättet. Die Dämpfung kurzfristiger Änderungen soll aufzeigen, ob die natürliche Fehlerbreite durch eine geeignete Mittelwertbildung signifikant eingeschränkt oder vermieden werden kann. Neben einem gleitenden Mittel wurde ein Savitzky-Golay-Filter vierten Grades mit insgesamt 33 Punkten angewendet [NR92]. Der Einfluss von Abschattungseffekten wurde durch die Auswahl geeigneter Windrichtungssektoren minimiert bzw. ausgeschlossen. Die Länge der Zeitreihen beträgt ein halbes Jahr.

*Tab. 3.13 Statistische Kennzahlen des Vergleichs von 10-Minuten Daten zweier WEA in einem Windpark (Windgeschwindigkeit).*

WP "WEST"	Bias [m s <sup>-1</sup> ]	MAE [m s <sup>-1</sup> ]	RMSE [m s <sup>-1</sup> ]	r <sub>xy</sub>
Originaldaten	-0,15	0,84	1,19	0,95
Gleitendes Mittel über 9 Werte	-0,11	0,68	1,00	0,96
Sawitzky-Golay-Glättungsfilter	-0,11	0,65	0,99	0,97

Die Reduzierung des statistischen Fehlers fällt vergleichsweise gering aus, so dass der Verlust von Informationen durch die Mittelwertbildung nicht automatisch gerechtfertigt ist. MAE und RMSE erreichen etwa die Hälfte des Betrages, die sich aus dem Vergleich von Windprognose und Windmessung aus Kapitel 3.5 ergeben.

*Tab. 3.14 Statistische Kennzahlen des Vergleichs von 10-Minuten Daten zweier WEA in einem Windpark (Leistung).*

WP "WEST"	Bias [kW]	MAE [kW]	RMSE [kW]	r <sub>xy</sub>
Originaldaten	-34,8	165,5	276,4	0,91

Auch bei der erzeugten elektrischen Leistung sind die Zahlenwerte für MAE und RMSE bemerkenswert. Bei Vergleichen höher aufgelöster Zeitreihen ist demnach eine Grundunsicherheit enthalten, die einem erheblichen Anteil am Gesamtfehler aufweisen kann. Es ist zu vermuten, dass die gezeigten Tagessummen durch die Mittelwertbildung wenig beeinflusst werden. Mit Blick auf die nachfolgende Analyse der zeitlich hoch aufgelösten Prognosewerte, sollte man den geschilderten Basisfehler nicht außer Acht lassen.

### 3.6.5 Auswertung hoch aufgelöster Zeitreihen von WEA

Zur Verringerung des Datenvolumens wurden die Prognosen für Zeitabstände von 30 Minuten erstellt und mit den Messwerten zu diesem Termin verglichen. Tests hatten zuvor ergeben, dass diese Vorgehensweise im Vergleich zu 10-Minuten-Intervallen keinen signifikanten Einfluss auf die Statistik hat.

Prognostizierte Zeitreihen werden als Integral über ein Luftvolumen gebildet. Auf diese Weise werden allgemein gleichmäßige Verläufe erzeugt, die nur bei wetterwirksamen Abläufen, z.B. dem Windsprung nach einem Frontendurchzug, größere Sprünge zeigen. Das vorige Kapitel hat gezeigt, dass die gemessenen Zeitreihen offensichtlich kurzfristige Variationen aufweisen, die sich im relativ hohen Basisfehler ausdrücken. Deshalb wurde der Einfluss numerischer Filter auf die Vergleichsstatistik überprüft. Der Effekt dieser Filter ist auch hier gering (Tab. 3.15), so dass im Weiteren auf deren Abwendung verzichtet wurde.

Tab. 3.15 Vergleich von WEA-Daten und GEOFFREY-Prognose mit Filtern.

WP "WEST"	Bias [m s <sup>-1</sup> ]	MAE [m s <sup>-1</sup> ]	RMSE [m s <sup>-1</sup> ]	r <sub>xy</sub>
Originaldaten	-0,43	1,26	1,61	0,91
Gleitendes Mittel über 9 Werte	-0,40	1,16	1,50	0,92
Sawitzky-Golay-Glättungsfilter	-0,42	1,17	1,51	0,92

Würde es sich bei den beobachteten Differenzen zwischen den WEA allein um die Auswirkungen kurzfristiger Windschwankungen handeln, könnte man eine deutlichere Reduktion des statistischen Fehlers durch die Glättung erwarten.

Offensichtlich sind die Daten der gemessenen Zeitreihen mit weiteren Unschärfen behaftet, die sich auch nach verfeinerter Analyse, z.B. durch die sektorielle Unterscheidung der Anströmung, nicht näher identifizieren ließen.

Der Vergleich zwischen Prognose und Messwert erfolgt zunächst für die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Die Messungen entsprechen dem Mittelwert des Gondelanemometers im Zeitintervall von 10 Minuten. Die Bezeichnungen der Messorte erfolgt analog zu Tabelle 3.7, ebenso der Zeitrahmen der ausgewerteten Daten für die Orte W4 und W5. Die weiteren Daten umfassen die Zeit von November 2004 bis April 2005. Der relative Vorhersagefehler, gebildet aus dem Quotienten des MAE (bzw. RMSE) und dem Mittelwert der Windgeschwindigkeit  $u_{avg}$  weist ist für alle Messungen ähnliche Werte auf (Tabelle 3.16).

*Tabelle 3.16: Vergleich von Prognose und Messung der Windgeschwindigkeit auf der Basis von Gondelanemometer-Daten für verschiedene Prognosehorizonte.*

	<b>Kennung</b>	<b><math>u_{avg}</math> [m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Bias [m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>MAE [m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>RMSE [m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>MAE/<math>u_{avg}</math></b>	<b>RMSE/<math>u_{avg}</math></b>
<b>24H</b>	<b>W1</b>	8,14	-1,02	1,60	2,06	0,20	0,25
	<b>W2</b>	8,20	-1,20	1,62	2,05	0,20	0,25
	<b>W3</b>	7,68	-0,69	1,43	1,82	0,19	0,24
	<b>W4</b>	6,38	0,65	1,53	1,96	0,24	0,31
	<b>W5</b>	6,83	-0,83	1,37	1,72	0,20	0,25
<b>36H</b>	<b>W1</b>	8,15	-1,06	1,77	2,24	0,22	0,27
	<b>W2</b>	8,20	-1,26	1,81	2,26	0,22	0,28
	<b>W3</b>	7,69	-0,80	1,59	2,03	0,21	0,26
	<b>W4</b>	6,39	0,63	1,64	2,09	0,26	0,33
	<b>W5</b>	6,87	-0,93	1,45	1,83	0,21	0,27
<b>48H</b>	<b>W1</b>	8,15	-1,10	1,98	2,53	0,24	0,31
	<b>W2</b>	8,20	-1,30	2,03	2,57	0,25	0,31
	<b>W3</b>	7,68	-0,81	1,72	2,21	0,22	0,29
	<b>W4</b>	6,36	0,57	1,97	2,49	0,31	0,39
	<b>W5</b>	6,87	-0,88	1,48	1,88	0,22	0,27

Eine Ausnahme bildet W4, wo ein höhere Fehler bei geringerer Windgeschwindigkeit festzustellen ist. Da bei den Tageswerten keine signifikanten Abweichungen

festzustellen waren liegt die Vermutung nahe, dass die aufgezeichneten 10-Minuten-Daten eine andere Struktur aufweisen, als bei den anderen WEA. Mögliche Ursachen hierfür, z.B. ein anderer Mittelungsalgorithmus, als Begründung anzuführen, ist jedoch rein spekulativ.

Führt man eine Bias-Korrektur durch, um den systematischen Fehler zu reduzieren, verringert sich der statistische Fehler um durchschnittlich 20%. Eine Ausnahme bildet erneut W4, wo die Fehlerdämpfung geringer ausfällt (Tabelle 3.17).

Tabelle 3.17: wie 3.16, jedoch nach Bias-Korrektur

	<b>Kennung</b>	<b>u<sub>avg</sub></b> <b>[m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>Bias</b> <b>[m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>MAE</b> <b>[m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>RMSE</b> <b>[m s<sup>-1</sup>]</b>	<b>MAE/u<sub>avg</sub></b>	<b>RMSE/u<sub>avg</sub></b>
<b>24H</b>	<b>W1</b>	8,14	-	1,36	1,81	0,17	0,22
	<b>W2</b>	8,20	-	1,29	1,65	0,16	0,20
	<b>W3</b>	7,68	-	1,33	1,68	0,17	0,22
	<b>W4</b>	6,38	-	1,43	1,85	0,22	0,29
	<b>W5</b>	6,83	-	1,19	1,51	0,17	0,22
<b>36H</b>	<b>W1</b>	8,15	-	1,49	1,97	0,18	0,24
	<b>W2</b>	8,20	-	1,45	1,86	0,18	0,23
	<b>W3</b>	7,69	-	1,46	1,87	0,19	0,24
	<b>W4</b>	6,39	-	1,54	1,99	0,24	0,31
	<b>W5</b>	6,87	-	1,23	1,57	0,18	0,23
<b>48H</b>	<b>W1</b>	8,15	-	1,71	2,27	0,21	0,28
	<b>W2</b>	8,20	-	1,69	2,20	0,21	0,27
	<b>W3</b>	7,68	-	1,59	2,06	0,21	0,27
	<b>W4</b>	6,36	-	1,89	2,43	0,30	0,38
	<b>W5</b>	6,87	-	1,29	1,66	0,19	0,24

Je nach Vorhersagehorizont liegt der Fehler bei der prognostizierten Windgeschwindigkeit im Mittel zwischen 1,2 und 1,9 m s<sup>-1</sup>. Angesichts der hohen Fehlerquote innerhalb der Datensätze (siehe Tab. 3.15) erlauben diese Zahlen eine sehr positive Bewertung der Prognosegüte.

Die Analyse der Leistungsdaten von WEA erfolgt ebenfalls analog zur Auswertung der Monats- und Tagessummen (Kap. 3.6.2 und 3.6.3). Zusätzlich wurden alle WEA

aus W1 und W2 zu einem Park zusammen gefasst. Aus den Messdaten wurde eine Park-Leistungskennlinie für die Prognose ermittelt. Als Messwert wurde die Summe aller einzelnen WEA unter der Voraussetzung genutzt, dass alle Anlagen technisch verfügbar waren. Es ist zu erkennen, dass die Summierung über mehrere WEA eine positive Wirkung auf die statistische Prognosegenauigkeit besitzt (Tab. 3.18). Dieser Effekt deutet an, dass sich Prognose über größere Einzugsgebiete deutlich besser darstellt, als bei der Untersuchung von Einzelstandorten.

*Tabelle 3.18: Vergleich von prognostizierter und gemessener Leistung verschiedener WEA auf der Basis von 10-Minuten-Daten.*

	Kennung	Original-Daten			Bias-korrigiert		
		MAE <sub>A</sub> [%]	MAE <sub>R</sub> [%]	RMSE <sub>R</sub> [%]	MAE <sub>A</sub> [%]	MAE <sub>R</sub> [%]	RMSE <sub>R</sub> [%]
24H	W1	30,8	15,7	20,9	26,6	13,5	17,7
	W2	32,7	12,9	18,1	29,6	11,7	16,0
	W1+W2	30,2	11,9	15,8	28,4	11,2	15,1
	W3	33,7	15,1	20,1	31,8	14,3	18,7
	W4	44,4	12,9	18,6	44,2	12,9	18,3
	W5	33,2	11,5	15,3	32,2	11,1	15,0
36H	W1	34,4	17,6	23,1	29,6	15,1	19,7
	W2	37,1	14,8	20,2	33,3	13,3	17,9
	W1+W2	35,0	13,8	18,1	32,5	12,8	17,2
	W3	36,7	16,5	21,8	34,3	15,3	20,2
	W4	45,7	13,4	19,1	45,5	13,3	18,8
	W5	36,6	12,6	17,3	35,3	12,1	16,7
48H	W1	38,4	19,5	25,6	33,3	16,9	22,2
	W2	41,2	16,7	22,9	38,3	15,2	20,5
	W1+W2	39,2	15,4	20,5	36,8	14,5	19,4
	W3	38,8	17,3	22,9	36,3	16,2	21,3
	W4	56,0	16,4	23,1	55,4	16,2	22,6
	W5	38,7	13,2	18,2	38,0	13,0	17,9

Der Standort W4 weicht bezüglich der Prognosegüte erneut deutlich von den anderen Messstellen ab, wobei auch die Bias-Korrektur keinen signifikanten Effekt aufzeigt. Aus den WEA-Daten lässt sich eine mögliche Ursache hierfür ableiten.

Neben den Mittelwerten der Windgeschwindigkeit und Leistung werden auch die Extremwerte gespeichert. Während die prognostizierte Windgeschwindigkeit überwiegend zwischen den gemessenen Minima und Maxima liegt, verlässt die berechnete Leistung das Intervall der gemessenen Daten überdurchschnittlich oft. Dabei ist die gemessene Leistung geringer, als sich durch die vorhergesagte Windgeschwindigkeit über die Leistungskennlinie erklären ließe. Offensichtlich treten hier Fehler auf, über deren Ursache keine weiterführenden Angaben gemacht werden können.

Im Vergleich zu den Tagessummen stellt sich die Prognosegüte für höher frequente Zeitreihen schwächer dar. Dies ist wenig überraschend, stellt die zeitliche Mittelung doch einen ähnlichen Effekt wie die räumliche Aggregation von Daten dar. Bezieht man den Basisfehler in die Analyse mit ein (Tab. 3.14), wird die Problematik einer abschließenden Bewertung deutlich. Legt man einen Wert der mittleren Abweichung vom Messwert ( $MAE_R$ ) von 16% für eine 48-Stunden-Prognose nach Tab. 3.18 fest, so bedeutet dies bei einer Nennleistung von 2000 kW eine mittlere Abweichung von 320 kW. Der ermittelte Basisfehler nimmt davon mit über 165 kW etwa den halben Betrag ein. Es wäre unrealistisch, eine Halbierung der statistischen Fehler aus Tabelle 3.18 zu vermuten. Dennoch ist die Unsicherheit, mit der die angegebenen Leistungswerte behaftet sind, nicht zu unterschätzen. Eine differenzierte Bewertung der erreichten Prognosegüte ist auf der Basis dieser Zahlenwerte nicht abschließend möglich. Die Unsicherheiten durch die vereinfachte Leistungsberechnung aus der prognostizierten Windgeschwindigkeit, die ungenügende Berücksichtigung von Windparkeffekten und anderen Fehlerquellen schränken die Analysemöglichkeiten ein. Dies sollte bei der Bewertung der statistischen Kennzahlen unbedingt beachtet werden. Insgesamt deutet der mittlere absolute Fehler der Windgeschwindigkeit von unter  $2 \text{ m s}^{-1}$  für Einzelstandorte auf eine gute Tauglichkeit des GEOFFREY-Programmsystems für die Wind- und Leistungsprognose hin.

### **3.6.6 Vergleich mit Windmessungen auf Sardinien**

Die Anwendung des GEOFFREY-Systems für einen Standort auf Sardinien soll vor allem die Frage nach der numerischen Stabilität des Programms beantworten. Im Gegensatz zu den definierten Testgebieten in Deutschland weist die Insel sehr große

topografische Unterschiede mit den entsprechenden Gradienten auf. Zudem sind die meteorologischen Bedingungen im Mittelmeerraum grundsätzlich anders, als in der Nordhälfte Deutschlands.

Zur Prüfung des Programmverhaltens wurde deshalb ein Modellgebiet definiert, das neben Sardinien auch den südlichen Teil Korsikas enthält. Die Landnutzungsdaten lagen dabei nur einer groben Klassifizierung in Anlehnung an den CORINE-Datensatz vor. Auch die Topografie wurde bei den Tests relativ grob beschrieben. Zudem ist die verwendete Gitterweite von 5 km nicht fein genug, um die teils steilen Berghänge realistisch zu beschreiben. Da an dieser Stelle jedoch nur die allgemeine Tauglichkeit des Modells geprüft werden sollte, wurde auf eine Verfeinerung des Modellgitters verzichtet.

Die Berechnungen erfolgte nach dem bekannten Muster. Der Vergleich mit einer Windmessung auf einem Standort mit einer Höhe von über 900 m über Meereshöhe macht die Problematik der vereinfachten Landoberfläche deutlich (Abb. 3.9).

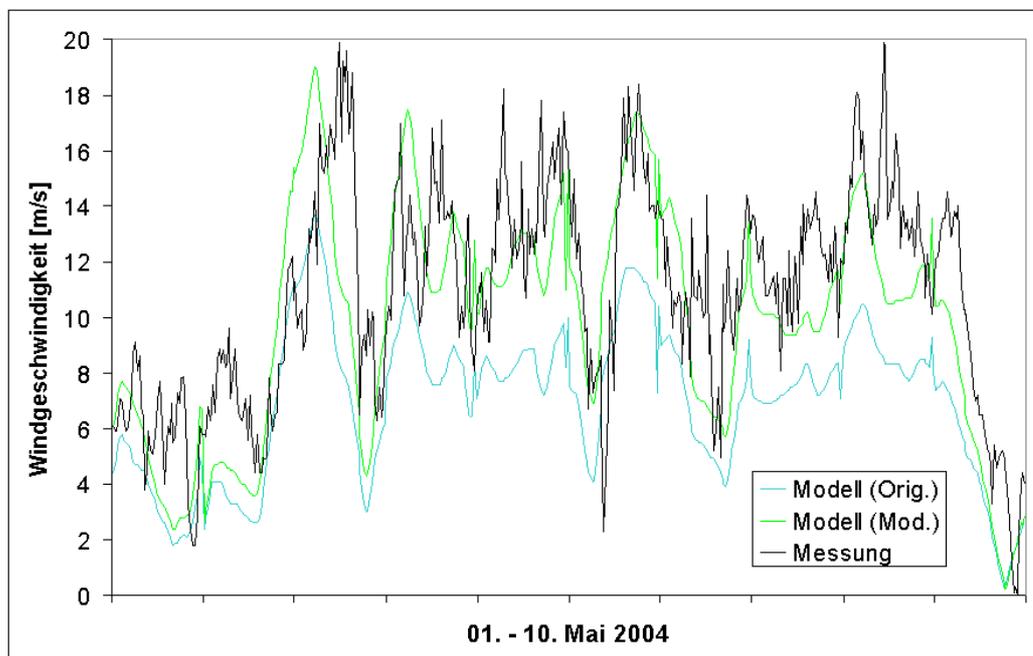


Abb. 3.9: Prognostizierte und gemessene Zeitreihe der Windgeschwindigkeit an einem Standort auf Sardinien im Mai 2004.

Zwischen der Höhe des Gitterpunktes im Modell und der realen Höhe am Messort ist eine Differenz von annähernd 200 m festzustellen. Es ist daher nicht verwunderlich,

dass die prognostizierte Windgeschwindigkeit deutlich unterhalb der gemessenen liegt, wenn auch der allgemeine Verlauf gut getroffen wird. Entnimmt man die Windgeschwindigkeit einer größeren Modellhöhe, ergibt sich eine gute Übereinstimmung mit der gemessenen Kurve. Im Prinzip gleicht man die mangelhafte Vorgabe der Topografie durch eine künstliche Erhöhung der Messhöhe am Standort aus. Aufgrund der ermutigenden Resultate der ersten Testrechnungen wird eine Verfeinerung der Modellvorgaben mit nachfolgenden Analysen als sinnvoll angesehen.

#### **4. Fazit**

Mit dem GEOFFREY-Programmsystem steht ein Verfahren zur Verfügung, das eine differenzierte Prognose der eingespeisten Strommenge aus WEA erlaubt. Die vollzogene Kopplung eines drei-dimensionalen mesoskaligen Atmosphärenmodells an die Daten eines Wettervorhersagemodells hat ihre numerische Stabilität während der Anwendungen unter Beweis gestellt. Dies gilt insbesondere auch für den vollständig automatisierten Ablauf der Programmkomponenten. Es hat sich weiter gezeigt, dass das System unabhängig vom Einsatzgebiet mit einer konstanten Genauigkeit betrieben werden kann, auch bei stark variierenden meteorologischen Randbedingungen.

Eine objektive Bewertung der erreichten Prognosegüte und des Fortschritts bezüglich der Windleistungsprognose im Vergleich zu bestehenden Systemen ist nur sehr eingeschränkt möglich. Es hat sich mehrfach gezeigt, dass die berechneten statistischen Kennzahlen sehr stark von der verwendeten Methodik und den verfügbaren Vergleichsdaten abhängt. Die hier durchgeführten Vergleiche auf der Basis von Einzelmessungen sind nur begrenzt mit Werten vergleichbar, die regionalen Leistungssummen oder Mittelwerten entstammen. Dies zeigt sich daran, dass die statistischen Kennwerte aus Tagessummen sehr gute Werte erreichen. Die Analyse von Zeitreihen mit einer Auflösung von 10 Minuten weist dagegen deutlich höhere Unschärfen auf. Inwieweit die natürliche Ungenauigkeit der Datensätze dafür verantwortlich ist, kann nicht abschließend geklärt werden. Eine Analyse wäre möglich, wenn die reale Einspeisung eines größeren Einzugsgebietes, z.B. an einem Umspannwerk, mit einer entsprechend hohen zeitlichen Auflösung verfügbar

gewesen wäre. Vermutlich würde sich die statistische Übereinstimmung zwischen Prognose und Beobachtung deutlich verbessern.

Weiter ist zu beachten, dass keinerlei Anpassung der Datenreihen an gemessene Werte erfolgte. In der Praxis wäre es leicht möglich, die Verlaufskurve der Windgeschwindigkeit dahin gehend zu eichen, dass der Startwert der Prognose auf einen definierten Messwert gesetzt wird. Auf diese Weise würde einerseits eine systematische Abweichung im Prognosezeitraum vermieden, andererseits ließe sich mit einer Kontrolle des Startwertes eine zeitliche Verschiebung des erwarteten Windverlaufs reduzieren. Ein solcher Phasenfehler kann auch erzeugt werden, wenn die protokollierte Zeit innerhalb der Datensätze fehlerhaft ist. An einzelnen WEA wurden Verschiebungen von über 2 Stunden festgestellt.

Unter Einbeziehung aller genannten Gesichtspunkte lässt sich die erreichte Prognosegüte positiv bewerten. Weiteres Entwicklungspotenzial besteht in der Veränderung des Kopplungsmodus an die meteorologischen Antriebsdaten. Es ist zu prüfen, ob sich die systematische Unterschätzung der Windgeschwindigkeit, insbesondere auf dem Meer, über eine Lockerung der Anbindung vermeiden ließe. Windleistungsprognosen für Seegebiete stellen angesichts der geplanten Errichtungspotenziale von Windparks in Nord- und Ostsee einen wichtigen Anwendungsbereich für die Zukunft dar. Auch über Land kann es von Vorteil sein, wenn sich die atmosphärische Modellierung in den bodennahen Luftschichten freier von den vorgegebenen Parametern entwickeln kann und der mesoskalige Ansatz an Bedeutung gegenüber den großskaligen Randbedingungen gewinnt. Änderungen des Systems, die nicht den Programmcode für die atmosphärische Modellierung betreffen, hängen von äußeren Anforderungen an die Ergebnisstruktur ab.

## Literaturverzeichnis

- [BERS02] BETTELS, B., ERNST, B., ROHRIG, K., SCHORN, P.: *Entwicklung eines Rechenmodells zur Vorhersage der Windleistung für mittlere und große Versorgungsgebiete. Schlussbericht.* Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW), Kiel (Hrsg.), Juni 2002. FKZ 0329869.
- [BMU02] *Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA LUFT.* Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – Internetversion, 2002. Quelle: <http://www.bmu.de>
- [BMU05a] *Jeder zehnte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien.* BMU-Pressedienst Nr. 039/05. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 22. Februar 2005. Quelle: [http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen\\_ab\\_01012005/pm/35102.php](http://www.bmu.de/pressemitteilungen/pressemitteilungen_ab_01012005/pm/35102.php)
- [BMU05b] *Kurzinfo Erneuerbare Energien.* BMU-Pressedienst. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Februar 2005. Quelle: [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/kurzinfo/doc/3988.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/kurzinfo/doc/3988.php)
- [Bü99] *Simulation eines Offshore-Windparks in der Nordsee zur Versorgung einer Großstadt wie Hamburg.* Diplomarbeit am Fachbereich Physik der Universität Hamburg. 1999.
- [BWE04] *Regelenergiebedarf und Leistungskredit der Windenergie.* Hintergrundinformation, Bundesverband für Windenergie e.V., 25.Okt. 2004.
- [BS81] BRONSTEIN, I.N., SEMEDJAJEW, K.A.: *Taschenbuch der Mathematik.* Grosche, G., Ziegler, V., Ziegler, U. (Hrsg.), Verlag Harry Deutsch, 1981.
- [den05] Studie "*Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*" (*dena-Netzstudie*). Deutsche Energie Agentur ([www.dena.de](http://www.dena.de)), 2005.
- [EEG04] *Das Erneuerbare Energien Gesetz.* Downloadbereich der Internetseiten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Link: <http://erneuerbare-energie.de/inhalt/2676/main>
- [EK95] EPPEL, D., KAPITZA, H.: *The Non-Hydrostatic Mesoscale Model GESIMA. Part II: Parameterizations and Applications.* Beitr. Phys. Atmosph., **68**, Feb. 1995
- [FLMWBL00] FOCKEN, U., LANGE, M., MÖNNICH, K., WALDL, H.-P., BEYER, H. G., LUIG, A.: *Reduction of windpower prediction error by spatial smoothing effects.* WIND Power for the 21<sup>st</sup> Century, Kassel 2000.

- [Hei03] HEINZE, D.: *Flexible Datenkommunikation im liberalisierten Energiemarkt - Energielogistik für den Handel mit Strom und Gas*. B Tagungsband Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2003.
- [HRT99] HINNEBURG, D., RAABE, A., TETZLAFF, G.: *Die Berechnung von Windfeldern und der Schubspannungsgeschwindigkeiten an der Wasseroberfläche*. Die Küste, Archiv für Forschung und Technik an der Nord- und Ostsee. Kuratorium für Forschung und Küsteningenieurwesen (Hrsg.), Heft 61, 1999.
- [Jac03] JACKSON, J.: *A Cry for Better Forecasters in Denmark*. Windpower Monthly, December 2003.
- [JHMG78] JUSTUS, C.G., HARGRAVES, W.R., MIKHAIL, A., GRABER, D.: *Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions*. Journal of Applied Meteorology, 17, 1978.
- [KE92] KAPITZA, H., EPPEL, D.: *The Non-Hydrostatic Mesoscale Model GESIMA. Part I: Dynamical Equations and Tests*. Beitr. Phys. Atmosph., **65**, No. 2, May 1992.
- [KE00] KAPITZA, H., EPPEL, D.: *A Case Study in Atmospheric Lead Pollution of North German Coastal Reg.* J. Appl. Meteor., **39**, 2000.
- [Kni03] KNIGHT, S.: *Balancing Costs Halved by Forecast Program*. Windpower Monthly, December 2003.
- [KPSGB04] KARINIOTAKIS, G., PINSON, P., SIEBERT, N., GIEBEL, G., BARTHELMIE, R.: *The State of the Art in Short-term Prediction of Wind Power – From an Offshore Perspective*. Proceedings of 2004 SeaTechWeek. Brest, France, 20-21 Oct. 2004.
- [Mil03] MILBORROW, D.: *Forecasting for scheduled delivery*. Windpower Monthly, December 2003.
- [NR92] *Numerical Recipes in FORTRAN 77: The Art of Scientific Computing*. Cambridge University Press, 1992.
- [RW03] RADTKE, U., WINTER, W.: *Aspekte für Planung und Betrieb von Netzen mit großer Windeinspeisung*. Tagungsband Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2003.
- [Sch85] SCHÖNWIESE, C.-D.: *Praktische Statistik für Meteorologen und Geowissenschaftler*. Gebr. Bornträger, Berlin, Stuttgart, 1985.
- [SL00] SEGURO, J.V., LAMBERT, T.W.: *Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 85, 2000.
- [StBa97] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Daten zur Bodenbedeckung für die Bundesrepublik Deutschland*, 1997.