Modellierung

von raum-zeitlichen Eigenschaften

der Windenergieeinspeisung

für wetterdatenbasierte

Windleistungssimulationen

Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurswissenschaften (Dr.-Ing.)

Vorgelegt im Fachbereich Elektrotechnik / Informatik
der Universität Kassel

Von Kaspar Knorr

Kassel, September 2016

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik/Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurswissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias
Zweiter Gutachter:	Prof. Dr. rer. nat. Clemens Hoffmann
Tag der mündlichen Prüfung:	5. September 2016

Kassel, den 5.9.2016

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Dissertation selbstständig, ohne unerlaubte Hilfe Dritter angefertigt und andere als die in der Dissertation angegebenen Hilfsmittel nicht benutzt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht. Dritte waren an der inhaltlich-materiellen Erstellung der Dissertation nicht beteiligt; insbesondere habe ich hierfür nicht die Hilfe eines Promotionsberaters in Anspruch genommen. Kein Teil dieser Arbeit ist in einem anderen Promotions- oder Habilitationsverfahren verwendet worden.

Kaspar Knorr

Nun sich der Tag geendet…

Kurzzusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit werden statistische und mathematisch-physikalische Modelle zur Quantifizierung heutiger und zur Abbildung zukünftiger raum-zeitlicher Charakteristiken der Windenergieeinspeisung vorgestellt.
Hierzu zählen Modelle für die Quantifizierung der räumlichen Verteilung von installierten Windleistungen, die Bestimmung der mittleren Nabenhöhen von Windparks, die Erstellung von Zukunftsszenarien des Windenergieausbaus, das Einsetzen von Windgeschwindigkeitsfluktuationen in gegebene Windgeschwindigkeitszeitreihen, die Modellierung der intermittenten Häufigkeitsverteilungen von Windleistungsinkrementen, die Aufbereitung der Leistungskennlinien von Windenergieanlagen, die Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien und die Modellierung der gegenseitigen Abschattungen von Windenergieanlagen innerhalb von Windparks.
Die Modelle werden zu wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren zusammengesetzt, die zur Generierung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung dienen.

Abstract

This thesis describes statistical and mathematical models for the quantification of today's and the representation of future characteristics of the wind power generation in time and space.
These models serve particularly for the quantification of the spatial distribution of installed wind power capacities, the calculation of the average hub heights of wind farms, the development of wind energy scenarios, the inserting of wind speed fluctuations into given wind speed time series, the modeling of the intermittent probability density functions of wind power increments, the processing of the power curves of wind turbines, the generation of power curves of wind farms and the modeling of wake effects between wind turbines within wind farms.
The models are combined to create wind power simulation procedures for the generation of time series of the wind power generation based on weather data.

Verwendete Kürzel

A:	Fläche [km²]
A_r:	Rotorfläche [m²]
c_E:	Kapazitätsfaktor
COSMO:	Consortium for Small-scale Modeling
d:	Distanz [m] oder [°] oder Rotordurchmesser [m]
DEWI:	DEWi GmbH, Deutsches Windenergie-Institut
DWD:	Deutscher Wetterdienst
E:	Energie [kWh]
EE:	Erneuerbare Energien
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz
f_w:	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Weibull-Verteilung
g:	Schwerebeschleunigung (9,807 [m s^{-2}])
GIS:	Geoinformationssystem(e)
h:	Höhe über dem Grund [m]
$h(v)$:	relative Häufigkeit einer Windgeschwindigkeitsklasse v
h_{WEA}:	Nabenhöhe einer Windenergieanlage [m]
h_{WP}:	Nabenhöhe eines Windparks [m], (siehe Kapitel 1.1.2.4)
ID:	Hoover Index (index of dissimilarity)
IEC:	International Electrotechnical Commission
IWES:	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
κ:	von Karman Konstante, etwa mit dem Wert 0,41
$K_{G:}$	Konzentrationskoeffizient (Gini-Index)
λ:	geographische Länge, Längengrad [°]
LKL:	Leistungskennlinie
M:	molare Masse der Erdatmosphärengase (0,02896 [kg mol^{-1}])
MM:	Messmast
NK:	Netzknoten
NWM:	numerisches Wettermodell
p:	Luftdruck [N m^{-2}]
P, P_w:	elektrische Wirkleistung, Windleistung in [MW] oder [kW]
P_{LKL}:	Leistungswert einer Leistungskennlinie in [kW] oder [MW]
PLZ:	Postleitzahl(en)
P_n:	Nennleistung, installierte Windleistung in [MW] oder [kW]
P_{norm}:	auf Nennleistung normierte Wirkleistung
q:	meridionale Windkomponenten aus dem Wettermodell [m s^{-1}]
r:	Korrelationskoeffizient
ρ:	Luftdichte [kg m^{-3}]
ρ_0:	Referenzluftdichte (1,2252 [kg m^{-3}])
R:	„nearest-neighbour-Maß“
$R_{0:}$	universelle Gaskonstante (8,3144621 [J K^{-1} mol^{-1}])
RMSE:	Wurzel der mittleren quadratischen Fehler (root-mean-square error)
s_d:	Standarddistanz [m]
T:	Mittelungszeitraum
T_{WEA}, T_{mess}:	Temperatur [K]
TI:	Turbulenzintensität
u:	zonale Windkompontenten aus dem Wettermodell [m s^{-1}]
UTM:	Universelle transversale Mercatorprojektion
U^*	Schubspannungsgeschwindigkeit [m s^{-1}]
U1	Untersuchungsszenario 1
U2	Untersuchungsszenario 2
φ:	geographische Breite, Breitengrad [°]

v, v_w:	Windgeschwindigkeit [m/s]
v_{LKL}:	Windgeschwindigkeitswert einer Leistungskennlinie [m s^{-1}]
v_n:	Nennwindgeschwindigkeit [m s^{-1}]
ω:	Windrichtung [°]
WEA:	Windenergieanlage(n)
WP:	Windpark
x:	kartesischer x-Wert (Rechtswert, Ostwert)
y:	kartesischer y-Wert (Hochwert, Nordwert)
z_0	Rauhigkeitslänge [m]

Inhaltsverzeichnis

Einführung *1*

Teil 1 Die Dezentralität der Windenergieeinspeisung *5*

1.1 Die räumliche Verteilung der installierten Windleistung **5**
1.1.1 Windenergieanlagen 5
1.1.1.1 Datengrundlage 5
1.1.1.2 Räumliche Verteilung 8
1.1.1.3 Flächenbedarf 19
1.1.1.4 Nabenhöhen 21
1.1.2 Windparks 22
1.1.2.1 Datengrundlage 23
1.1.2.2 Räumliche Verteilung 26
1.1.2.3 Flächenbedarf 27
1.1.2.4 Nabenhöhen 34

1.2 Modellierung der raum-zeitlichen Verteilung der installierten Windleistung (Szenarienentwicklung) **36**
1.2.1 Maximales Anlagenalter und Repowering 37
1.2.2 Zukünftige WEA-Nabenhöhen 39

Teil 2 Die Variabilität der Windenergieeinspeisung *42*

2.1 Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsfluktuationen **44**
2.1.1 Zeitliche Abhängigkeit 44
2.1.2 Örtliche Abhängigkeit 51

2.2 Modellierung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen **54**

2.3 Windleistungsinkremente **58**
2.3.1 Zeitliche Abhängigkeit 58
2.3.2 Räumliche Abhängigkeit 60

2.4 Modellierung der Häufigkeitsverteilung von Windleistungsinkrementen **66**

Teil 3 Die Wetterabhängigkeit der Windenergieeinspeisung *76*

3.1 Wetterdatencharakteristiken **77**
3.1.1 Wettermodelldaten 77
3.1.2 Windmessdaten 80

3.2 Modellierung von Wettercharakteristiken **83**
3.2.1 Logarithmisches Windprofil 83
3.2.2 Turbulenzintensität 85
3.2.3 Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion 88

3.3 WEA-Leistungskennlinien **91**
3.3.1 Erweiterung von gemessenen WEA-Leistungskennlinien 94
3.3.2 Höheninterpolation und –extrapolation 96
3.3.3 Luftdichtekorrektur 96

3.4 Modell-WEA-Leistungskennlinien **97**

3.5 Windpark-Leistungskennlinien **101**

3.6 Modellierung von Windpark-Leistungskennlinien **104**
3.6.1 Summierte WEA-Leistungskennlinien 104
3.6.2 Glättung von WEA-Leistungskennlinien 106

Teil 4 Die Effizienz der Windenergieeinspeisung *113*

4.1 Modellierung von Abschattungsverlusten **114**
4.1.1 Windenergieanlagen 114
4.1.2 Windparks 123

Zusammenfassung *126*

Literaturverzeichnis *129*

Einführung

Die Deckung des elektrischen Energiebedarfs ist eine wesentliche Voraussetzung für die Lebensweise der modernen Gesellschaft. Angesichts des globalen Wirtschaftwachstums und schwindender Brennstoffressourcen müssen die heutigen Stromversorgungssysteme einer gravierenden Änderung unterzogen werden, damit auch in Zukunft eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie gewährleistet ist. Die konventionellen Energieerzeugungstechniken werden im Vergleich zu heute einen weitaus geringeren Anteil an der Energieversorgung ausmachen, da Kohle, Erdöl und –gas, aber auch das Uran zur Kernspaltung zunehmend rarer und teurer werden und sowohl die Notwendigkeit der Reduzierung der Treibhausgase als auch die Gefahren der Kernkraft verstärkt in das Bewusstsein der Gesellschaft getreten sind. Einen umso größeren Stellenwert wird die Energieerzeugung auf Basis von regenerativen, klimafreundlichen und risikoarmen Quellen einnehmen. In Deutschland hat dieser Prozess der Änderung des Stromversorgungssystems hin zu einem höheren Anteil an regenerativer Energie bereits in den 1990ern mit dem Ausbau der Windenergie begonnen. Die Windenergie hat sich seitdem als konkurrenzfähige Alternative zur konventionellen Energieerzeugung erwiesen, weshalb diese Energiequelle im Jahr 2010 bereits einen Anteil von ca. 6,7% [1] an der Energieversorgung hat und in Zukunft, auch nach offiziellen Maßgaben [2], einen noch weitaus höheren Anteil haben wird. Die notwendigen Änderungen des Stromversorgungssystems rühren zum großen Teil von den besonderen Eigenschaften der Windenergie her, die sich wesentlich von den Eigenschaften der konventionellen Energieerzeugung unterscheiden. Für die Identifizierung der notwendigen Änderungsmaßnahmen bzw. für die Planung des zukünftigen Energieversorgungssystems, aber auch zur Ermittlung des Einflusses der Windenergie auf das heutige Energieversorgungssystem sind daher Modelle für die Eigenschaften der Windenergie eine wesentliche Voraussetzung.

Modelle für die Eigenschaften der Windenergie geben Aufschluss über die notwendigen Änderungen des Stromversorgungssystems

In dieser Arbeit werden derartige Modelle entwickelt und weiterentwickelt, die neben den Erkenntnissen, welche aus ihren Parametern hinsichtlich der Herausforderungen bei der Integration der Windenergie gewonnen werden können, auch die Generierung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung auf Grundlage von Wetterdaten ermöglichen. Wegen ihres zeitlichen Verlaufes erlauben Zeitreihen eine exaktere Analyse des Einflusses der Windenergie auf das Energieversorgungssystem als allein stochastische Modelle, da Extremereignisse zu ihren jeweiligen Zeitpunkten abgebildet werden. So wurden zum Beispiel für die dena-Netzstudie II [3] Zeitreihen der Windenergieeinspeisung zur Untersuchung der Integrierbarkeit von erneuerbaren Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 generiert, in [4] weiter verwendet und ihre Auswirkungen auf das Stromnetz bzw. der durch sie erforderliche Netzausbau ermittelt. Auf [3] beruht eine Vielzahl der Modelle und Methoden der vorliegenden Arbeit, welche im Folgenden tiefergehend untersucht und weiterentwickelt werden.

Simulationsmodelle ermöglichen die Erzeugung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung

Bezüglich der zeitlichen Auflösung werden in dieser Arbeit, abgesehen von speziellen Analysen über kurzzeitige und langwierige Ereignisse, die in der Energiewirtschaft üblichen 15 und 60 Minuten verwendet. Darüber hinaus wird nur der Wirkleistungsanteil der Windleistung betrachtet, Analysen zur Blindleistung tauchen in dieser Arbeit nicht auf. Neben der zeitlichen Differenzierung erlauben die in dieser Arbeit entwickelten Simulationsverfahren auch eine hohe räumliche Differenzierung, welche bis zur Ebene von einzelnen Windenergieanlagen reicht. Die räumliche Abdeckung

Es werden die Windenergieanlagen ganz Deutschlands und zumeist 1h-Werte der Wirkleistung betrachtet

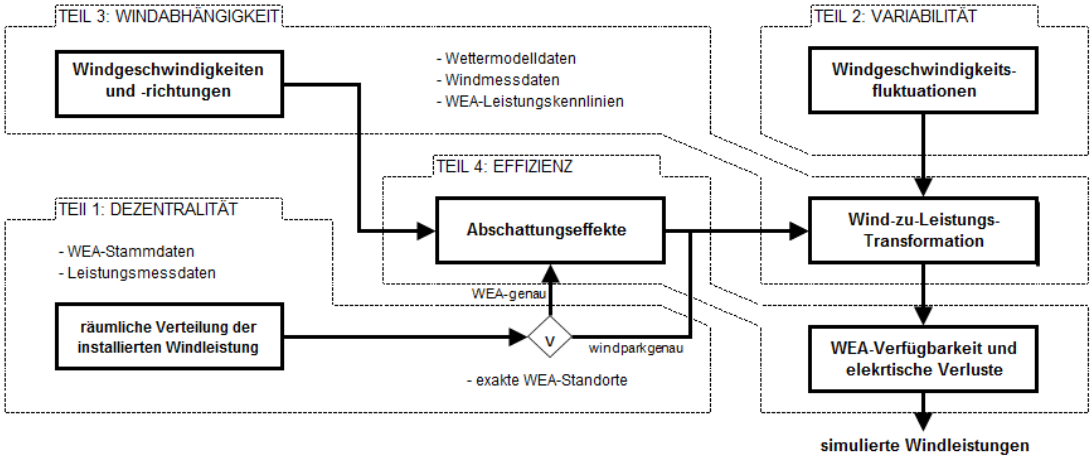
hingegen umfasst ganz Deutschland und kann, sofern entsprechende Wetterdaten vorliegen, prinzipiell erweitert werden, weshalb die untersuchten Simulationsverfahren großflächig (engl. „large scale“) zu nennen sind.

Was ist eine Simulation?

Die Erzeugung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung mit Hilfe der in dieser Arbeit entwickelten Modelle wird im Folgenden als „wetterdatenbasierte Windleistungssimulation“ oder schlicht „Windleistungssimulation“ bezeichnet. Unter dem Begriff „Simulation“ wird gemäß [5] im Allgemeinen „eine Vorgehensweise zur Analyse von Systemen verstanden, die für die theoretische oder formelmäßige Behandlung zu kompliziert sind.“ Im Fall der Windleistungssimulation handelt es sich hierbei um das System der dezentralen und wetterabhängigen Windenergie-einspeisung, auf das das Kriterium der Komplexität zutrifft. Denn die Windenergieeinspeisung beruht zum einem auf dem von der Natur gegebenen Wettergeschehen, zum anderen auf der von der Technik bestimmten Energieumwandlung. Beide Einflussgrößen sind komplex und dynamisch. Wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen beschränken sich nach dem Verständnis der vorliegenden Arbeit auf die Nachbildung der technischen Energieumwandlung, das Wetter wird in Form von Wetterdaten als gegeben angesetzt. Die Definition der Begriffs „Simulation“ gemäß [5] sieht weiter vor, dass hierbei Experimente an einem oder mehreren Modellen durchgeführt werden, um Erkenntnisse über das reale System zu gewinnen. Solche Simulationsmodelle stellen Abstraktionen des zu simulierenden Systems dar und sollen demnach die für die jeweilige Fragestellung relevanten Eigenschaften des Systems abbilden. Deswegen besteht, wieder nach [5], „eine Simulation erst einmal aus einer Modellfindung. Wird ein neues Modell entwickelt, spricht man von einer Modellierung. Ist ein vorhandenes Modell geeignet, um Aussagen über die zu lösende Problemstellung zu machen, müssen lediglich die Parameter des Modells entweder hinsichtlich der Istsituation oder einer gewünschten Zielsituation eingestellt und gegebenenfalls geeignet variiert werden. Das Modell, respektive die Simulationsergebnisse können dann für Rückschlüsse auf das Problem und seine Lösung genutzt werden. Daran können sich, sofern stochastische Prozesse simuliert wurden, statistische Auswertungen anschließen.“ Dieses lange Zitat wurde deshalb übernommen, da sich seine Definition des Begriffes „Simulation“ sehr exakt auf den Begriff „wetterdatenbasierte Windleistungssimulation“, wie er in dieser Arbeit gebraucht wird, übertragen lässt. Im Detail wird jedoch unter wetter-datenbasierter Windleistungssimulation im Folgenden etwas Konkreteres verstanden, für dessen Beschreibung sich das folgende Flussdiagramm eignet.

Was ist eine wetterdatenbasierte Windleistungs-simulation?

Die sechs Komponenten einer wetterdatenbasierten Windleistungssimulation sind hierin als Rechtecke mit dicken, durchgezogenen Kantenlinien dargestellt. Wetterdaten sind eine wesentliche Grundlage der Windleistungssimulation, wobei hier vor allem Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten relevant sind (Komponente links oben im Flussdiagramm). Diese können entweder gemessen sein oder aus einem Wettermodell stammen. Für eine großflächige Windleistungssimulation sind Wettermodelldaten jedoch wesentlich besser geeignet, da sie flächendeckend sind und für mehrere Höhen vorliegen. Sie stammen aus komplexen numerischen Wettermodellen und bilden das Wetter bereits so gut ab, dass den Modellen einer wettermodelldatenbasierten Windleistungs-simulation im Wesentlichen eine Transformation dieser Winddaten in Windleistung zukommt. Gleiches gilt für die Modelle von wettermess-datenbasierten Windleistungssimulationen, auch wenn hier weitere Modelle für die räumliche Interpolation der gemessenen Wetterdaten anfallen können.



Flussdiagramm zur wetterdatenbasierten Windleistungssimulation, wesentliche Datengrundlagen und Einteilung der Arbeit

Vor der Wind-zu-Leistungs-Transformation (mittlere Komponente rechts) werden Abschattungseffekte berücksichtigt, die eine Reduzierung der Windgeschwindigkeiten bewirken (mittlere Komponente). Wie die Abschattungseffekte berücksichtigt werden können, hängt von der Auflösung der vorliegenden Daten zur räumlichen Verteilung der installierten Windleistung ab (Komponente links unten). Sind die exakten Positionen der Windenergieanlagen (WEA) bekannt, kann eine so genannte „WEA-genaue“ Windleistungssimulation, wenn nicht, eine so genannte „windparkgenaue“ Windleistungssimulation durchgeführt werden. Bei der windparkgenauen Windleistungssimulation werden die Abschattungseffekte entweder durch eine pauschale oder durch eine zwar windgeschwindigkeitsabhängige aber windrichtungsunabhängige Reduzierung der Windgeschwindigkeiten berücksichtigt. Neben den reduzierten Windgeschwindigkeiten werden bei der Wind-zu-Leistungs-Transformation die installierten Windleistungen und Informationen zu deren räumlichen Verteilung sowie Leistungskennlinien verwendet. In der Analyse und der Modellierung von sogenannten „Windpark-Leistungskennlinien“, die bei der windparkgenauen Windleistungssimulation benötigt werden, liegt ein wesentlicher Fokus dieser Arbeit. Es soll in dieser Arbeit geprüft werden, ob auch statistische Eigenschaften von Windgeschwindigkeitsfluktuationen (Komponente rechts oben) bei der Erstellung der Windpark-Leistungskennlinien berücksichtigt werden können. Windgeschwindigkeitsfluktuationen werden in der vorliegenden Arbeit unabhängig davon zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Windgeschwindigkeitszeitreihen vor der Wind-zu-Leistungs-Transformation herangezogen. Nach der Wind-zu-Leistungs-Transformation erfolgt eine Reduzierung der simulierten (elektrischen) Windleistung auf Grund von Ausfällen einzelner Windenergieanlagen, was unter dem Begriff „WEA-Verfügbarkeit“ zusammengefasst wird, und auf Grund von elektrischen Verlusten, die zwischen den WEA und dem Netzanschlusspunkt des Windparks auftreten (Komponente rechts unten). Gezielte Reduzierungen bzw. Drosslungen der Windenergieeinspeisung zur Vermeidung von Netzengpässen werden in dieser Arbeit nicht betrachtet oder abgebildet. Nach all diesen Bearbeitungs- und Berechnungsschritten liegt die simulierte Windleistung vor. Weitere Flussdiagramme zu wetterdatenbasierten Windleistungssimulationen sind Abbildung A 11 und Abbildung A 12 des Anhangs zu entnehmen, in denen die Bezüge zu den jeweiligen Kapiteln dieser Arbeit hergestellt werden.

Vorteile von wetterdatenbasierten Windleistungs-simulationen

Wetterdatenbasierte Windleistungssimulationsverfahren haben entscheidende Vorteile gegenüber Methoden zur Generierung von Windleistungszeitreihen, die nicht auf Wetter-, sondern auf Windleistungsmessdaten beruhen (wie z.B. [6]). Einer dieser Vorteile besteht darin, dass den Simulationsmodellen zukünftige Eigenschaften der Windenergieerzeugung, wie z.B. neue Windparkstandorte oder höhere Nabenhöhen, vorgegeben werden können, weshalb Windleistungs-simulationen für Studien über zukünftige Energieversorgungssysteme durchgeführt werden (wie z.B. in [3],[7],[8],[9],[10],[11]). Außerdem liegen Windgeschwindigkeitsdaten in der Regel für einen wesentlich längeren Zeitraum als Windleistungsmessdaten und, wie bereits erwähnt, flächendeckend vor. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die Simulationsmodelle physikalische Vorgänge bei der Umwandlung der Leistung des Windes in die elektrische Leistung, welche als Windleistung bezeichnet wird, nachbilden und deshalb häufig als „physikalische Modelle“ oder „mathematisch-physikalische Modelle“ bezeichnet werden. Die Charakteristiken der simulierten Windenergieeinspeisung lassen sich daher auf physikalische Eigenschaften der Energieumwandlung zurückführen und sind nicht Resultat eines „black-box“-Verfahrens wie z.B. die Verwendung von neuronalen Netzen.

Nutzen von wetterdatenbasierten Windleistungs-simulationen

Der Nutzen von Windleistungssimulationen geht über die üblichen Ertragsberechnungen bei der Planung von Windparks hinaus. Sie kann, wenn sie für eine großflächige Windenergieeinspeisung durchgeführt wird, als Grundlage für Kraftwerks- und Speichereinsatzplanungen, der Ermittlung des Speicherbedarfs, Lastflussberechnungen und der Auslegung von Stromnetzen dienen.

Nachteil von wetterdatenbasierten Windleistungs-simulationen

Der Nachteil von Windleistungssimulationen in Vergleich zur direkten Verwendung von Windleistungsmessungen besteht darin, dass die Modelle lediglich Vereinfachungen der realen Zusammenhänge darstellen können.

Die Einteilung der Arbeit in vier Teile orientiert sich an Haupteigenschaften der Windenergie-einspeisung, den Simulationsmodellen und Datengrund-lagen

Im obigen Flussdiagramm sind ebenfalls die wesentlichen Datengrundlagen dieser Arbeit durch Spiegelstriche angezeigt. Diese wurden thematisch den Teilen zugeordnet, in die die vorliegende Arbeit gegliedert wurde. Die vier Teile dieser Arbeit sind im Flussdiagramm durch gestrichelte Umrandungen gekennzeichnet. Sie behandeln Eigenschaften der Windenergieeinspeisung, welche thematisch die entwickelten Simulationsmodelle umschließen und für spezielle Aspekte der Netzintegration von Interesse sind. Ihre Überschriften lauten: die Dezentralität, die Variabilität, die Windabhängigkeit und die Effizienz der Windenergieeinspeisung. Diese vier Eigenschaften der Windenergieeinspeisung werden in der vorliegenden Arbeit zum einen analysiert, zum anderen durch Simulationsmodelle nachgebildet. Ihnen ist gemein, dass sie räumliche und zeitliche Aspekte der Windenergie-einspeisung angeben. Die Analyse und Modellierung der Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung von Raum und Zeit ist somit das übergeordnete Thema dieser Arbeit.

Es wird keineswegs der Anspruch erhoben die untersuchten Eigenschaften umfassend zu beschreiben, im Fokus steht die Hinführung auf die Simulationsmodelle. Außerdem bleiben weitere denkbare Eigenschaften der Windenergieeinspeisung unberücksichtigt, wie beispielsweise die Wirtschaftlichkeit, wobei auch keine sonstigen wirtschaftlichen Analysen getätigt werden, die Prognostizierbarkeit, die Regelbarkeit oder ökologische und soziologische Gesichtspunkte.

Teil 1 Die Dezentralität der Windenergieeinspeisung

$P_n(\varphi, \lambda)$

Es werden die räumliche Verteilung der Nennleistungen und die Nabenhöhen von WEA und Windparks untersucht und modelliert

Die Windenergie gilt gemeinhin als eine dezentrale Energiequelle. Dies lässt sich damit erklären, dass ihre Energiewandler, die Windenergieanlagen (WEA), im Vergleich zu so genannten zentralen Stromerzeugern, wie fossilen Großkraftwerken, räumlich weit verteilt sind und verhältnismäßig kleine Nennleistungen aufweisen. Neben diesen beiden Kriterien werden auch die Verbrauchernähe und die Spannungsebene der Einspeisung für die Definition einer dezentralen Energieversorgung herangezogen (siehe [12]). Die Untersuchungen in Kapitel 1.1 bezüglich der Dezentralität der Windenergieeinspeisung beschränken sich jedoch auf die räumliche Verteilung der Nennleistungen von WEA und Windparks. Dieses Kapitel wird auch dafür genutzt wesentliche Datengrundlagen für diese Arbeit und speziell für die wetterdatenbasierte Windleistungssimulation zu beschreiben und zwar die so genannten WEA-Stammdaten, die exakten WEA-Standorte und die Leistungsmessungen an den so genannten Referenzwindparks. Dieses Kapitel beschäftigt sich auch mit den Nabenhöhen von WEA und Windparks, was der Untersuchung der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung in vertikaler Richtung entspricht.
In Kapitel 1.2 werden Methoden für die Modellierung der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung und die hierfür zu treffenden Annahmen beschrieben. Wird die Modellierung der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung für einen zukünftigen Zeitpunkt vorgenommen, entspricht dies der Entwicklung von Szenarien des Windenergieausbaus. Windenergieausbauszenarien sind ein grundlegender Teil von Studien über zukünftige Energieversorgungssysteme mit hohen Anteilen an Windenergie ([3], [4], [7], [8], [9]). Für die vorliegende Arbeit werden zwei Windenergie-ausbauszenarien, im Folgenden als Untersuchungsszenarien bezeichnet, entwickelt, wobei die Methoden aus den Kapiteln 1.2.1, 1.2.2 und A1.3 des Anhangs verwendet werden. Eine Beschreibung der Untersuchungs-szenarien erfolgt in Kapitel A1.4 und A1.5 des Anhangs.

1.1 Die räumliche Verteilung der installierten Windleistung

1.1.1 Windenergieanlagen

1.1.1.1 Datengrundlage

Windenergieanlagen stellen in der vorliegenden Arbeit die kleinste Betrachtungseinheit dar. Aus ihnen werden durch geographische Gruppierung größere Betrachtungseinheiten gebildet, im Folgenden allgemein als WEA-Gruppierungen bezeichnet. Zu den in dieser Arbeit betrachteten WEA-Gruppierungen gehören:

- Windparks (Kapitel 1.1.2, 3.6.1, 3.5, 0),
- Netzknoten mit installierter Windleistung (Kapitel A1.4),
- Gitter-, Planflächen mit installierter Windleistung (Kapitel 1.1.2.2, A1.5),
- Landkreise und Planungsregionen mit installierter Windleistung (Kapitel A1.4),
- die Nord- und Ostsee (Kapitel A1.4, A1.5) und
- das deutsche Festland (Kapitel A1.4, A1.5).

Die Eigenschaften von WEA-Gruppierungen lassen sich auf Grundlage der Eigenschaften ihrer WEA, welche aus [13] vorliegen, berechnen. Diese Datenquelle ist vergleichbar mit [14], hat allerdings den Vorteil, dass sie in vorhandene Berechnungsroutinen und Abfragen der IWES-Datenbank eingebaut ist und eine sehr hohe Vollständigkeit aufweist. Durch die Verknüpfung mit weiteren Tabellen der IWES-Datenbank können folgende, für die weiteren Berechnungen relevanten Eigenschaften für nahezu alle in Deutschland installierten WEA ermittelt werden:

Bekannte WEA-Eigenschaften aus den WEA-Stammdaten

- Typ
- Nennleistung (installierte Leistung, Kapazität) P_n [kW]
- Nabenhöhe h_{WEA} [m]
- Rotordurchmesser d_{rotor} [m]
- Leistungskennlinie
- Datum der Inbetriebnahme t_{WEA}
- Ausscheidedatum
- Postleitzahl
- Ortsname
- Längengrad des Ortes bzw. der Postleitzahl
- Breitengrad des Ortes bzw. der Postleitzahl
- Höhe über dem Meeresspiegel h_{NN} [m]
- Rauhigkeitslänge des zugehörigen Terrains z_0 [m]
- Windparkzugehörigkeit (durch einzelnen Buchstaben)
- Abschaltwindgeschwindigkeit [m/s]

Diese Datengrundlage mit den Eigenschaften von Windenergieanlagen wird im Folgenden als „WEA-Stammdaten“ bezeichnet. Nicht zu den WEA-Stammdaten zählen insbesondere Schubbeiwert-Kennlinien, die nur für einige ausgewählte Windenergieanlagen aus [15] gewonnen werden können, was von Nachteil für die Berechnung von Abschattungsverlusten in Kapitel 4.1 ist. Tabelle 1-1 zeigt einen Auszug aus den WEA-Stammdaten.zur Verdeutlichung ihres Informationsgehalts.

Tabelle 1-1: Auszug aus den WEA-Stammdaten

Typ	Enercon E 66	Enercon E 66	Enercon E 66	Enercon E 40	Enercon E 82	Enercon E 53	AN Bonus 600/44-2
Nennleistung [kW]	1800	1800	1500	600	2000	800	600
Nabenhöhe [m]	87	87	67	78	108	73	58
Rotordurchmesser [m]	70	70	66	44	82	53	44
Leistungskennlinien-Nr.	181	181	202	173	214	258	113
Inbetriebnahmedatum	01.03.04	01.03.04	01.05.98	01.06.00	01.10.06	01.11.07	01.01.97
Ausscheidedatum							
PLZ	37073	37073	37083	55129	55129	34466	34466
Ortsname	Göttingen	Göttingen	Göttingen Geismar	Mainz Ebershei	Mainz Ebersheim	Wolfhagen	Wolfhagen Bründersen
Längengrad	10,82	10,82	10,20	8,93	8,93	9,60	9,30
Breitengrad	51,68	51,68	52,13	50,75	50,75	52,02	52,08
Höhe ü. NN. [m]	160,5	160,5	220	184,75	184,75	273	318,25
Rauhigkeitslänge [m]	0,1903	0,1903	0,07	0,0259	0,0259	0,0409	0,0535
Windparkzugehörigkeit	A	A	A	A	B	B	A
Abschaltwind-geschwindigkeit [m/s]	25	25	25	25	25	25	25

Es liegen für alle WEA Leistungs-kennlinien vor

Viele WEA-Typen treten in unterschiedlichen Bauweisen auf, d.h. ein und derselbe Typ kann mit unterschiedlichen Nennleistungen, Nabenhöhen und Rotordurchmessern realisiert sein. Für alle in Deutschland auftretenden Kombinationen dieser Anlagendaten liegen für diese Arbeit Leistungs-kennlinien vor, die entweder von den Herstellern geliefert oder durch Messungen der Institute DEWI, Wind-consult bzw. der WINDTEST Kaiser-

Wilhelm-Koog GmbH erhoben wurden. Für eine WEA mit identischen Eigenschaften liegen in manchen Fällen zwei Leistungskennlinien vor und zwar eine gemessene und eine vom Hersteller gelieferte. Ist dies der Fall wird für die Windleistungssimulation die gemessene und nicht die vom Hersteller gelieferte Leistungskennlinie der WEA zugeordnet (siehe Kapitel 3.3).

WEA-Standortsangaben

Neben den technischen Anlagendaten sind auch die Standorte der WEA für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen von Belang.
Wie in Tabelle 1-1 ersichtlich, sind zwei WEA eines Ortes dieselben Koordinaten zugeordnet. Diese Koordinaten geben den Ortsmittelpunkt an, die räumliche Auflösung der WEA-Stammdaten ist somit oftschaftsgenau. Ebenso können die Mittelpunkte der PLZ-Gebiete herangezogen werden. Die ortschaftsgenaue räumliche Auflösung ist in der Regel höher als die von Postleitzahlen, da meistens mehrere Ortschaften innerhalb eines PLZ-Gebietes liegen. Dies ist in ländlichen Gegenden der Fall, in denen auch das Gros der Windenergie installiert ist. Größere Ortschaften und Städte bestehen in der Regel aus mehreren PLZ-Gebieten.
Neben diesen groben WEA-Standortsangaben wird noch eine weitere Datengrundlage herangezogen, die exakte Standortsangaben enthält und somit zur Analyse der räumlichen Verteilung von Windenergieanlagen im folgenden Kapitel 1.1.1.2 verwendet werden kann. Neben dieser Analyse können mit den exakten WEA-Standortsangaben folgende Punkte durchgeführt werden:

- exakte Zuordnung von Windgeschwindigkeiten zu WEA.
- Überprüfung der Modellparameter aus den Kapiteln 4.1.2, A3.5 unten und A3.6 unten auf ihre Abhängigkeit von räumlichen Windparkeigenschaften.
- Berechnung der gegenseitigen Abschattungseffekte von WEA in Kapitel 4.1.1 und 0.
- verbesserte Abschätzung von windparkinternen elektrischen Verlusten (siehe Einleitung von Teil 4)

Verknüpfung der exakten WEA-Standortsangaben mit den WEA-Stammdaten

Datenquellen mit den exakten Standorten der WEA ganz Deutschlands können in Zukunft durch Internetdienste wie [16] und [17] entstehen, die öffentlich zugängliche geographische Informationen enthalten, welche durch jeden Nutzer erweitert werden können. Durch solche Dienste entsteht eine Datenbasis, welche, wenn auch in ihrer Qualität im Vergleich zu professionell gepflegten Datenbanken minderwertig, in ihrer Größe und Vollständigkeit ungekannte Ausmaße annimmt. Auf solchen Datenquellen beruht die Datenbank von [18]. Sie enthält weltweite WEA-Standortsangaben mit hoher Vollständigkeit, welche für Deutschland im Jahr 2010 90% beträgt. Allerdings ist zurzeit nur ein kleinerer Teil dieser Standortsangaben wirklich exakt, der Großteil hat eine Unschärfe von bis zu 7km. Für die vorliegende Arbeit werden jedoch die 19221 exakten WEA-Standorte aus dem digitalen Basis-Landschaftsmodell [19] des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie verwendet, welches eine Genauigkeit von +/- 3m aufweist, jedoch keine weiteren Informationen über die WEA wie z.B. deren Typen, Nabenhöhen oder Rotordurchmesser enthält. Eine Zuordnung der WEA-Stammdaten zu diesen exakten WEA-Standortsangaben würde diese Informationen liefern und eine Verbesserung der Windleistungssimulation speziell für die oben aufgezählten Punkte ermöglichen. Auch für Windleistungsprognoseverfahren wäre diese Datenverknüpfung von großer Bedeutung, da Abschattungsverluste besser vorausgesagt werden könnten. Zum heutigen Zeitpunkt konnte diese anspruchsvolle Verknüpfung noch nicht vollständig realisiert werden. Erste Ansätze hierfür werden jedoch in Kapitel A1.1 des Anhangs beschrieben.

1.1.1.2 Räumliche Verteilung

Es sollen Maße für die räumliche Verteilung von WEA definiert werden

Die räumliche Verteilung der Windenergie wird in diesem Kapitel anhand aller 19221 WEA-Standorte Deutschlands des vorigen Kapitels untersucht. Ziel ist es Maße für räumliche Verteilungen im Allgemeinen zu definieren, die auf einzelne Windparks übertragen und evt. als Parameter für die Modelle zur räumlichen Verteilung in Kapitel A3.5, 3.6.2 und 0 verwendet werden können. Analog zu den statistischen Kennwerten des Mittelwertes und der Standardabweichung für eindimensionale Verteilungen werden so genannte zentrographische Maßzahlen herangezogen; der Schwerpunkt und die Standarddistanz. Neben diesen beiden Maßen werden im Folgenden noch der mittleren Abstand, das nearest-neighbour-Maß, der Hoover Index und der Gini-Index zur Charakterisierung der räumlichen Verteilung der Windenergie in Deutschland ermittelt.

Methoden zur bildlichen Darstellung der installierten Windleistung

Für die graphische Darstellung der räumlichen Verteilung der installieren Windleistung bieten sich prinzipiell drei Methoden an:

1. Darstellung der installierten Windleistung innerhalb von Polygonen („Polygondarstellung“, „Bezugsflächenkarte“)
2. Darstellung der WEA-Nennleistung auf den exakten WEA-Standorten („Punktdarstellung“, „Punktstreuungskarte“)
3. Darstellung der installierten Windleistung innerhalb eines Rasters („Rasterdarstellung“, „Gitternetzkarte“)

Die Höhe der Nennleistung bzw. der installierten Leistung kann z.B. durch die Farbwahl zum Ausdruck kommen. Die Polygon- und Rasterdarstellung beziehen die installierte Windleistung auf Flächen, so dass hier die Möglichkeit besteht Installationsdichten zu bestimmen.

In Abbildung 1-1 wurde den Polygonen der deutschen Postleitzahlengebiete die Summe der installierten Windleistung der jeweiligen Postleitzahl aus den WEA-Stammdaten zugeordnet. Die Summe aller PLZ-Nennleistungen beträgt im Jahr 2012 ca. 30GW. Um eine Vergleichbarkeit von großen und kleinen PLZ-Gebieten zu gewährleisten und die räumliche Verteilung der installierten Windleistung zum Ausdruck zu bringen wurde die installierte Windleistung durch die Fläche des jeweiligen PLZ-Gebietes geteilt. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die installierte Windleistung keineswegs gleichmäßig über Deutschland verteilt ist, sondern sich hauptsächlich in der nördlichen Hälfte Deutschlands befindet. Eine besonders hohe Dichte an installierter Windleistung ist an der Nordseeküste zu erkennen. Das PLZ-Gebiet mit der höchsten installierten Windleistung von ca. 356MW liegt bei Schenkenberg in der Nähe von Prenzlau in der Uckermark. Das höchste Verhältnis von installierter Windleistung zu Fläche weist mit dem Wert ca. 6,66 MW/km² das PLZ-Gebiet mit der Nummer 52062 in Aachen auf, was einem Wert von ca. 15ha/MW entspricht. Hier sind 10,5MW auf ca. 158ha installiert. Im Mittel entspricht das Verhältnis von vorhandener installierter Windleistung zur Fläche des zugehörigen PLZ-Gebietes 0,2075 MW/km². Wird gemäß Kapitel 1.1.1.3 ein WEA-Flächenbedarf von 7ha/MW angesetzt, ergibt sich, dass im Jahr 2012 im Mittel ca. 1,5% der Flächen derjenigen PLZ, die installierte Windleistung aufweisen, für Windenergieerzeugung genutzt werden.

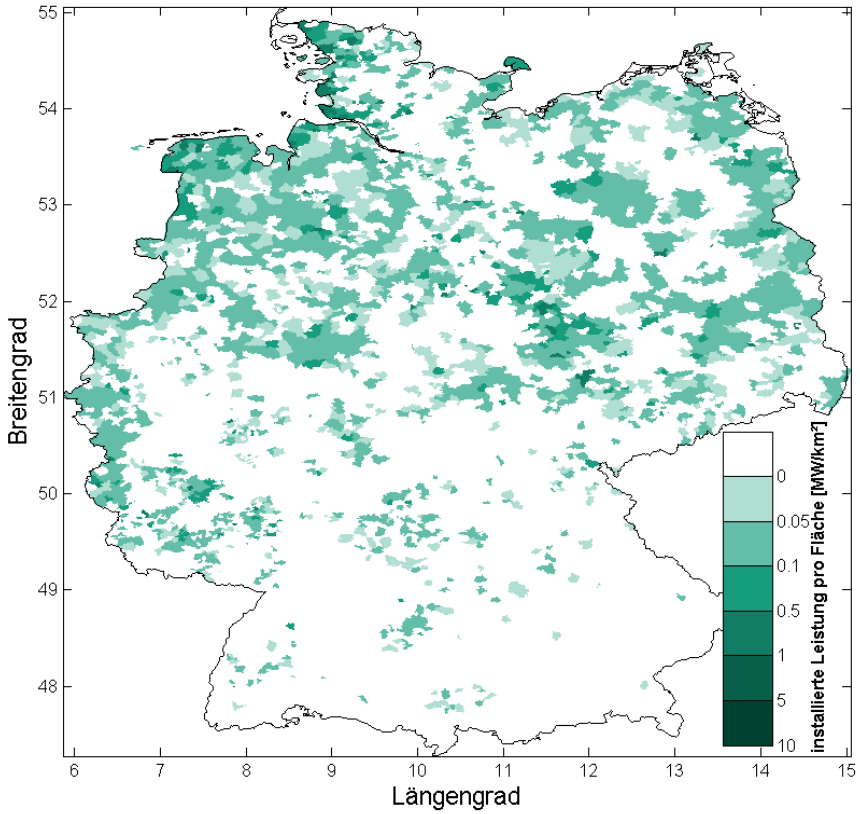


Abbildung 1-1: Bezugsflächenkarte der pro PLZ-Fläche installierten Windleistung im Jahr 2012

Abbildung 1-2 zeigt die 19221 exakten WEA-Standorte aus [19] als Punktstreuungskarte. Da die Nennleistung der WEA nicht bekannt ist, konnte sie nicht durch eine farbliche Markierung angezeigt werden. Die Auflösung des Bildes ist zu klein um einzelne WEA ausfindig zu machen. Im Zoom im rechten Teil der Abbildung treten die einzelnen WEA-Standorte hervor.

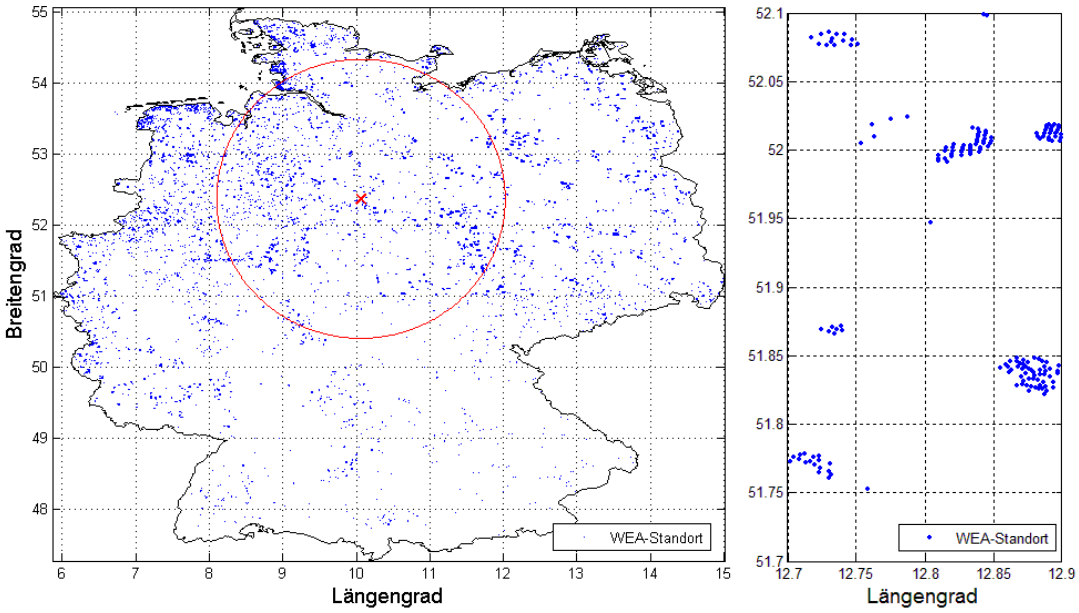


Abbildung 1-2: Punktdarstellung der Standorte, des Schwerpunkts und der Standard-distanz von 19221 WEA (links), Ausschnitt (rechts)

Berechnung des Schwerpunktes

In der Abbildung ist der Schwerpunkt der räumlichen Verteilung der WEA als rotes Kreuz dargestellt. Der Schwerpunkt hat die Eigenschaft, die Summe der quadrierten Distanzen zwischen den Koordinaten der WEA und sich selbst zu minimieren

[20]. Er liegt bei 10,0568°E östlicher Länge und 52,3935°N nördlicher Breite, wobei die Nennleistungen der WEA nicht berücksichtigt wurden. Der Schwerpunkt $S(\lambda_{SP}, \varphi_{SP})$, welcher eine zweidimensionale Variable darstellt, errechnet sich nicht einfach durch arithmetische Mittelung der Angaben zu den Längengraden $\vec{\lambda}$ und Breitengraden $\vec{\varphi}$ der WEA, da die Distanzen von Längengraden für unterschiedliche Breitengrade verschieden sind. Zur Berechnung eines Schwerpunktes werden die geographischen Längen- und Breitengrade der betrachteten WEA (durch Multiplikation mit π/180 als Radianten im Bogenmaß ausgedrückt) in die kartesischen Koordinaten $\vec{x}$, $\vec{y}$ und $\vec{z}$ umgerechnet (siehe Abbildung 1-3).

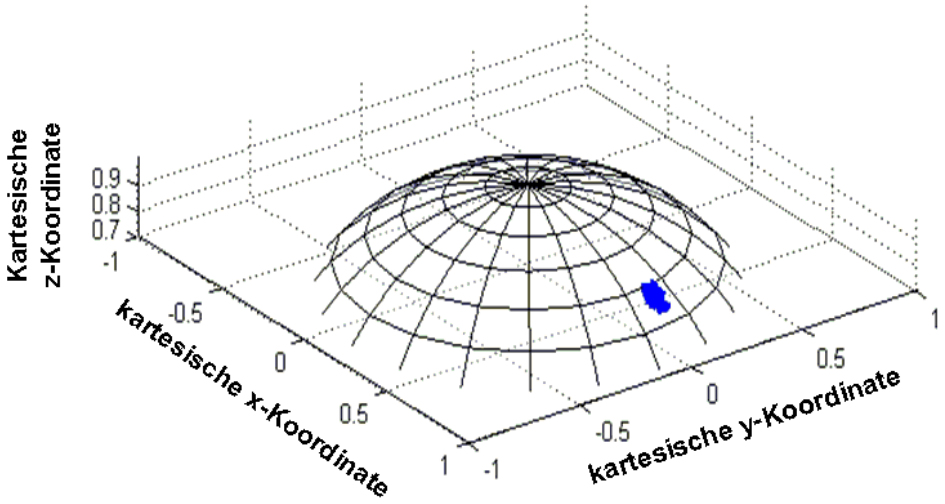


Abbildung 1-3: Abbildung der WEA-Standorte in kartesischen Koordinaten

$$\vec{x} = R_0 \cdot \cos\left(\vec{\varphi} \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cdot \cos\left(\vec{\lambda} \cdot \frac{\pi}{180°}\right)$$
$$\vec{y} = R_0 \cdot \cos\left(\vec{\varphi} \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cdot \sin\left(\vec{\lambda} \cdot \frac{\pi}{180°}\right)$$
$$\vec{z} = R_0 \cdot \sin\left(\vec{\varphi} \cdot \frac{\pi}{180°}\right)$$

(1-1)

Der Schwerpunkt ergibt sich als der arithmetische Mittelwert der kartesischen Koordinaten. Bei der Mittelung der kartesischen Koordinaten kann auch eine Gewichtung durchgeführt werden, z.B. für die Bestimmung des Schwerpunktes der installierten Windleistung. Mit Hilfe der in Programmiersprachen üblichen arctan2-Funktion, welche eine Arkustangensfunktion mit zwei Argumenten darstellt und die allgemeine Form

$$\arctan 2(y,x) := \begin{cases} \arctan(y/x) & \text{für} \quad x > 0 \\ \arctan(y/x) + \pi & \text{für} \quad x < 0, y \geq 0 \\ \arctan(y/x) - \pi & \text{für} \quad x < 0, y < 0 \\ +\pi/2 & \text{für} \quad x = 0, y > 0 \\ -\pi/2 & \text{für} \quad x = 0, y < 0 \\ 0 & \text{für} \quad x = 0, y = 0 \end{cases},$$

(1-2)

annimmt lassen sich die geographischen Koordinaten λ_{SP} und φ_{SP} des Schwerpunktes in Längen- und Breitengrad,

$$\lambda_{SP} = \frac{180°}{\pi} \cdot \arctan 2(\bar{y}, \bar{x}))$$
$$\varphi_{SP} = \frac{180°}{\pi} \cdot \arctan 2(\bar{z}, \sqrt{\bar{x}^2 + \bar{y}^2}) ,$$

(1-3)

aus den kartesischen Mittelwerten zurückrechnen. Diesen Berechnungen liegt die Annahme einer kugelförmigen Erde zugrunde. Der Radius R_0 der Kugel ist für die Berechnung des Schwerpunktes irrelevant, er kürzt sich in der arctan2-Funktion heraus. Für die Distanz zwischen den WEA in Metern wird

Berechnung der Distanz zwischen WEA

$$d_{WEA1,WEA2} = R_0 \cdot \arccos\Big(\sin(\varphi_{WEA1} \frac{\pi}{180°}) \cdot \sin(\varphi_{WEA2} \frac{\pi}{180°}) \ldots$$
$$+ \cos(\varphi_{WEA1} \frac{\pi}{180°}) \cdot \cos(\varphi_{WEA2} \frac{\pi}{180°}) \cdot \cos(\lambda_{WEA1} \frac{\pi}{180°} - \lambda_{WEA2} \frac{\pi}{180°}) \Big)$$
$$= 2R_0 \arcsin\left(\sqrt{\sin^2\left(\frac{\pi\varphi_{WEA2} - \pi\varphi_{WEA1}}{360°} \right) + \cos\left(\frac{\pi\varphi_{WEA1}}{180°} \right) \cdot \cos\left(\frac{\pi\varphi_{WEA2}}{180°} \right) \cdot \sin^2\left(\frac{\pi\lambda_{WEA2} - \pi\lambda_{1WEA}}{360°} \right)} \right)$$

(1-4)

gemäß [21] angesetzt, wobei der Ausdruck mit dem Arkussinus nach [22] verwendet werden kann um die numerischen Probleme des Arkuskosinus bei kleinen Winkeln zu vermeiden. Die berechnete Distanz $d_{WEA1,WEA2}$ entspricht der Länge des Kreisbogens zwischen den beiden WEA, der Teil des Großkreises ist, der durch die Koordinatenpunkte der WEA läuft und die angenommene Erdkugel in zwei gleichgroße Halbkugeln teilt.

Der Radius des in Abbildung 1-2 dargestellten roten Kreises gibt die Standarddistanz der WEA-Standorte wieder. Als Zentrum des Kreises wurde der Schwerpunkt gewählt. Die Standarddistanz, welche in [23] eingeführt wurde, ist nach [24] ein Maß für räumliche Verteilungen bzw. Streuungen der Standorte sowie ihrer relativen Lage zueinander; je größer sie ist desto größer ist die Streuung der Standorte. In den Kapiteln 4.1.2, A3.5 und A3.6 werden die Standarddistanzen von WEA innerhalb von Windparks herangezogen und zur Überprüfung möglicher Abhängigkeiten den dortigen Modellparametern gegenübergestellt. Ihre Berechnung erfolgt nach:

Berechnung der Standarddistanz

$$s_{d_{\lambda\varphi}} = \sqrt{\frac{1}{2n^2} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} d^2_{WEAi,WEAj}} .$$

(1-5)

Für die n=19221 geographischen Koordinaten der WEA-Standorte ergibt sich die Standarddistanz zu 1,9633° und ca. 218km für ein R_0 von 6371km. Sie lässt sich ebenso unter Berechnung der Distanz $d_{WEAi,S}$ einer jeden WEA i ($i \in \{1,2,\ldots,n\}$) zum Schwerpunkt $S(\lambda_{SP}, \varphi_{SP})$ nach

$$s_{d\,\lambda\varphi} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} d^2_{WEAi,S}}$$

(1-6)

berechnen, was die Anzahl der Berechnungsschritte aus Gleichung (1-5) auf ihre Wurzel reduziert. Die obige Berechnungsvorschrift für die Standard-

distanz entspricht der für Standardabweichungen mit dem Unterschied, dass sie sich auf bi- und nicht auf univariate Verteilungen bezieht.

Ein flächentreuer Kartennetzentwurf verbessert nicht nur die Darstellung, sondern vereinfacht auch die Berechnungs-vorschriften

Die Darstellung von räumlichen Verteilungen mit Darstellungsachsen der Einheit Grad (°) ist zur Verdeutlichung von räumlichen Verteilungen aus folgenden Gründen nur bedingt geeignet. Der in Abbildung 1-2 dargestellte Kreis wäre keiner, wenn er flächentreu projeziert würde. In der Darstellung sind die Abstände aller geographischen Koordinaten, d.h. der Längen- und Breitengrade, nämlich identisch. Es handelt sich um eine, hinsichtlich der geographischen Koordinaten, abstandstreue, äquidistante Zylinderprojektion, eine sogenannte Plattkarte. Diese ist jedoch nicht flächentreu. Die Fläche einer in der Darstellung nördlich gelegenen Gitterfläche ist kleiner als die einer südlichen, da Längengrade bei den Polen zusammenlaufen. Ein flächentreuer Kartennetzentwurf kann durch die beschriebene Umwandlung des geographischen in ein kartesisches Koordinatensystem mit x- und y- bzw. Rechst- und Hochwerte erreicht werden.

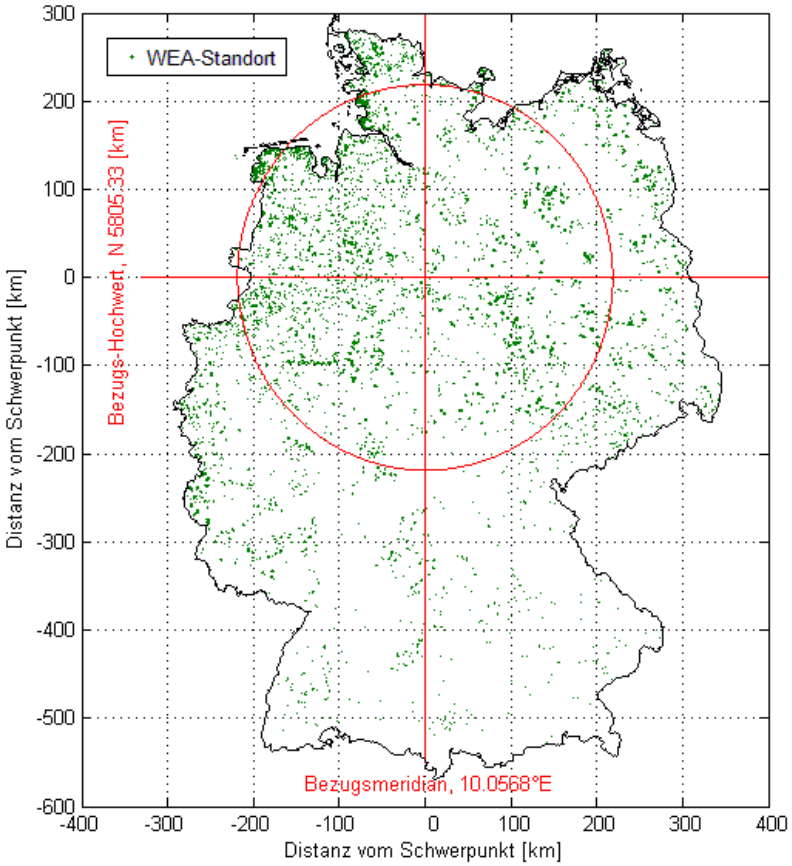


Abbildung 1-4: Äquidistante Projektion der WEA-Standorte sowie deren Schwerpunkt und Standarddistanz

Eine spezielle, oft gebrauchte Variante für diesen Kartennetzentwurf ist die Verwendung des UTM-Koordinatensystems, welches eine transversale Mercator-Projektion, also eine winkeltreue, konforme Zylinderprojektion darstellt. Eine ausführliche Beschreibung der Umrechnung von geographischen Koordinaten in UTM-Koordinaten ist dem Kapitel A1.2 des Anhangs zu entnehmen. Abweichend von der dort beschriebenen Methode wird für Abbildung 1-4 ein vom UTM-System abweichender Bezugsmeridian λ_{ref} gewählt. Dieser wird auf den Längengrad des Schwerpunkts der 19221 WEA von 10,0568°E gesetzt. Zudem wurde der Breitengrad des Schwerpunkts von 52,3935°N zu Null gesetzt. In dieser Darstellung lassen sich die Entfernungen der WEA in Metern ablesen. Die Berechnung der Distanz einer WEA1 zu einer WEA2 vereinfacht sich im Vergleich zu Gleichung (1-4) mit x und y als den Rechts- bzw. Hochwerten auf die

Berechnung der euklidischen Distanz unter Verwendung der Satzes des Pythagoras zu $d_{WEA1,WEA2} = \sqrt{(x_{WEA1} - x_{WEA2})^2 + (y_{WEA1} - y_{WEA2})^2}$. Die Standarddistanz kann weiterhin mit den Gleichungen (1-5) und (1-6) berechnet werden. Letztere ergibt sich für die Rechts- und Hochwerte zu

$$s_{d\,xy} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} P_{n,i} \cdot (x_{WEA,i} - \bar{x}_{WEA})^2}{\sum_{i=1}^{n} P_{n,i}} + \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{n,i} \cdot (y_{WEA,i} - \bar{y}_{WEA})^2}{\sum_{i=1}^{n} P_{n,i}}},$$

(1-7)

wobei hier eine Gewichtung der n WEA-Standorte nach den Nennleistungen $P_{n,i}$ für alle WEA i eingefügt wurde, die ebenfalls bei der Berechnung der Mittelwerte $\bar{x}_{WEA}$ und $\bar{y}_{WEA}$ gemäß Gleichung (1-19) berücksichtigt werden kann. Wenn, wie in Abbildung 1-4, der Schwerpunkt als Koordinatenursprung gewählt wird und die Nennleistungen der WEA unbekannt sind, vereinfacht sich die Berechnung der Standarddistanz zu

$$s_{d\,xy} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} x_{WEA,i}^{\;2} + \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} y_{WEA,i}^{\;2}}\,.$$

(1-8)

Diese Standarddistanz $s_{d\,xy}$ wird in Abbildung 1-5 der Standarddistanz $s_{d\,\lambda\varphi}$ für Längen- und Breitengrade nach Gleichung (1-5) oder (1-6) gegenübergestellt.

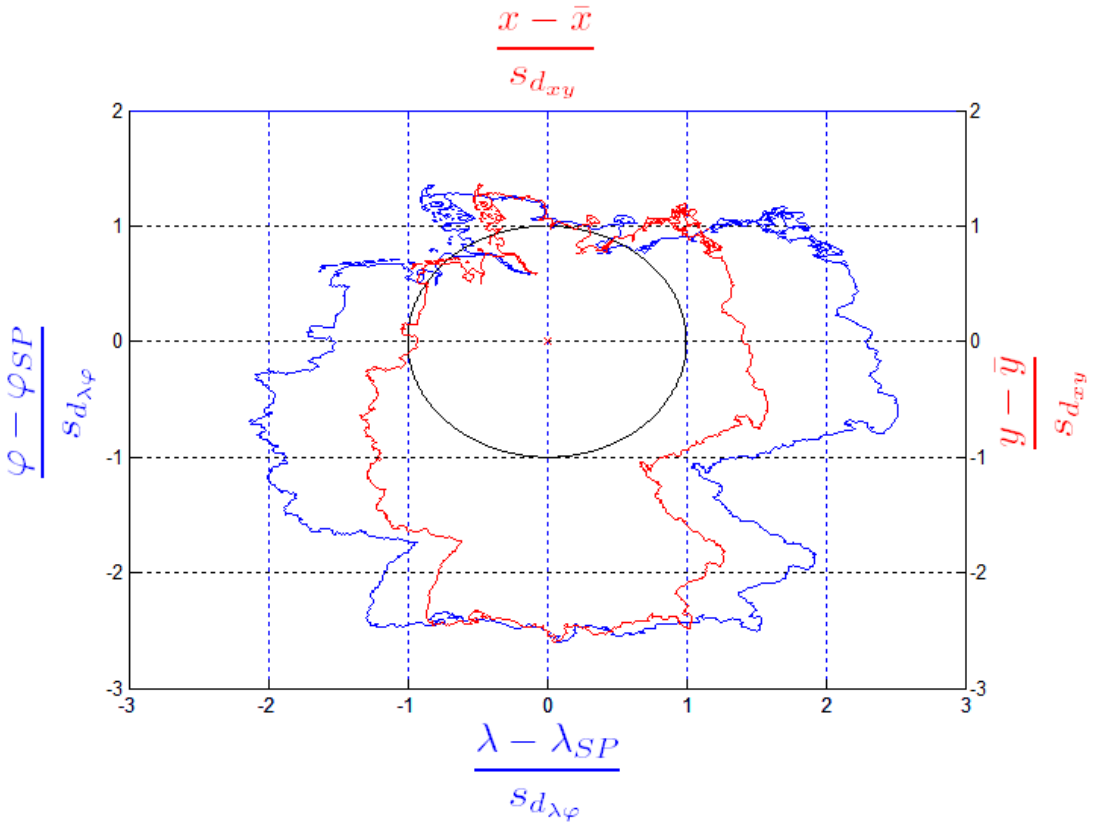


Abbildung 1-5: Gegenüberstellung der Plattkarte und der transversalen Mercator-Projektion Deutschlands, normiert auf die jeweilige WEA-Standarddistanz

In der Darstellung werden jedoch nicht die Standarddistanzen direkt, sondern die Umrisse Deutschlands, die sich nach entsprechender Normierung, d.h. nach Normierung auf die jeweilige Standarddistanz, ergeben, verglichen. Auf eine Darstellung der WEA-Standorte wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet. Es ist ersichtlich, dass die Ausmaße der Umrisse in Nord-Süd-Richtung bei beiden Projektionen identisch sind, was sich dadurch begründet, dass Breitengrade gleichabständig sind. In Ost-West-Richtung unterscheiden sich die Umrisse deutlich. Auf Höhe des Schwerpunktes weist die Plattkarte etwa das 1,7-fache der Ost-West-Ausdehnung der flächentreuen Projektion auf, auf Höhe des Ordinatenwertes -2 etwa das 1,5-fache. Diese deutlichen Unterschiede unterstreichen die Notwendigkeit einer flächentreuen Projektion für Untersuchungen von räumlichen Verteilungen.

Berechnung der mittleren WEA-Abstände

Auf Grundlage der flächentreuen Projektion ist zur weiteren Charakterisierung der räumlichen Verteilung der Windenergie in Abbildung 1-6 die Häufigkeitsverteilung der WEA-Abstände zum Schwerpunkt in Kilometern aufgetragen. Wie sich an der relativen kumulierten Häufigkeitskurve bei dem Wert von 0,5 ablesen lässt, betragen die WEA-Abstände vom Schwerpunkt im Mittel ca. 200km. Die Standarddistanz s_d, welche 218km beträgt, entspricht folglich nicht dem mittleren Abstand $\bar{d}$. Dieser errechnet sich nach

$$\bar{d}_{WEA,S} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\sqrt{x_{WEA,i}{}^2 + y_{WEA,i}{}^2} \; .$$

(1-9)

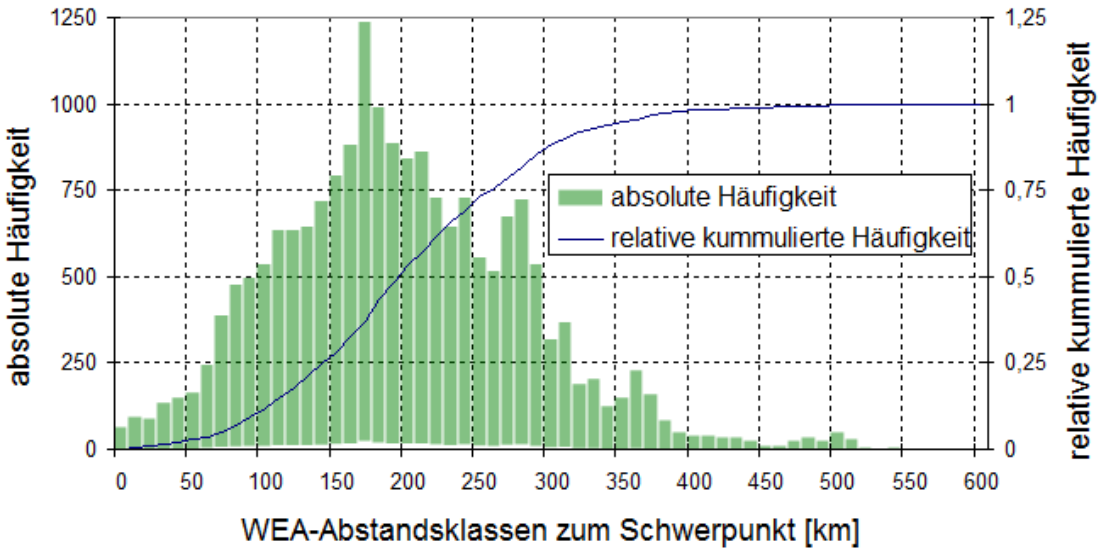


Abbildung 1-6: Häufigkeitsverteilung aller WEA-Abstände zum Schwerpunkt der installierten Windleistung Deutschlands von Klassen der Breite 10km

Werden nicht die WEA-Abstände zum Schwerpunkt, sondern die Abstände aller $19221 \cdot 19220/2 \approx 185\text{Mio.}$WEA-Paare in Abbildung 1-7 betrachtet, wird deutlich, dass die WEA im Mittel ca. 270km weit voneinander entfernt sind. Der exakte Wert berechnet sich nach

$$\bar{d}_{WEA,WEA} = \frac{1}{n \cdot (n-1)}\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} d_{WEAi,WEAj}$$

(1-10)

zu 275,5km.

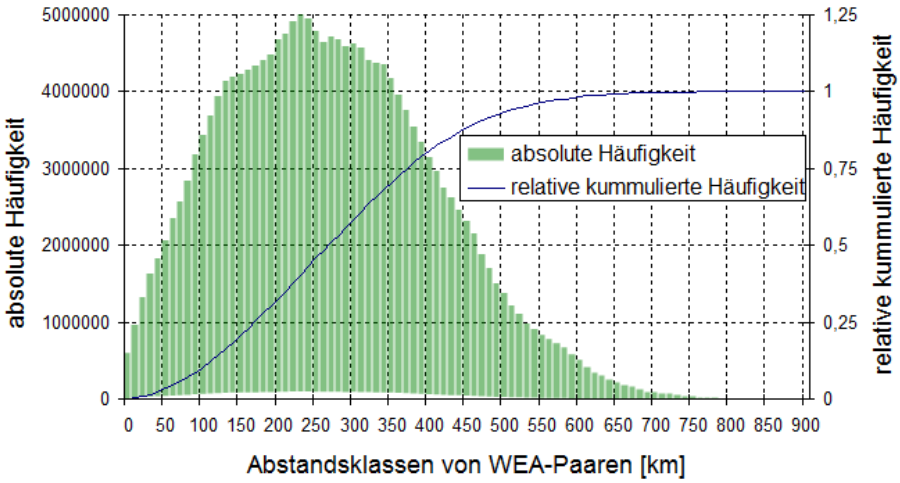


Abbildung 1-7: Häufigkeitsverteilung aller WEA-Abstandspaare von Klassen der Breite 10km

Berechnung des „nearest-neighbour-Maßes“

Wird nicht wie in Gleichung (1-10) jeder WEA-Paar-Abstand, sondern nur die Abstände einer jeden WEA i zu der ihr nächstgelegenen WEA j aufsummiert, lässt sich ein weiteres Maß für räumliche Verteilungen bestimmen, das so genannte „nearest-neighbour-Maß“ R (siehe [25]),

$$R = 2\sqrt{\frac{n}{A}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n} d_{WEAi,WEAj}}{n}, \qquad (1\text{-}11)$$

mit A als der Fläche des betrachteten Gebietes, also 355283km² für Deutschland. Nach [25] ist R gleich:

- 1, bei einer rein zufälligen räumlichen Verteilung,
- 2,149 bei einer völlig regelmäßigen räumlichen Verteilung und
- 0 bei einer in „Klumpen“ [25] konzentrierten räumlichen Verteilung.

Für die n=19221 WEA ergibt sich für R der Wert 0,247. Die WEA weisen somit eine stark dezentralisierte Verteilung auf.
Diese Tatsache kann auch aus Abbildung 1-8 abgelesen werden. Hier ist, mit Klassenbreiten von 50m, die 1. Abstandsklasse aus Abbildung 1-7, welche von 0 bis 10km reicht, dargestellt. In diesem Bereich liegen die WEA-Abstände innerhalb einzelner Windparks.

Die räumliche Verteilung von WEA entspricht einer dezentralen Konzentration

In Abbildung 1-8 wird deutlich, dass kaum WEA-Abstände von 0 bis 100m vorliegen, da ein solch geringer Abstand ungünstig hinsichtlich der gegenseitigen Abschattungseffekte der WEA ist. Es ist anzunehmen, dass es sich bei den WEA, die weniger als 100m voneinander entfernt sind, um kleine Anlagen mit geringem Rotordurchmesser handelt. Ab 100m nimmt die Häufigkeit von WEA-Abständen rapide zu und erreicht bei der Abstandsklasse von 300m ihr lokales Maximum. Wird der Abstand von 300m auf den mittleren Rotordurchmesser der WEA des Jahres 2007 von 56,6m bezogen, lässt sich schlussfolgern, dass relativ viele WEA-Paare einen Abstand von 5,3 Rotordurchmessern aufweisen. Auch die sich an die Abstandsklasse von 300m anschließenden höheren Abstandsklassen weisen zunächst noch eine relativ hohe Häufigkeit auf. Sie nimmt aber kontinuierlich bis zu dem lokalen Minimum bei ca. 3500m ab, dann mit geringer Steigung wieder zu. Dieser Verlauf der WEA-Abstandshäufigkeiten bringt die

dezentralisierte Konzentration der WEA-Standorte gemäß [26] zum Ausdruck (siehe Abbildung 1-9).

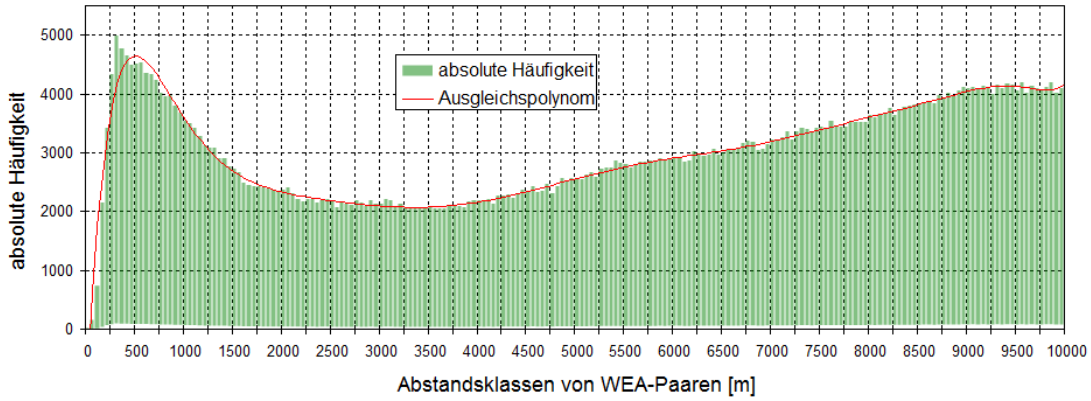


Abbildung 1-8: Häufigkeitsverteilung von WEA-Paaren mit Abständen kleiner 10km von Klassen der Breite 50m

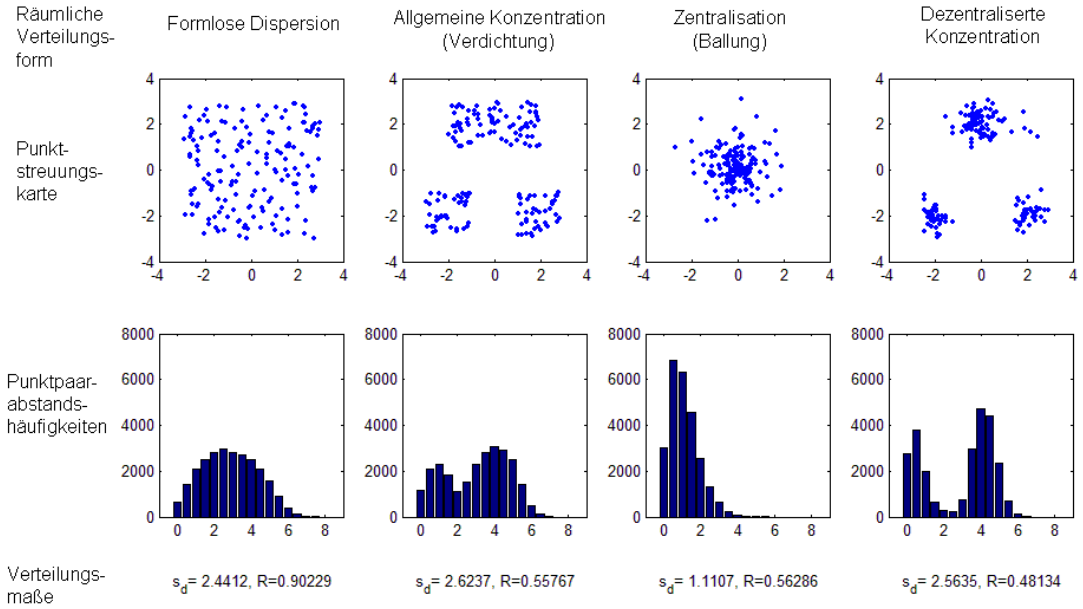


Abbildung 1-9: Grundformen von räumlichen Verteilungen nach [26] und die Häufigkeit von Punktpaarabstandsklassen

Dass es sich bei den WEA-Standorten um eine dezentralisierte Konzentration und nicht um eine Zentralisation handelt, wird an dem lokalen Minimum aus Abbildung 1-8 deutlich; die Häufigkeitsverteilung der Abstände ist wie in Abbildung 1-9 rechts unten „gespalten“. Dass es sich nicht um eine allgemeine Konzentration handelt, wird an dem rapiden Anstieg bei niedrigen Abständen deutlich.

Die Verdichtungszentren entsprechen bei den WEA-Standorten den Schwerpunkten der Windparks. Bis zu einem WEA-Paar-Abstand von etwa 3500m liegen die WEA laut Abbildung 1-8 im Mittel innerhalb eines Ballungsgebiets, dem Windpark. Größere Abstände beziehen im Mittel die WEA eines anderen Windparks mit ein. Die räumliche Ausdehnung von Windparks wird in Kapitel 1.1.2.3 weiter untersucht.

Die letzte der drei zu Beginn des Kapitels aufgezählten Darstellungsformen, die Gitternetzkarte, ist in Abbildung 1-10 dargestellt.

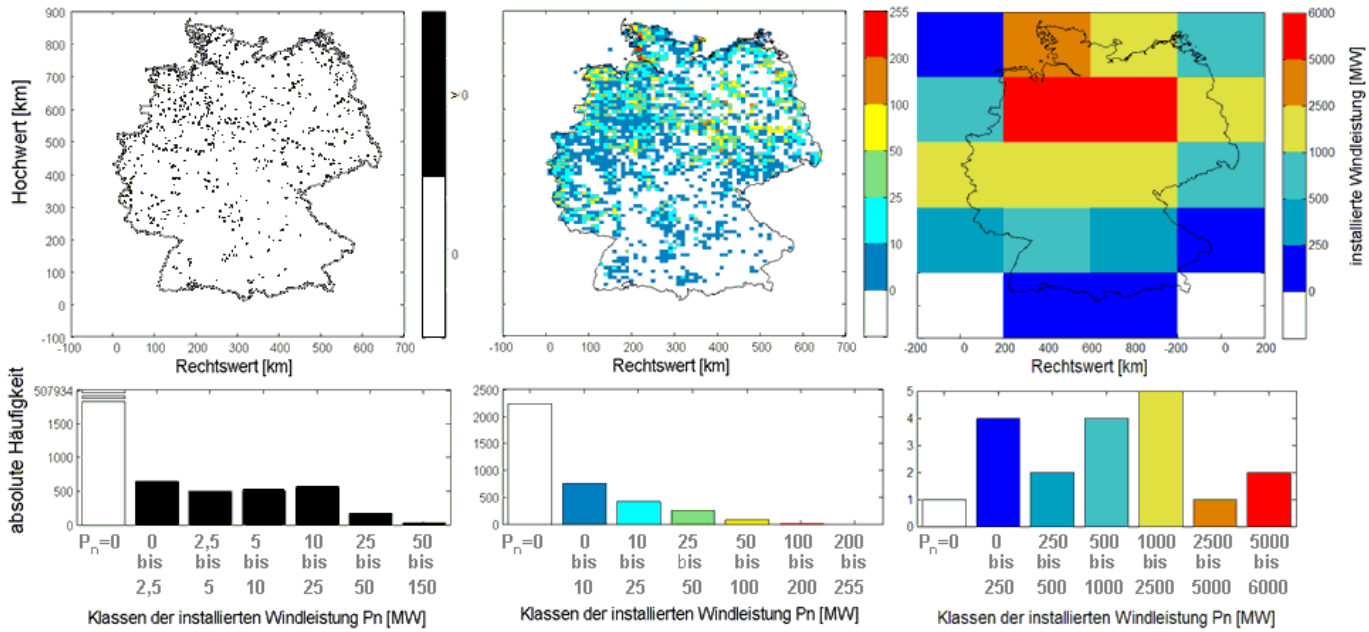


Abbildung 1-10: Gitternetzkarten der installierten Windleistung 2012 mit unterschiedlich großen Gitterflächen (1km² links, 10km² Mitte, 200km² rechts) sowie deren Häufigkeitsverteilung

Die Aussagekraft von Gitternetzkarten wird durch den Diskretisierungsgrad bestimmt

Mit dieser Rasterdarstellung können sowohl die Installationsdichten, als auch die absoluten Installationszahlen von verschiedenen Gebieten verglichen werden, da die Gitterflächen die gleichen Ausmaße haben. In Abbildung 1-10 kommt die absolute installierte Windleistung durch die Farbwahl zum Ausdruck. Die Installationszahlen ergeben sich als die Summe aller WEA-Nennleistungen aus den WEA-Stammdaten, deren PLZ-Mittelpunkte in die jeweilige Gitterfläche fallen.
Die drei Bilder in Abbildung 1-10 unterscheiden sich in der Größe der verwendeten Gitterflächen. Im linken Bild wurde der Kontrast erhöht, um einige der kleinen Gitterflächen von 1km² für die Abbildung sichtbar zu machen. Es wird deutlich, dass sowohl zu kleine, als auch zu große Gitterflächen kein deutliches Bild der räumlichen Verteilung der installierten Windleistung liefern. Das Finden einer geeigneten Gitterflächengröße, d.h. einer geeigneten Aggregationsstufe bzw. eines geeigneten Diskretisierungsgrades wie im mittleren Bild, basiert nach [25] und [27] oft auf subjektiven Einschätzungen. In [28] wird allerdings ein statistisches Verfahren zur Ermittlung eines geeigneten Diskretisierungsgrades vorgestellt, das die Zunahme von Modelleffizienzen und die Abnahme des Informationsgehalts bei höher werdenden Aggregationsniveaus berücksichtigt. Auch auf die Größe der für das Untersuchungsszenario 2 modellierten Windparks (siehe Kapitel A1.5 und [46]) hat die gewählte Gitterflächengröße einen erheblichen Einfluss.

Maße für die räumliche Konzentration der installierten Windleistung

Unter Verwendung der Gitterflächen lassen sich Maße für die räumliche Konzentration der installierten Windleistung bestimmen. Hierzu wird die sogenannte Lorenzkurve berechnet. Bei dieser werden die zunächst aufsteigend sortierten und dann kumulierten installierten Windleistungen der Gitterflächen über dem Anteil, den die kumulierten Gitterflächen an der Gesamtfläche annehmen, aufgetragen (siehe Abbildung 1-11).

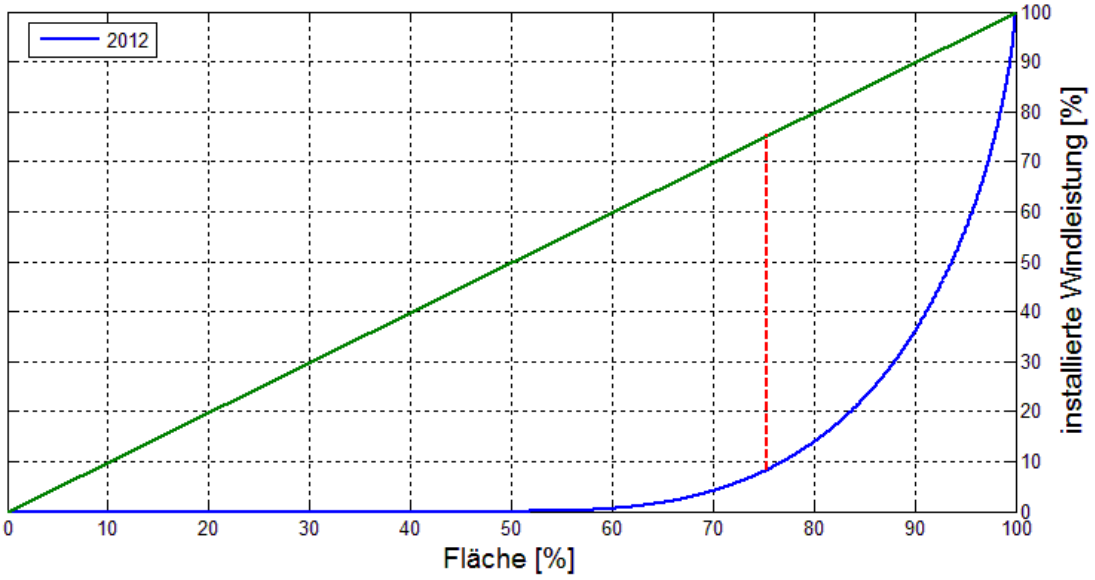


Abbildung 1-11: Lorenzkurve zur Darstellung der Konzentration der installierten Windleistung 2012 bei Verwendung von Gitterflächen der Größe 10km x 10km

Eine vollkommen gleichmäßige räumliche Verteilung der installierten Windleistung würde zu der grünen Diagonale führen. Bei einer vollständigen Konzentration der installierten Windleistung auf einen Punkt würde die Lorenzkurve der Verbindungslinie zwischen den Koordinaten (0,0), (100,0) und (100,100) entsprechen. Die Fläche zwischen der Diagonalen und der blauen Lorenzkurve kann als Maß für die Konzentration verwendet werden. Der so genannte Konzentrationskoeffizient K_G (Gini-Index) ergibt sich als das Verhältnis dieser Fläche zu der Fläche zwischen der Diagonalen und den Koordinatenachsen. Die Berechnungsvorschrift nach [29] vereinfacht sich für gleichgroße Gitterflächen zu

$$K_G = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{i}{n} - \frac{\sum_{j=1}^{i} P_{n,sortiert,i}}{\sum_{k=1}^{n} P_{n,k}} \right)}{\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{i}{n} \right)}. \tag{1-12}$$

Der Konzentrationskoeffizient beträgt für die Abbildung 81,38%. Neben dem Konzentrationskoeffizient wird auch der so genannte Hoover Index (index of dissimilarity) ID als Maßzahl für die Konzentration herangezogen. Er entspricht dem größten Abstand der Lorenzkurve zur Diagonalen, welcher in Abbildung 1-11 als rot gestrichelte Linie dargestellt ist. Seine Berechnungsvorschrift aus [25] vereinfacht sich für gleichgroße Gitternetzflächen i zu

$$ID = 100 \cdot \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n} \left| \frac{1}{n} - \frac{P_{n,i}}{\sum_{k=1}^{n} P_{n,k}} \right| \tag{1-13}$$

und beträgt für obige Abbildung 67,06%.

1.1.1.3 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf von WEA wird als rechteckig angesetzt

WEA werden nicht beliebig dicht neben- oder hintereinander aufgestellt, da sie sonst zu hohe Abschattungsverluste erfahren würden. Der Flächenbedarf einer WEA hängt von ihrem Rotordurchmesser (d_{rotor}) ab, weshalb dieser als Maß für die Abstände zwischen WEA verwendet wird. Aber nicht nur vom Rotordurchmesser, sondern auch von der Richtung, aus der der Wind am Standort in der Regel weht, hängt der Abstand einer WEA zu ihren Nachbarn ab. Die Abstände in Hauptwindrichtung werden normalerweise größer gewählt als in Nebenwindrichtung. Der WEA-Mindestabstand in Hauptwindrichtung wird im Folgenden als n_1-faches des Rotordurchmessers angesetzt, orthogonal zur Hauptwindrichtung hingegen als n_2-faches ($n \in \mathbb{N}^+$). Der als rechteckig angesetzte Flächenbedarf F einer WEA ergibt sich dann zu:

$$F = n_1 d_{rotor} \cdot n_2 d_{rotor} = n_1 \cdot n_2 \cdot {d_{rotor}}^2 . \quad \textbf{(1-14)}$$

Welche Werte für n_1 und n_2 realistisch sind, hängt von den Windverhältnissen am Windparkstandort ab und kann im Folgenden nur abgeschätzt werden. Hierfür werden WEA herangezogen, deren Nennleistungen dem Mittelwert aller WEA im Jahr 2010 am nächsten kommen. Dies sind mit 1,3MW die AN Bonus/Siemens 1.3MW/62 und die Nordex N 62/1300. Ihre Rotoren haben einen Durchmesser von 62m. Für diese WEA ergibt sich ein Flächenbedarf von 7ha/MW, welcher auch gemäß [3] im Mittel für die WEA des Jahres 2010 angesetzt werden kann, wenn, wie in Abbildung 1-12 dargestellt, für n_1 der Wert 6 und für n_2 der Wert 4 verwendet werden.

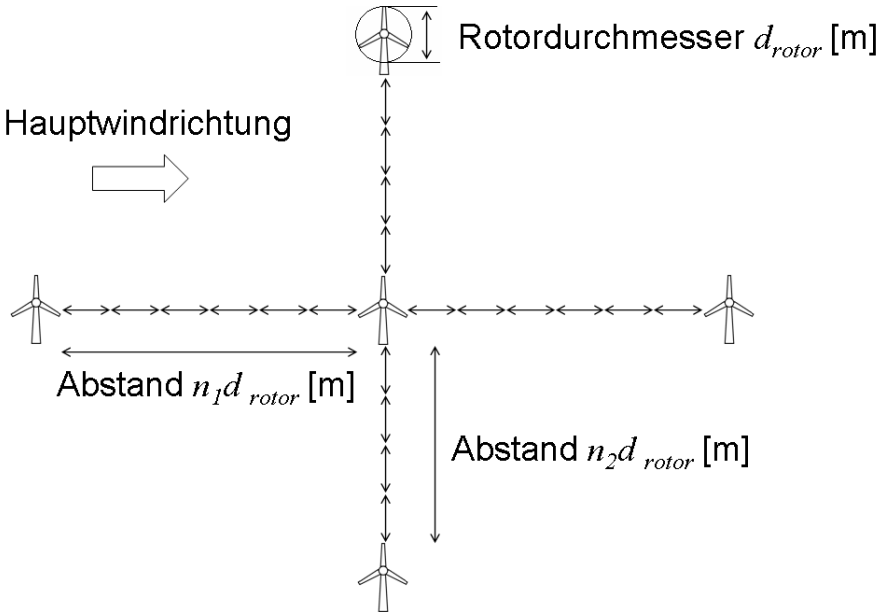


Abbildung 1-12: Angesetzte Abstände von onshore Windenergieanlagen

Der Flächenbedarf von offshore WEA wird aus dem Windpark „alpha ventus“ hergeleitet

Diese Zusammenhänge werden in [30] und für die modellierten onshore WEA-Standorte des Untersuchungsszenarios 2 (siehe Kapitel A1.5 des Anhangs) verwendet. Zur Herleitung des Flächenbedarfs von offshore WEA für das Untersuchungsszenario 2 wird der offshore Windpark „alpha-ventus“ im Folgenden genauer untersucht. Die Abstände der WEA des Windparks sind aus [31] bekannt, seine Fläche aus [32].

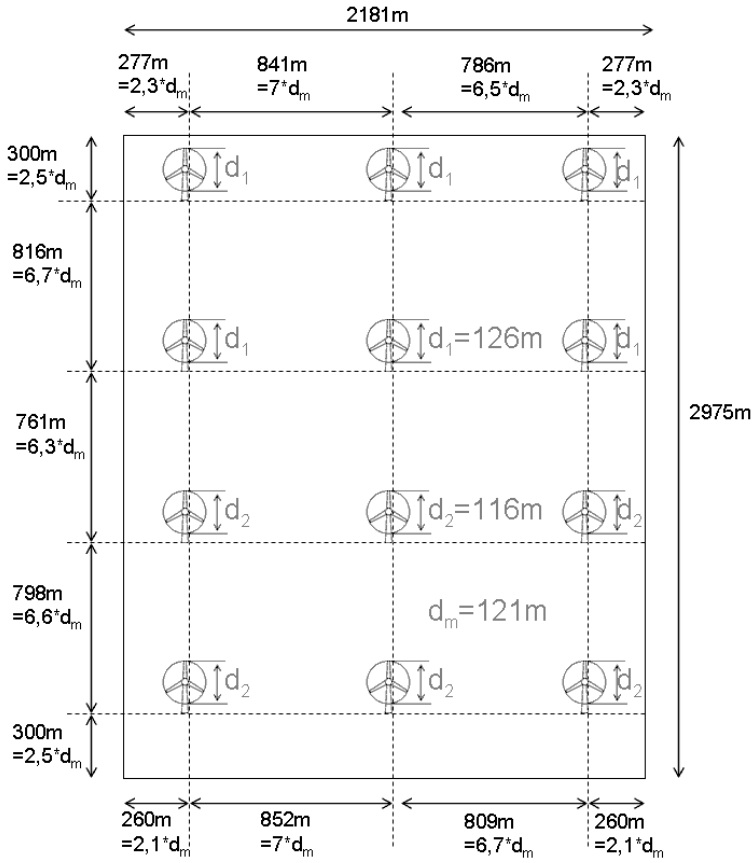


Abbildung 1-13: WEA-Abstände und angesetzte Fläche des offshore Windparks „alpha-ventus“

Abbildung 1-13 gibt die Abstände der WEA des offshore Windparks „alpha ventus“ zueinander in Metern und als Vielfache der beiden Rotordurchmesser d_1 und d_2 wieder. Die Abstände der WEA zu den Grenzen der zur Verfügung stehenden Fläche wurden derart angesetzt, dass die WEA zentriert sind. Die Kanten des Windparks zeigen nahezu exakt in die vier Haupthimmelsrichtungen. Zur vereinfachten Abschätzung des mittleren WEA-Flächenbedarfs wird ein mittlerer Rotordurchmesser d_m von 121m verwendet. Die Nord-Süd-Ausdehnung der Windparkfläche von 2975m entspricht ungefähr dem 24,6fachen von d_m. Wird dieser Wert durch die Anzahl der WEA-Reihen von 4 geteilt, folgt ein mittlerer WEA-Abstand in Nord-Süd-Richtung von

$$\frac{(2{,}5+6{,}7+6{,}3+6{,}6+2{,}5)\cdot d_m}{4} = \frac{24{,}6}{4} d_m \approx 6{,}15 d_m \,. \tag{1-15}$$

Die WEA-Abstände in West-Ost-Richtung sind zwar für jede WEA-Reihe leicht unterschiedlich, für den mittleren WEA-Abstand in West-Ost-Richtung kann jedoch der Wert von 6 Rotorabstände angesetzt werden, da er sich sowohl für die obere Reihe der Abbildung gemäß

$$\frac{(2{,}3+7+6{,}5+2{,}3)\cdot d_m}{3} \approx 6 d_m \tag{1-16}$$

als auch für die unter Reihe der Abbildung gemäß

$$\frac{(2{,}1+7+6{,}7+2{,}1)\cdot d_m}{3} \approx 6d_m \tag{1-17}$$

ergibt. Die Fläche, welche eine WEA des offshore Windparks „alpha ventus“ beansprucht, beträgt somit im Mittel

$$F = n_{vertikal} d_m \cdot n_{horizonta} d_m = 6{,}15 \cdot 121m \cdot 6 \cdot 121m = 54ha\,. \tag{1-18}$$

Alle 12 WEA nehmen somit eine Fläche von 648ha ein, was der Angabe aus [32] von 2181m*2975m=649ha ungefähr entspricht. Der Flächenbedarf des offshore Windparks „alpha-ventus“ in Hektar pro Megawatt ergibt sich mit seiner installierten Leistung von 60MW zu rund 11ha/MW.
Dieser im Vergleich zu onshore WEA deutlich höhere Flächenbedarfswert erklärt sich aus der Tatsache, dass offshore WEA wegen der geringeren Turbulenzen auf See weiter entfernt voneinander aufgestellt werden müssen um die gegenseitigen Abschattungsverluste in Grenzen zu halten.

1.1.1.4 Nabenhöhen

Die Nabenhöhen sind wegen ihres Einflusses auf den Energieertrag zu berücksichtigen

Für Windleistungssimulationen sind die Nabenhöhen der Windenergieanlagen von großer Bedeutung. Dies liegt daran, dass die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe zunimmt (siehe hierzu Kapitel 3.2.1) und bereits mit geringfügig höheren Windgeschwindigkeiten deutlich mehr Leistung erzeugt werden kann (siehe hierzu Einleitung von Teil 4). Um das höhere Potential ausnutzen zu können, wurden in den vergangenen Jahren die Anlagenentwicklung in Richtung größerer Nabenhöhen vorangetrieben und Jahr für Jahr höhere WEA installiert. In Abbildung 1-14 sind die Nabenhöhen aller seit 1982 in Deutschland errichteten WEA sowie der leistungsgewichtete Mittelwert von jeweils 250 zeitlich aufeinander folgend errichteten WEA dargestellt. Es ist im Mittel eine stetige Zunahme zu erkennen mit leichter Abflachung zwischen 2005 und 2010. Die Streuung um den Mittelwert wurde mit der Zeit größer und es bildeten sich Standardnabenhöhen heraus (horizontale Linien, Plateaus).

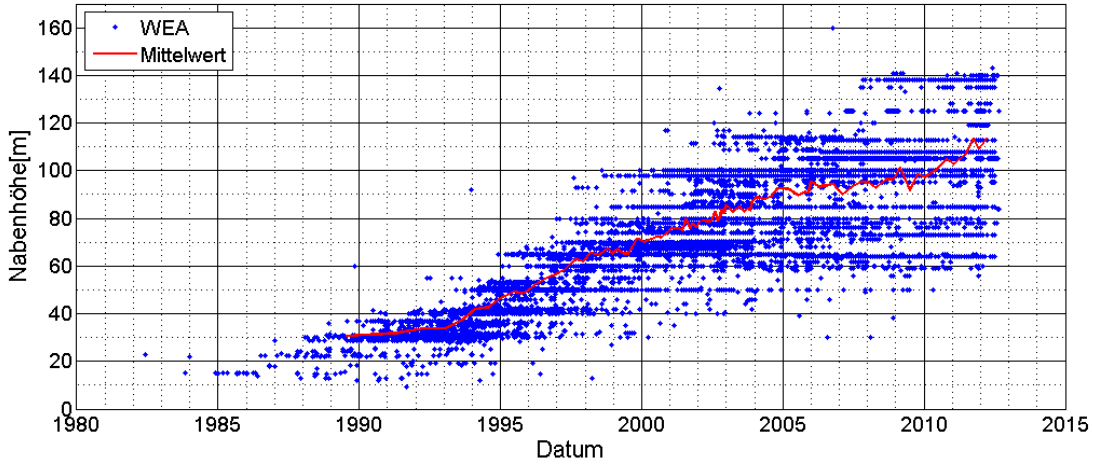


Abbildung 1-14: Nabenhöhen aller in Deutschland bis Ende 2012 errichteten WEA

Gut zu erkennen sind auch die maximalen Nabenhöhen. Hierbei sticht eine Anlage mit 160m Nabenhöhe heraus. 550 WEA verfügen Ende 2012 über Nabenhöhen über 134m. Es ist anzunehmen, dass die Nabenhöhen von Standortseigenschaften wie dem Breitengrad, der Höhe über dem Meeresspiegel oder der mittleren Windgeschwindigkeit abhängen.

Abbildung 1-15 zeigt diese Abhängigkeiten sowie die leistungsgewichteten Zusammenhänge von jeweils 250 WEA.

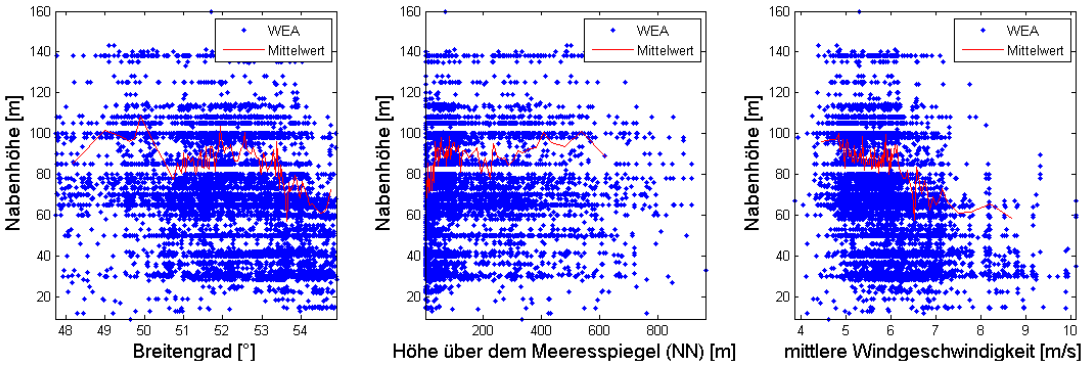


Abbildung 1-15: Abhängigkeit der Nabenhöhen von verschiedenen Standortseigenschaften

Es sind keine eindeutigen Zusammenhänge zwischen Nabenhöhen und Standort-eigenschaften auszumachen

Den noch eindeutigsten Zusammenhang weist das rechte Bild auf. Mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit in 80m Höhe über dem Grund aus [33] nehmen die Nabenhöhen im Mittel ab. An windstarken Standorten, etwa an der Küste, wo die geringe Rauhigkeit des Terrains zudem relativ hohe Windgeschwindigkeiten in relativ niedriger Höhe zulässt, rechnet es sich kostenmäßig kleinere Anlagen zu errichten. Ein Zusammenhang von mittlerer Windgeschwindigkeit und Nabenhöhe sollte bei der Modellierung zukünftiger Nabenhöhen (Kapitel 1.2.2) beachtet werden.

1.1.2 Windparks

Was ist ein Windpark? Windpark-Definition nach verschiedenen Aspekten

Ein Windpark stellt eine Gruppierung von WEA dar. Welche Kriterien eine WEA-Gruppierung zu einem Windpark machen ist nicht eindeutig geklärt. Die Namen von Windparks spiegeln in der Regel die Eigentumsverhältnisse wider, da die Namensgebung durch die Besitzer erfolgt. Wieviele WEA der Besitzer auf der ihm zur Verfügung stehenden, begrenzten Fläche unterbringt ist Resultat wirtschaftlicher Abwägungen, in die die gegenseitigen WEA-Abschattungsverluste, die Generatorleistungen, die Rotordurchmesser, die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen und evt. bereits existierende oder zu erwartende zukünftige Hindernisse (wie weitere WEA), uvm. einfließen kann.

Aus aerodynamischer Sicht kann ein Windpark als eine WEA-Gruppierung definiert werden, die soweit von anderen WEA entfernt ist, dass sie vernachlässigbare Abschattungseffekte auf diese ausübt. Diese aerodynamische Unabhängigkeit ist erfahrungsgemäß ab einer Entfernung von etwa 10 Rotordurchmessern gegeben. In Kapitel A4.1 des Anhangs erfolgt eine Analyse darüber in wieviele Windparks sich die WEA in Deutschland in Abhängigkeit von Grenzwerten für Abschattungsverluste aufteilen.

Aus elektrischer Sicht besteht ein Windpark aus den WEA, die an ein und dieselbe Netzanschlussanlage, welche gemäß [34] in der Regel aus einer Mittelspannungsleitung und einer Übergabestation besteht, angeschlossen sind.

Ungeachtet des Netzes, zumal es nicht sichtbar ist, wird oftmals die räumliche Verteilung der WEA als Kriterium zur Definition eines Windparks verwendet. Eine Ansammlung von WEA wird gemeinhin als Windpark bezeichnet, wenn sie subjektiv als Einheit wahrgenommen wird. Das ist der Fall, wenn überhaupt kein anderer Windpark in Sicht ist oder die Abstände der WEA des Windparks zueinander deutlich kleiner sind als die Abstände zu den WEA eines anderen Windparks. In Kapitel 1.1.2.3 wird der Schwellwert

für WEA-Abstände, der festlegt, ob die WEA zu einem oder mehreren Windparks gehören, ermittelt.
Die Eigenschaften eines Windparks oder auch allgemein jeder WEA-Gruppierung setzen sich aus den Eigenschaften der zugehörigen WEA zusammen. Aus der Eigenschaft X_k einer jeden *k*-ten WEA (siehe Aufzählung in Kapitel 1.1.1.1) kann die entsprechende Eigenschaft $\overline{X}$ einer WEA-Gruppierung mittels Leistungsgewichtung unter Verwendung der Nennleistung $P_{n,k}$ jeder k-ten WEA berechnet werden:

$$\overline{X} = \sum_k X_k \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} . \qquad \textbf{(1-19)}$$

Windpark-Eigenschaften ergeben sich zumeist aus der leistungsgewichteten Mittelung der WEA-Eigenschaften

Die Leistungsgewichtung wird deswegen bei der Mittelung durchgeführt, weil die Nennleistungen der WEA entscheidend für die Leistungseinspeisung der WEA-Gruppierung sind. Die Nennleistung der WEA-Gruppierung entspricht der Summe der Nennleistungen aller zugehörigen WEA. Die leistungsgewichtete Mittelung wird z.B. zur Berechnung der Rauhigkeitslänge des zugehörigen Terrains oder der mittleren Rotorfläche einer WEA-Gruppierung verwendet, welche für X_k eingesetzt werden können.
Für die Berechnung des geographischen Schwerpunktes werden die Längen- und Breitengrade der WEA zunächst in kartesische Koordinaten gemäß den Formeln (1-1) umgerechnet und dann gemäß dem obigen Zusammenhang leistungsgewichtet gemittelt. Die Rückrechnung der kartesischen Mittelwerte in Längen- und Breitengrad erfolgt gemäß den Formeln (1-3).
Für die Windleistungssimulation kann die Definition einer mittleren Windpark-Nabenhöhe vorteilhaft sein. Auf diese eine Höhe können die Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell, die räumliche Mittelwerte darstellen bzw. nicht für einen räumlichen Punkt gelten und somit nicht bedenkenlos den Einzelanlagen zugeordnet werden können, interpoliert werden. So wird z.B. für die Berechnung der WEA-Abschattungseffekte in Kapitel 4.1.1 für einen Windpark eine einzige Windgeschwindigkeit in einer Höhe vorgegeben. Die Berechnung der mittleren Nabenhöhe eines Windparks wird in Kapitel 1.1.2.4 erläutert.

1.1.2.1 Datengrundlage

Beschreibung der sogenannten Referenzmessungen

Die Hauptdatengrundlage an Leistungsmessdaten für die vorliegende Arbeit, die so genannten „Referenzmessungen“, kommt von den so genannten „Referenzwindparks“, welche in ihrer ursprünglichen Funktion für die Erstellung der bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern laufenden Hochrechnungen und Prognosen ([6], [35] und [36]) der Windenergieeinspeisung durch das IWES verwendet werden. In der vorliegenden Arbeit dienen sie zur Kalibrierung der Simulationsmodelle. Die Leistungsmessungen erfolgen an den Übergabepunkten ins Verbund- oder Verteilnetz. An diesen Punkten kann mehr als ein Windpark angeschlossen sein. In diesem Fall wird trotzdem von einem einzigen Referenzwindpark gesprochen, obwohl mehrere Windparks in die Messung einfließen. Die von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Leistungsmessdaten der Referenzwindparks liegen als 15min-Mittelwerte vor. Sie enthalten einzig und allein den Wirkleistungsanteil. Da die Leistungsmessdaten Fehler aufweisen

werden sie einer Plausibilitätsprüfung unterzogen (siehe auch [36], [37]), um ihre Qualität bei Modellkalibrierungen zu gewährleisten.

Plausibilitäts-prüfungen der Referenzmessungen

Bei der Plausibilitätsprüfung wird jeder Leistungswert wird mit einem Status versehen. Der Status wird von vorneherein auf den Wert 1 gesetzt. Falls der zugehörige Leistungswert durch die Plausibilitätskontrolle als fehlerhaft identifiziert wird, wird der Status zu 0 gesetzt. Tabelle 1-2 fasst die Bezeichnungen und Kriterien der Fehler zusammen, die in der vorliegenden Arbeit zu einem Status von 0 führen:

Bezeichnung	**Kriterium**
Datenlücke	Fehlender Messwert
Signalhänger	$dP_w = 0$ MW über 4h & $P_w \neq 0$ MW
Grenzwertüberschreitung	$P_{norm} > 1{,}2 \mid P_{norm} < -0{,}1$
Messausfall	$P_w = 0$ MW über 24h

Tabelle 1-2: Kriterien zur Plausibilitätsprüfung der Referenzmessungen

Abbildung 1-16 sind beispielhafte Zeitausschnitte aus Windleistungs-messungen an unterschiedlichen Referenzwindparks dargestellt.

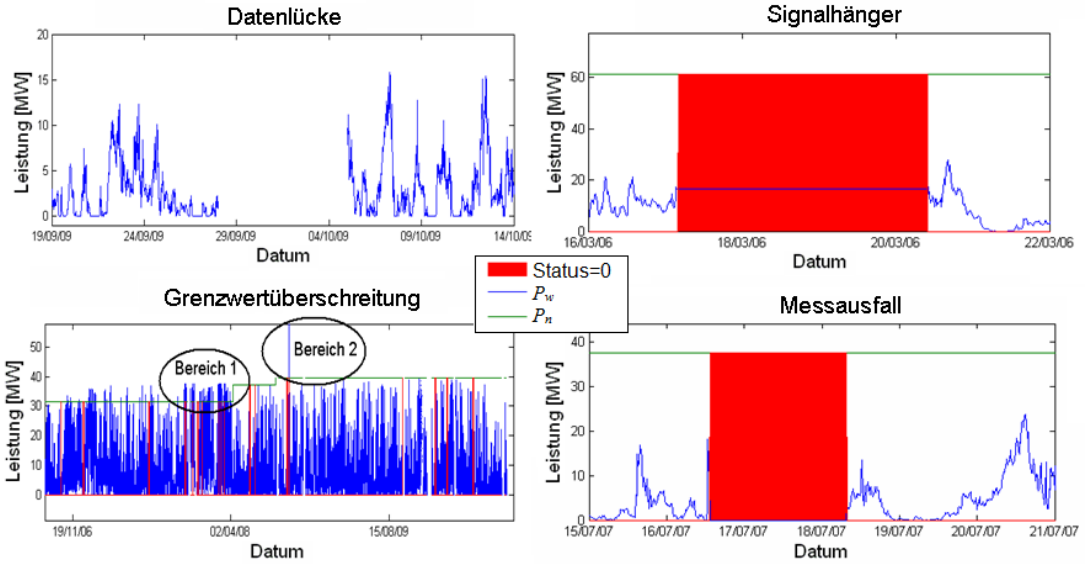


Abbildung 1-16: Leistungsmessfehler am Beispiel unterschiedlicher Referenzmessungen

Im oberen linken Teil von Abbildung 1-16 wird der Fehler „Datenlücke“ verdeutlicht. Eine Datenlücke tritt auf, wenn zu einem Zeitschritt der Leistungswert fehlt.

Der Fehler „Signalhänger“ stellt ein hängendes Messsignal, wie im oberen rechten Teil von Abbildung 1-16 gezeigt, dar. Der fehlerhafte Zeitbereich ist hier rot unterlegt. Dieses Verhalten entspricht nicht den physikalischen Gegebenheiten und wird daher als Fehler in der Messung interpretiert.

Im unteren rechten Teil von Abbildung 1-16 wird der Fehler „Messausfall“ verdeutlicht. Zwar tritt bei einem Windpark häufiger der Fall ein, dass keine Leistung geliefert wird (P=0). Dauert dieser Betriebszustand jedoch über einen längeren Zeitraum an, so entspricht dies nicht dem normalen Leistungsverlauf. Ab einer Dauer von über 24h wird dieser Fehler als Mess-ausfall interpretiert.

Für den Fehler „Grenzwertüberschreitung“ muss die Nennleistung des Referenzwindparks bekannt sein. Die Nennleistungen der Referenzwindparks und deren Änderungen durch Zubau oder Stilllegung von WEA oder durch Versetzung des Messpunktes werden dem IWES von den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilt, allerdings nicht termingenau. Aus diesem Grund kommt es bei Normierung der Leistungsmessdaten auf die vorliegenden Nennleistungen zu falschen Werten, falls die Zeitpunkte der mitgeteilten Nennleistungsänderungen und der tatsächlichen Nennleistungsänderungen nicht übereinstimmen (siehe [36]). Zu hoch angegebene Nennleistung führen zu zu niedrigen normierten Leistungswerten. Wenn die angegebene Nennleistung indes zu niedrig ist, können Leistungsmesswerte als fehlerhaft gekennzeichnet werden, obwohl kein Messfehler aufgetreten ist. Im unteren linken Bild von Abbildung 1-16 ist dies in Bereich 1 der Fall. Da hier die Nennleistung offensichtlich zu niedrig ist, überschreiten die Messwerte zeitweise das 1,2fache der Nennleistung und werden als fehlerhaft identifiziert (rot markiert). Im Bereich 2 ist offensichtlich korrekterweise ein Messfehler identifiziert worden. Der Messwert betrug hier das 6-fache der Nennleistung. Bei dem unteren Grenzwert der Leistung von -0,1 wird berücksichtigt, dass aufgrund von Eigenbedarf auch negative Leistungen entstehen können. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass es z.B. für die Güte von Windleistungsprognosen vorteilhaft ist, keine negativen Leistungen für das Netztraining zu verwenden. Gleiches kann ebenfalls für Windleistungssimulationen, bei denen ein Windgeschwindigkeitswert für eine Vielzahl von WEA verwendet wird, gelten. Es sollte also in Erwägung gezogen werden das Kriterium für den unteren Grenzwert zu $P_{norm} < 0$ zu setzen. In diesem Fall kann auch auf die Normierung verzichtet werden: $P_w < 0$.

Alle Leistungsmesswerte, die nach den Kriterien aus Tabelle 1-2 mit einem Status von Null versehen werden, werden im Folgenden weder bei Modellkalibrierungen, noch bei Analysen berücksichtigt. Abbildung 1-17 gibt einen Überblick über den Plausibilitätsstatus der Leistungsmessdaten sowie über den Zeitraum, für den sie vorliegen.

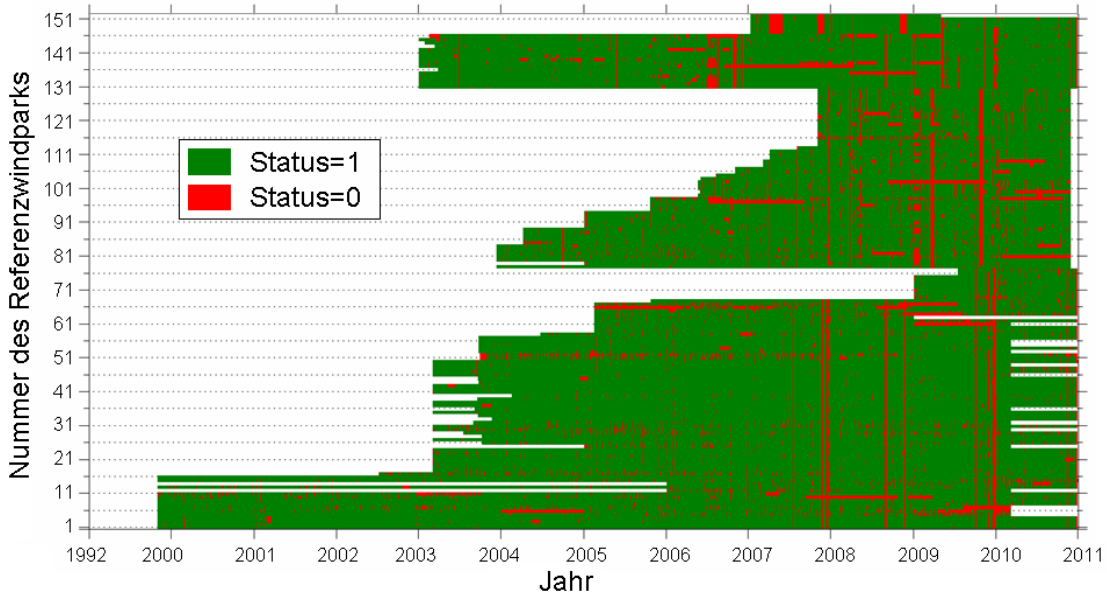


Abbildung 1-17: Plausibilitätsstatus der Leistungsmessdaten der Referenzwindparks

1.1.2.2 Räumliche Verteilung

Über die ortschaftsgenauen Standortangaben der Referenzwindparks kann eine Verknüpfung mit den WEA-Stammdaten hergestellt werden

An Information zu den Standorten der Referenzwindparks liegen für diese Arbeit die Namen der Umspannwerke und die zugehörigen PLZ-Gebiete vor. Mit diesen Standortsinformationen und z.T. weiteren vorliegenden Informationen über die WEA-Anzahl und die WEA-Typen des Referenzwindparks kann, ggf. noch mit Absprache mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber, eine Verknüpfung mit den WEA-Stammdaten aus Kapitel 1.1.1.1 erfolgen. Ist dies geschehen, ist bekannt, welche WEA-Typen an einem Referenzwindpark angeschlossen sind. Mit dieser Information können die mittlere Windpark-Nabenhöhen gemäß Kapitel 1.1.2.4, der mittlere leistungsgewichtete Rotordurchmesser, die mittlere leistungsgewichtete Geländerauhigkeit und der Schwerpunkt des Referenzwindparks berechnet werden. Hinsichtlich der Längen- und Breitengrade und der Geländerauhigkeiten ist zu beachten, dass die zugrunde liegenden Angaben über die WEA-Standorte aus den WEA-Stammdaten und dessen Rauhigkeit ortschaftsgenau sind. In dem Fall, dass alle WEA eines Referenzwindparks innerhalb des Gebietes einer einzigen Ortschaft liegen, entsprechen der Schwerpunkt des Referenzwindparks und dessen Geländerauhigkeit den Werten der Ortschaft.
Wie der Name schon andeutet, sind die Referenzwindparks derart ausgewählt worden, dass sie die Windenergieregion, in der sie sich befinden, möglichst gut repräsentieren. Die Referenzwindparks befinden sich dort, wo viel Windenergie installiert ist, weshalb die Abbildung ihrer Standorte in Abbildung 1-18 ein Bild über die räumliche Verteilung der Windenergie in Deutschland gibt.

Abbildung 1-18: Die 152 Standorte der Referenzwindparks im Jahr 2007

Um möglichst hohe Repräsentativitätsgrade gemäß [38] und [39] zu erreichen werden bei der Auswahl von Referenzwindparks Windparks mit hohen Nennleistungen bevorzugt. Dass es sich bei den Referenzwindparks

in der Regel um Windparks mit besonders hohen Nennleistungen handelt, wird durch folgenden Vergleich deutlich: Die Nennleistungen der 152 Referenzwindparks des Jahres 2007 entsprechen ungefähr 25% der gesamten installierten Windleistung in Deutschland im Jahr 2007. Insgesamt sind im Jahr 2007 jedoch ca. 3800 Windparks in Deutschland errichtet (siehe Kapitel 1.1.2.3). Demnach haben die Windparks, welche nicht Referenz-windparks sind, im Mittel eine wesentlich geringere Nennleistung. Die Tatsache, dass die Referenzwindparks besonders groß sind, muss bei Modellbildungen für Windleistungssimulationen (speziell in Kapitel A3.6 des Anhangs) im Auge behalten werden.

1.1.2.3 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf eines Windparks ergibt sich aus der Anzahl, der räumlichen Verteilung und dem Flächenbedarf (siehe Kapitel 1.1.1.3) seiner WEA. Um Kennzahlen über den heutigen Flächenbedarf bzw. die räumliche Gestalt von Windparks zu gewinnen, mit deren Hilfe auch zukünftige Windparks modelliert werden können, bietet sich eine Clusteranalyse der exakten WEA-Standorte [19] an. Auch für die Zuordnung der exakten WEA-Standorte zu den WEA-Stammdaten kann die Bildung von WEA-Clustern hilfreich sein (siehe Kapitel A1.1 des Anhangs und Ende von Kapitel 1.1.1.1). Die Durchführung und Auswertung dieser Clusteranalyse ist Gegenstand dieses Kapitels und folgt weiter unten. Zunächst wird jedoch der Flächen-bedarf der Referenzwindparks gesondert betrachtet.

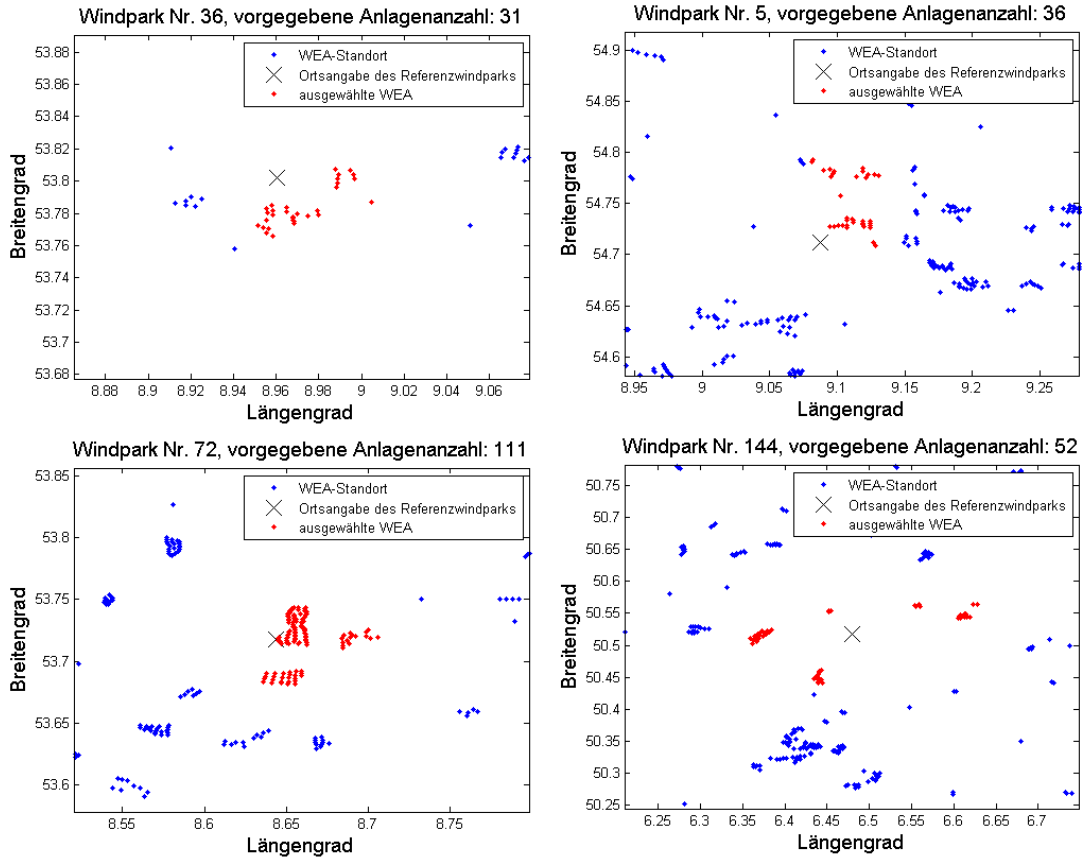


Abbildung 1-19: Manuelle Zuordnung von WEA-Standorten zu Referenzwindparks

Die Zuordnung von exakten WEA-Standortangaben zu Referenzwindparks erfolgt manuell

Für die Referenzwindparks sind gemäß dem vorigen Kapitel die Anlagenanzahl und der ungefähre Mittelpunkt bekannt. Auf Grundlage dieser beiden Informationen wird für jeden Referenzwindpark eine Abschätzung darüber getroffen, welche WEA ihm zugehörig sind. Abbildung 1-19 zeigt diese manuelle Zuordnung am Beispiel von 4 Referenzwindparks. Es ist in Abbildung 1-19 zu erkennen, dass auf diese Weise teils relativ eindeutige (linke Bilder) und teils nur relativ strittige (rechte Bilder) Zuordnungen

vollzogen werden können. Es ist außerdem zu beachten, dass die WEA-Standorte nur für ein bestimmtes, nicht genau geklärtes Datum gültig sind (siehe Kapitel A1.1) und die Angaben zur WEA-Anzahl der Referenzwindparks zeitlich variieren (siehe voriges Kapitel). Nichtsdestotrotz ist die Zuordnung von exakten WEA-Standorten zu den Referenzwindparks Voraussetzung für die Berechnung ihrer Standarddistanzen, welche den Modellparametern in Kapitel A3.5, A3.6 und 4.1.2 gegenübergestellt werden.

Mit Hilfe von Clusterverfahren werden aus den exakten WEA-Standortsangaben Windparks gebildet

Während die Zuordnung von WEA zu Referenzwindparks manuell erfolgt, da hier die Anlagenanzahl und die ungefähre Position bekannt sind, wird für die Bestimmung des Flächenbedarfs der restlichen deutschen Windparks ein Clusterverfahren auf alle exakten WEA-Standorte angewendet. Als Resultat des Clusterverfahrens wird die Zuordnung der WEA zu einer unbekannten Anzahl von Windparks angestrebt. Aus diesem Grund wird ein hierarchisch-agglomeratives Clusterverfahren und kein partionierendes Verfahren wie etwa die „k-means“-Methode gewählt, weil bei letzteren die Zahl der Cluster von vorneherein festgelegt werden muss. Die WEA-Standorte werden hierfür in einem ersten Schritt gemäß Kapitel 1.1.1.2 und Kapitel A1.2 des Anhangs flächentreu projiziert. Bei dem anschließenden Clusterverfahren bildet zunächst jede der 19221 WEA ein eigenes Cluster. Das erste Cluster, welches nicht lediglich aus einer einzigen, sondern aus zwei WEA besteht, wird durch Zusammenfügen der beiden WEA gebildet, welche in dem gesamten Datensatz die geringste Distanz zueinander aufweisen. Nach Bildung dieses Clusters liegen nun 19220 Cluster vor. Es werden mit dem Kriterium der kürzesten Distanz weitere Cluster gebildet. Dabei kommt es zu dem Fall, dass nicht mehr nur zwei, sondern drei oder mehr WEA zu einem Cluster bzw. zwei Cluster zu einem neuen Cluster zusammengefügt werden. Für diesen Fall werden drei Methoden untersucht, bei denen die Clusterdistanzen, wie in Abbildung dargestellt, auf unterschiedliche Weise berechnet werden.

Es werden drei verschiedene Methoden zur Berechnung der Clusterdistanzen betrachtet

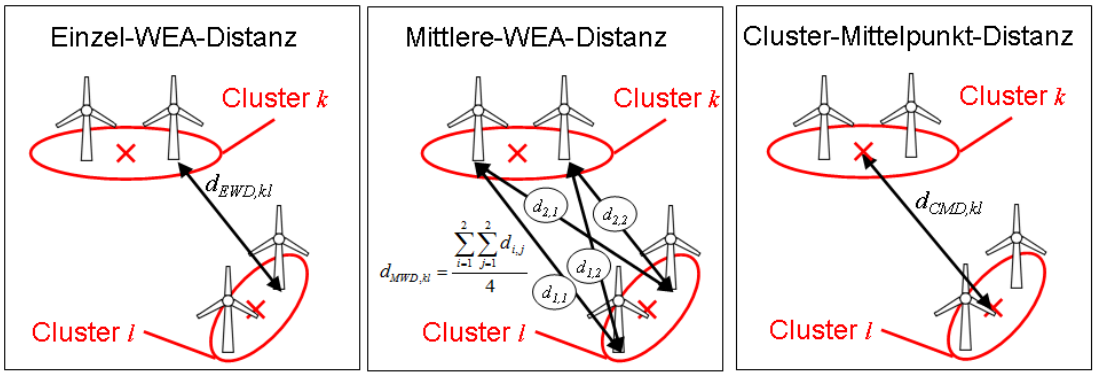


Abbildung 1-20: Veranschaulichung der Clusterdistanzmaße

Bei der ersten werden alle Standorte der WEA innerhalb der bereits gebildeten Cluster weiterhin berücksichtigt. Als Clusterdistanz gilt hierbei die kürzeste aller Distanzen zwischen den WEA unterschiedlicher Cluster. Diese Clusterungsmethode wird im folgenden Abschnitt mathematisch beschrieben. Für ein Cluster k mit n WEA sei der Standort der WEA i ($i \in \{1,...,n\}$) ausgedrückt durch die zweidimensionale Variable $POS_{Clusterk,WEAi} = (X_{Clusterk,WEAi}, Y_{Clusterk,WEAi})$. Die Distanz dieser WEA zu einer WEA j ($j \in \{1,...,m\}$) in einem Cluster l mit m WEA ergebe sich als euklidische Distanz unter Verwendung des Satzes des Pythagoras' zu

$$d_{i,j} = \sqrt{(X_{Clusterk,WEAi} - X_{Clusterl,WEAj})^2 + (Y_{Clusterk,WEAi} - Y_{Clusterl,WEAj})^2} \,. \quad \textbf{(1-20)}$$

Die Distanzen aller n WEA des Clusters k zu allen m WEA des Clusters l werden in der Distanzmatrix

$$D_{i,j} = \begin{bmatrix} d_{1,1} & d_{1,2} & \cdots & d_{1,m} \\ d_{2,1} & d_{2,2} & \cdots & d_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{n,1} & d_{n,2} & \cdots & d_{n,m} \end{bmatrix}$$

(1-21)

zusammengefasst. Werden alle Distanzen $d_{i,j}$ der Distanzmatrix als Elemente einer geordneten Menge $M, N \subseteq M$ aufgefasst, ist das kleinste Element von N die gesuchte Clusterdistanz $d_{EWD,kl}$, wenn $d_{EWD,kl} \in N$ und $\forall d_{i,j} \in N : d_{EWD,kl} \leq d_{i,j}$ gilt. Im Clusterungsprozess nach der ersten Methode werden in jedem Schritt jeweils die zwei Cluster zusammengefügt, die die kleinste Clusterdistanz d_{EWD} aufweisen, welche im Folgenden als „Einzel-WEA-Distanz“ bezeichnet wird.

Auch bei der zweiten Methode werden die WEA-Standorte weiterhin berücksichtigt. Zwei Cluster werden hier zusammengefügt, wenn der Mittelwert aller Distanzen der n WEA des einen Clusters k zu den m WEA des anderen Clusters l geringer ist als bei allen anderen Clustern. In dieser Methode wird die im Folgenden als mit „Mittlere-WEA-Distanz“ bezeichnete Clusterdistanz verwendet, welche dem Zusammenhang

$$d_{MWD,kl} = \frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\sqrt{(X_{Clusterk,WEAi} - X_{Clusterl,WEAj})^2 + (Y_{Clusterk,WEAi} - Y_{Clusterl,WEAj})^2}}{m+n} = \frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} d_{i,j}}{m+n}$$

(1-22)

genügt.
Bei der dritten Methode entfallen die WEA-Standorte, sobald ein Cluster aus mehr als einer WEA besteht. Nach der Bildung eines Clusters k wird sein neuer Mittelpunkt bzw. Schwerpunkt nach

$$POS_{Clusterk} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} X_{Clusterk,WEAi}}{n}, \frac{\sum_{i=1}^{n} Y_{Clusterk,WEAi}}{n} \right) = \left(\overline{X}_{Clusterk,WEA}, \overline{Y}_{Clusterk,WEA} \right)$$

(1-23)

berechnet. Die Distanz dieses Mittelpunktes zum Mittelpunkt des Clusters l ergibt sich gemäß

$$d_{CMD,kl} = \sqrt{\left(\overline{X}_{Clusterk,WEA} - \overline{X}_{Clusterl,WEA}\right)^2 + \left(\overline{Y}_{Clusterk,WEA} - \overline{Y}_{Clusterl,WEA}\right)^2}$$

(1-24)

und wird im Folgenden mit „Cluster-Mittelpunkt-Distanz“ bezeichnet. Cluster werden in dieser Clusterungsmethode zusammengefügt, wenn ihre Mittelpunkte die geringste aller Cluster-Mittelpunkt-Distanzen aufweisen.
Abbildung 1-21 zeigt das Ergebnis der Clusterbildung der 19221 WEA-Standorte bei Verwendung der drei beschriebenen Distanzmaße.

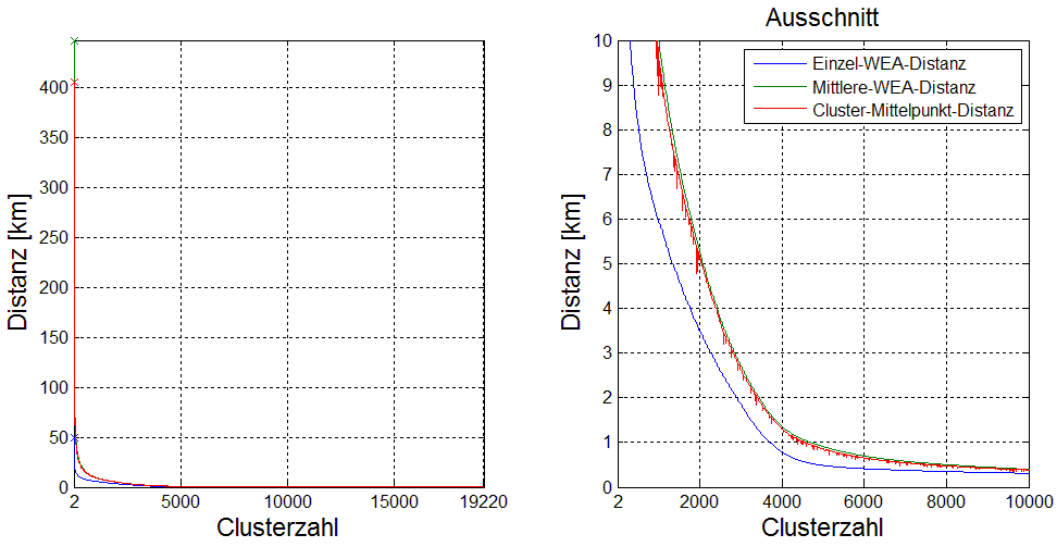


Abbildung 1-21: Clusterzahl in Abhängigkeit der für die WEA-Clusterbildung verwendeten Distanz (Scree Diagramm)

Abbildung 1-21 verdeutlicht, dass die Clusterzahl umso geringer ist, je größer die zur Clusterbildung verwendete Distanz ist. Bei einer Distanz von über 500km würde sich bei allen drei Distanzmaßen ein einziges Cluster ergeben. Bei der Clusterungsmethode "Einzel-WEA-Distanz" werden die letzten zwei verbleibenden Cluster verschmolzen, wenn die Distanz von 49km überschritten wird, wie Abbildung 1-22 verdeutlicht. Bei der Clusterungsmethode "Mittlere-WEA-Distanz" ist dies bei einer Überschreitung von 405km der Fall.

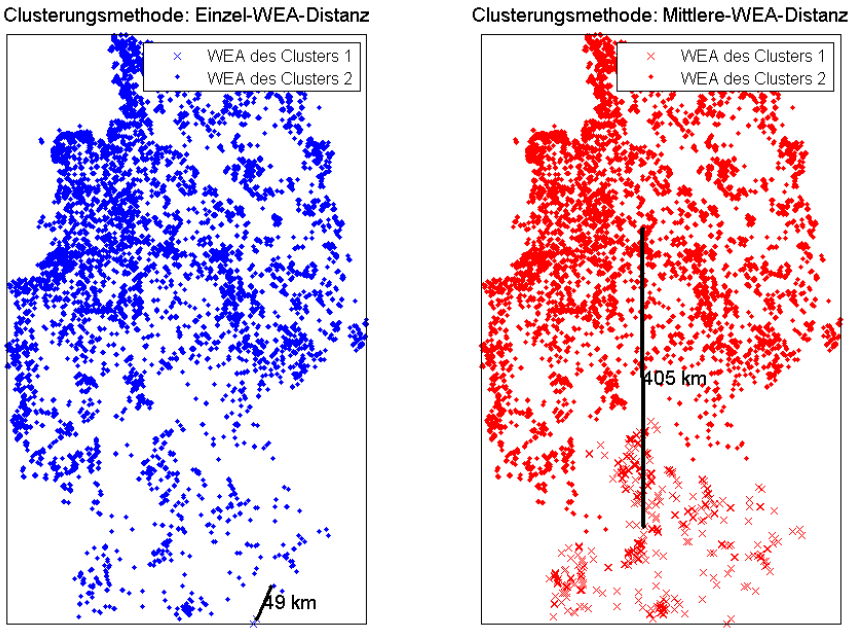


Abbildung 1-22: Unterschiedliche Einteilungen der deutschen WEA in 2 Cluster

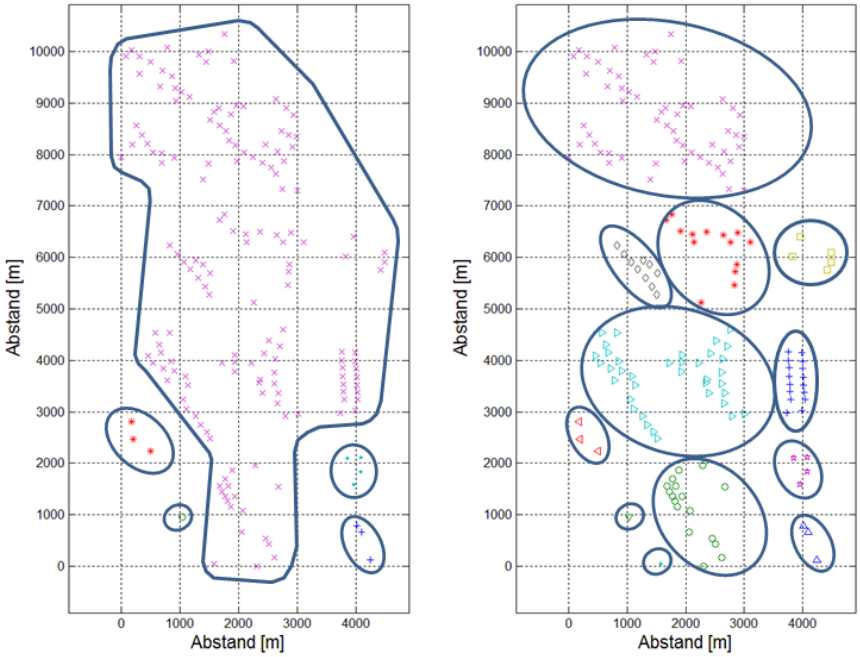


Abbildung 1-23: Cluster mit der höchsten WEA-Anzahl von 160 bei einer Clusterung mit d_{EWD}=800m (links), Cluster der gleichen WEA mit d_{EWD}=700m

Im rechten Teil von Abbildung 1-21 ist ein Ausschnitt aus dem kompletten Scree-Diagramm des linken Teils dargestellt, innerhalb dessen sich der Knick im Kurvenverlauf befindet. Der Knickpunkt wird im so genannten "inversen Scree-Test" zur Bestimmung der als optimal bezeichneten Clusteranzahl ermittelt [40]. Im Fall der WEA-Clusterung wird dieser auf 3800 gesetzt, da, im Fall der Einzel-WEA-Distanz, etwa ab hier eine deutliche Clusterzahlerhöhung bei lediglich geringer Distanzverringerung zu erkennen ist. Die Anzahl von 3800 Windparks entspricht der Anzahl von ca. 3800 Ortschaften mit Windenergieanlagen aus den WEA-Stammdaten für das Jahr 2007 und liegt im Bereich der Anzahl von ca. 2800 Windparks aus [18] für das Jahr 2007, wobei diese Datenquelle nicht vollständig ist (es wird eine Vollständigkeit von 90% angegeben). Die Clusterdistanz zur Erlangung der 3800 Windparks beträgt ca. 1km, was wiederrum der aerodynamischen Definition eines Windparks entgegen kommt; denn 1km Entfernung liegt als ungefähr das 17-fache des durchschnittlichen WEA-Rotordurchmessers 2007 von 56,6m etwas über dem aus aerodynamischer Sicht sinnvollen Mindestabstand von mindestens dem 10-fachen.

Statistische Eigenschaften der 3800 Windparks, die sich bei einer Clusterdistanz von ca. einem Kilometer ergeben

Im Folgenden wir die Clusterdistanz auf 1km festgesetzt. Mit dieser Festlegung ist die Zuordnung der exakten WEA-Standorte zu Windparks vollzogen. Dies ermöglicht zum einen die im Folgenden durchgeführte Analyse verschiedener Windparkeigenschaft, die wiederrum als Grundlage für die Modellierung zukünftiger Windparks dienen kann. Zum anderen kann diese Zuordnung, wie in Kapitel A1.1 des Anhangs vorgeschlagen, für die Zuordnung der WEA-Stammdaten zu den exakten WEA-Positionen verwendet werden.

Abbildung 1-24 gibt Aufschluss darüber, wieviele WEA in die Windparks/Cluster fallen. Während die meistens Windparks lediglich eine Anlage aufweisen, sind es auf Grund der höheren WEA-Anzahlen bei den Windparks mit mehr als einer Anlage im Mittel 5,2 WEA pro Windpark. Werden Cluster mit lediglich einer Anlage gar nicht als Windpark gelten gelassen, so weisen die Windparks im Mittel 7,6 Anlagen auf.

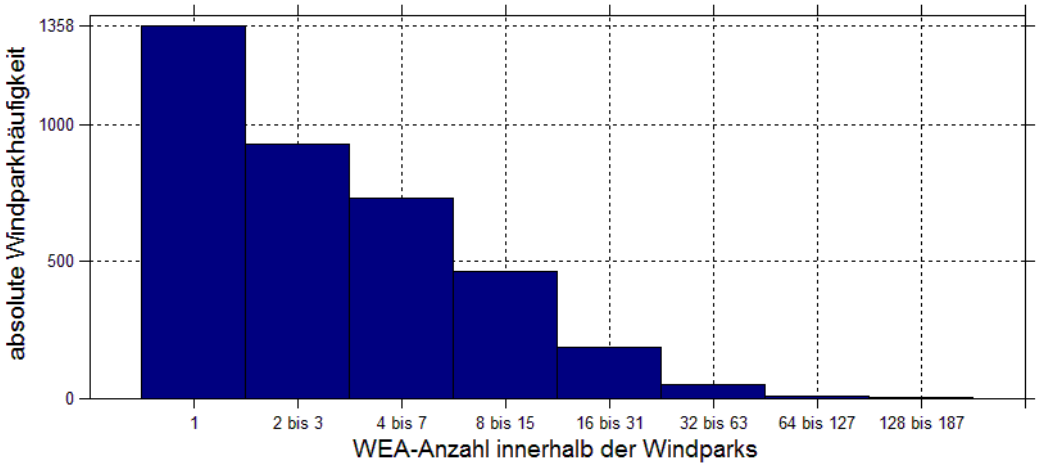


Abbildung 1-24: Häufigkeitsverteilung der WEA-Anzahlen innerhalb der Cluster

Abbildung 1-25 zeigt eine Häufigkeitsverteilung der mittleren WEA-Paar-Abstände nach Gleichung 1-9 und der Standarddistanzen nach Gleichung (1-7) für die gebildeten Cluster/Windparks.

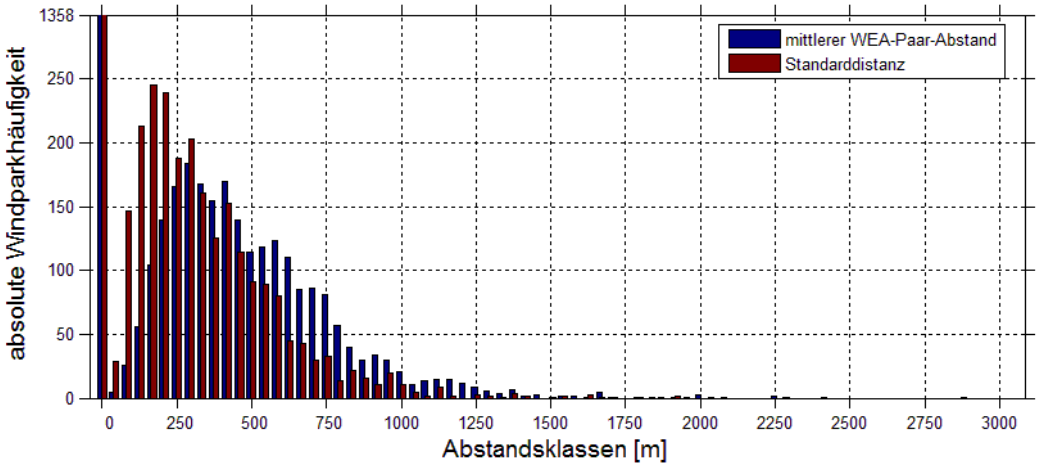


Abbildung 1-25: Häufigkeitsverteilung der mittleren WEA-Paar-Abstände und der Standarddistanzen innerhalb der Cluster (Klassenbreite 50m)

Die Standarddistanzen der WEA der Windparks betragen im Schnitt 255m bzw. 402m, wenn die 1358 „Windparks“ mit nur einer Anlage und der Standarddistanz von 0m außer Acht gelassen werden. Die Häufigkeitsverteilung der mittleren WEA-Paar-Abstände innerhalb der Windparks deckt sich mit der Häufigkeitsverteilung der WEA-Paar-Abstände ganz Deutschlands in Abbildung 1-8. Wie das lokale Maximum dort, tritt das Maximum hier in der Klasse von 300m auf. Der Mittelwert der mittleren WEA-Paar-Abstände beträgt 368m mit und 580m ohne die Cluster mit nur einer Anlage.

Bestimmung der von den Windparks eingenommenen Flächen

Zur Abschätzung der Fläche, welche ein Windpark einnimmt, wird mit dem Matlab-Befehl „convhull“ die konvexe Hülle um die Koordinaten seiner WEA gezogen [41]. Hierbei wird ein Dreiecksgitter zwischen die Koordinaten-punkte gelegt, was als Triangulation der Punktmenge bezeichnet wird. Der rechte Teil von Abbildung 1-26 zeigt die konvexe Hülle eines beispielhaften Windparks. Es wird deutlich, dass es größere Bereiche der Windparkfläche gibt, in denen keine WEA stehen. Dies tritt zwischen den Zacken auf, wenn die Punktanordnung sternförmigen Charakter hat. Die konvexe Hülle überschätzt in solchen Fällen die Windparkfläche. Andererseits liegen die äußeren WEA genau auf der konvexen Hülle, der Flächenbedarf einer WEA erstreckt sich hingegen laut Kapitel 1.1.1.3 in alle Richtungen von der WEA

ausgehend. Die Windparkfläche, welche sich eigentlich definitionsgemäß aus dem Flächenbedarf der WEA zusammensetzt, wird durch die konvexe Hülle bei diesen WEA unterschätzt. Die konvexe Hülle kann aus diesen Gründen nur eine Abschätzung der Windparkfläche sein. Der linke Teil von Abbildung 1-26 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Windparkflächen für die untersuchten Windparks bzw. Cluster.

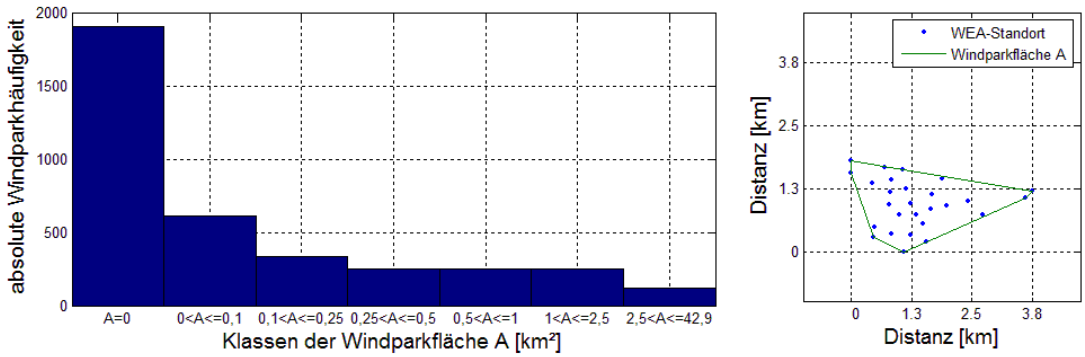


Abbildung 1-26: Häufigkeit von Windparkflächen (links) und Veranschaulichung der Flächenberechnung (rechts)

Windparks, die aus 1 oder 2 WEA bestehen, wurde der Flächenwert 0km² zugeordnet. Dies sind insgesamt 1907 Windparks mit insgesamt 2456 Anlagen. Dem stehen 1855 Windparks mit insgesamt 16765 Anlagen gegenüber. Im Mittel nehmen die Windparks eine Fläche von 0,38km² ein. Werden die Windparks mit der Fläche von 0km² außer Acht gelassen, liegt der Flächenmittelwert bei 0,78km². Die gesamte von den Windparks eingenommene Fläche beträgt 14200km².

Wird diese durch die mittlere WEA-Nennleistung des Jahres 2007 von 21,4GW/19221=1,11MW (siehe Kapitel A1.1 des Anhangs) und die relevante WEA-Anzahl von 16765 Anlagen geteilt, ergibt sich ein WEA-Flächenbedarfswert von 7,59ha/MW, welcher im Bereich des in Kapitel 1.1.1.3 und in [3] erwähnten Flächenbedarfs von 7ha/MW liegt.

Für das Jahr 2007 ergibt sich im Mittel ein WEA-Flächenbedarfswert von ca. 7,6ha/MW

1.1.2.4 Nabenhöhen

Die mittlere Windpark-Nabenhöhe sollte sich nicht aus der leistungsgewichteten Mittelung der WEA-Nabenhöhen ergeben

Für großflächige Windleistungssimulationsverfahren kann es vorteilhaft sein eine mittlere Windpark-Nabenhöhe zu definieren. So wird z.B. für die Berechnung der WEA-Abschattungseffekte in Kapitel 4.1.1 und den Höheninterpolationen und Zuordnungen von Windmessungen in den Kapiteln 3.2.1, 3.3.2 und A3.6 die Windgeschwindigkeit in Windpark-Nabenhöhe vorgegeben. Der Vorteil der Verwendung einer mittleren Windpark-Nabenhöhe besteht darin, das nur jeweils eine Windgeschwindigkeits- und Windleistungszeitreihe pro Windpark aus dem Wettermodell extrahiert bzw. berechnet werden muss, ohne dass sich im Fall einer windparkgenauen Windleistungssimulation Einbußen hinsichtlich der Modellgüte ergeben. Alternativ können auch bei windparkgenauen Windleistungssimulationen Windgeschwindigkeitszeitreihen für jede einzelne WEA aus dem Wettermodell extrahiert werden, was allerdings mit größerem Berechnungsaufwand einher geht. Die Berechnung der mittleren Nabenhöhe eines Windparks durch eine leistungsgewichtete Mittelung der WEA-Nabenhöhen gemäß Formel (1-19) erscheint vor dem Hintergrund, dass die Windgeschwindigkeiten nicht linear, sondern logarithmisch mit der Höhe zunehmen nicht sinnvoll. Es wird im Folgenden deshalb ein anderer Ansatz verfolgt; es soll die Höhe h_{WP} ermittelt werden, deren Windgeschwindigkeit v_{WP} dem leistungsgewichteten Mittelwert aus den Windgeschwindigkeiten $v_{WEA,k}$ in den WEA-Nabenhöhen $h_{WEA,k}$ entspricht.

Zur Berechnung der Windgeschwindigkeiten $v_{WEA,k}$ werden zunächst aus einem Wettermodell (z.B. jenen aus Kapitel 3.1.1) die in den Höhen $h_{WM,1}$ und $h_{WM,2}$ gültigen Windgeschwindigkeiten für den Simulationszeitraum (z.B. ein Jahr) extrahiert und deren zeitliche Mittelwerte $\bar{v}_{WM,1}$ und $\bar{v}_{WM,2}$ berechnet. Die mittlere Windgeschwindigkeit $\bar{v}_{WEA,k}$ der WEA mit dem Index k in ihrer Nabenhöhe $h_{WEA,k}$ ergibt sich dann ungeachtet dessen, dass die Wettermodellwindgeschwindigkeiten für eine Fläche gültig sind, zu (siehe auch Gleichung (3-7) in Kapitel 3.2.1):

$$\bar{v}_{WEA,k} = a(h_{WEA,k}) = \frac{\bar{v}_{WM,2}\ln(h_{WEA,k}) - \bar{v}_{WM,1}\ln(h_{WEA,k}) + \bar{v}_{WM,1}\ln(h_{WM,2}) - \bar{v}_{WM,2}\ln(h_{WM,1})}{\ln(h_{WM,2}) - \ln(h_{WM,1})} \quad \textbf{(1-25)}$$

Die mittlere, mit den WEA-Nennleistungen $P_{n,k}$ gewichtete Windgeschwindigkeit des Windparks $\bar{v}_{WP}$ berechnet sich nach

$$\bar{v}_{WP} = \sum_k \bar{v}_{WEA,k} \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} . \quad \textbf{(1-26)}$$

Die Berechnung der Höhe h_{WP} erfolgt unter Verwendung der Umkehrfunktion $a^{-1}(\bar{v}_{WP})$ nach

$$h_{WP} = a^{-1}(\bar{v}_{WP}) = e^{\frac{\bar{v}_{WP}\cdot(\ln(h_{WM,2})-\ln(h_{WM,1})) + \bar{v}_{WM,2}\ln(h_{WM,1}) - \bar{v}_{WM,1}\ln(h_{WM,2})}{\bar{v}_{WM,2}-\bar{v}_{WM,1}}} . \quad \textbf{(1-27)}$$

Dies ist die gesuchte Höhe, in der die mittlere leistungsgewichtete Windgeschwindigkeit $\bar{v}_{WP}$ wirksam ist. Für ihre Herleitung wurden zwar

Windgeschwindigkeiten herangezogen, sie lassen sich allerdings herauskürzen, da die Umkehrfunktion a^{-1} auf die Funktion a angewendet wurde:

$$h_{WP} = e^{\frac{\sum_k \bar{v}_{WEA,k} \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} \cdot \left(\ln(h_{WM,2}) - \ln(h_{WM,1})\right) + \bar{v}_{WM,2} \ln\left(h_{WM,1}\right) - \bar{v}_{WM,1} \ln(h_{WM,2})}{\bar{v}_{WM,2} - \bar{v}_{WM,1}}}$$

$$= e^{\frac{\sum_k \bar{v}_{WM,2} \ln(h_{WEA,k}) - \bar{v}_{WM,1} \ln(h_{WEA,k}) + \bar{v}_{WM,1} \ln(h_{WM,2}) - \bar{v}_{WM,2} \ln\left(h_{WM,1}\right) \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} + \bar{v}_{WM,2} \ln\left(h_{WM,1}\right) - \bar{v}_{WM,1} \ln(h_{WM,2})}{\bar{v}_{WM,2} - \bar{v}_{WM,1}}}$$

$$= e^{\frac{\sum_k \bar{v}_{WM,2} \ln(h_{WEA,k}) - \bar{v}_{WM,1} \ln(h_{WEA,k}) \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}}}{\bar{v}_{WM,2} - \bar{v}_{WM,1}}}$$

$$= e^{\sum_k \ln(h_{WEA,k}) \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}}}.$$

(1-28)

Die gesuchte Höhe h_{WP} ergibt sich durch eine leistungsgewichtete Mittelung des Logarithmusses der WEA-Nabenhöhen und anschließender Exponentialisierung. Die Höhe h_{WP} wird im folgenden Beispiel der gemäß Formel (1-19) berechneten mittleren leistungsgewichteten Nabenhöhe $\bar{h}_{WEA}$ gegenübergestellt. Es wird ein hypothetischer Windpark, welcher aus drei WEA mit den Nabenhöhen 80m, 90m, 110m und den zugehörigen Nennleistungen 0,5MW, 1MW und 2MW besteht, betrachtet. Die beiden betrachteten Höhen ergeben sich zu

Zur Berechnung der mittleren Windpark-Nabenhöhe werden die logarithmierten WEA-Nabenhöhen verwendet.

$$\bar{h}_{WEA} = \sum_k h_{WEA,k} \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}} = \frac{80m \cdot 0{,}5MW + 90m \cdot 1MW + 110m \cdot 2MW}{3{,}5MW} = 100m$$

(1-29)

und

$$h_{WP} = e^{\sum_k \ln(h_{WEA,k}) \frac{P_{n,k}}{\sum_k P_{n,k}}} = e^{\frac{\ln(80m) \cdot 0{,}5MW + \ln(90m) \cdot 1MW + \ln(110m) \cdot 2MW}{3{,}5MW}} = e^{4{,}5977m} = 99{,}251m\,.$$

(1-30)

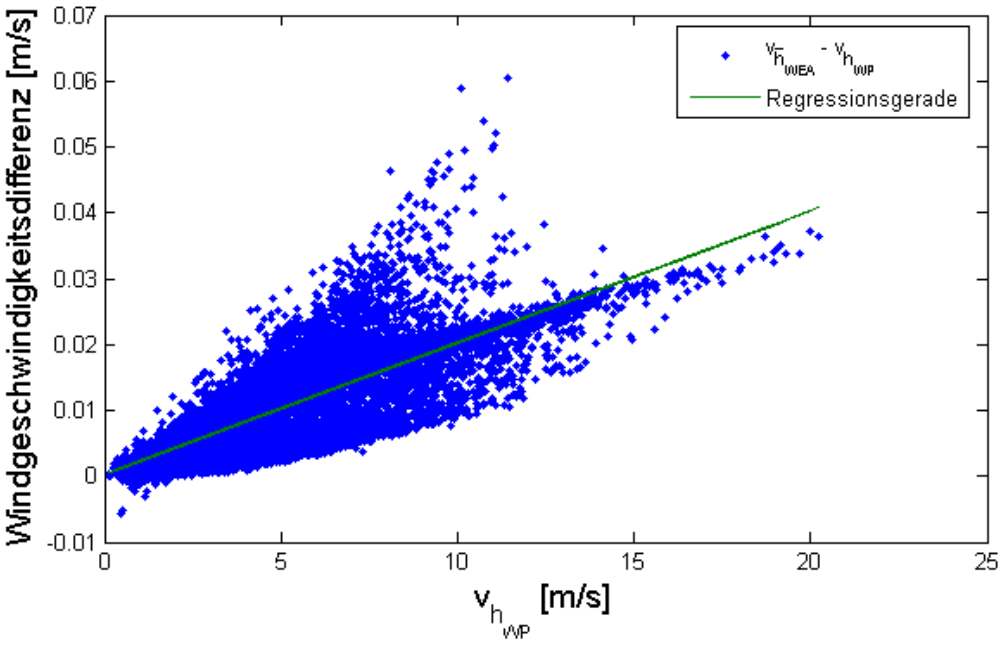


Abbildung 1-27: Gegenüberstellung der Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen

Die beiden betrachteten Höhen unterscheiden sich mit 0,75m um 0,75%. Der Unterschied der Windgeschwindigkeiten $v_{\bar{h}_{WEA}}$ und $v_{h_{WP}}$ wird entsprechend des logarithmischen Windprofils geringer sein und ergab sich bei einer Beispielbetrachtung unter Verwendung von Wettermodelldaten eines Jahres (siehe Abbildung 1-27) im Durchschnitt zu 0,2%.
Wegen des hohen Einflusses der Windgeschwindigkeit auf die Leistung ist dieser geringe Unterschied bei Windleistungssimulationsverfahren allerdings nicht zu vernachlässigen.

1.2 Modellierung der raum-zeitlichen Verteilung der installierten Windleistung (Szenarienentwicklung)

Für Studien zum Windenergieausbau werden oftmals nur wenige Windleistungs-installationswerte vorgegeben, deren geringe räumliche Auflösung für Windleistungs-simulationsverfahren erhöht werden muss

Eine Modellierung der räumlichen Verteilung der Windenergie ist dann notwendig, wenn diese nicht oder nur in einer für die Anwendung zu geringen räumlichen Auflösung bekannt ist. Dies ist in der Regel in Studien der Fall, die die Eigenschaften der Windenergie in der Zukunft untersuchen ([2], [3], [7], [8], [9], [10], [42], [43], [44], [45]). In solchen Studien werden für einen oder mehrere Zeitpunkte, welche mehrere Jahre oder Jahrzehnte in der Zukunft liegen, Windleistungs-Installationszahlen angesetzt. In solchen (Zukunfts)-Szenarien des Windenergieausbaus werden in der Regel nur ein oder wenige Werte der zukünftigen installierten Windleistung, gültig für sehr große Gebiete wie z.B. das gesamte Staatsgebiet oder Bundesländer, im Folgenden als Szenariengebiete bezeichnet, vorgegeben. Die räumliche Unschärfe von Windenergieausbauszenarien liegt in der Regel darin begründet, dass politische Zielwerte für die zukünftigen installierten Windleistungen vorgegeben werden, deren Anzahl gering gehalten wird, um ihre Imprägnanz hoch zu halten. Zudem sind in den wenigsten Fällen die notwendigen konkreten Windeignungsgebiete bekannt oder gar ausgeschrieben. Darüber hinaus liegen viele Windenergieausbauszenarien mehrere Dekaden in der Zukunft, so dass es fraglich ist, ob überhaupt belastbare Aussagen zu den genauen Windparkstandorten getroffen werden können. Die genauen Windpark- oder WEA-Standorte sind jedoch für eine akkurate Zeitreihenerzeugung und speziell für die korrekte Abbildung des Vergleichmäßigungseffektes, welcher stark von der räumlichen Verteilung der Windparks innerhalb der Szenariengebiete abhängt, notwendig. Die zur Abbildung des Vergleichmäßigungseffektes in einer wesentlich höheren Auflösung erzeugten Zeitreihen werden in den meisten Studien für die Szenariengebiete in den einzelnen Zeitschritten aufsummiert, weitere Berechnung erfolgen dann mit den aggregierten Zeitreihen (Summenganglinien).
Für die vorliegende Arbeit werden zwei Szenarien der zukünftigen installierten Windleistungen untersucht:

Kurzbeschreibung des Untersuchungs-szenarios 1

Das eine, „Untersuchungsszenario 1“ genannt, umfasst die installierten Windleistungen in Deutschland im Jahr 2020 und wurde für [3] entwickelt. Hierbei wurden zunächst die zukünftigen installierten Windleistungen für ca. 200 Landkreise bzw. Planungsregionen und 6 offshore Windparkcluster vom DEWI ermittelt. Diese räumliche Auflösung wird, wie in Kapitel A1.4 beschrieben, auf 1188 Netzknoten und 46 offshore Windparks erhöht.

Kurzbeschreibung des Untersuchungs-szenarios 2

Das andere Windleistungsszenario dieser Arbeit wird als „Untersuchungsszenario 2“ bezeichnet und beinhaltet die installierte Windleistung in Deutschland, die im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energien, gemäß [46] zu einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien führt. Für dieses Szenario wird jeweils ein Wert für die zukünftige in den Bundesländern und offshore installierte Windleistung

vorgeben. Der Gültigkeits- oder Szenarienzeitpunkt des Untersuchungsszenarios 2 liegt voraussichtlich mehrere Dekaden in der Zukunft, evt. um das Jahr 2050.
Beide Untersuchungsszenarien fußen auf wenigen Werten für die zukünftige installierte Windleistung. Für beide Szenarien erfolgt eine deutliche Erhöhung der räumlichen Auflösung der vorgegebenen Windleistungs-Installationszahlen. Zur Aufteilung der gegebenen Werte der installierten Windleistung, welche für ein großes Szenariengebiet gültig sind, auf kleinere Gebiete bieten sich prinzipiell

- eine Berücksichtigung der Bodenbedeckung,
- eine Berücksichtigung von baurechtlichen Vorschriften,
- eine Berücksichtigung von Windeignungsgbieten,
- eine Berücksichtigung des Flächenbedarfs von WEA,
- eine gleichmäßige Verteilung,
- eine Verwendung von räumlich höher aufgelösten Angaben zur installierten Windleistung früherer Zeitpunkte und
- eine Berücksichtigung der Windverhältnisse

an. In Kapitel A1.3 des Anhangs wird in den Unterkapiteln A1.3.1 bis A1.3.7 auf die einzelnen Punkte genauer eingegangen.
In Unterkapitel 1.2.1 werden Annahmen zum maximalen Alter, welches WEA erreichen können, und zum Repowering getroffen. Solche Annahmen sind für die Modellierung der zeitlichen Entwicklung der installierten Windleistung von Bedeutung.
In Unterkapitel 1.2.2 wird die bisherige zeitliche Entwicklung der WEA-Nabenhöhen betrachtet und Annahmen über zukünftige Nabenhöhen in Abhängigkeit ihrer Standorte getroffen.

1.2.1 Maximales Anlagenalter und Repowering

Zur Abschätzung wieviel und welche installierte Windleistung von heute noch zu einem bestimmten Szenarienzeitpunkt $t_{Szenario}$ vorhanden sein wird, muss ein Maximal-Alter für WEA angenommen werden. Hierfür werden üblicherweise 20 Jahre angesetzt, die den meisten Vertragslaufzeiten oder Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde liegen und die auch in den Zertifizierungs-Richtlinien [47] und [48] als minimale Entwurfslebensdauer vorgegeben werden. Die Annahme eines Maximal-Alters für WEA ist meist auch in Annahmen zum Repowering enthalten. Repowering-Annahmen können z.B. wie in [3] und [42] festschreiben, dass die eine Hälfte des WEA-Bestands ab einem bestimmten Jahr nach einer WEA-Betriebszeit t_{RP1} und die andere Hälfte nach einer WEA-Betriebszeit t_{RP2} durch neue WEA (Repowering-Anlagen) ersetzt wird. Die Konsequenz einer solchen Vorgabe auf die Zusammensetzung der WEA zum Szenarienzeitpunkt $t_{Szenario}$ ist in Abbildung 1-28 verdeutlicht.

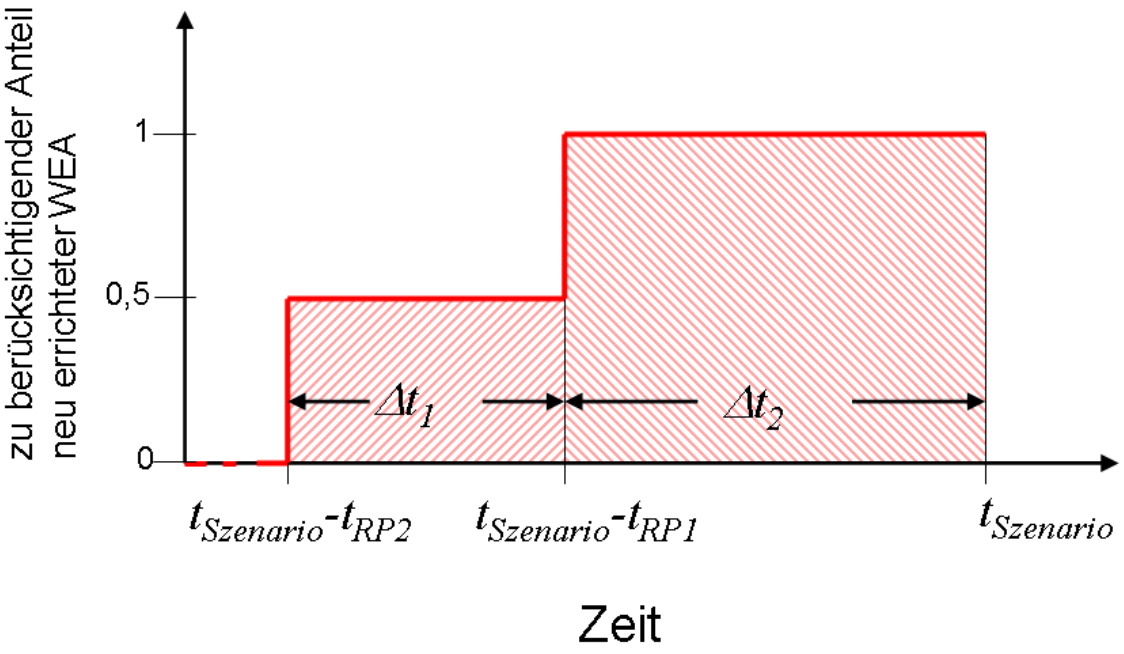


Abbildung 1-28: Auswirkung von Repowering-Annahmen (in Form der WEA-Betriebszeiten tRP1 und tRP2 und den Repoweringanteilen von 0,5) auf die WEA-Zusammensetzung zum Szenarienzeitpunkt tSzenario

Keine WEA, welche mehr als die Zeitdauer t_{RP2} vor dem Szenarienzeitpunkt errichtet wurde, wird zu diesem noch existieren. Von den WEA, welche in Abbildung 1-28 in das Zeitintervall Δt_1 fallen, wird nur noch die Hälfte zum Szenarienzeitpunkt stehen. WEA, welche vom Szenarienzeitpunkt aus betrachtet jünger als die Zeitdauer t_{RP1} sind, fallen in das Zeitintervall Δt_2 und werden zum Szenarienzeitpunkt noch vorhanden sein.
Neben solchen Vorgaben können durch Repowering-Annahmen z.B. auch ein mittlerer Leistungszuwachs durch Repowering und ein Flächenbedarf für Repowering-WEA wie z.B. in [3] und [42] festgesetzt werden.

Repowering-Annahmen für das Untersuchungs-szenario 1

Für die Repowering-Annahmen gemäß Abbildung 1-28 ergibt sich die Nennleistung einer WEA-Gruppe $P_{n,Gruppe}(t_{Szenario})$ für den Gültigkeitszeitpunkt des Szenarios $t_{Szenario}$ aus den Nennleistungen $P_{n,WEA,j}$ aller WEA j der Region zu

$$P_{n,Gruppe}(t_{Szenario}) = 0{,}5 \cdot \sum_j P_{n,WEA,j}(\Delta t_1) + \sum_j P_{n,WEA,j}(\Delta t_2)\,, \quad \textbf{(1-31)}$$

wobei $P_{n,WEA,j}(\Delta t_1)$ und $P_{n,WEA,j}(\Delta t_2)$ die Nennleistungen aller WEA j sind, die während der Zeitintervalle Δt_1 bzw. Δt_2 errichtet werden.
Die oben beschriebenen Annahmen zum Repowering werden für das Untersuchungsszenario 1 verwendet. Die WEA-Gruppierungen, die hier untersucht werden, sind die 110kV, z.T. auch 220kV Netzknoten Deutschlands. Der Wegfall von Altanlagen auf Grund von Repowering-Maßnahmen wird für jeden Netzknoten i separat durchgeführt, wobei alte Anlagen zuerst durch Repowering ersetzt werden. Falls ein Netzknoten eine ungerade Anzahl von Repoweringanlagen aufweist, wird zufällig auf- oder abgerundet. Die Werte für $t_{Szenario,}$ t_{RP1} und t_{RP2} betragen für das Untersuchungsszenario 1 2020, 15 und 20. Eine bildliche Darstellung der

hieraus resultierenden Repowering-Zeitintervalle, vergleichbar zu Abbildung 1-28, allerdings mit konkreten Jahreszahlen versehen, ist in Abbildung 1-29 gegeben. Hier ist das Zeitintervall Δt_2 in zwei Teile zerlegt, dem Zeitintervall $\Delta t_{2.1}$, das zum Zeitpunkt der dortigen Analyse bereits verstrichen war, und dem Zeitintervall $\Delta t_{2.2}$, das zum Zeitpunkt der dortigen Analyse noch bevorstand.

Repowering-Annahmen für das Untersuchungsszenario 2

Für das Untersuchungsszenario 2 entfällt die Notwendigkeit der Vorgabe von Repowering-Anteilen, weil der Szenarienzeitpunkt soweit in der Zukunft liegt, dass davon ausgegangen werden kann, dass keine der heute bereits errichteten WEA dann noch stehen wird. Es wird desweiteren keine zeitliche Unterteilung der zukünftigen Anlageneigenschaften (Nabenhöhe, Leistungskennlinie, Rotordurchmesser) vorgenommen, was Repowering-Annahmen nötig machen würde bzw. wodurch es zu einem Effekt von Repowering-Annahmen auf die WEA-Zusammensetzung zum Szenarienzeitpunkt kommen könnte.

1.2.2 Zukünftige WEA-Nabenhöhen

Bei wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren werden die Windgeschwindigkeiten von den verschiedenen Höhenleveln des Wettermodells auf die Nabenhöhen der zu simulierenden Windparks interpoliert (siehe Kapitel 1.1.2.4). Aus diesem Grund müssen die WEA-Nabenhöhen der zu simulierenden Windparks bekannt sein. Im Fall der Simulation eines Zukunftszenarios, müssen Annahmen über die zukünftigen WEA-Nabenhöhen getroffen werden.

Zukünftige WEA-Nabenhöhen lassen sich nur schwer abschätzen

Verlässliche Annahme über die zukünftigen WEA-Nabenhöhen zu treffen ist nur eingeschränkt möglich. Zu groß ist die Abhängigkeit von zukünftigen technischen, rechtlichen und politischen Gegebenheiten; so haben z.B. unvorhersagbare Höhenbeschränkungen, Baugenehmigungen oder Transporteinschränkungen einen Einfluss. Zur Abschätzung der zukünftigen WEA-Nabenhöhen bzw. zur Überprüfung getroffener Annahmen ist ein Blick auf die bisherige Entwicklung hilfreich. In Abbildung 1-14 waren bereits die Nabenhöhen aller zwischen 1982 und 2012 in Deutschland errichteten WEA sowie der Mittelwert von jeweils 250 zeitlich aufeinander folgend errichteten WEA dargestellt worden. In Abbildung 1-29 ist im Gegensatz hierzu die leistungsgewichtete mittlere Nabenhöhe aller bis einschließlich 2008 errichteten WEA pro Jahrgang dargestellt (grüne Balken). Die blauen Balken zeigen, wie die Entwicklung aussehen würde, wenn die mittlere Nabenhöhe pro Jahr um ca. 2,2m zunehmen würde, so dass alle WEA, die zwischen 2009 und 2020 errichtet werden (Zeitintervall $\Delta t_{2\text{-}2}$), eine mittlere Nabenhöhe von 110m aufweisen. Für das Untersuchungsszenario 1 wird der Wert von 110m, zusammen mit den Nabenhöhen der Anlagen, die zwischen 2005 und 2008 errichtet worden sind (Zeitintervall $\Delta t_{2\text{-}1}$), und der Hälfte der Anlagen, die zwischen 2000 und 2005 errichtet worden sind (Zeitintervall Δt_1), verwendet um die Nabenhöhen der onshore Netzknoten des Jahres 2020 zu berechnen.

In Abbildung 1-29 sind ebenfalls die Nabenhöhen der Jahre 2009 bis 2020 dargestellt, wenn sie pro Jahr um etwa 4,5m zunehmen würden (rote Balken).

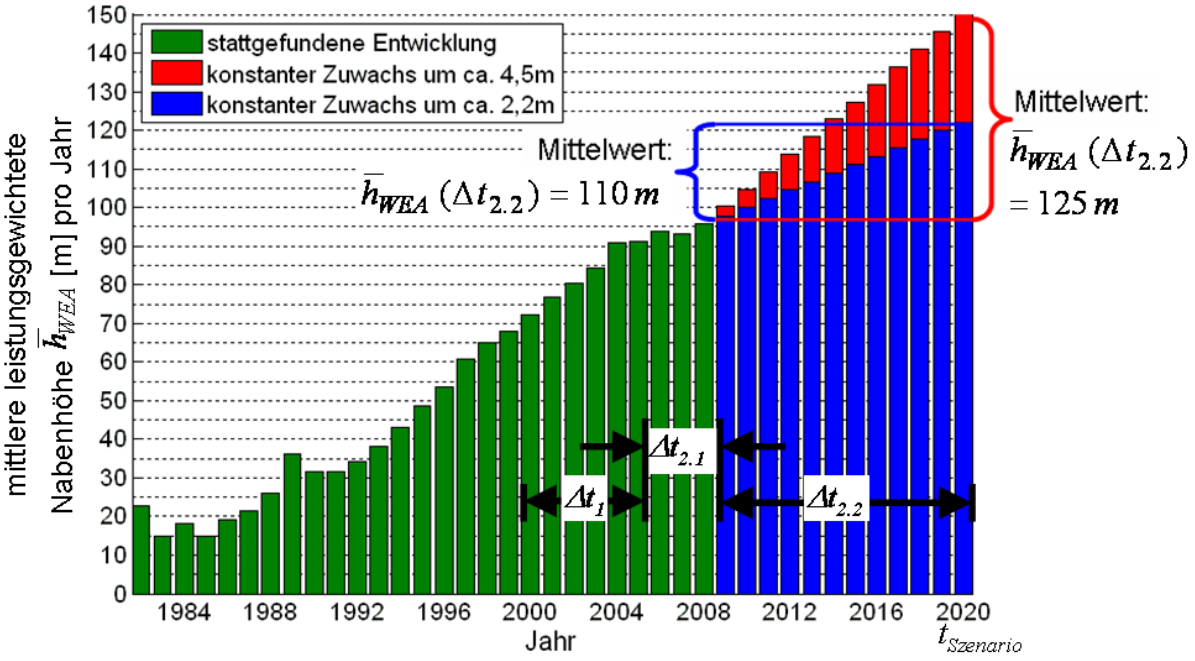


Abbildung 1-29: Bisherige und erwartete WEA-Nabenhöhen bis 2020

Eine solche Entwicklung würde zu einer mittleren Nabenhöhe von 150m im Jahr 2020 führen, was nach ersten konstruktionstechnischen Betrachtungen in [49] als technisch realisierbare und realistische Nabenhöhe von 20MW-Anlagen angesehen werden kann. Für den gesamten Zeitraum von 2009 bis 2020 (Zeitintervall $\Delta t_{2\text{-}2}$), würde diese Entwicklung einer mittleren Nabenhöhe von ca. 125m entsprechen.

Für die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe $\bar{h}_{Gruppe}(t_{Szenario})$ einer WEA-Gruppe zum Szenarienzeitpunkt $t_{Szenario}$ gilt gemäß Kapitel 1.1.2.4, sofern die Repowering-Annahmen aus Kapitel 1.2.1 verwendet werden:

$$\ln\left(\bar{h}_{Gruppe}(t_{Szenario})\right) = 0{,}5 \cdot \sum_j \ln\left(h_{WEA,j}(\Delta t_1)\right) \frac{P_{n,WEA,j}(\Delta t_1)}{P_{n,Gruppe}(t_{Szenario})} + \sum_j \ln\left(h_{WEA,j}(\Delta t_2)\right) \frac{P_{n,WEA,j}(\Delta t_2)}{P_{n,Gruppe}(t_{Szenario})}.$$

(1-32)

Nabenhöhen des Untersuchungs-szenarios 1 sowie deren Einfluss auf die Volllaststundenzahl

mit $h_{WEA,j}(\Delta t_1)$ und $h_{WEA,j}(\Delta t_2)$ als der Nabenhöhe jeder WEA j der Gruppe, welche im Zeitintervall Δt_1,bzw. Δt_2 in Betrieb geht. Speziell für das Untersuchungsszenario 1 ergibt sich dieser Zusammenhang wie folgt, wobei die WEA-Gruppen Netzknoten entsprechen,

$$\ln\left(\bar{h}_{Netzknoten,i}(t_{Szenario})\right) = 0{,}5 \cdot \sum_j \ln\left(h_{WEA,j}(\Delta t_1)\right) \frac{P_{n,WEA,j}(\Delta t_1)}{P_{n,NK,i}(t_{Szenario})} + \sum_j \ln\left(h_{WEA,j}(\Delta t_{2.1})\right) \frac{P_{n,WEA,j}(\Delta t_{2.1})}{P_{n,NK,i}(t_{Szenario})} + \ln\left(\bar{h}_{WEA}(\Delta t_{2.2})\right) \frac{P_{n,NK,i}(\Delta t_{2.2})}{P_{n,NK,i}(t_{Szenario})},$$

(1-33)

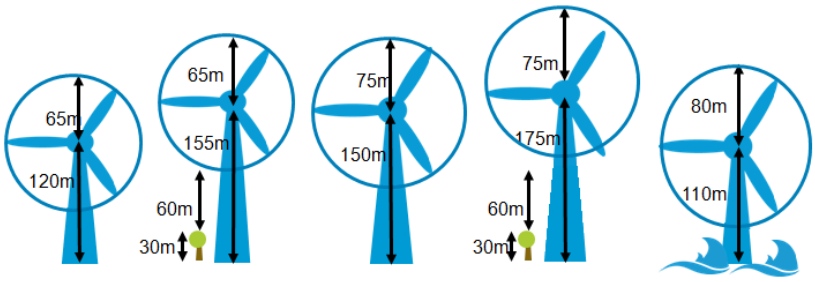
mit $\bar{h}_{WEA}(\Delta t_{2.2})$ als der durchschnittlichen zukünftigen WEA-Nabenhöhe im Zeitintervall $\Delta t_{2.2}$, für welche im Untersuchungsszenario 1 für die onshore Netzknoten der Wert 110m bzw. 125m als Wert für folgende Sensitivitätsberechnungen angesetzt wird.

Mit dem Wert von 125m wird für den Anlagenbestand des Untersuchungsszenarios 1 eine Volllaststundenzahl von 2267h für das Windjahr 2007 erreicht. Sie liegt um ca. 5,4% höher als die Volllaststundenzahl von 2151 für die mittlere Nabenhöhe von 110m.

Für offshore WEA werden im Untersuchungsszenario 1 90m als Nabenhöhe angesetzt, was der Nabenhöhe von derzeitigen 5 MW offshore Turbinen entspricht.

Nabenhöhen des Untersuchungsszenarios 2

Die Nabenhöhen des Untersuchungsszenarios 2 werden in Abhängigkeit der Rotordurchmesser gewählt, welche wiederum von den Windverhältnissen am Standort abhängen. Falls die Windverhältnisse nach den Berechnungen aus [50] an den Standorten eine äquivalente Volllaststundenzahl von mindestens 1600 ermöglichen (Starkwindstandort), wird ein Rotordurchmesser von 129m angesetzt. Wenn die äquivalente Volllaststundenzahl unter 1600 liegt (Schwachwindstandort), wird ein Rotordurchmesser von 149m verwendet. Die Nabenhöhen der Windturbinen werden nicht nur abhängig von dem Rotordurchmesser, sondern auch davon, ob es sich um ein Waldgebiet handelt oder nicht, auf 120, 150, 155 und 175m gesetzt. Zusammen mit den offshore Windenergieanlagen ergeben sich im Untersuchungsszenario 2 die 5 folgenden Windturbinentypen:



Standort	Wiesen und Felder	Wald	Wiesen und Felder	Wald	offshore
Windverhältnisse	Stark-wind	Stark-wind	Schwach-wind	Schwach-wind	offshore
Nennleistung [MW]	5	5	5	5	11
Rotordurchmesser [m]	129	129	149	149	160
Nabenhöhe [m]	120	155	150	175	110
Rotorfläche/ Generator-Verhältnis [m²/kW]	2,61	2,61	3,49	3,49	1,83
Anzahl im Szenario	8063	2029	2880	1449	3928

Tabelle 1-3: Eigenschaften der Windenergieanlagen im Untersuchungsszenario 2

Teil 2 Die Variabilität der Windenergieeinspeisung

Der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung und insbesondere von Windleistungsänderungen bestimmen die Integrierbarkeit der Windenergie ins Stromversorgungssystem

Der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung ist, sofern keine Regelungseingriffe vorgenommen werden, vom Wetter abhängig und korreliert im Vergleich zu Photovoltaik (siehe hierzu [51], [52]) weniger stark mit dem Stromverbrauch, auch wenn er diurnale Regelmäßigkeiten besitzt. So kann es prinzipiell vorkommen, dass die ins Stromnetz eingespeiste Windleistung zu hoch oder zu niedrig hinsichtlich des Bedarfs ist. Zwar kommt die eingespeiste Windleistung nicht völlig unvorhergesehen, da sie bis zu einem gewissen Grad prognostiziert werden kann, doch speziell kurzfristige Windleistungsänderungen lassen sich schwer vorhersagen und haben großen Einfluss auf die zu erbringende Regelleistung und Frequenzstabilität. Modelle, welche den zeitlichen Verlauf der Windenergieeinspeisung und insbesondere die Charakteristiken von Windleistungsänderungen beschreiben, sind somit nützlich für die Integration der Windenergie ins Stromversorgungssystem. [53] bietet einen Überblick über die Problematik der Integration von Windleistungsänderungen ins Stromnetz und über bisherige Ansätze und Modelle diese, auch hinsichtlich des Vergleichmäßigungseffektes, zu charakterisieren oder zu simulieren.

Zur Beschreibung des zeitlichen Verlaufs gibt es eine Vielzahl an Begriffen

Für seine nähere Beschreibung wird der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung in der Literatur mit unterschiedlichen Adjektiven wie „variabel“, „fluktuierend“, „schwankend“, „volatil“ oder „intermittent“ versehen. Die Vielzahl der Begriffe und ihre häufige Gleichsetzung bringen zum Ausdruck, dass sich der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung nur schwer übergreifend beschreiben lässt und dass die Begriffsfindung und damit einher auch die entsprechende Modellfindung noch an ihrem Anfang stehen. Alle Begriffe drücken jedoch die Tatsache aus, dass die Windenergieeinspeisung in der Regel nicht auf einem Niveau verharrt, sondern Änderungen unterliegt.

Der Begriff „variabel“ bleibt zwar wenig konkret, bedeutet etwa „veränderlich“ oder „nicht konstant“, bringt aber hinsichtlich der Windenergieeinspeisung nichts Falsches zum Ausdruck, sofern von einer Gesetzmäßigkeit in der Variabilität und nicht von einer Willkür ausgegangen wird. Zudem kann der Begriff „variabel“ auch implizieren, dass die eingespeiste Windleistung als Zufallsvariable des stochastischen Prozesses „Windenergieeinspeisung“ mit den Parametermengen „Zeit“ und „Ort“ und der Wertemenge „Leistung“ zu verstehen ist. Messzeitreihen der Windenergieeinspeisung von WEA oder Windparks stellen insofern Stichproben aus der Grundgesamtheit bzw. endliche Realisierungen dieses stochastischen Prozesses an einem Ort dar.

Die Kapitel 2.1 und 2.2 befassen sich mit Fluktuationen der Windleistung und der Windgeschwindigkeit

Die beiden Begriffe „schwankend“ und „fluktuierend“, von denen letzterer im Folgenden verwendet wird, implizieren, dass sich die Veränderungen der Einspeisung um einen Ruhepunkt abspielen. Dieser Ruhepunkt existiert jedoch bei der Windenergieeinspeisung ebenso wenig wie beim Wind und muss als imaginäre Gedankenstütze, als Trick bei der Modellierung verstanden werden (siehe Kapitel 2.1). Die Fluktuationen werden dabei auf die zeitlichen Mittelwerte der Windenergieeinspeisung bzw. der Windgeschwindigkeiten innerhalb der Mittelungszeiträume bezogen. Bei der Betrachtung von WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten in Kapitel 2.1.2 erfolgt hingegen der Bezug der Windgeschwindigkeitswerte einzelner WEA auf die Mittelwerte

aus mehreren Anlagen. Kapitel 2.2 beschreibt ein Verfahren zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Windgeschwindigkeitszeitreihen von einer Stunde auf 15 Minuten. In das gegebene Stundenraster der Windgeschwindigkeiten aus einem Wettermodell werden hierbei passende, an Messmasten aufgezeichnete 15min-Windgeschwindigkeitsfluktuationen eingesetzt.

Im Gegensatz zu dem Begriff „fluktuierend“ wird der Begriff „volatil“ meist für den gesamtzeitlichen Charakter der Windenergieeinspeisung ohne jedwede zeitliche Stückelung herangezogen. Dabei würde der Begriff gerade zu den kurzen Zeiträumen im Sekundenbereich passen, in denen der Wind merklich zu- und dann wieder abnimmt. Diese Böen sind „flüchtig“, was die gängige Übersetzung für „volatil“ ist. Wegen seiner uneindeutigen Bedeutung und seiner starken Vereinnahmung durch Wirtschaftswissenschaften wird im Folgenden auf die Verwendung des Begriffes „volatil“ verzichtet.

Der Begriff "intermittent" wird im Zusammenhang mit nichtlinearen dynamischen Systemen verwendet, um auszudrücken, dass ein zeitabhängiger Prozess sich aus regulären und irregulären Anteilen zusammensetzt. Intermittenz wird der Natur oft beobachtet. Solche Verteilungen finden sich beispielsweise in Erdbebenstatistiken, bei Wechselkursen an der Börse, im Straßenverkehr, aber auch bei Turbulenzen der Windgeschwindigkeit, weshalb es naheliegend ist, sie auch der Windenergieeinspeisung zu unterstellen. Sie äußert sich in einer Abweichung der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Windleistungsfluktuationen oder Windleistungsinkrementen von der Gaussverteilung.

Die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen von Windleistungsinkrementen stehen im Fokus der Untersuchungen von Kapitel 2.3 und 2.4

Während sich die Kapitel 2.1 und 2.2 mit Windgeschwindigkeits- und Windleistungsfluktuationen befassen, wird in den Kapiteln 2.3 und 2.4 auf Windleistungsinkremente eingegangen. Insbesondere die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen von Windleistungsinkrementen stehen dabei im Vordergrund. Diese werden in der Literatur eher selten betrachtet und wenn, dann mit dem Fokus auf der Problematik der Netzintegration von Windleistungsinkrementen (z.B. [54], [55]) oder dem Zusammenspiel mit anderen Energieerzeugern bzw. Verbrauchern (z.B. [56]). In Kapitel 2.3.1 hingegen wird die Abhängigkeit der Form ihrer intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen von der Länge des Mittelungszeitraums dargestellt. Auch die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen hat starken Einfluss auf die Windleistungsinkremente einer WEA-Gruppierung. In Kapitel 2.3.2 werden die Windleistungsinkremente von Gruppierungen von Windparks analysiert und der Vergleichmäßigungseffekt veranschaulicht, der bei räumlich verteilter Windenergieeinspeisung auftritt und sich in der Abnahme der Beträge der relativen Windleistungsinkremente widerspiegelt. Dass diese Abnahme jedoch vor allem auf die statistische Unabhängigkeit der betrachteten Windenergieeinspeisungen zurückzuführen ist, wird durch eine Analyse der Korrelationskoeffizienten von Windparkpaaren in Kapitel A2.2 des Anhangs verdeutlicht.

Kapitel 2.4 befasst sich mit der Modellierung der intermittenten Häufigkeitsverteilung von Windleistungsschwankungen. Hierfür werden zunächst ein Modell für intermittente Häufigkeitsverteilungen und die zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen beschrieben und der Gauß-Funktion gegenübergestellt. Daraufhin erfolgt die Anpassung des Modells an gemessene Häufigkeitsverteilungen von Windleistungsschwankungen.

Energiedichtespektren der Windleistung, die ebenfalls Aufschluss über die Variabilität der Windenergieeinspeisung geben, werden in der vorliegenden Arbeit nur am Rande, in Kapitel A2.1 des Anhangs behandelt.

2.1 Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsfluktuationen

2.1.1 Zeitliche Abhängigkeit

In diesem Kapitel wird zunächst die in der Aerodynamik übliche Definition von Windgeschwindigkeitsfluktuationen auf Windleistungen übertragen. In einem zweiten Schritt werden die Betrachtungen von dem üblichen Sekunden- und Millisekundenbereich auf den Minutenbereich erweitert, der für die großflächige Windleistungssimulation relevant ist. Es werden speziell die Häufigkeitsverteilungen von Windleistungs- und Windgeschwindigkeits-fluktuationen gebildet und ihre Charakteristiken beschrieben.

Windleistungs-fluktuationen ergeben sich mit der aus der Aerodynamik bekannten Renoldschen Zerlegung der Windleistung

Windgeschwindigkeitszeitreihen werden z.B. in [57], [59], [60] und [61] als eine Zusammensetzung aus Windgeschwindigkeitsmittelwerten und den sie umgebenden Windgeschwindigkeitsfluktuationen (Turbulenzen) aufgefasst, was der so genannten Reynoldschen Zerlegung aus der Fluiddynamik entspricht. Ebenso lässt sich die Windleistung *P(t)* in die zeitlichen Mittelwerte $\overline{P}_T$ und die sie umgebenden Windleistungsfluktuationen $P_{fluc}(t)$ aufteilen:

$$P(t) = \overline{P}_T + P_{fluc}(t) \text{ bzw. } P_i = \overline{P}_T + P_{fluc,i} \,. \tag{2-1}$$

Der Index T bringt hierbei den Zeitraum zum Ausdruck, innerhalb dessen die Mittelwertbildung vollzogen wird. Die Absicht hinter der Zerlegung ist es zumeist durch Wahl eines geeigneten Zeitraums T möglichst stationäre Windleistungsfluktuationen $P_{fluc}(t)$ mit möglichst geringen tieffrequenten Anteilen zu erhalten. Ein Zeitraum von T=10min wird in der Praxis oftmals angesetzt, auch wenn wegen der ausgeprägten Nicht-Stationarität von Windgeschwindigkeits- und Windleistungsverläufen keine vollends stationären Windgeschwindigkeits- oder Windleistungsfluktuationen erreicht werden können. Es sei in diesem Zusammenhang auch auf das Windgeschwindigkeitsspektrum in Kapitel A2.1 des Anhangs verwiesen, das die Periodendauern von 24h und 12h als dominierend ausweist.

In der Praxis liegt die Windleistung nicht als zeitkontinuierliches Signal *P(t)*, sondern für bestimmte Zeitpunkte i vor. Dabei kann der Windleistungswert P_i des zeitdiskreten Signals entweder für den konkreten Zeitpunkt i gültig sein oder aber einen zeitlichen Mittelwert darstellen. Im letzteren Fall gibt es in der Praxis die Varianten, dass P_i entweder für die Zeitspanne vom Zeitpunkt i-1 bis zum Zeitpunkt i, oder für die Zeitspanne vom Zeitpunkt i bis zum Zeitpunkt i+1 gültig ist. Ungeachtet dieser Unterschiede ist das Zeitintervall zwischen den Zeitpunkten i, also die zeitliche Auflösung einer vorliegenden Windleistungszeitreihe, je nach Anwendung oft nicht ausreichend; es bedarf in solchen Fällen einer Erhöhung der zeitlichen Auflösung, was der Modellierung der Fluktuationen zwischen den diskreten Zeitschritten oder deren zeitlichen Disaggregation [62] entspricht (siehe Kapitel 2.2). Dafür sind zunächst die Kenngrößen der Zeitreihe eindeutig zu definieren, was im Folgenden vorgenommen wird.

Es wird dabei davon ausgegangen, dass das diskrete Leistungssignal P_i im Gegensatz zu seinen zeitlichen (arithmetischen) Mittelwerten $\overline{P}_T$,

$$\overline{P}_T = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{T} P_i \,, \tag{2-2}$$

für die Zeitspannen T den Anforderungen an die zeitliche Auflösung genügt.

Es werden die sich aus der Zerlegung ergebenden Kenngrößen beschrieben und am Beispiel von 100ms-Messwerten veranschaulicht

Der Mittelwert der Fluktuationen über dem zugehörigen Zeitraum T ist dann, entsprechend ihrer Definition, gleich Null,

$$\overline{P}_{fluc} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^{T} P_{fluc,i} = 0 \,. \tag{2-3}$$

Die Standardabweichung der Windleistung innerhalb des Zeitraums T ergibt sich zu

$$\sigma_T := \sqrt{\frac{1}{T-1} \sum_{i=1}^{T} (P_i - \overline{P}_T)^2} = \sqrt{\frac{1}{T-1} \sum_{i=1}^{T} (P_{fluc,i})^2} \,. \tag{2-4}$$

Mit Hilfe des Verschiebungssatzes lässt sie sich auch durch

$$\sigma_T := \sqrt{\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^{T} (P_i)^2 \right) - \frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^{T} (P_i) \right)^2} \tag{2-5}$$

ausdrücken. Hiervon unterschieden wird die Standardabweichung der Fluktuationen über den gesamten Messzeitraum (N)

$$\sigma_{fluc} := \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N} (P_i - \overline{P}_T)^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^{N} (P_{fluc,i})^2} \,. \tag{2-6}$$

Die beiden oberen Bilder links aus Abbildung 2-1 zeigen die beschriebenen Größen am Beispiel einer 10Hz-Windleistungsmessung vom 6.3.2007 (siehe Kapitel 3.1.2 und [63]) an einer stallgeregelten WEA mit dem Mittelungszeitraum von T=6000, was 10 Minuten entspricht.
Im oberen linken Bild wird deutlich, dass die 100ms-Leistungsmesswerte $P_i = \overline{P}_T + P_{fluc,i}$ bis zum 1,4-fachen der Nennleistung reichen, während die 10min-Leistungsmittelwert $\overline{P}_T$ die Nennleistung nicht überschreiten. Die relativ hohen Standardabweichungen σ_T der Messwerte innerhalb der Mittelungszeiträume um den jeweiligen Mittelwert legen eine stark ausgeprägte Unstetigkeit der Windenergieeinspeisung im Kurzfristbereich nahe. Während der Mittelwert $\overline{P}$ über alle normierten Leistungswerte im oberen linken Bild ca. 0,5 beträgt, liegt der Mittelwert $\overline{P}_{fluc}$ für die Windleistungsfluktuationen im mittleren linken Bild definitionsgemäß bei null; dadurch, dass die Fluktuationen auf einen zeitlichen Mittelwert bezogen wurden, wurde ein „detrending“ vollzogen. Der Mittelwert der Fluktuationen liegt nicht nur für die Zeitabschnitte T, sondern folglich auch für den gesamten betrachteten Zeitbereich N bei null. Durch das „detrending“ wird deutlich, dass die Fluktuationen zu Beginn des Messzeitraums höher sind als später. Dies legt die Vermutung nahe, dass mit höheren Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsmittelwerten (siehe obere Bilder) höhere Fluktuationen einhergehen, was in Kapitel 3.2.2 durch Gegenüberstellung von Standardabweichungen σ_T und zugehörigen Mittelwerten $\overline{v}_T$ von Windgeschwindigkeiten zur Berechnung der Turbulenzintensität bestätigt wird.

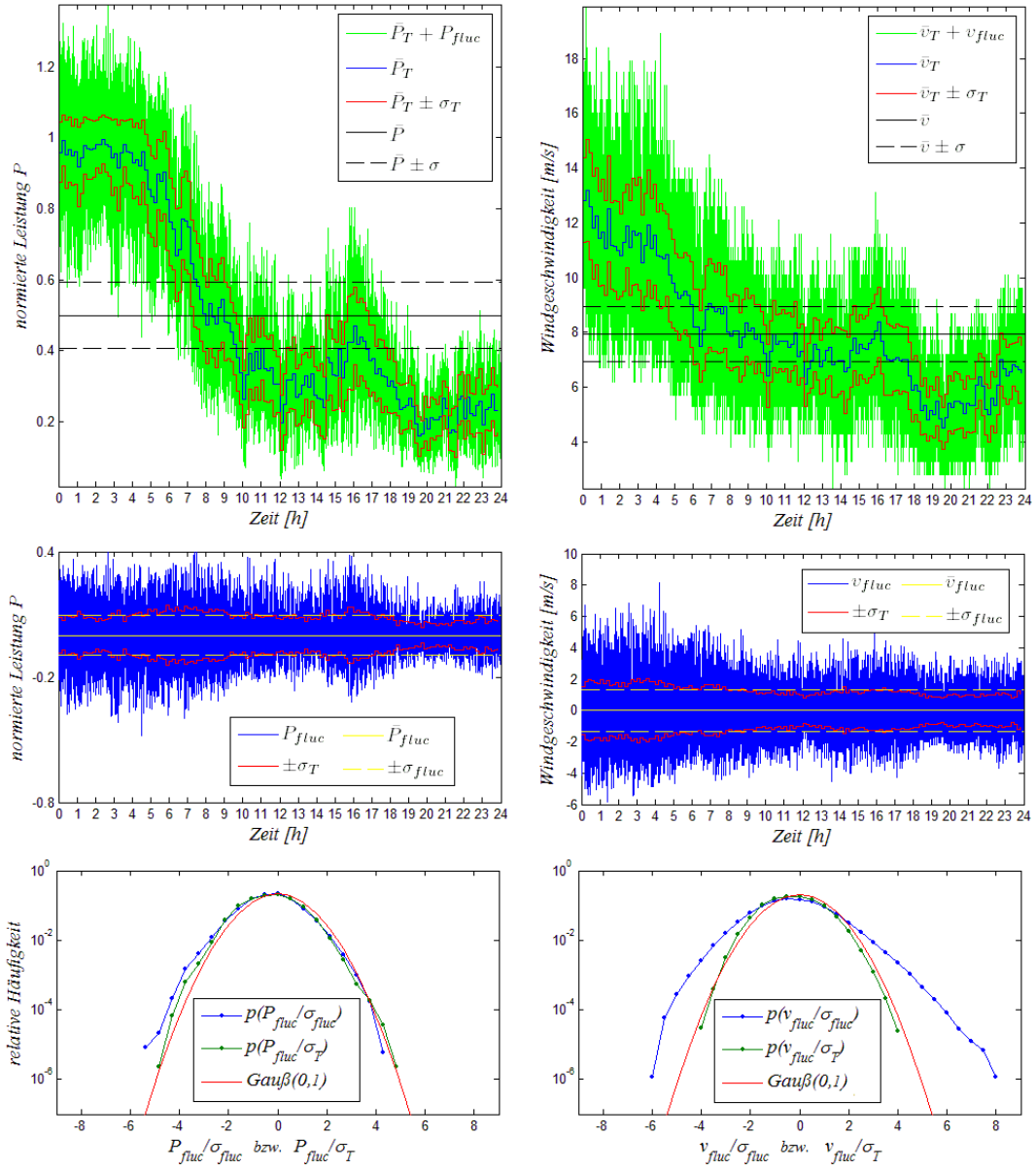


Abbildung 2-1: 10Hz-Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsmesswerte einer WEA am 6.3.2007, deren Mittelwerte, Standardabweichungen und Fluktuationen innerhalb von 10 Minuten sowie die Häufigkeitsverteilung der Fluktuationen

Die Häufigkeitsverteilungen der Fluktuationen der einzelnen Zeitabschnitte können durch eine Normierung auf die Standardabweichung innerhalb des Mittelungszeitraums vergleichbar gemacht werden

Darüber, wie sich die Fluktuationen im Mittel um Null herum verteilen, gibt die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung in einfach-logaritmischer Darstellung im unteren linken Bild Aufschluss. Es zeigt die Häufigkeitsverteilung der auf σ_T bzw. σ_{fluc} normierten Windleistungsfluktuationen. Die zugrunde liegenden Daten stammen, wie auch für die oberen Teile der Abbildung, aus der in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Messkampagne am 6.3.2007. Die 864000 Werte der normierten Windleistungsfluktuationen mit der zeitlichen Auflösung von 0,1s wurden Klassen der Größe 0,5 zugeordnet.

Die Normierung auf die im jeweiligen Mittelungszeitraum gültige Standardabweichung σ_T wurde vorgenommen um gemäß [57] die Häufigkeitsverteilungen der Fluktuationen der einzelnen Zeitabschnitte vergleichbar zu machen.

Sowohl die auf σ_T als auch die auf σ_{fluc} normierte Häufigkeitsverteilung in Abbildung 2-1 links unten gleichen der roten Gaußverteilung, deren Standardabweichung auf eins gesetzt wurde.

Während die untersuchten Windleistungs-fluktuationen gaußverteilt sind, nehmen die Windgeschwindig-keitsfluktuationen häufiger extreme Werte an

Ob diese Gaußartigkeit der Verteilung der Fluktuationen jedoch auf andere WEA und andere Zeiträume übertragbar ist, ist nicht sicher; es könnte sich meteorologisch gesehen etwa um einen stabilen Tag handeln, an dem wenig kurzeitige Windgeschwindigkeitsfluktuationen (Böen) auftraten. Der Zeitraum von einem Tag ist für die statistische Untersuchung von Extremereignissen sicherlich zu kurz anzusetzen, auch wenn es sich um einen Datensatz mit 864000 Werten handelt; eine längere und validierte Datengrundlage an hochaufgelösten Messwerten ist durch [65] zu erwarten. Zudem hat die Abtastrate der Messung einen Einfluss auf Häufigkeitsverteilungen; es könnten sich extreme Fluktuationen bei einer anderen zeitlichen Auflösung zeigen, welche sich durch eine Spektralanalyse ermitteln lässt.
Zur Betrachtung der meteorologischen Bedingungen sind in den rechten Bildern von Abbildung 2-1 die linken Darstellungsformen mit dem Unterschied wiederholt, dass hier die Windgeschwindigkeiten am Standort der WEA und nicht die Windleistungen zugrunde liegen. Durch Vergleich der oberen Darstellungen wird die hohe Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit deutlich. Das mittlere rechte Bild bekräftigt die Vermutung, dass die Fluktuationen bei höheren zugehörigen Mittelwerten zu höheren Abweichungen von diesen neigen. Im Gegensatz zur Häufigkeitsverteilung der Windleistungsfluktuationen $p(P_{fluc})$ und im Vergleich zur Gaußverteilung ist die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeits-fluktuationen $p(v_{fluc})$ im unteren rechten Bild deutlich breiter. Die Windgeschwindigkeitsfluktuationen scheinen für längere Betrachtungs-zeiträume (wie hier von einem Tag) nicht gaußverteilt zu sein, sondern deutlich häufiger extreme Werte anzunehmen, was charakteristisch für intermittente Verteilungen ist. Innerhalb von 10 Minuten sind die Fluktuationen allerdings gaußverteilt, wie laut [57] die auf σ_T normierte Häufigkeitsverteilung verdeutlicht.

Der Mittelungszeitraum beeinflusst, ob in den Fluktuationen die Rotorträgheit oder Windböen enthalten sind

Dass die Fluktuationen bei der Windleistung weniger extrem ausfallen als bei der Windgeschwindigkeit kann evt. auf die Trägheit des Rotors und des gesamten Antriebstrangs der Anlage, sowie auf Leistungsregelungen (siehe [58]) zurückgeführt werden. Zur Überprüfung dieser These sind in Abbildung 2-2 die Häufigkeitsverteilungen der Fluktuationen für einen Mittelungs-zeitraum von T=10s aufgetragen. Die von den Mittelwerten dieser Zeitintervalle befreiten Windleistungsfluktuationen weisen einen deutlich intermittenten Charakter auf (blaue Kurve im linken Bild), was die These der Rotorträgheit untermauert. Die Windleistungsfluktuationen scheinen hier von dem Einfluss der Rotorträgheit, welcher sich schätzungs-weise in einem Zeitbereich von etwa 10s abspielt, befreit zu sein. Die Windgeschwindigkeits-fluktuationen (blaue Kurve im rechten Bild) hingegen sind im Vergleich zu den Fluktuationen innerhalb von 10min weniger intermittent. Sie sind von einem Einfluss befreit, der sich ebenfalls im Bereich von 10s abspielt und hohe Windgeschwindigkeitsänderungen bzw. Intermittenzen bedeutet; vermutlich handelt es sich hierbei um Windböen.

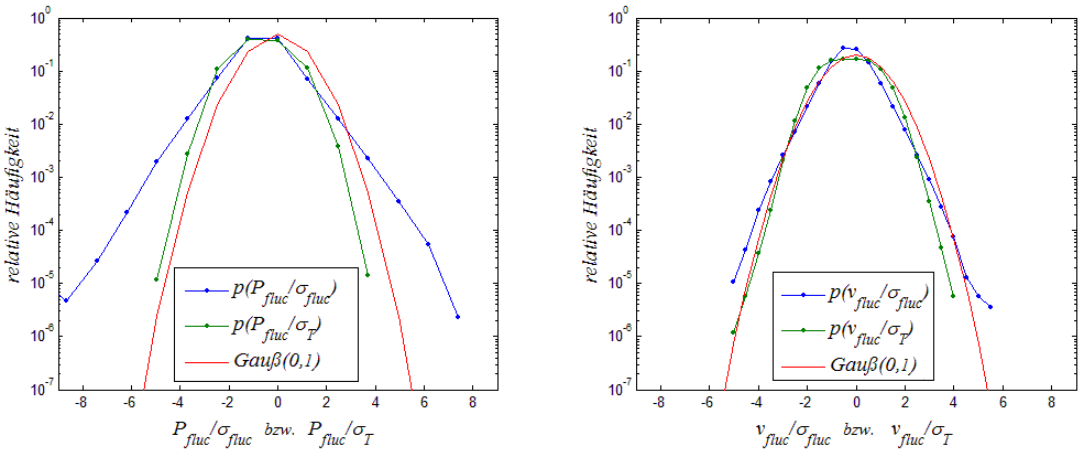


Abbildung 2-2: Häufigkeitsverteilung der 10Hz-Fluktuationen einer WEA mit dem Mittelungszeitraum T=10s

Betrachtung von Fluktuationen im Minutenbereich unter Verwendung der Messdaten des IWES-Messnetzes und des Verschiebungssatzes

Für die großflächige Windleistungssimulation sind im Gegensatz zu solchen Kurzzeitfluktuationen vielmehr die Fluktuationen im Minutenbereich interessant. Konkret stellt sich die Frage nach dem Charakter von Minutenfluktuationen innerhalb des durch die Wettermodelldaten gegebenen Stundenrasters (siehe Kapitel 3.1.1). Für diese Untersuchung kann auf die umfangreichen Daten des IWES-Messnetzes zurückgegriffen werden (siehe Kapitel 3.1.2). Es wird nun T=60min angesetzt, P_i entspricht nun 5min-Mittelwerten, außerdem liegen die Standardabweichungen σ_i für die 5min-Zeitabschnitte vor (siehe Kapitel 3.1.2). Es können die obigen Formeln (2-1) bis (2-6) verwendet werden, nur müsste hier konsequenterweise $\overline{P}_i$ geschrieben werden, um den Mittelwertcharakter zum Ausdruck zu bringen. Für die Berechnung der Gesamtstandardabweichung $\overline{\sigma}_T$ eines Zeitraums T lässt sich nach [66] mit Hilfe des Verschiebungssatzes der Zusammenhang

$$\overline{\sigma}_T = \sqrt{\sum_{i=1}^{k} \frac{n_i}{n} \sigma_i^{\,2} + \sum_{i=1}^{k} \frac{n_i}{n} \left(\overline{P}_i - \overline{P}_T\right)^2} \qquad \textbf{(2-7)}$$

herleiten. Der erste Summand unter der Quadratwurzel ist der gewichtete arithmetische Mittelwert aller Varianzen des Zeitraums. Durch ihn finden die Varianzen innerhalb der (5min-)Zeitabschnitte i Berücksichtigung. Im zweiten Summanden sind die Abweichungen der Mittelwerte $\overline{P}_i$ der Zeitabschnitte vom Gesamtmittelwert $\overline{P}_T$ des Zeitraums T, also die Fluktuationen $P_{fluc,i}$ enthalten. Durch die Bildung der Summe ihrer gewichteten Quadrate werden zusätzlich die Varianzen zwischen den Zeitabschnitten berücksichtigt. Dieser Summand entspricht etwa Formel 2-4. Die Gewichtungen erfolgen über die Anzahl n_i der Werte, die zur Bildung der Mittelwerte $\overline{P}_i$ verwendet wurden. Im Fall der 10Hz-Daten aus dem IWES-Messnetz ist n_i=3000, sofern keine Messausfälle auftraten. Die Anzahl $n = n_i \cdot k$ entspricht der Summe aller n_i der k=60/5=12 5min-Mittelwerte einer Stunde.

Mit den berechneten Standardabweichungen $\overline{\sigma}_T$ für die Zeiträume T lassen sich die zugehörigen Fluktuationen normieren und den auf σ_{fluc} normierten in einer Häufigkeitsverteilung, wie in Abbildung 2-3 geschehen, gegenüberstellen.

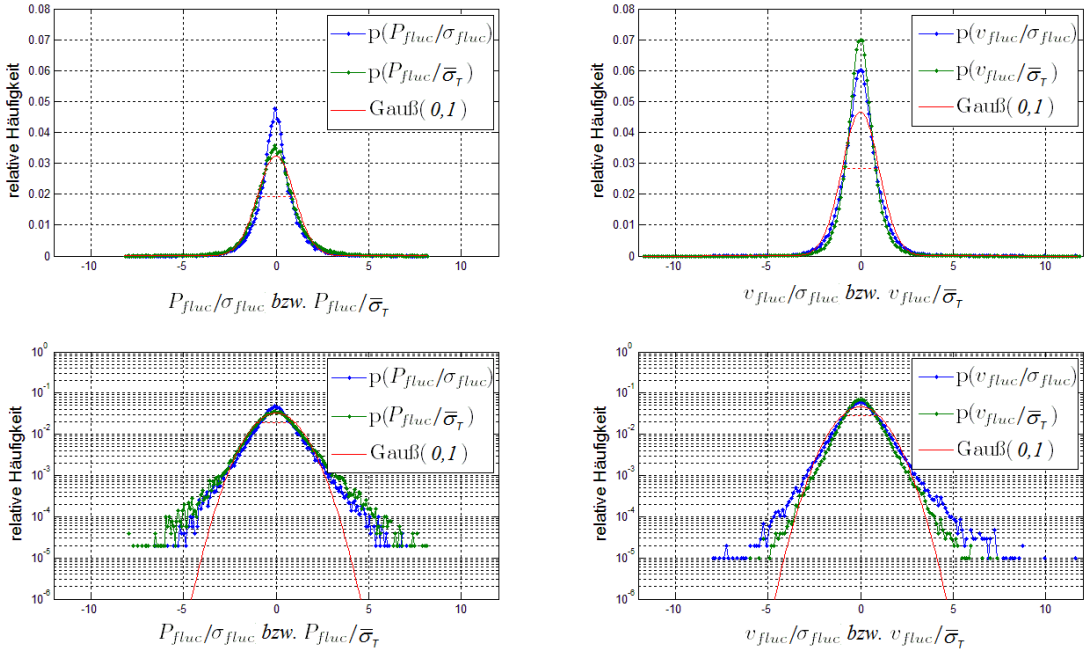


Abbildung 2-3: Häufigkeitsverteilung der Windleistungsfluktuationen (links) und Windgeschwindigkeitsfluktuationen (rechts) innerhalb von Stunden auf Grundlage der 5min-Mittelwerten einer WEA (Nr. 2101) des Jahres 2005

Die 5min-Fluktuationen haben einen deutlich intermittenten Charakter

Sowohl die auf σ_{fluc} als auch die auf $\overline{\sigma}_T$ normierten Fluktuationen weisen einen deutlich intermittenten Charakter auf. Ihre Flügel sind, wie an den logarithmischen Darstellungen in den unteren Bildern ersichtlich ist, stark ausgeprägt, d.h. es treten wesentlich häufiger extreme Fluktuationen im Vergleich zur Gauß-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion auf. Auch geringe Fluktuationen um den Mittelwert der Verteilung, der gemäß der Definition der Fluktuationen bei null liegt, sind im Vergleich zur Gauß-Funktion häufiger. Die Abweichungen vom Mittelwert treten ungefähr gleich oft und in gleichem Ausmaß in negativer und positiver Richtung auf; die Verteilungen sind symmetrisch und unimodal.

Zur korrekten Darstellung der Häufigkeit der geringen Fluktuationen wurden zunächst sämtliche Leistungswerte gleich und kleiner Null und die häufig vorkommenden Signalhänger (siehe Kapitel 1.1.2.1) aus den Messdaten entfernt. Aus dieser Datenbereinigung erklärt sich die Tatsache, dass mehr Windgeschwindigkeits- als Windleistungsfluktuationen im Bereich um Null liegen. Im Betrieb treten aber wegen der Einschaltwindgeschwindigkeit von 3m/s deutlich mehr geringe Leistungs- als Windgeschwindigkeits-fluktuationen bzw. mehr Leistungswerte gleich Null auf. Die Leistungskenn-linie der WEA sollte auch zu einer größeren Häufigkeit von hohen positiven und negativen Leistungsfluktuationen im Vergleich zu Windgeschwindigkeits-fluktuationen, also breiteren Flügeln der Häufigkeitsverteilung führen. Die starke Steigung der WEA-Leistungskennlinie im mittleren Windgeschwindig-keitsbereich von ca. 7m/s bis ca. 12m/s sollte zu hohen Leistungs-fluktuationen bei vergleichsweise geringen Windgeschwindigkeits-fluktuationen in diesem Bereich führen. Erkennbar ist dieser Zusammenhang in Abbildung 2-3 jedoch nicht. Festzuhalten ist jedoch, dass die Häufigkeits-verteilungen der Fluktuationen einen inter-mittenten Charakter haben.

Zur Überprüfung, ob dieser Charakter bei Verwendung von anderen Mittelungszeiträumen T, die für großflächige Windleistungssimulationen relevant sind, erhalten bleibt, sind in Abbildung 2-4 weitere Häufigkeitsverteilungen dargestellt.

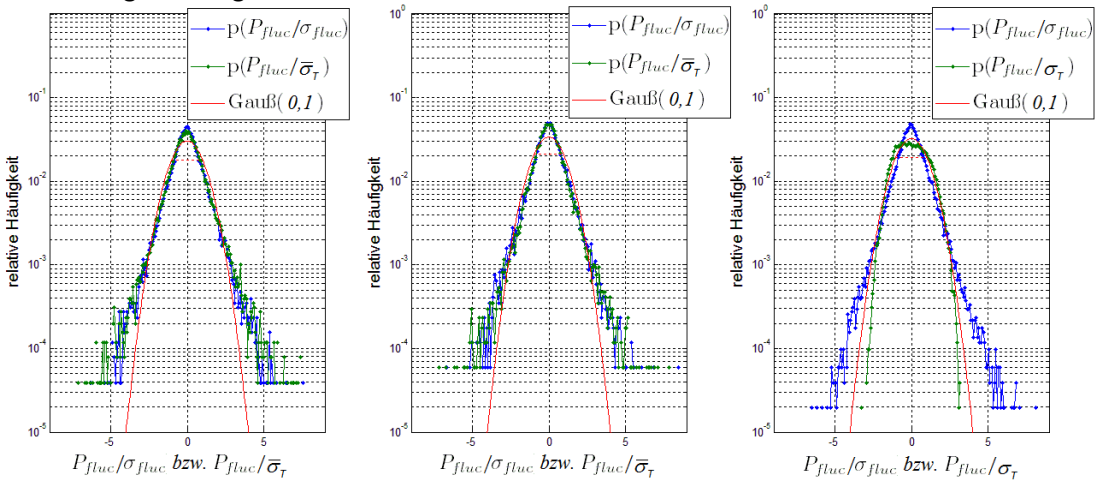


Abbildung 2-4: Häufigkeitsverteilung der Windleistungsfluktuationen innerhalb von Stunden auf Grundlage von 10min-Mittelwerten (links), 15min-Mittelwerten (Mitte) und 5min-Mittelwerten (rechts) einer WEA (Nr. 2101) des Jahres 2005

Die zeitliche Auflösung der Messdaten und die Normierungsmethode bestimmen die Intermittenz der Fluktuationen

Für das linke Bild wurden zunächst aus den 5min-Mittelwerten der Leistung 10min-Mittelwerte gebildet und die Standardabweichungen innerhalb der 10 Minuten-Zeitabschnitte mit Formel 2-6 berechnet. Gleiches wurde für das mittlere Bild für 15 Minuten anstelle von 10 Minuten durchgeführt. In beiden Bildern ist, sowohl für die auf σ_{fluc} als auch für die auf $\overline{\sigma}_T$ normierten Fluktuationen, der intermittente Charakter zu erkennen. Der Einfluss der unterschiedlichen Normierungsmethoden auf die Form der Häufigkeitsverteilung ist durch Vergleich des rechten Bildes mit Abbildung 2-3 links unten zu erkennen. In Abbildung 2-4 wurden die gemessenen Standardabweichungen σ_i der 5min-Mittelwerte nicht wie Abbildung 2-3 nach Formel 2-6 mitberücksichtigt und $\overline{\sigma}_T$ berechnet, sondern lediglich die Standardabweichungen σ_T der 5min-Mittelwerte zum jeweiligen Stundenmittelwert gemäß Formel 2-4 zur Normierung herangezogen. Die auf σ_T normierte Häufigkeitsverteilung der Fluktuationen im rechten Bild von Abbildung 2-4 ist nicht mehr intermittent, sondern eher gaußförmig. Die Berücksichtigung der Varianzen innerhalb der (5min-)Zeitabschnitte ist folglich von hoher Bedeutung.

2.1.2 Örtliche Abhängigkeit

Zur Untersuchung der Differenzen von WEA-Windgeschwindigkeitswerten zu dem räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert des Windparks liegen für diese Arbeit ausschließlich die Windgeschwindigkeitsmessdaten der 11 WEA des Windparks Norderland vor (siehe Kapitel 3.1.2). Für jeden Zeitpunkt *i* ergibt sich der Mittelwert aus den Windgeschwindigkeitsmesswerte $v_{j,i}$ aller N=11 WEA *j* zu

$$\bar{v}_{WP,i} = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N} v_{j,i} \ .$$

(2-8)

Definition von räumlichen Fluktuationen und Verdeutlichung am Windpark Norderland

In Anlehnung an die Definition von Fluktuation aus Formel (2-1) sei die Abweichung der Windgeschwindigkeit einer WEA *j* zum Zeitpunkt *i* vom „räumlichen“ Windgeschwindigkeitsmittelwert $\bar{v}_{WP,i}$ des gleichen Zeitpunktes

$$v_{fluc,j,i} = v_{j,i} - \bar{v}_{WP,i} \ .$$

(2-9)

Die Standardabweichung der WEA-Windgeschwindigkeiten zum Zeitpunkt *i* um $\bar{v}_{WP,i}$ herum genüge dann dem Zusammenhang

$$\sigma_{T,i} = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{j=1}^{N} (v_{fluc,j,i})^2} \ .$$

(2-10)

Die Menge aller N WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert $\bar{v}_{WP,i}$ zum Zeitpunkt *i* sei

$$v_{fluc,WP,i}(t) = \{v_{fluc,1,i}(t),\ldots,v_{fluc,N,i}(t)\}.$$

(2-11)

Für die Standardabweichung aller WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert über den gesamten Messzeitraum (M) gelte

$$\sigma_{fluc} = \sqrt{\frac{1}{M-1}\sum_{i=1}^{M} (v_{fluc,WP,i})^2} \ .$$

(2-12)

Der obere Teil von Abbildung 2-5 zeigt die Häufigkeitsverteilungen der auf σ_{fluc} normierten Windgeschwindigkeitsabweichungen der WEA Nummer 1, 5 und 9 vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert über alle Zeitpunkte sowie die Gauß-Funktion mit der Standardabweichung 1. Der Darstellung liegen 5min-Windgeschwindigkeitsmittelwerte zugrunde. Es ist ersichtlich, dass die Häufigkeitsverteilungen nicht symmetrisch um Null herum verteilt sind. WEA Nr. 9 weist deutlich häufiger negative Abweichungen auf (grüne Linie), WEA Nr. 1 deutlich häufiger positive (blaue Linie), auch wenn es hier in seltenen Fällen zu hohen negativen Abweichungen kommt. WEA Nr.1 erfährt folglich Windgeschwindigkeiten, die in der Regel höher liegen als der Mittelwert $\bar{v}_{WP,i}$ für den Windpark, WEA Nr. 9 niedrigere. Dies lässt sich durch die Anordnung der WEA und die örtliche Hauptwindrichtung (siehe Abbildung 3-3) erklären. WEA Nr. 1 ist häufig einem unreduziertem Wind ausgesetzt, während WEA Nr. 9 in der Regel einen Wind erfährt, der durch die umliegenden WEA abgebremst ist (siehe Abbildung 3-4). WEA Nr. 5 ist

hinsichtlich ihrer Abweichungen ausgewogener (rote Linie) und weist in etwa gleich viele positive wie negative Windgeschwindigkeitsabweichungen vom Mittelwert des Windparks auf. Werden die Häufigkeitsverteilungen in der Abbildung mit der Gaußverteilung verglichen, wird deutlich, dass die Abweichungen der WEA-Windgeschwindigkeiten vom Mittelwert des Windparks über alle Zeitpunkte gesehen deutlich häufiger größer ausfallen, als es der Fall wäre, wenn sie gaußverteilt wären. Die Häufigkeitsverteilungen der WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert über alle Zeitpunkte weisen somit einen intermittenten Charakter auf.

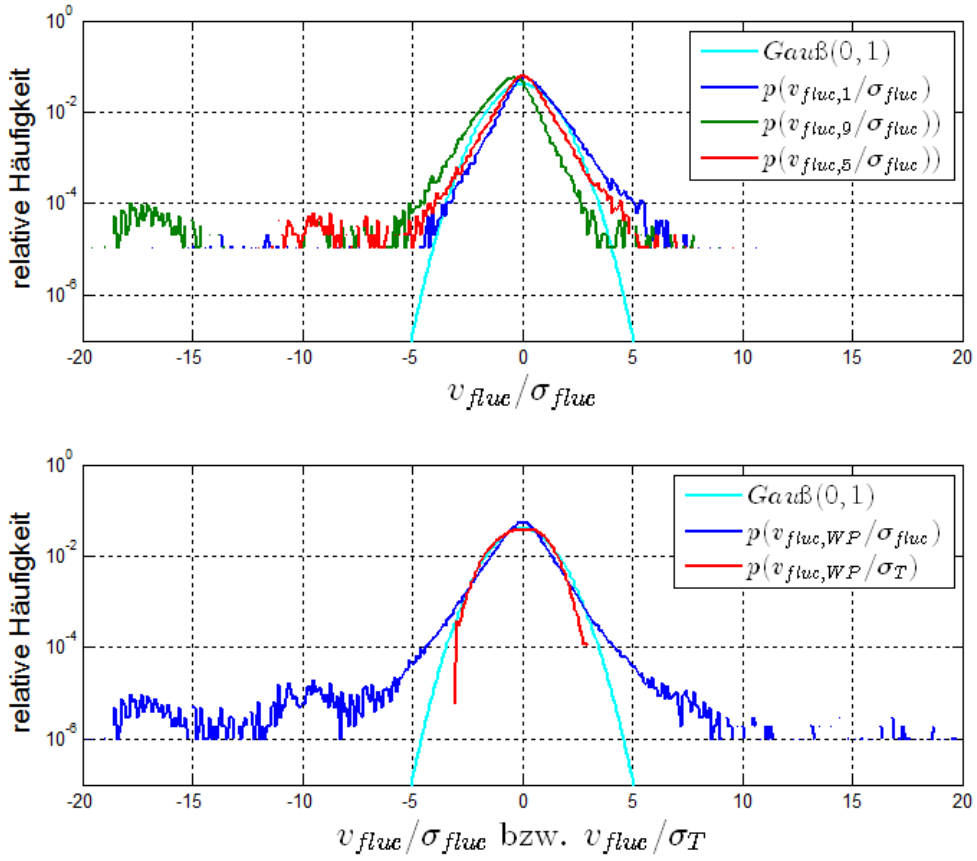


Abbildung 2-5: Häufigkeitsverteilungen der Abweichungen der 5min-Windgeschwindigkeitsmittelwerte der WEA vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert des Windparks Norderland

Die untersuchten WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert sind für die einzelnen Zeitpunkte gauß-verteilt und über alle Zeitpunkte intermittent

Für den unteren Teil von Abbildung 2-5 wurden die Häufigkeitsverteilungen $p(v_{fluc,WP}/\sigma_{fluc})$ und $p(v_{fluc,WP}/\sigma_T)$ alle Zeitpunkte gebildet. Da in diese Häufigkeitsverteilung 11-mal mehr Werte einflossen als in die einzelnen Häufigkeitsverteilungen im oberen Teil der Abbildung, sind die relativen Häufigkeiten der extremen, singulären WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert entsprechend niedriger. Die Häufigkeitsverteilung $p(v_{fluc,WP}/\sigma_{fluc})$ weist einen intermittenten Charakter auf und ist symmetrisch. Die Häufigkeitsverteilung $p(v_{fluc,WP}/\sigma_T)$, vor deren Bildung jedes $v_{fluc,j,i}$ durch die Standardabweichung $\sigma_{T,i}$ des zugehörigen Mittelungszeitraums dividiert wurde, ist hingegen annähernd gaußverteilt, wie der Vergleich mit der Gaußverteilung mit der Standardabweichung von 1 (hellblaue Linie) verdeutlicht.
Dies legt den Schluss nahe, dass die WEA-Windgeschwindigkeits-abweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert für die

einzelnen Zeitpunkte gaußverteilt sind. Dieses Ergebnis ist relevant für die Methode zur Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien in Kapitel 3.6.2.
Die intermittente Form der Häufigkeitsverteilungen über alle Zeitpunkte kommt durch die Superposition der Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Zeitpunkte zustande (siehe Kapitel 2.4). Die Standardabweichungen der Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Zeitpunkte sind demnach nicht gauß-, sondern voraussichtlich lognormalverteilt (siehe Kapitel 2.4).
Abbildung 2-6 wiederholt die Darstellung vom unteren Teil von Abbildung 2-5 mit dem Unterschied, dass nun nicht mehr die 5min-Windgeschwindigkeitsmittelwerte, sondern die 1h-Windgeschwindigkeitsmittelwerte der WEA des Windparks für die Berechnung der WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert zugrundegelegt werden. Aufgrund der zeitlichen Mittelung der 5min-Mittelwerte zu 1h-Mittelwerten sind die hohen Abweichungen weniger stark ausgeprägt und seltener. Die Häufigkeitsverteilung der auf σ_{fluc} normierten Abweichungen ist jedoch weiterhin intermittent, die Häufigkeitsverteilung der auf σ_T normierten Abweichungen gaußförmig.

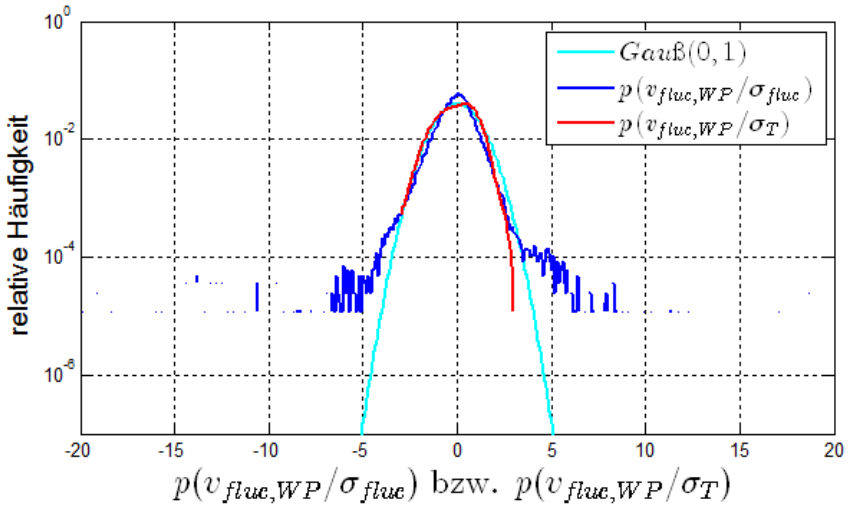


Abbildung 2-6: Häufigkeitsverteilungen der Abweichungen der 1h-Windgeschwindigkeitsmittelwerte der WEA vom räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwert des Windparks Norderland

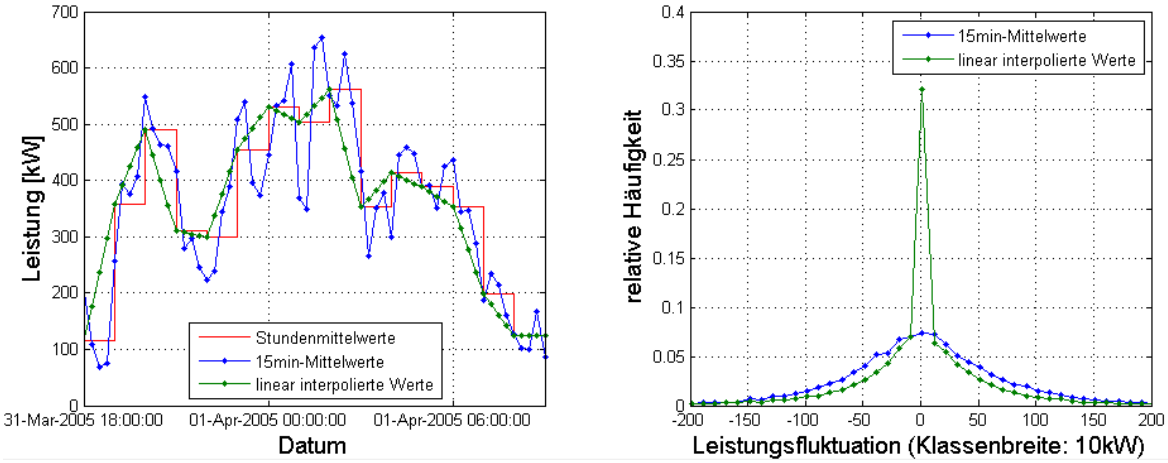


Abbildung 2-7: Vergleich von gemessenen und linear interpolierten Windleistungsfluktuationen

2.2 Modellierung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen

Es sollen 15min-Windgeschwindigkeits-fluktuationen um gegebene 1h-Mittelwerte modelliert werden

Die Mehrzahl der heutigen meso-skaligen Wettermodelle liefern Wettermodelldaten in einer zeitlichen Auflösung von 1h-Werten (siehe Tabelle 3-1). In der Energiewirtschaft sowie bei so genannten „statischen“ Lastflussberechnungen, beispielsweise zur Auslegung des Übertragungsnetzes, wird jedoch zumeist auf 15min-Werte zurückgegriffen. Damit simulierte Windleistungszeitreihen als Eingangsdaten für derartige Anwendungen dienen können, muss deshalb entweder eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Wettermodelldaten oder der simulierten Windleistungen selbst vorgenommen werden. Dies entspricht einer Modellierung von 15min-Fluktuationswerten um die 1h-(Mittel)-Werte. Die einfachste Methode hierfür ist die lineare Interpolation, die jedoch dem Charakter von 15min-Windgeschwindigkeitsfluktuationen innerhalb von Stunden nicht gerecht wird, wie die Abbildung 2-7 verdeutlicht.

Eine lineare Interpolation führt zu unnatürlichen Fluktuationen

Die durch lineare Interpolation gewonnenen Fluktuationen fallen zu niedrig aus; ihre Häufigkeitsverteilung im rechten Teil von Abbildung 2-7 ist schmäler als die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Fluktuationen. Extreme negative und positive Fluktuationen kommen seltener vor, dafür sind geringe interpolierte Fluktuationen um den Wert von 0kW besonders häufig. Jede vierte interpolierte Fluktuation weist genau den Wert Null auf, bei den gemessenen tut dies keine. Bei großen Betrachtungsgebieten nähern sich interpolierte Windgeschwindigkeitsfluktuationen zwar den tatsächlichen an, da hier der Vergleichmäßigungseffekt zu Tage tritt, sie fallen allerdings trotzdem noch zu gering aus und sind zudem geordnet. Aus diesen Gründen wird in der vorliegenden Arbeit eine andere Methode als die lineare Interpolation zur Modellierung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen verwendet, welche weiter unten beschrieben wird.

Lineare Interpolation von Windrichtungen

Bei der linearen Interpolationen von Windrichtungen ist prinzipiell darauf zu achten, dass 0° und 360° identisch sind und bspw. der Mittelwert von 350° und 20° nicht etwa 185°, sondern 5° beträgt. Dies kann durch Verwendung der arctan2-Funktion aus Gleichung (1-2) berücksichtigt werden, mit deren Hilfe sich aus gegebenen Windrichtungen ω_1 und ω_3 gemäß

$$\omega_{neu,1} = \frac{180°}{\pi} \cdot \arctan 2\left(\sin\left(\omega_1 \frac{\pi}{180°} \right), \cos\left(\omega_1 \frac{\pi}{180°} \right) \right) + 360°$$
$$\omega_{neu,3} = \frac{180°}{\pi} \cdot \arctan 2\left(\sin\left(\omega_3 \frac{\pi}{180°} \right), \cos\left(\omega_3 \frac{\pi}{180°} \right) \right) + 360°$$

(2-13)

die Windrichtungen $\omega_{1,neu}$ und $\omega_{3,neu}$ berechnen lassen. Der Mittelwert von ω_1 und ω_3, welcher beispielhaft für Interpolationen betrachtet wird, ergibt sich dann zu

$$\omega_2 = \left(\frac{\omega_{neu,3} + \omega_{neu,1}}{2} \cdot \right) \bmod 360° ,$$

(2-14)

wobei der Ausdruck „mod“ für den Modulo steht, für den in allgemeiner Form der Zusammenhang

$$a \bmod m :=:= a - \left\lfloor \frac{a}{m} \right\rfloor \cdot m$$

(2-15)

unter Verwendung der Gaußklammer zur Symbolisierung der Abrundung gilt.

Es gibt eine Vielzahl von Methoden zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Zeitreihen

Zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen bietet sich neben einer linearen Interpolation z.B. eine Monte-Carlo-Simulation an. Durch eine Monte-Carlo-Simulation können die statistischen Eigenschaften der generierten Zeitreihe und ihrer Fluktuationen durch Vorgabe der von ihnen zu erfüllenden Häufigkeitsverteilung korrekt abgebildet werden, allerdings führt das der Monte-Carlo-Simulation inhärente Zufallselement zu einer unnatürlichen Abfolge der Fluktuationswerte. Eine natürlichere Abfolge der simulierten Fluktuationswerte kann durch die Anwendung von Kerndichteschätzungen oder künstlichen neuronalen Netzen erreicht werden. Hierbei können die Fluktuationswerte, die dem zu simulierenden Fluktuationswert räumlich und zeitlich (retrospektiv) nahe liegen, berücksichtigt werden. In [67] werden Windleistungsfluktuationen für verschiedene zeitliche Auflösungen (1min-, 5min- und 10min-Mittelwerte) durch ARMA- (AutoRegressive Moving Average), SETAR- (Self-Exciting Threshold AutoRegressive), STAR- (Smooth Transition AutoRegressive) und MSAR- (Markov-Switching Auto Regressive) Modelle simuliert, welche auf offshore Windleistungsmessungen trainiert wurden. Es wird gezeigt, dass für offshore Windparks eine Modellierung der Leistungsfluktuationen durch Markov-Ketten die genausten Ergebnisse erbringt. Während hier noch zeitunabhängige Koeffizienten verwendet wurden, wurde das MSAR-Modell in [68] zur Verwendung von zeitlich variierenden Koeffizienten erweitert.

Diese anspruchsvollen Methoden werden im Folgenden jedoch nicht weiter verfolgt. Es wird zu der pragmatischeren Methode zur Generierung von 15min-Windgeschwindigkeitsfluktuationen innerhalb von gegebenen Stundenwerten aus [3] zurückgegriffen.

Es werden passende 15min-Windgeschwindigkeitssequenzen in das gegebene Stundenraster eingesetzt

Die Methode wird für jeden Netzknoten und offshore Windpark des Untersuchungsszenarios1 aus Kapitel A1.4 durchgeführt. Es wird für jeden Netzknoten und offshore Windpark der jeweils nächstgelegene Messmast aus Kapitel 3.1.2 nach Formel 1-3 bestimmt. Die gemessenen Windgeschwindigkeiten werden gemäß Kapitel 3.1.2 auf 15min-Mittelwerte und gemäß Kapitel 3.2.1 auf die jeweilige Windpark/Netzknoten-Nabenhöhe, die wiederum gemäß Kapitel 1.1.2.4 bestimmt wurde, umgerechnet. Wie in [3] und [69] beschrieben werden daraufhin in den gemessenen Windgeschwindigkeiten Sequenzen von zwölf aufeinander folgenden 15min-Mittelwerten gesucht, deren drei Stundenmittelwerte weitestgehend mit den drei 1h-Windgeschwindigkeitswerten aus dem Wettermodell, deren mittlerer durch 15min-Mittelwerte ersetzt werden soll, übereinstimmen. Bei der automatisierten Suche werden innerhalb bestimmter Intervalle Abweichungen zwischen den 1h-Mittelwerte zugelassen. Nachdem eine passende Sequenz $v_{15min,i}\ \ i \in \{1,2,....,12\}$ gefunden wurde, wird diese gemäß

$$v_{korrigiert,i} = v_{15\min,i} + v_{1h,j} - \frac{\sum_{j\cdot 4-3}^{j\cdot 4} v_{15\min,k}}{4}$$

(2-16)

mit dem Index ($j \in \mathbb{N}^+$)

$$j = \frac{i + 3 - (i-1) \bmod 4}{4}$$

(2-17)

korrigiert um zu erreichen, dass der Mittelwert der mittleren vier Sequenzwerten ($v_{korrigiert,4}$, $v_{korrigiert,5}$, $v_{orrigiert,6}$, $v_{orrigiert,7}$) genau mit dem zu ersetzenden Mittelwert aus dem Wettermodell übereinstimmt.

Die Sprünge zwischen den Sequenzen werden geglättet

Da es nach dem Einsetzen der Sequenzteile zu nicht realistischen Sprüngen Δv zwischen ihnen kommt - weil die Sequenzteile aus unzusammenhängenden Zeitbereichen in den Messdaten stammen - werden konstante, empirisch bestimmte Anteile g_1=0,4 der Sprünge auf die letzten beiden Windgeschwindigkeitswerte vor und den ersten nach dem Sequenzteilübergang aufgeteilt und somit unrealistisch hohe Windgeschwindigkeitsinkremente verhindert. Abbildung 2-8 verdeutlicht diese Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihe.

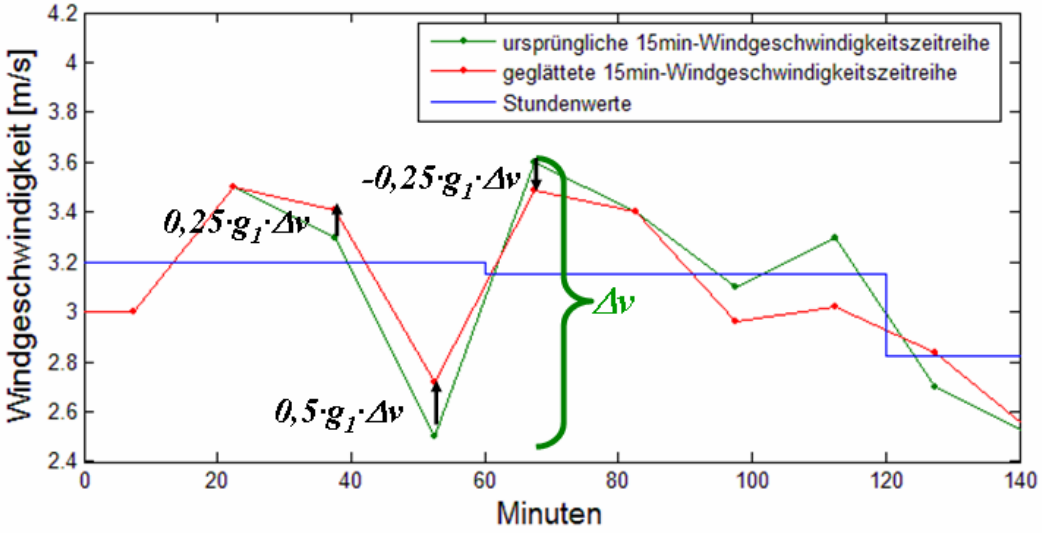


Abbildung 2-8: Beispiel für die Anpassung eines Übergangs von eingesetzten Windgeschwindigkeitssequenzteilen

Neben der Glättung der Übergänge zwischen den Sequenzteilen ist eine weitere Glättung der Windgeschwindigkeitszeitreihe notwendig, denn sie setzt sich aus Windgeschwindigkeitssequenzen zusammen, die an einem räumlichen Punkt und zwar dem Standort des verwendeten Messmastes aufgezeichnet wurden. Die an einem Punkt gemessene Windgeschwindigkeit wird sich mehr oder weniger in Windrichtung fortbewegen und zum Zurücklegen einer Strecke eine Zeitspanne benötigen, die von der Höhe der Windgeschwindigkeit und der Streckenlänge abhängt. Soll die erstellte Windgeschwindigkeitszeitreihe für eine Windleistungssimulation weiterverwendet werden, die Windgeschwindigkeiten als räumliche Mittelwerte erfordert, muss die Zeitreihe zur Abbildung dieses räumlichen „Erinnerungseffektes“ [58] einer weiteren Glättung unterzogen werden um unrealistisch hohe Schwankungen zu vermeiden.

Weitere Glättung der Zeitreihe zur Abbildung der räumlichen Vergleichmäßigung

Die Glättung kann mittels einer gewichteten gleitenden Mittelung erfolgen. Für das Untersuchungsszenario 1 wird jeder 15min-Wert der Zeitreihe durch den gewichteten Mittelwert aus dem vorangegangenen Wert, dem zu ersetzenden Wert selbst und dem nachfolgenden Wert ersetzt, wobei der zu ersetzende Wert deutlich höher gewichtet wird:

$$v_{i,neu} = g_2 v_{i-1} + (1-2g_2) v_i + g_2 v_{i-1}$$

(2-18)

mit g_2=0,09405. Bei einer gleitenden Mittelung für größere Gebiete, sollten, abhängig von der Größe (aber auch von der zeitlichen Auflösung der Werte), nicht nur ein Wert, sondern mehrere vorangegangene und nachfolgende Werte einfließen [58].

Bewertung der Methode

Die vorgestellte Methode zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung der 1h-Windgeschwindigkeitswerte aus dem Wettermodell durch Einfügen von gemessenen 15min-Windgeschwindigkeitswerten liefert zwar natürliche Fluktuationen innerhalb von Stunden, sie sind allerdings weniger zeitlich - denn der jeweils vorangegangene und folgende Stundemittelwert wurde berücksichtigt - als vielmehr räumlich unabhängig vom großräumigen Wettergeschehen. Es sind keine realistischen Korrelationen zwischen den auf diese Art simulierten, räumlich entfernten Windgeschwindigkeits-fluktuationen zu erwarten. Allerdings sind die räumlichen Korrelationen in dem Zeitbereich von 15 Minuten sowieso gering, wenn es sich um eine großflächige Windleistungssimulation handelt, bei der die simulierten Windparks mehrere Kilometer voneinander entfernt liegen. Dies zeigt Kapitel A2.2 des Anhangs am Beispiel von Windleistungsinkrementen,

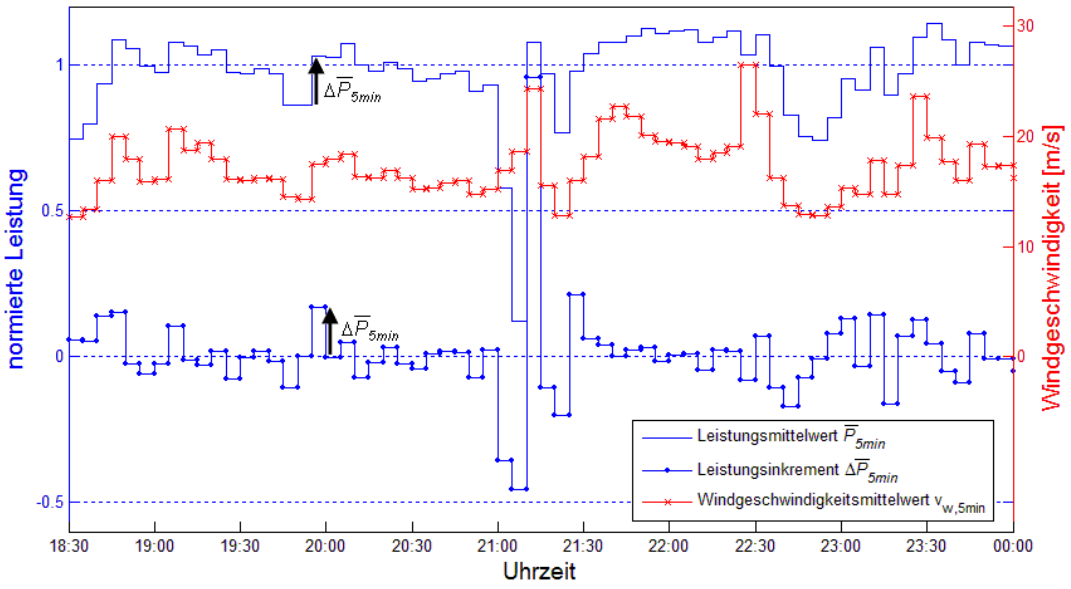


Abbildung 2-9: Veranschaulichung der Windleistungsinkremente $\Delta\overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$ anhand gemessener Windgeschwindigkeiten und Windleistungen $\overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$ durch ein Stufendiagramm

2.3 Windleistungsinkremente

2.3.1 Zeitliche Abhängigkeit

Definition und Veranschaulichung von Windleistungs-inkrementen

Zur Untersuchung der Variabilität bzw. der Veränderlichkeit der Windenergieeinspeisung ist es naheliegend ihre Änderungen von einem Zeitpunkt zum nächsten, d.h. die Windleistungsgradienten zu betrachten. Im Fall von zeitdiskreten Messwerten wird anstelle von Gradienten von Inkrementen und Dekrementen gesprochen, wobei letztere nichts anderes als negative Inkremente sind. Ein Windleistungsinkrement $\Delta P_{i,k}$ ergibt sich als die Differenz zwischen einem Windleistungswert P_i des Zeitpunktes i und einem Windleistungswert P_{i-k} des Zeitpunktes i-k, wobei das Zeitintervall k ($k \in \mathbb{Z}$) im Folgenden stets den Wert -1 annimmt:

$$\Delta P_{i,k} = P_i - P_{i+k} \ .$$

(2-19)

In Abbildung 2-9 werden Windleistungsinkremente $\Delta \overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$, welche sich aus gemessenen 5min-Leistungsmittelwerten $\overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$ einer WEA ergeben, veranschaulicht.
Es wird in der Abbildung deutlich, dass die Windleistungsinkremente von den Windgeschwindigkeiten und der Leistungskennlinie der WEA abhängen. Ab 21 Uhr kommt es am nahegelegenen Messmast zu hohen Windgeschwindigkeiten mit 5min-Mittelwerten bis ca. 25m/s; zur gleichen Uhrzeit kommt es kurzzeitig zum Abschalten und späteren Wiedereinschalten der Anlage, was mit hohen negativen und positiven Windleistungsinkrementen einher geht.
Eine weitere Veranschaulichung von Windleistungsinkrementen ist Tabelle 2-1. Hier sind die Anzahlen der Übergänge von einem 15min-Mittelwert der Windleistung eines Windparks zum darauffolgenden 15min-Mittelwert dargestellt. Dabei wurden die Windleistungswerte 10%-Klassen der Nennleistung des Windparks zugeordnet.

Tabelle 2-1: Häufigkeit der Windleistungsinkremente aus Klassen in Klassen

Leistungsniveau zum Zeitpunkt k-1 [%P_n] \ Leistungsniveau zum Zeitpunkt k [%P_n]	0	0 bis 10	10 bis 20	20 bis 30	30 bis 40	40 bis 50	50 bis 60	60 bis 70	70 bis 80	80 bis 90	>90
>90	0	0	0	0	0	0	0	1	0	224	320
80 bis 90	1	0	0	1	3	2	7	75	1425	5089	218
70 bis 80	0	0	0	1	14	34	239	2270	7066	1411	7
60 bis 70	1	1	5	12	74	403	2648	7086	2253	80	0
50 bis 60	3	4	23	54	480	3200	7385	2655	244	8	0
40 bis 50	0	11	62	460	4108	8754	3222	398	40	1	0
30 bis 40	4	40	446	5576	13154	4095	470	54	7	6	0
20 bis 30	3	301	7241	21240	5493	485	61	15	5	1	0
10 bis 20	14	9680	41081	7250	471	71	18	6	2	1	0
0 bis 10	4690	150696	9722	243	53	10	5	1	0	0	0
0	35932	4689	10	7	3	1	1	2	1	0	0

Die 15min-Mittelwerte der Windleistung sind im Messzeitraum von 11 Jahren beispielsweise 3200-mal von der Windleistungsklasse von 50% bis 60% der Nennleistung des Windparks in die Klasse von 40% bis 50% gesunken. Es wird in der Tabelle deutlich, dass die Windleistung sehr häufig in ihrer momentanen Klasse verharrt. Dieser Tatbestand kann durch die Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Windleistungsinkremente herausgestellt

werden. Abbildung 2-10 zeigt außerdem, dass die zeitliche Auflösung der Windleistung, d.h. das Mittelungszeitintervall einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Inkremente hat. Grundlage für die Abbildung sind 5min- und 1h-Leistungsmittelwerte einer WEA (Nr. 2101) des Jahres 2005.

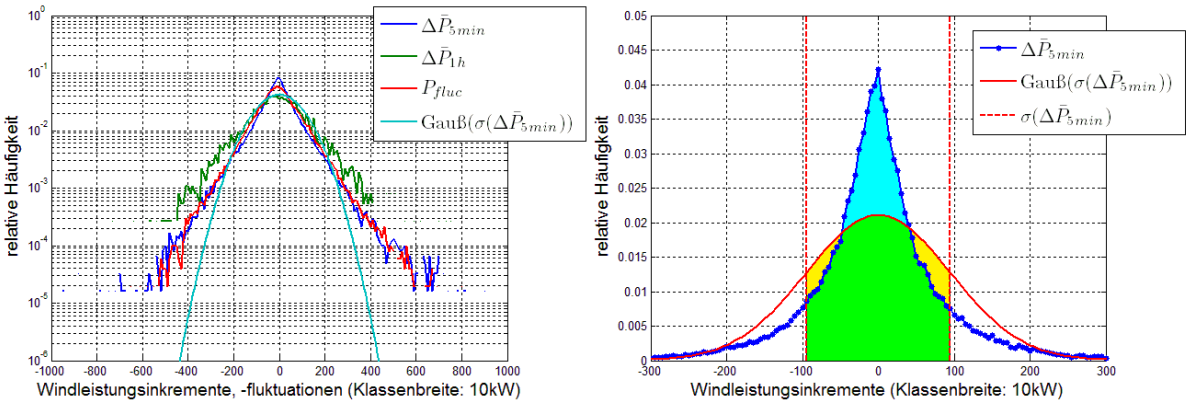


Abbildung 2-10: Gegenüberstellung der Häufigkeitsverteilungen von 5min- und 1h-Windleistungsinkrementen sowie 5min-Windleistungsfluktuationen innerhalb von Stunden (links), Flächenvergleich zur Überprüfung der Gaußähnlichkeit (rechts)

Windleistungs-inkremente sind ähnlich wie Windleistungs-fluktuationen intermittent verteilt

Es zeigt sich im linken Bild, dass Windleistungsinkremente Häufigkeitsverteilungen aufweisen, die durchaus vergleichbar mit denen von Windleistungsfluktuationen sind. Die Häufigkeitsverteilung der Windleistungs-inkremente $\Delta\overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$ der 5min-Mittelwerte deckt sich weitestgehend mit der Häufigkeitsverteilung der 5min-Fluktuationen innerhalb der Stunden P_{fluc}, welche bereits in Abbildung 2-3 dargestellt war. Wie für intermittente Verteilungen typisch, gibt es im Vergleich zur Gaußverteilung eine deutliche Erhöhung der Häufigkeiten um den Mittelwert und den äußeren Teil der Flügel. Das extremste Ereignis, eine Abnahme von einem 5min-Mittelwert zum nächsten um 950kW (es handelt sich um eine 1500kW-Anlage), weist in der linken Darstellung ganz links eine relative Häufigkeit von $1{,}16189\cdot10^{-5}$ auf. Ein solches Einzelereignis müsste bei insgesamt 105120 5min innerhalb eines Jahres die Häufigkeit von $9{,}5129\cdot10^{-6}$ aufweisen; hieraus lässt sich schließen, dass nur ca. 60% der Messwerte des Jahres nach der Plausibilitätsprüfung gemäß Kapitel 1.1.2.1 für die Untersuchung verwendet wurden. Gleiches gilt für die Stundenmittelwerte $\overline{P}_{1h}$. Die Häufigkeits-verteilung der Windleistungsinkremente $\Delta\overline{P}_{1h}$ der Stundenmittelwerte im linken Teil von Abbildung 2-10 weist eine deutlich höhere Varianz als die Häufigkeitsverteilung von $\Delta\overline{P}_{5\,\mathrm{min}}$ auf. Die Varianz von Windleistungs-inkrementen $\Delta\overline{P}_{T}$ scheint also mit länger werdenden Zeitintervallen T zur Mittelwertbildung zuzunehmen. Allerdings ist es kaum vorstellbar, dass sich etwa Jahresmittelwerte der Windenergieeinspeisung im Mittel stärker voneinander unterscheiden als etwa Wochenmittelwerten. Es muss ein Maximum der Standardabweichung geben, welches sich in Abbildung 2-11 für die WEA auf etwa 2 Tage beläuft.

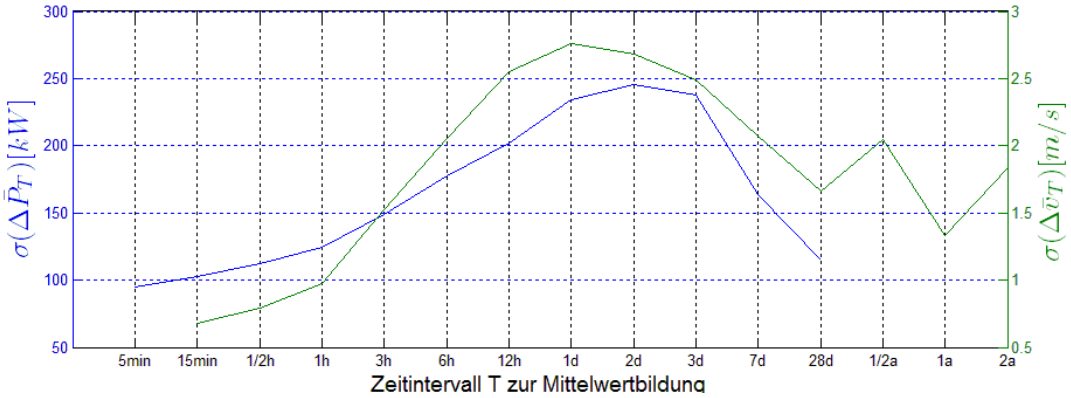


Abbildung 2-11: Abhängigkeit der Standardabweichung σ der Windleistungsinkremente $\Delta\bar{P}_T$ einer WEA (Nr. 2101) und der Windgeschwindigkeitsinkremente $\Delta\bar{v}_T$ eines entfernt gelegenen Messmastes von dem zur Bildung der Mittelwerte $\bar{P}_T$ bzw. $\bar{v}_T$ verwendeten Zeitintervall T

Die zeitliche Auflösung der Windleistungs-inkremente bestimmt die Höhe ihrer Varianz

Zur Überprüfung dieses Maximums auf eine evt. Allgemeingültigkeit ist in Abbildung 2-11 ebenfalls die Standardabweichung $\sigma(\Delta\bar{v}_T)$ von Windgeschwindigkeitsinkrementen in Abhängigkeit von dem zur Bildung der Mittelwerte $\bar{v}_T$ verwendeten Zeitintervalle T aufgetragen. Die zugrundeliegenden 15min-Windgeschwindigkeitsmittelwerte wurden über mehr als 16 Jahre an einem von der untersuchten WEA entfernt gelegenen Messmast aufgezeichnet. Hier zeigt sich das Maximum bei einem Tag, einem durchaus zu den 2 Tagen der WEA vergleichbaren Zeitraum. Die Energiedichtespektren der hier untersuchten WEA und des Messmastes sind in Kapitel A2.1 des Anhangs zu finden.

Zur Beschreibung von intermittenten Verteilungen werden in dieser Arbeit Standard-abweichungen verwendet

Die Verwendung der Standardabweichung ist im Grunde nur für Gaußverteilungen zulässig. Windleistungs- und Windgeschwindigkeits-inkremente haben jedoch intermittenten Charakter. Die blau-grüne Fläche in Abbildung 2-10 rechts unterscheidet sich mit 0,7971 merklich von der gelb-grünen, welche bei der hier verwendeten Klassengröße 0,6971 beträgt. Zur Beschreibung der intermittenten Verteilung wird also ein anderes Maß als die Standardabweichung benötigt. Die Halbwertsbreite der Verteilung bietet sich hierfür beispielsweise an. In Kapitel 2.4 wird mit dem Formparameter λ ein solches Maß eingeführt; bis dahin, wird an der Standardabweichung festgehalten.

Neben der bis hierhin beschriebenen Abhängigkeit der Windleistungs-inkremente von der zeitlichen Auflösung hat auch die Größe des Betrachtungsgebietes Einfluss auf die Höhe der Windleistungsinkremente, was im Folgenden untersucht wird.

2.3.2 Räumliche Abhängigkeit

Durch die Gruppierung von WEA tritt eine Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung auf, welche sich durch eine deutliche Abnahme der relativen Windleistungsinkremente auszeichnet. Diese Glättung des Verlaufs der Windenergieeinspeisung kommt dadurch zustande, dass sich die Leistungsinkremente der einzelnen WEA stochastisch gegenseitig aufheben. WEA-Gruppierungen führen somit zu einer wesentlich gleichförmigeren Windenergieeinspeisung des gesamten Gebietes. Dieser als Vergleich-mäßigungs- oder smoothing-Effekt bekannte Effekt kommt umso stärker zur Geltung, je unterschiedlicher der Wind ist, dem die einzelnen WEA ausgesetzt sind. Dies hängt wiederum stark von ihrer räumlichen Verteilung ab.

Beschreibung des Vergleichmäßigungs-effektes der Windenergie-einspeisung

Abbildung 2-12 verdeutlicht die Abnahme der relativen Windleistungs-schwankungen bei zunehmender Größe der WEA-Gruppierung. Während die Einzelanlage in dem dargestellten Zeitraum sehr große Windleistungs-inkremente innerhalb kurzer Zeit aufweist, ist der Verlauf der Windenergie-einspeisung des Windpark-Clusters im gleichen Zeitraum bereits wesentlich glatter. Noch glatter stellt sich die deutschlandweite Windenergieeinspeisung dar.

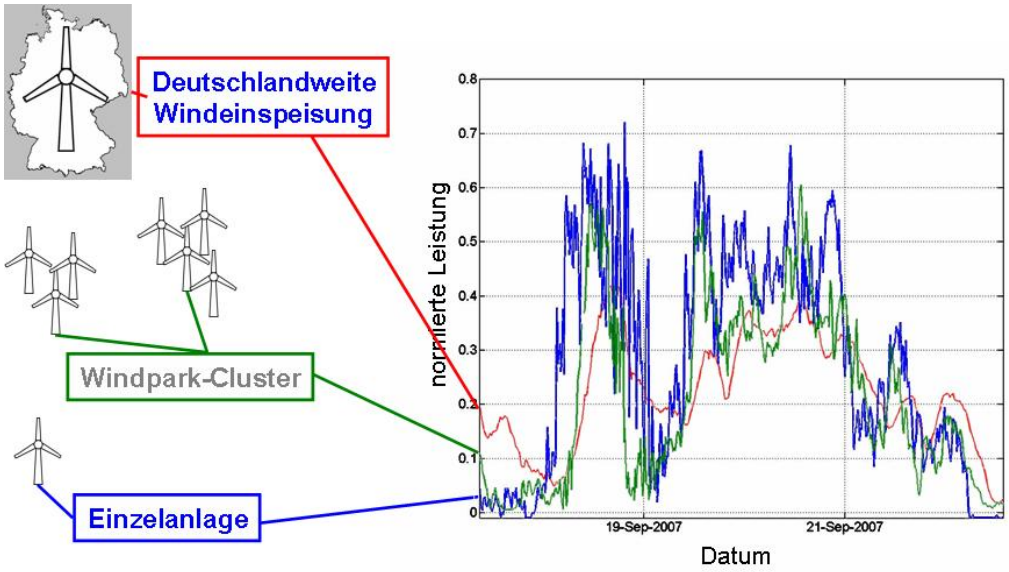


Abbildung 2-12: Veranschaulichung des smoothing-Effekts

In Abbildung 2-12 wird ebenfalls deutlich, dass ein größer werdendes Betrachtungsgebiet neben dem glatter werdenden Verlauf auch eine Reduzierung der Spannweite der normierten Leistungseinspeisung bewirkt. Während einzelne WEA durchaus Leistungen im Bereich ihrer Nennleistung einspeisen können, wird die deutschlandweite Windenergieeinspeisung niemals an die in Deutschland installierte Windleistung heranreichen können; zu groß ist das Betrachtungsgebiet und zu gering die Wahrscheinlichkeit, dass alle WEA in Deutschland zu einem Zeitpunkt Nennwind erfahren und Nennleistung einspeisen. Ähnliches gilt für den unteren Leistungsbereich; die Wahrscheinlichkeit, dass keine WEA in Deutschland eine Wind-geschwindigkeit über der Einschaltwindgeschwindigkeit erfährt, ist wesentlich geringer als die Wahrscheinlichkeit für eine einzelne WEA.

Die Dezentralität der Windenergie verringert durch den Vergleichmäßigungs-effekt die Erschwernis bei der Netzintegration, welche sich aus der Variabilität der Windenergie ergibt

Diesem Vergleichmäßigungseffekt kommt bei der Planung zukünftiger Energieversorgungssysteme mit einem hohen Anteil an Windenergie eine besondere Bedeutung zu, da er die Windenergie besser prognostizierbar und eine geringere Ausgleichsenergievorhaltung nötig macht und somit die Integration in die Stromversorgung vereinfacht. Aus systemtechnischer Sicht kann es z.B. von Vorteil sein, einen neuen Windpark nicht etwa am windstärksten, sondern an dem Ort zu errichten, durch den die Vergleich-mäßigung am stärksten zum Tragen kommt.

Da er von essentiellem Interesse für die Integration der Windenergie ist, gibt es bereits Ansätze zur Modellierung des Vergleichmäßigungseffektes. In [70] wird das Verhältnis von den Standardabweichungen des Windleistungs-prognosefehlers von Windparkgruppierungen zu den Standardabweichungen des Windleistungsprognosefehlers einzelner Windparks als Maß für den Vergleichmäßigungseffekt verwendet. Die Abhängigkeit dieses Verhältnisses von der räumlichen Verteilung der Windparkgruppierungen wird zwar dargestellt, jedoch nicht modelliert.

Verschiedene Ansätze zur Modellierung des Vergleichmäßigungs-effektes

Die räumliche Verteilung ist hierbei durch die Kreisfläche definiert, auf welcher die Windparkgruppierungen liegen. In [71] wurden bereits die Unterschiede zwischen den Energiedichtespektren einzelner und mehrerer Anlagen aufgezeigt. Diese spektralen Unterschiede, welche dadurch zustande kommen, dass der Anlagenverbund räumlich verteilt ist, stehen im Fokus vieler wissenschaftlicher Untersuchungen über den Vergleich-mäßigungseffekt von Windleistungsänderungen. In [72] werden die Energie-dichtespektren einzelner Turbinen durch Filterung an die ganzer Windparks angepasst. Die Verstärkung des Filters kann hiernach neben der Standardabweichung (z.B. der Windleistungsprognosefehler oder der Windleistungsschwankungen) als weiteres Maß für den Vergleichmäßigungs-effekt verwendet werden. Auch die mittlere Kohärenz („average coherence“) zwischen den Energiedichtespektren mehrerer Windparks ist nach [73] ein Indikator für den Vergleichmäßigungseffekt auf einer großräumigen Ebene, bei welcher Windparks die kleinste Betrachtungseinheit darstellen. In [74] werden (ähnlich wie in [72]) die Übertragungsfunktionen von den Windgeschwindigkeitsschwankungen an Turbinen zu den Leistungs-schwankungen von Windparks im Frequenzbereich betrachtet und deren Abhängigkeit von der Anzahl der Turbinen (und somit der Vergleich-mäßigungseffekt) dargestellt.

Beschreibung der zwei Methoden zur Bildung von Windparkgruppen

In der vorliegenden Arbeit werden zur Untersuchung des Vergleich-mäßigungseffektes zunächst Windparkgruppen mittels zweier unterschied-licher Methoden gebildet. Weitere Gruppierungs- oder Clustermethoden können, z.B. wie in [75], die Korrelationen zwischen den Einspeisezeitreihen der Windparks berücksichtigen und, wie in [76], „k-means“-Algorithmen verwenden.

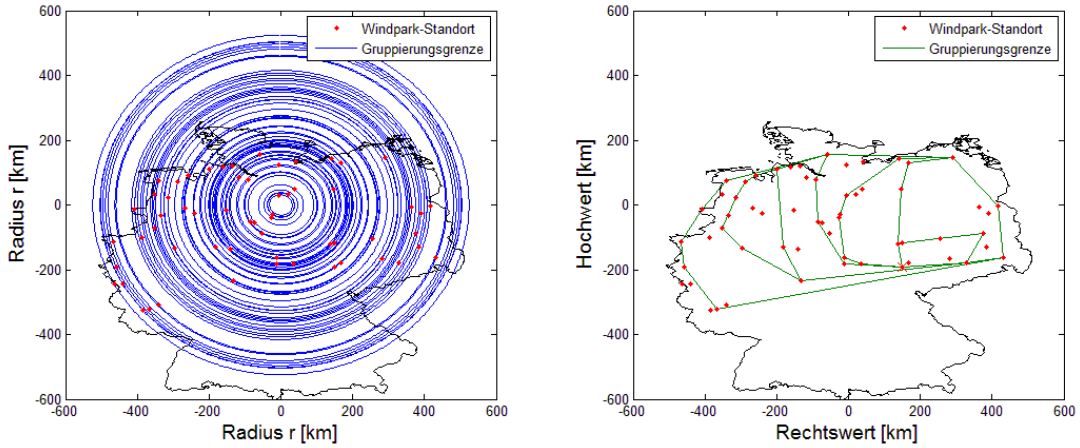


Abbildung 2-13: Windpark-Gruppierung mittels Kreisflächen (links) und wachsenden Gebietsgrenzen (rechts)

Die erste Methode („Kreisflächen-Gruppierung“) der vorliegenden Arbeit fügt schrittweise immer den Windpark zur Gruppierung hinzu, der als nächstes in größer werdende Kreise fällt, deren Mittelpunkte dem Leistungsschwerpunkt (berechnet nach den Formeln 1-1 und 1-2 inkl. Leistungsgewichtung) aller für diese Untersuchung verwendeten Windparks entsprechen. Zur flächentreuen Projektion wurden die Zusammenhänge aus Kapitel A1 verwendet und als Bezugsmeridian derjenige Längengrad gewählt, der durch den Schwerpunkt geht.

Die zweite Gruppierungsmethode („wachsende Gruppierung“) fügt, beginnend von dem Windpark mit der größten Standardabweichung der auf Nennleistung normierten Windleistungsinkremente mit dem Wert 0,0916, immer jeweils denjenigen Windpark hinzu, der dem jeweiligen Leistungs-schwerpunkt der Gruppierung am nächsten liegt. Im rechten Teil von

Abbildung 2-13 sind die resultierenden Gruppierungsgrenzen für jeden achten Gruppierungsschritt dargestellt.

Beschreibung der verwendeten Leistungsmessdaten

Für die Berechnungen wurde in den Referenzmessungen $P_{WP,i}$ (siehe Kapitel 1.1.2.1) ein möglichst langer Zeitraum mit möglichst wenigen Messfehlern in möglichst vielen Windparks i gesucht. Für die Windparks sollten zudem die WEA-Standorte gemäß Kapitel 1.1.2.3 bekannt und die entsprechende WEA-Anzahl für den Zeitraum gültig sein. Es wurden 59 geeignete Windparks mit zusammenhängenden Messungen (15min-Mittelwerte) über ca. 2,5 Jahre und einem Messfehleranteil von höchstens 0,05 als geeignet identifiziert. Unter Verwendung der Nennleistungen $P_{n,WP,i}$ der Windparks wurden die normierten Windleistungsinkremente $\mathbf{\Delta P_{normiert}}$ für die nach obigen Methoden gebildeten Gruppen berechnet,

$$\mathbf{\Delta P_{normiert}}(k) = \begin{pmatrix} \frac{\Delta P_{Gruppe1}(k)}{P_{n,WP,1}} \\ \frac{\Delta P_{Gruppe2}(k)}{P_{n,WP,1}+P_{n,WP,2}} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_{Gruppe58}(k)}{\sum_{i=1}^{58} P_{WP,n}(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{P_{WP,1}(k)-P_{WP,1}(k-1)}{P_{n,WP,1}} \\ \frac{P_{WP,1}(k)-P_{WP1,}(k-1)+P_{WP,2}(k)-P_{WP,2}(k-1)}{P_{n,WP,1}+P_{n,WP,2}} \\ \vdots \\ \frac{\sum_{i=1}^{58} P_{WP,i}(k)-P_{WP,i}(n-k)}{\sum_{i=1}^{58} P_{WP,n}(k)} \end{pmatrix}, \quad \textbf{(2-20)}$$

für den jeweiligen Zeitschritt k. Für diese Windleistungsinkremente sind, auch wenn sie nur für Gaußverteilungen gelten, in Abbildung 2-14 die Standardabweichungen in Abhängigkeit von Eigenschaften der Gruppierungen aufgetragen.

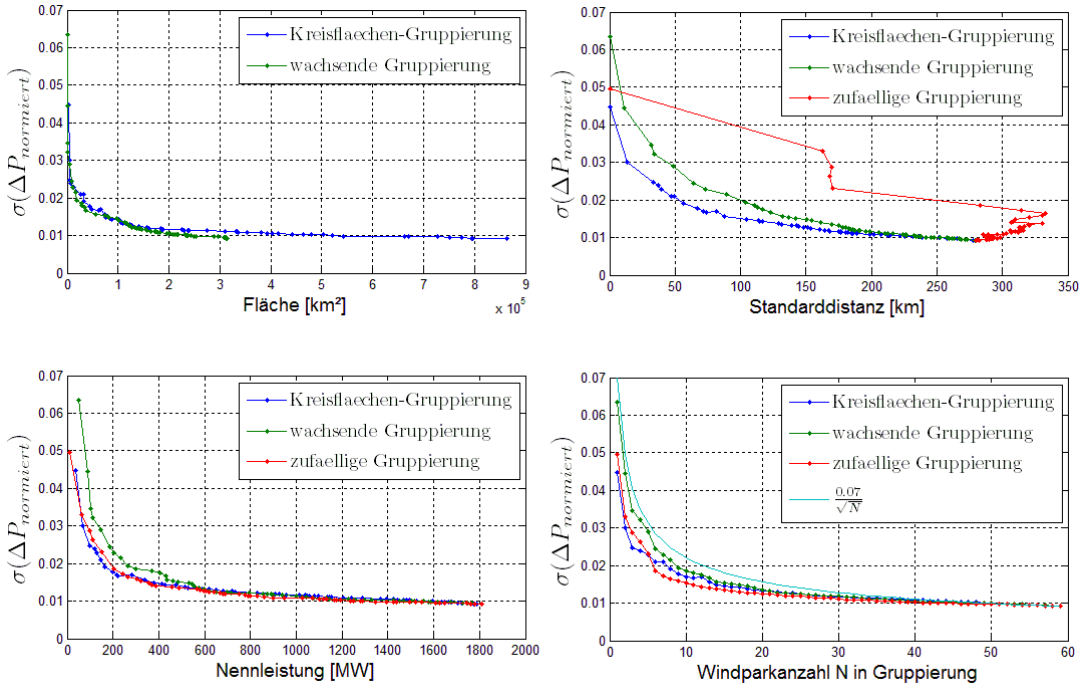


Abbildung 2-14: Standardabweichung von Windleistungsinkrementen in Abhängigkeit von Windparkgruppeneigenschaften.

Im Bild links oben ist die Standardabweichung σ über der Gruppierungsfläche aufgetragen. Beide Gruppierungsmethoden führen zu einem ähnlichen Verlauf von σ, auch wenn die Kreisflächen-Gruppierungsmethode eine weitaus größere Fläche abdeckt. Bei der Darstellung links unten wurde zusätzlich eine zufällige Gruppierung durchgeführt, bei der bei jedem

Gruppierungsschritt ein noch nicht enthaltener, zufällig gewählter Windpark hinzugefügt wurde. Es ist an dem ähnlichen Verlauf der Kurven erkennbar, dass die Berücksichtigung des Raumes in den beiden Gruppierungsmethoden aus Abbildung 2-13 zu keinem anderen Ergebnis führt als eine zufällige Gruppierung. Im Bild rechts oben wird deutlich, dass der Abfall von σ sich fast auf den gesamten Wertebereich der Standarddistanz (nach den Formeln 1-4 bis 1-7) erstreckt. Dies unterscheidet die Standarddistanz von den übrigen dargestellten Gruppierungseigenschaften (Fläche, Nennleistung, Windparkanzahl).

Die Vergleichmäßigung der betrachteten Windenergieeinspeisungen gehorcht dem Wurzel-N-Gesetz

Im Bild rechts unten ist σ über der Anzahl N der Windparks innerhalb der Gruppen und zusätzlich der Verlauf der Funktion $\sigma(N) = c/\sqrt{N}$ mit der Konstanten c=0,07 als hellblaue Kurve dargestellt. Diese Funktion ist auch als das Wurzel-N-Gesetz bekannt. Da bei unkorrelierten Zufallsgrößen X_j (j=1,2,…,N) mit gleichem Mittelwert und gleicher Varianz σ^2 die Varianz ihrer Summe gleich der Summe ihrer Varianzen ist, ist die Standardabweichung der Summe nur $\sqrt{N}$ mal so groß wie die Standardabweichung einer Zufallsgröße:

$$\sigma^2\left(\sum_{j=1}^{N} X_j\right) = \sum_{j=1}^{N} \sigma^2\left(X_j\right) = N \cdot \sigma^2 \Rightarrow \sigma = \frac{\sigma\left(\sum_{j=1}^{N} X_j\right)}{\sqrt{N}} \cdot \qquad \textbf{(2-21)}$$

In Abbildung 2-14 wurde die Funktion mit dem Faktor c=0,07 derart skaliert, dass sie bei hohen Anzahlen N auf den übrigen Kurven liegt. Dieser Faktor liegt zudem nahe bei dem Wert 0,0916, mit dem die grüne Kurve der „wachsenden Gruppierung“ beginnt, was die beiden Kurven gut vergleichbar macht. Die grüne Kurve fällt steiler als die hellblaue ab, was an dem intermittenten Charakter der Windleistungsinkremente liegen kann. Die Windleistungsinkremente der Windparks sind durch ihre Intermittenz weniger korreliert, als sie es wären, wenn sie gaußverteilt wären. Mit zunehmender Windparkanzahl vergleichmäßigen sich die Intermittenzen; die grüne Kurve nähert sich der hellblauen wieder an.

Auch wenn leichte Unterschiede bestehen, nehmen die Windleistungsinkremente in Abbildung 2-14 rechts unten mit größer werdender Windparkgruppierung gemäß der Wurzel-N-Statistik ab. Die $c/\sqrt{N}$-Funktion mit der zu kalibrierenden Konstante c ist ein geeignetes Modell für den Vergleichmäßigungseffekt der Windenergie (siehe z.B. [72], [77]), sofern die betrachteten Windleistungsinkremente unkorreliert sind [74]. Dass dies der Fall ist, zeigen nicht nur die ähnlichen Kurvenverläufe in Abbildung 2-14, sondern auch die Analysen zu räumlichen Windleistungskorrelationen in Kapitel A2.2 des Anhangs.

Nicht die räumliche Verteilung, sondern die statistische Unabhängigkeit bewirkt die Vergleichmäßigung der betrachteten Windenergieeinspeisungen

Der Vergleichmäßigungseffekt der 15min-Windleistungsinkremente rührt demzufolge nicht von der räumlichen Verteilung der Windparks, sondern von deren statistischen Unabhängigkeit her. Dies ist auch nicht weiter verwunderlich, da wohl kaum davon auszugehen ist, dass ein 15min-Windleistungsinkrement eines Windparks gleichzeitig in einem anderen Windpark auftaucht, sofern dieser nicht sehr nahegelegen ist. Ein anderes Bild würde sich, so legen es die hierfür höheren Korrelationskoeffizienten in Kapitel A2.2 nahe, bei größeren Mittelungszeiträumen zeichnen. Auch eine räumliche Autokorrelationsanalyse wie in [78] könnte weiteren Aufschluss über den Vergleichmäßigungseffekt geben, da hier die zeitversetzte Fortpflanzung der Windleistungsinkremente eines Windparks in einem weiteren, entfernt gelegenen Windpark erfasst werden könnte. Ungeachtet

der Tatsache, dass kein räumlicher Einfluss auf die Vergleichmäßigung der 15min-Windleistungsinkremente nachgewiesen wurde, sei diese noch einmal in Abbildung 2-15 anhand der Häufigkeitsverteilungen der relativen Windleistungsinkremente der Windparkgruppen verdeutlicht.

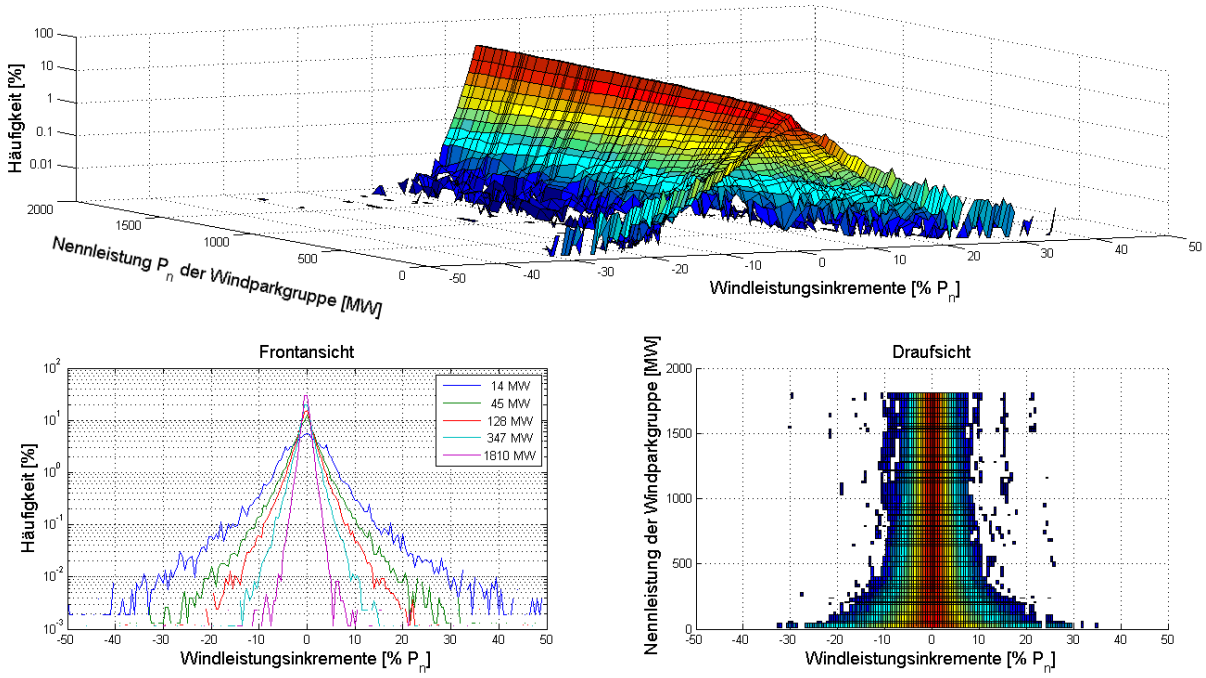


Abbildung 2-15: Abnahme der relativen Windleistungsinkremente bei größer werdender Windparkgruppierung

Die Gleichmäßigkeit der Einspeisung hängt nicht eindeutig von Windparkeigenschaften ab

Abschließend zur Untersuchung des Vergleichmäßigungseffektes werden die Standardabweichungen der 15min-Windleistungsinkremente von 110 Referenzwindparks denjenigen ihrer Eigenschaften gegenübergestellt, die Aufschluss über ihre Größe bzw. räumliche Verteilung geben. In Abbildung 2-16 sind zwar wegen der großen Streuungen keine eindeutigen Abhängigkeiten der Standardabweichungen von den Windparkeigenschaften, jedoch Tendenzen zu erkennen. Große Windparks mit hoher Nennleistung, hoher WEA-Anzahl, großer Windparkfläche und großer WEA-Standarddistanz weisen eher relativ kleine Standardabweichungen auf. Bei kleineren Windparks ist es eher umgekehrt, nur hier ist die Streuung noch größer. Die Zusammenhänge sind für eine univariate Modellbildung nicht eindeutig genug. Die Standardabweichungen scheinen von einer Vielzahl von Einflussgrößen abzuhängen. Eine multiple lineare Regressionsanalyse könnte ein geeignetes Modell zur Nachbildung der Abhängigkeit der Standardabweichung von den unterschiedlichen Windparkeigenschaften liefern.

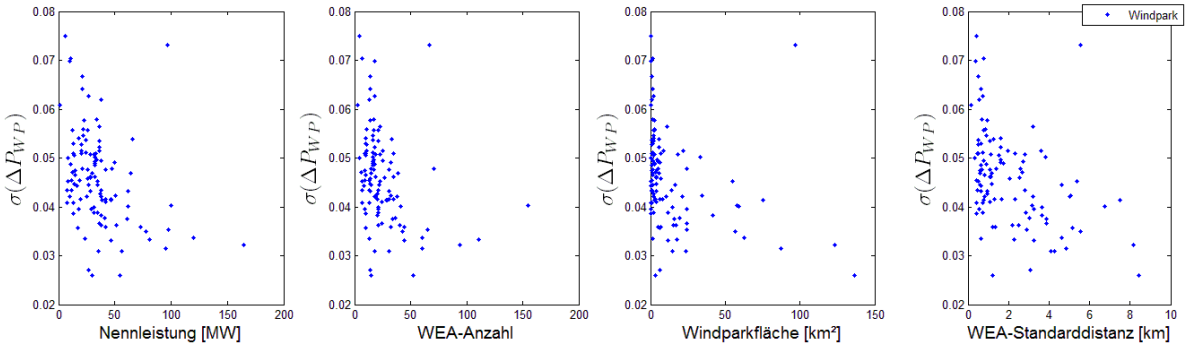


Abbildung 2-16: Zusammenhang zwischen den Standardabweichungen der Windleistungsinkremente und Eigenschaften von 110 Referenzwindparks

2.4 Modellierung der Häufigkeitsverteilung von Windleistungsinkrementen

Das Modell gilt für Häufigkeitsverteilungen von räumlichen und zeitlichen Inkrementen und Fluktuationen von Windleistungen und -geschwindigkeiten

In diesem Kapitel wird ein Modell für intermittente Häufigkeitsverteilungen beschrieben und an die Häufigkeitsverteilungen der Windleistungsinkremente der Windparkgruppierungen aus Kapitel 2.3.2 angepasst.
In [79] wurde folgendes Modell m für intermittente Häufigkeitsverteilungen hergeleitet:

$$m(\Delta v) = \int_0^\infty d\sigma \cdot \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\Delta v}{\sigma}\right)^2\right) \cdot \frac{1}{\sigma\lambda\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma) - \ln(\sigma_0)}{\lambda}\right)^2\right).$$

(2-22)

Die Herleitung dieser Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion fand im Zusammenhang mit räumlichen Windgeschwindigkeitsinkrementen statt, denn die unabhängige Funktionsvariable Δv steht für die Differenz zwischen der Windgeschwindigkeit $v(x)$ an einem Ort x und der Windgeschwindigkeit $v(x+d)$ an einem hiervon um d entfernten Ort:

$$\Delta v = v(x+d) - v(x) .$$

(2-23)

Wegen des engen Zusammenhangs von Raum und Zeit bei kinetischen Phänomenen wie dem Wind konnte das Modell in [61] an Häufigkeitsverteilungen von Zeitinkrementen der Windgeschwindigkeit $\Delta v = v(t+\tau) - v(t)$ angepasst werden. Doch nicht nur der raumzeitliche Zusammenhang, sondern auch der technische bei der Umwandlung von Windgeschwindigkeit in elektrische Windleistung ist eng genug, um das Modell, wie in [75], [80], [81] und [82] gezeigt, an die Häufigkeitsverteilung von Windleistungsinkrementen anzupassen. In [80], [81] und [82] wurde mit geringerem Erfolg zusätzlich die Anpassung des Modells an Häufigkeitsverteilungen von Prognosefehlern und Prognosefehlerinkrementen unternommen. In [75] wurde die Anpassungsfähigkeit des Modells an Windleistungsinkremente durch das Zulassen der Veränderlichkeit des Parameters σ_0 erhöht.
Zur Erläuterung des Modells und seiner Parameter werden seine zwei Bestandteile zunächst getrennt betrachtet; denn das Modell ist eine Superposition von Gaußverteilungen gemäß einer Lognormalverteilung.

Beschreibung der beiden zugrundeliegenden Funktionen

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $Gauß(x)$ der Gaußverteilung genügt bekanntermaßen dem Zusammenhang

$$Gauß(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right)$$

(2-24)

mit der unabhängigen Funktionsvariablen x, der Standardabweichung σ und dem Erwartungswert μ der Verteilung. Die oberen beiden Bilder von Abbildung 2-18 zeigen Gaußverteilungen bei Variation von μ bzw. σ.

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $LNV(x)$ der Lognormalverteilung genügt dem Zusammenhang

$$LNV(x) = \begin{cases} \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x)-\mu}{\sigma}\right)^2\right), & x > 0 \\ 0, & x \le 0 \end{cases} .$$

(2-25)

Für Werte von x größer Null weist sie deutliche Parallelen zur Gaußverteilung auf. Die unabhängige Variable x taucht hier zusätzlich im Nenner und in logarithmierter Form im Exponenten auf. Aus letzterem Tatbestand bezieht die Funktion ihren Namen. Sie ist die logarithmierte Version der Gauß-, bzw. Normalverteilung.
Solche Lognormalverteilungen treten in der Natur auf, wenn die betrachtete Zufallsvariable x keine Werte unter null annehmen kann. So sind z.B. die Körpergröße und das Einkommen, aber insbesondere nach [83] auch die Standardabweichungen von Windgeschwindigkeitsfluktuationen innerhalb von 10min lognormalverteilt. Letzteres verdeutlicht Abbildung 2-17 durch Darstellung des Maximums, des Mittelwerts und des Minimums der relativen Häufigkeiten von an 50 Messmasten (siehe Kapitel 3.1.2) aufgezeichneten Standardabweichungen σ_T (siehe Formel (2-4) in Kapitel 2.1.1) mit T=5min. Dass die Standardabweichungen lognormalverteilt sind, verdeutlicht die an die Mittelwerte gefittete Lognormalverteilung.
Die Häufigkeitsverteilungen solcher lognormalverteilten Zufallsgrößen x ist zum Wert Null hin gestaucht, da Werte kleiner Null nicht angenommen werden können. Aus diesem Grund ist die Verteilung schief und unsymmetrisch und diesbezüglich unterschiedlich zur Gaußverteilung. Die Häufigkeitsverteilung einer Zufallsvariablen y, die dem Zusammenhang y=ln(x) genügt, ist hingegen gaußverteilt. Da diese Zufallsvariable y gaußverteilt ist, kann ihre Wahrscheinlichkeitsdichte durch die zwei Parameter Mittelwert und Standardabweichung beschrieben werden: genau dies sind μ bzw. σ. Der Median der lognormalverteilten Zufallsvariablen x liegt hingegen bei e^{μ}.

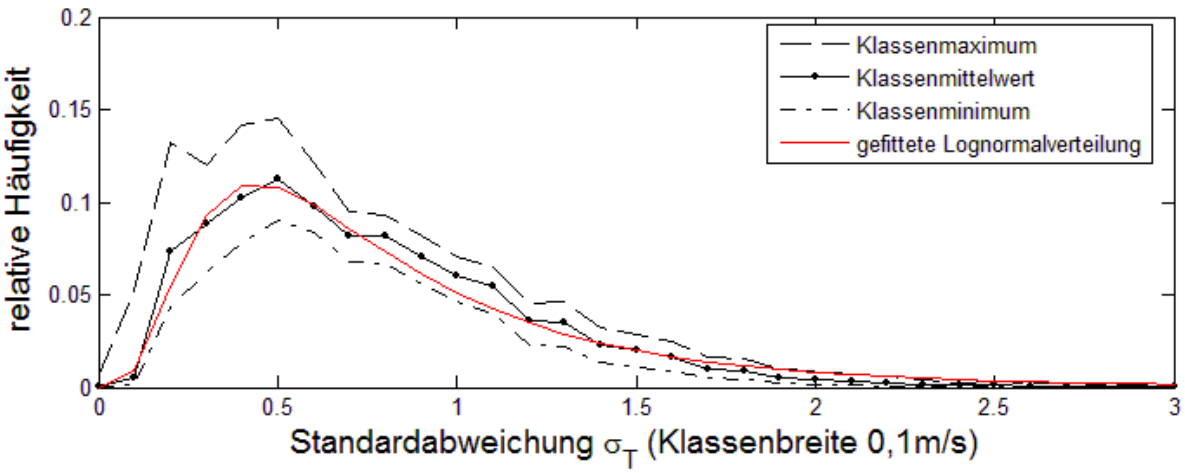


Abbildung 2-17: Relative Häufigkeiten von an 50 IWES-Messmasten gemessenen Standardabweichungen σ_T

In den unteren beiden Bildern von Abbildung 2-18 werden Lognormal-verteilungen mit unterschiedlichen Parameterwerten verglichen.

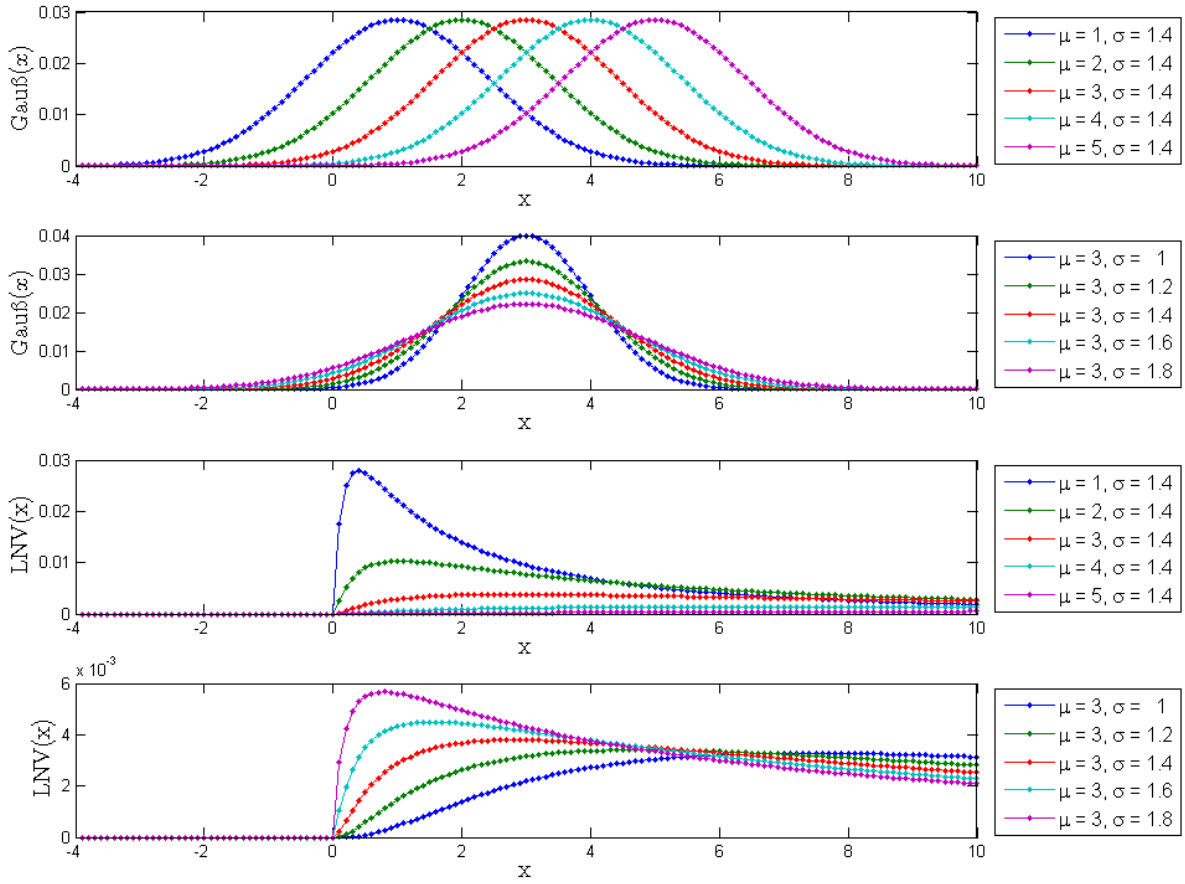


Abbildung 2-18: Gauß- und Lognormalverteilung (LNV) mit unterschiedlichen Parametern

Beide Parameter μ und σ der Lognormalverteilung bestimmen sowohl die Lage der Verteilung auf der x-Achse (wie der Erwartungswert μ der Gaußverteilung), als auch die Steigung der Kurve (wie die Standardabweichung σ der Gaußverteilung). Bezüglich der Steigung und der Breite der Kurven ist die Wirkung der beiden Parameter gegenläufig; ein wachsendes μ bewirkt eine Verringerung, eine wachsendes σ eine Erhöhung der Steigung bzw. der Kurvenbreite.

Beschreibung der Verwendung beider Funktionen im Modell

Im folgenden Abschnitt wird beschrieben wie und weshalb sich das Modell für intermittente Häufigkeitsverteilungen aus der Lognormal- und der Gauß-verteilung zusammensetzt. Ziel der Modellentwicklung in [79] ist es, eine Funktion y für intermittente Häufigkeitsverteilungen zu finden, welche zwar symmetrisch aber spitzer als Gaußverteilungen um den Mittelwert 0 herum sind und breitere Flügel als diese aufweisen. Der Ansatz ist es nun mehrere Gaußverteilungen mit dem Mittelwert 0 und unterschiedlichen Standard-abweichungen zu „superpositionieren“, sprich „aufeinanderzusetzen“. Dies entspricht einer Summation der Gaußverteilungen $g_i(x_j)$ für jeden Wert j der unabhängigen Variablen x_j.

$$y_i(x_j) = \frac{1}{i} \cdot \sum_{k=1}^{i} g_i(x_j, \sigma_k) = \frac{1}{i} \cdot \sum_{k=1}^{i} Gauß(x_j, \sigma_k) = \frac{1}{i} \cdot \sum_{k=1}^{i} \frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{x_j - 0}{\sigma_k} \right)^2 \right) \quad \textbf{(2-26)}$$

Abbildung 2-19 rechts verdeutlicht dieses Vorgehen graphisch. Je mehr Gaußverteilungen superpositioniert werden, desto breiter werden die Flügel und desto weniger spitz die Mitte der resultierenden Verteilung.

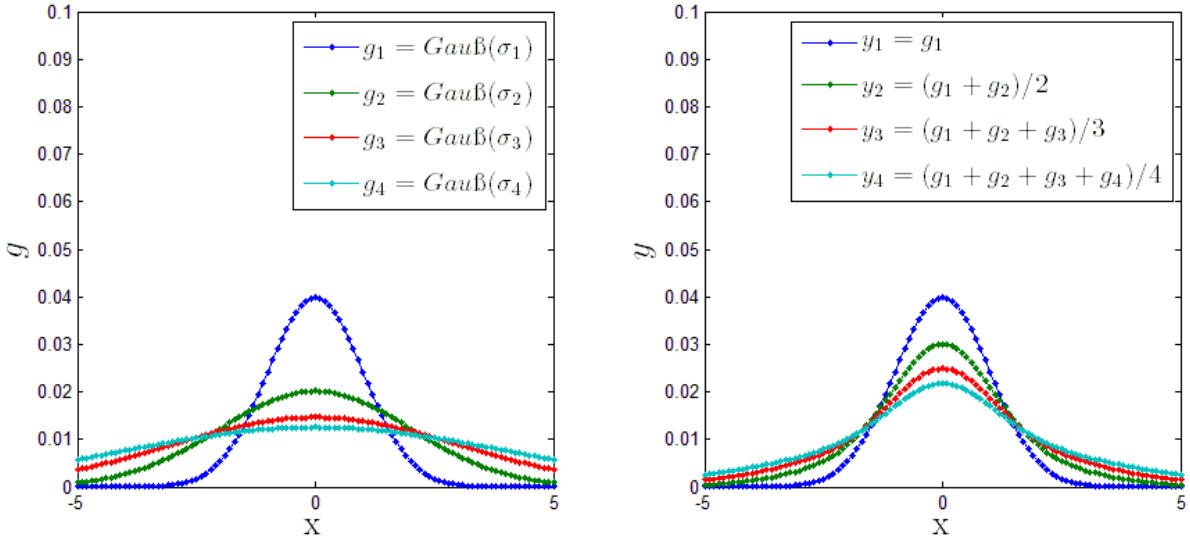


Abbildung 2-19: Superposition von Gaußverteilungen g mit unterschiedlichen Standardabweichungen σ

Der nächste Schritt ist die Suche nach der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für die Standardabweichungen der Gaußverteilungen. Es bietet sich die Lognormalverteilung an, da sie zum einen ausschließlich positive Werte annehmen kann. Entscheidender ist jedoch zum anderen die Tatsache, dass Windgeschwindigkeitsfluktuationen lognormalverteilt sind (siehe Abbildung 2-17). Durch die Superposition von Gaußverteilungen, deren Standardabweichungen lognormalverteilt sind, kann eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung gebildet werden, die die Auftretenswahrscheinlichkeit von Windgeschwindigkeitsfluktuationen stochastisch berücksichtigt. Mit der Lognormalverteilung als Gewichtsfunktion für die Gaußverteilungen ergibt sich schließlich das Modell für intermittente Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen aus [79] für diskrete unabhängige Variablen x_j zu

$$m_1(x_j) = \sum_{k=1}^{n} \Delta\sigma_k \cdot Gauß(x_j, \sigma_k) \cdot LNV(\sigma_k)$$

$$= \sum_{k=1}^{n} \Delta\sigma_k \cdot \frac{1}{\sigma_k \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x_j}{\sigma_k} \right)^2 \right) \cdot \frac{1}{\sigma_k \lambda \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma_k) - \ln(\sigma_0)}{\lambda} \right)^2 \right). \quad \textbf{(2-27)}$$

Beschreibung der Modellparameter

Die n Standardabweichungen σ_k der Gaußverteilungen mit der Schrittweite $\Delta\sigma_k$ werden als die unabhängige Variable der Lognormalverteilung gesetzt. Über die Standardabweichungen σ_k wird aufsummiert, bzw. aufintegriert, wenn der kontinuierliche Zusammenhang gemäß Formel 2-14 angesetzt wird. Das Modell enthält zwei Parameter: σ_0 und λ. Die logarithmierte Form des ersten, $\ln(\sigma_0)$, entspricht dem Parameter μ der Lognormalverteilung aus Gleichung 2-17. Da der Median von Lognormalverteilungen durch e^{μ} gegeben ist, entspricht σ_0 dem Median der Lognormalverteilung in obiger Formel. Der zweite Modellparameter λ entspricht dem Parameter σ der Lognormalverteilung aus Gleichung 2-17. Er wird im Folgenden in Anlehnung an [61] als Formparameter des Modells bezeichnet, da er wesentlichen Einfluss auf dessen Form hat. Abbildung 2-20 zeigt den Einfluss der beiden Parameter auf die Form der intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion.

Es wurden für die Darstellung die Zusammenhänge σ_1=0,001, $\Delta\sigma$=0,001 und n=10000 angesetzt.

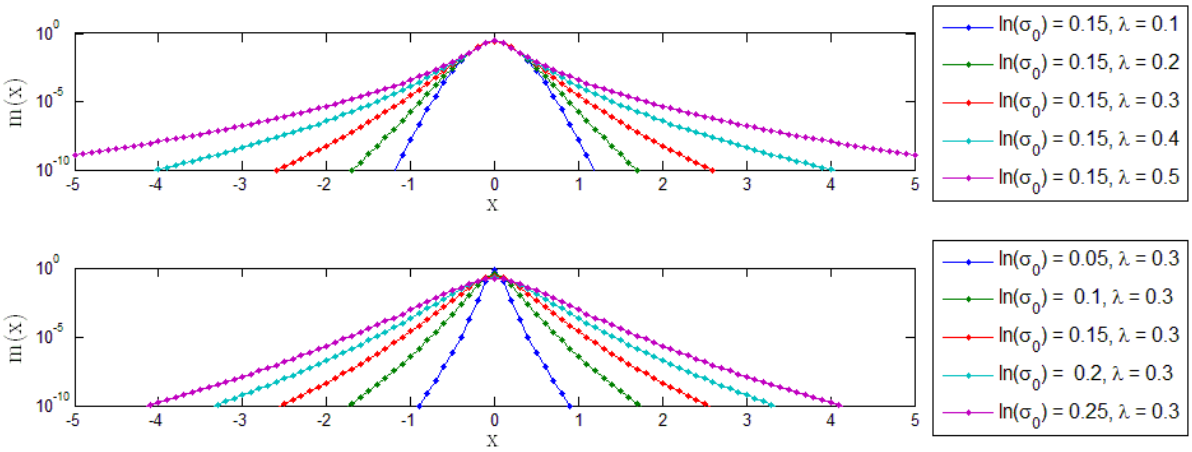


Abbildung 2-20: Intermittente Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung mit unterschiedlichen Parametern

Wie in Abbildung 2-20 zu sehen ist, wird die Verteilung mit steigendem Wert von σ_0 breiter und mit steigendem Wert von λ intermittenter. Geht λ gegen Null, geht die intermittente Verteilung in die Gaußverteilung über.

Modellanpassung an Referenzwindparks und Windparkgruppen mit zwei unterschiedlichen Fehlermaßen

Das Modell für intermittente Verteilungen wird im nächsten Schritt an die relativen Häufigkeitsverteilungen $h(\Delta P)$ von Windleistungsinkrementen ΔP von 59 Referenzwindparks angepasst. Hierzu wird zunächst die Matlab-Funktion „lsqcurvefit“ verwendet, die imstande ist, nichtlineare Ausgleichsrechnungen (nonlinear curve-fitting) im Sinne der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durchzuführen und passende Werte für σ_0 und λ zu liefern. Abbildung 2-21 zeigt das auf diese Weise an die Daten eines Windparks angepasste Modell $m_{1,RMSE}(\Delta P)$. Bei Vergleich des linken und rechten Bildes, die sich, neben der Größe der x-Achsenbereiche, in der Skalierungen ihrer y-Achsen unterscheiden, wird deutlich, dass die Modellanpassung $m_{1,RMSE}(\Delta P)$ für die häufigen Inkremente um den Wert Null herum gut gelang (linkes Bild), für die Flügel jedoch zu flach ausfiel (rechtes Bild).

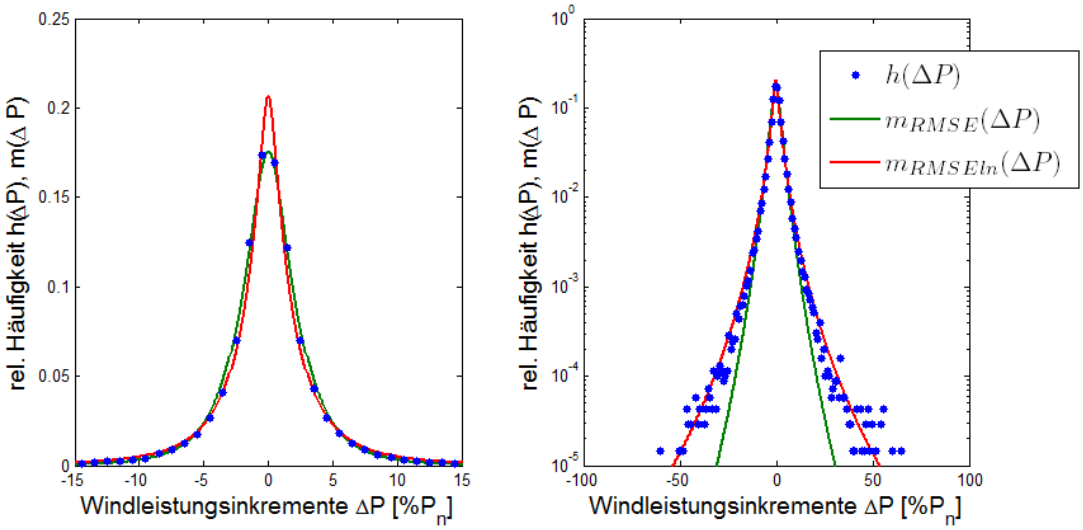


Abbildung 2-21: Modellanpassung an die Windleistungsinkremente eines Referenzwindparks (Nr. 34)

Eine Möglichkeit die Flanken besser zu modellieren ist es, ihnen ein höheres Gewicht bei der Modellanpassung zuzuteilen. Anstelle der absoluten Werte von $h(\Delta P)$ und $m(\Delta P)$ können beispielsweise deren Logarithmen heran-

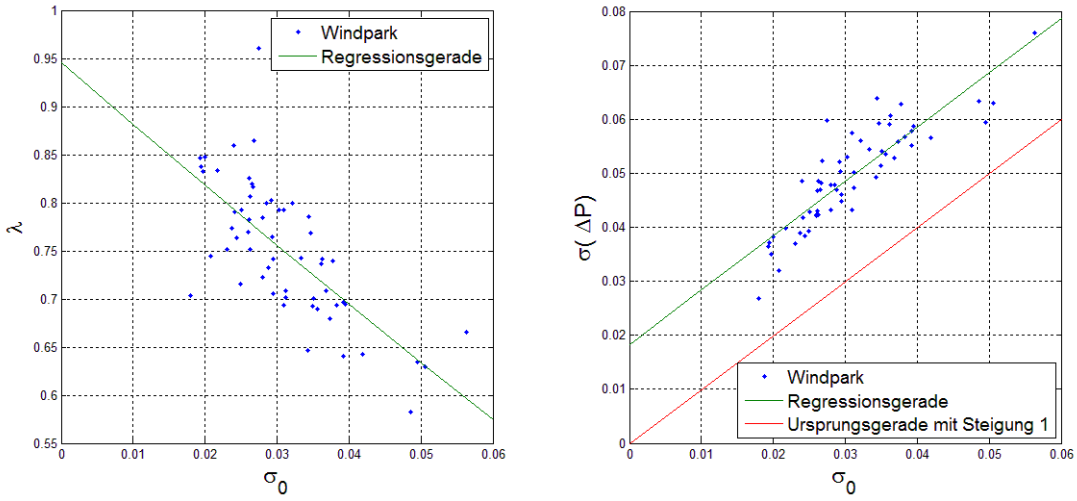
gezogen werden. Das Fehlermaß bei der Modellanpassung würde sich dann von

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{s}\left(h\left(\Delta P_j\right) - m\left(\Delta P_j\right)\right)^2}{s}} \tag{2-28}$$

zu

$$RMSE\ln = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{s}\left(h\left(\ln\left(\Delta P_j\right)\right) - m\left(\ln\left(\Delta P_j\right)\right)\right)^2}{s}} \tag{2-29}$$

ändern, wobei s die Anzahl der unabhängigen Variablen ΔP ist. Die beiden Fehlermaße sind nicht miteinander vergleichbar. Das Fehlermaß *RMSEln* fällt durch das Logarithmieren der Häufigkeitsverteilung h und des Modells m in Formel (2-29) viel höher aus.
Abbildung 2-21 zeigt ebenfalls das mit dem Fehlermaß *RMSEln* angepasste Modell $m_{1,RMSEln}(\Delta P)$. Für dessen Erstellung wurde der durch die Matlab-Funktion „lsqcurvefit" ermittelte und auf das Fehlermaß *RMSE* optimierte Formparameter λ schrittweise um den Wert 0,01 erhöht bzw. verringert und zwar nur solange bis eine Fortführung wieder zu einem höheren *RMSEln* führen würde. Der ebenfalls durch die Matlab-Funktion „lsqcurvefit" ermittelte und auf das Fehlermaß *RMSE* optimierte Modellparameter σ_0 wurde hingegen unverändert gelassen. Das so auf das Fehlermaß *RMSEln* gefittete Modell liegt sehr genau auf den Flanken der Messwerte, fällt allerdings um den Bereich Null etwas zu hoch aus.



Analyse der durch die Anpassung gewonnenen Modellparameter

Abbildung 2-22: Abhängigkeit der Modellparameter untereinander sowie zur Standardabweichung für 59 Referenzwindparks

Der linke Teil von Abbildung 2-22 gibt an, welche Werte σ_0 und λ für die Anpassung an die Häufigkeitsverteilungen der Windleistungsinkremente der 59 Referenzwindparks aus Kapitel 2.3.2 annehmen und macht deutlich, dass mit zunehmendem σ_0 im Mittel eine Abnahme von λ einhergeht. Der rechte Teil von Abbildung 2-22 zeigt hingegen, dass es einen deutlichen, näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen den σ_0 und den Standardabweichungen $\sigma(\Delta P)$ der Windleistungsinkremente der Windparks gibt. Letztere liegen im Mittel um den Wert 0,02 (d.h. um 2% der Nennleistung des Windparks) höher als erstere. Der Median σ_0 der Lognormal-

verteilung im Modell wird in der Modellanpassung so gesetzt, dass er deutliche Parallelen zur Standardabweichung aufweist.
Die Parallelen zwischen σ_0 und $\sigma(\Delta P)$ werden bei der Kreisflächen-Gruppierung von 59 Windparks gemäß Kapitel 2.3.2 noch deutlicher wie der linke Teil von Abbildung 2-23 zeigt. Je geringere Werte die durch Modellanpassung gewonnenen σ_0 und die $\sigma(\Delta P)$ aufweisen, was die Vergrößerung der Windpark-Gruppierung mit sich bringt, desto mehr nähern sie sich einem linearen Zusammenhang an, der mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate ermittelt wurde und in der Legende angegeben ist. Die Annäherung an einen linearen Zusammenhang zeigt auch der rechte Teil der Abbildung, in dem die Differenz $\sigma(\Delta P)$- σ_0 über der Windparkanzahl in der Gruppierung aufgetragen ist. Die Differenz fällt mit zunehmender Anzahl N an Windparks in der Gruppierung von dem besagten Wert von ca. 0,02 auf ca. 0,002.

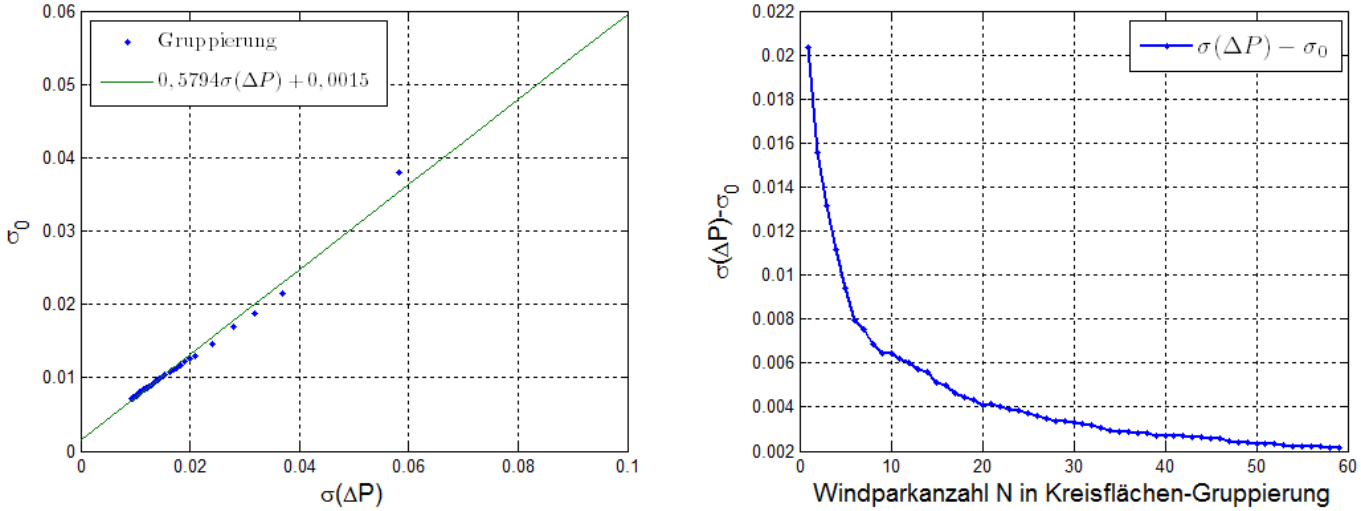


Abbildung 2-23: Zusammenhang zwischen σ_0 und $\sigma(\Delta P)$ für 59 Windparkgruppierungen

Modellbildung durch Einsetzen der gewonnenen Zusammenhänge

Wird σ_0 aus Formel (2-27) durch den ermittelten linearen Zusammenhang zwischen σ_0 und $\sigma(\Delta P)$ ersetzt, ergibt sich für die Häufigkeitsverteilungen der Windleistungsinkremente der untersuchten Windparkgruppierungen das Modell

$$m_2(x_j) = \cdot\sum_{k=1}^{n} \Delta\sigma_k \cdot \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x_j}{\sigma_k}\right)^2\right) \cdot \frac{1}{\left(\sigma_k\sqrt{2\pi}\right)^2 \cdot \lambda} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma_k) - \ln(0{,}5795 \cdot \sigma(\Delta P) + 0{,}0015)}{\lambda}\right)^2\right).$$

(2-30)

Dieses Modell m_2 weist mit λ nur noch einen Modellparameter auf. Der Wert für $\sigma(\Delta P)$ ist aus den Messdaten bestimmbar. Wird für $\sigma(\Delta P)$ der Zusammenhang $\sigma(\Delta P) = 0{,}07 / \sqrt{N}$ (siehe Abbildung 2-14 in Kapitel 2.3.2) eingesetzt, ändert sich das Modell zu:

$$m_3(x_j) = \cdot\sum_{k=1}^{n} \Delta\sigma_k \cdot \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x_j}{\sigma_k}\right)^2\right) \cdot \frac{1}{\left(\sigma_k\sqrt{2\pi}\right)^2 \cdot \lambda} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma_k) - \ln(0{,}0406 \cdot \mathrm{N}^{-0{,}5} + 0{,}0015)}{\lambda}\right)^2\right).$$

(2-31)

Dieses Modell m_3 kommt ohne die Standardabweichung der Inkremente von gemessenen Windleistungen aus. Neben dem Formparameter λ ist stattdessen lediglich die Anzahl N der Windparks in der betrachteten Windparkgruppierung einzusetzen.

Abbildung 2-24 zeigt das Ergebnis der Anpassung der drei Modelle m_1, m_2 und m_3 aus den Formeln (2-27), (2-30) bzw. (2-31) an die Häufigkeitsverteilungen der 4. und 59. Windparkgruppierung, welche nach der Kreisflächen-Gruppierungsmethode aus Kapitel 2.3.2 gebildet wurde. Erstere Gruppierung enthält 4 Windparks, letztere 59. Die Anpassung der Modelle erfolgte sowohl durch Minimierung des Fehlermaßes *RMSE* (Formel (2-28)), als auch des Fehlermaßes *RMSEln* aus Formel (2-29) mit den in diesem Zusammenhang beschriebenen Methoden.

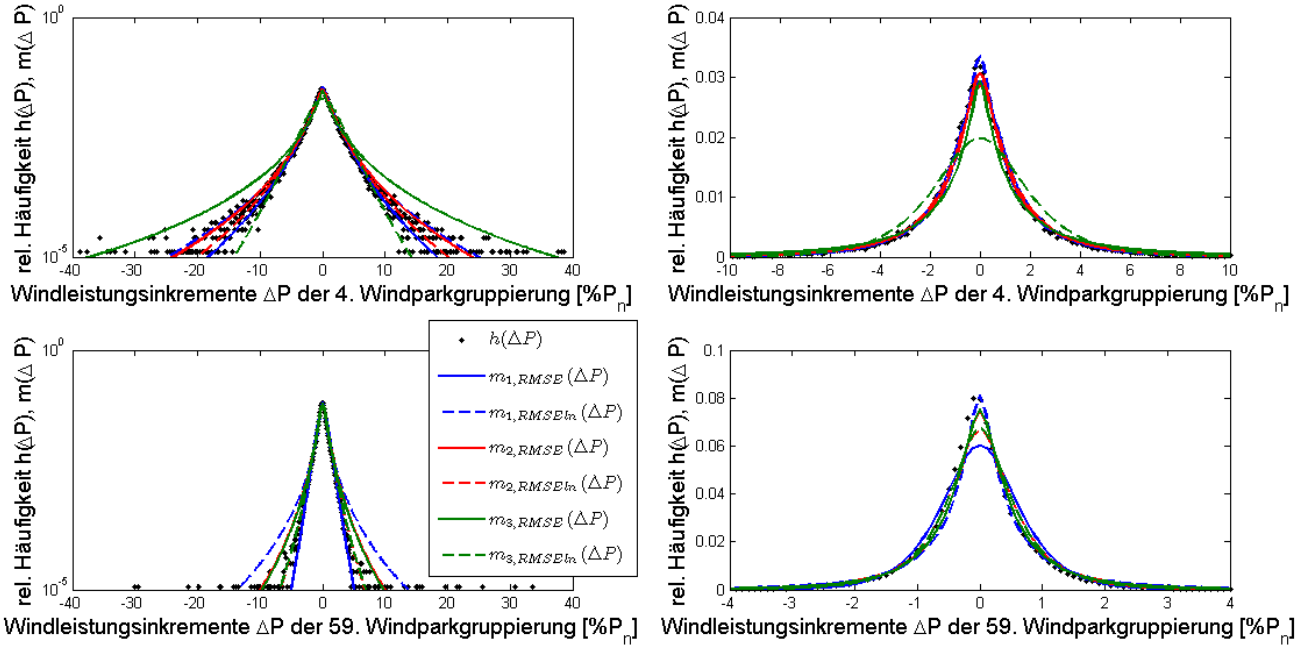


Abbildung 2-24: Modellanpassungen an die Windleistungsinkremente von zwei Windparkgruppierungen

Bei der logarithmischen Darstellung für die 4. Windparkgruppierung links oben sticht das Modell $m_{3,RMSE}$ heraus, welches deutlich breiter als die übrigen Modelle ausfällt und zu einer Überschätzung der extremen Windleistungsinkremente führt. Das Modell $m_{3,RMSEln}$ weist hier die schmalste Verteilung auf. Bei linearer Skalierung der y-Achse (rechts oben) fällt dieses Modell durch eine deutliche Unterschätzung der Windleistungsinkremente nahe Null auf. Bei der 59. Windparkgruppierung im Bild links unten sind es die Modelle $m_{1,RMSE}$ und $m_{1,RMSEln}$, die zu der schmalsten bzw. breitesten Verteilung führen.

Analyse der Modellgüten

Abbildung 2-25 zeigt die sich ergebenen Fehlermaße RMSE (linker Teil) und *RMSEln* (rechter Teil) für alle 59 Windparkgruppierungen.

Die Fehlermaße fallen beim Modell m_1 für jede Windparkgruppierung am niedrigsten aus, da hier zwei Parameter (λ und σ_0) zur Modellanpassung zur Verfügung standen. Von den Modellen m_2 und m_3, bei deren Anpassung lediglich λ variiert werden konnte, weist m_2 weitestgehend die niedrigeren Fehlermaße auf. Bei zunehmender Anzahl N von Windparks in den Gruppierungen nähern sich die Fehlermaße, aufgrund der Zunahme der Fehlermaße von m_2, an und es kommt ab N=57 zu kleineren Fehlermaßen von m_3 im Vergleich zu m_2.

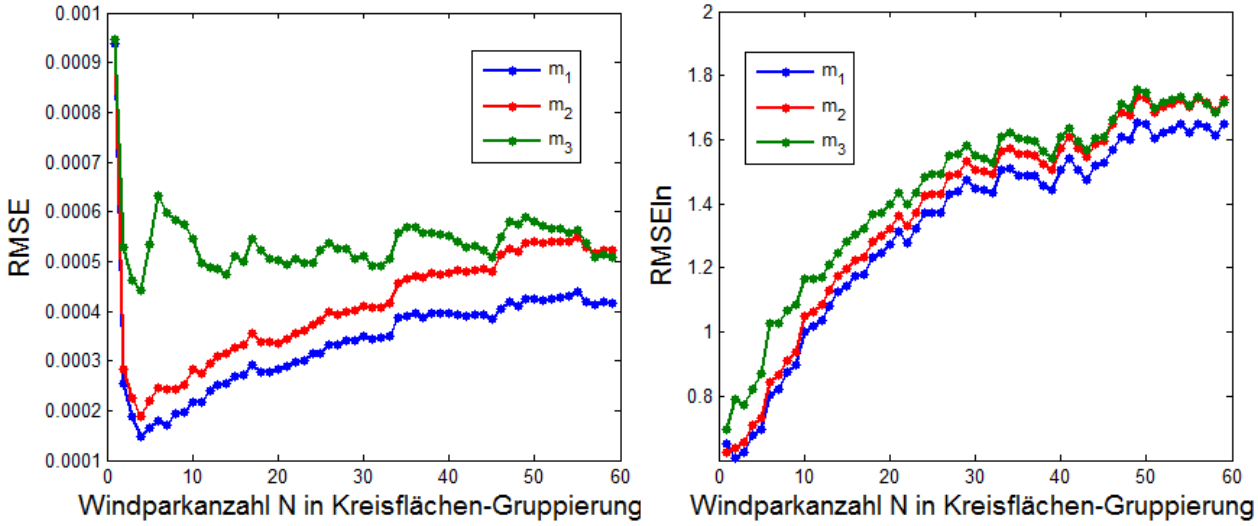


Abbildung 2-25: Vergleich der Anpassungsgüten

Analyse der Modellparameter λ

Abbildung 2-26 zeigt die sich aus den Modellanpassungen ergebenden Formparameter λ für alle 59 Windparkgruppierungen. Zusätzlich sind Regressionspolynome dargestellt, bei deren Bestimmung die Formparameter λ der 1. Windparkgruppierungen, in denen nur ein Windpark enthalten ist, außer Acht gelassen wurden. Der linke Teil der Abbildung zeigt die Formparameter für die Modellanpassung mit dem Fehlermaß *RMSE*, der rechte für das Fehlermaß *RMSEln*. Es zeigt sich in beiden Fällen eine Annäherung der Formparameter der Modelle m_2 und m_3 bei zunehmender Größe N der Windparkgruppierung.

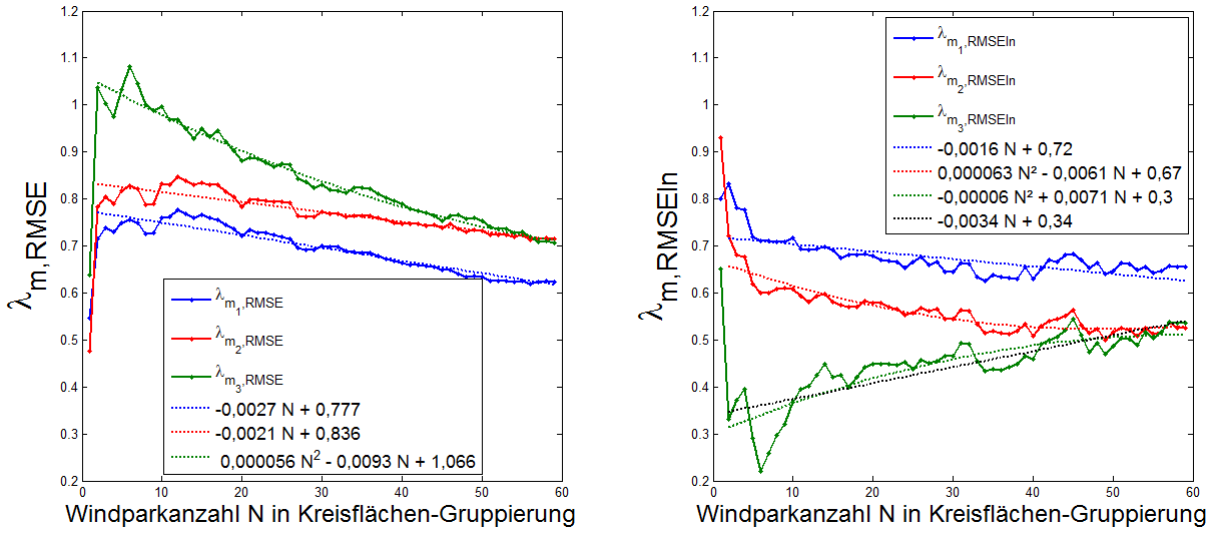


Abbildung 2-26: Formparameter λ der Modellanpassung an die Windleistungs-inkremente von 59 Windparkgruppierungen

Werden die Formparameter λ der Formeln (2-27), (2-30) und (2-31) durch die entsprechenden Regressionsgleichungen aus Abbildung 2-26 ersetzt, reduziert sich im Fall des Modells m_1 die Anzahl der Modellparameter auf eins, nämlich auf σ_0. Im Fall der Modelle m_2 und m_3 sind dann keine Modellparameter mehr vorhanden; sie hängen lediglich von der aus den Messdaten bestimmbaren Standardabweichung der Windleistungs-inkremente $\sigma(\Delta P)$ bzw. von der Anzahl der in der Windparkgruppierung enthaltenen Windparks ab.

Ein Beispiel für diese Modellvereinfachung gibt Formel (2-32). Hierfür wurde λ aus dem Modell m_3 durch die entsprechende Regressionsgerade aus dem rechten Teil von Abbildung 2-26 ersetzt,

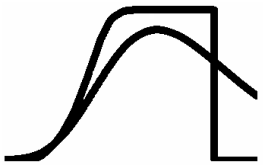
$$m_{N,RMSE\ln}(x_j) = \cdot \sum_{k=1}^{n} \Delta\sigma_k \cdot \frac{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x_j}{\sigma_k}\right)^2\right)}{\left(\sigma_k\sqrt{2\pi}\right)^2 \cdot (0{,}34 - 0{,}0034N)} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma_k) - \ln(0{,}0406 \cdot \mathrm{N}^{-0{,}5} + 0{,}0015)}{0{,}34 - 0{,}0034N}\right)^2\right). \quad \textbf{(2-32)}$$

Beispielhafte Modellbildung durch Einsetzen der gewonnenen Zusammenhänge

Dieses Modell bildet, lediglich unter Vorgabe der Windparkanzahl N, näherungsweise die intermittenten Häufigkeitsverteilungen der 15min-Windleistungsinkremente der gemäß Kapitel 2.3.2 gebildeten Windparkgruppierungen nach. Es legt dabei mehr Gewicht auf die Nachbildung der Flanken der Häufigkeitsverteilung, weniger auf den mittleren Bereich. Die Güte des Modells und die Frage, inwieweit es auf andere Windparkgruppierungen und andere Zeitintervalle übertragbar ist, sind noch weiter zu untersuchen.

Teil 3 Die Wetterabhängigkeit der Windenergieeinspeisung

Grundlage von wetterdatenbasierten Windleistungs-simulationen sind Wettermodell- oder Wettermessdaten, aber auch Modelle für Wettereigenschaften



Der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung hängt bekanntlich vom Wettergeschehen ab. Neben dem Luftdruck und der Temperatur, die die Luftdichte am Ort der WEA beeinflussen, ist allen voran die Windgeschwindigkeit maßgebend für die zu gewinnende elektrische Leistung (siehe Formel (4-1)). Zur Modellierung der Wetterabhängigkeit der Windenergieeinspeisung und für eine wetterdatenbasierte Windleistungssimulation sind Wetterdaten somit eine wesentliche Datengrundlage. Für eine großflächige Windleistungssimulation und für eine Windleistungssimulation an Orten, für welche keine Wettermessdaten vorliegen, bieten sich Wettermodelldaten an, da diese flächendeckend sind. Eine Beschreibung der für die vorliegende Arbeit verwendeten Wettermodelldaten ist Kapitel 3.1.1 zu entnehmen. Wettermessdaten hingegen haben den Vorteil das tatsächliche, gemessene Wettergeschehen abzubilden und sind deshalb für spezielle lokale Betrachtungen und Simulationen vorzuziehen. Die Beschreibung der für diese Arbeit verwendeten Windmessdaten erfolgt in Kapitel 3.1.2.

Bestimmte Charakteristiken des Wettergeschehens lassen sich durch Modelle nachbilden, welche für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationsverfahren von besonderem Interesse sind und in diese eingebunden werden können. Kapitel 3.2 geht auf die für die vorliegende Arbeit verwendeten statischen Modelle von Wettercharakteristiken ein.

Grundlage sind auch WEA-Leistungskennlinien oder Modell-WEA-Leistungskennlinien

Die Transformation von Windgeschwindigkeitsdaten in elektrische Leistungen ist das Herzstück von wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren (Komponente in der Mitte rechts im Flussdiagramm der Einführung). Für die Generierung von Windleistungszeitreihen auf Grundlage von Windgeschwindigkeitszeitreihen gibt es eine Vielzahl von Verfahren. Diese sind zumeist auf Ebene von Windenergieanlagen, d.h. sie bilden die Wind- zu Leistungsumwandlung einzelner WEA nach (z.B. [70], [71], [76], [84], [85], [86], [87]). Derartige WEA-genauen Windleistungssimulationen verwenden WEA-Leistungskennlinien, die selbst statische Modelle für den physikalisch-technischen Prozess der Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in die elektrische Energie am Generatorausgang der WEA darstellen. Kapitel 3.3 geht auf WEA-Leistungskennlinien ein. Falls für die Simulation die konkreten WEA-Typen nicht bekannt sind oder die Simulation für ein Zukunftsszenario durchgeführt werden soll, muss auf repräsentative, modellhafte WEA-Leistungskennlinien zurückgegriffen werden. Kapitel 3.4 beschreibt die für die vorliegende Arbeit verwendeten Modell-WEA-Leistungskennlinien.

Um die Windenergieeinspeisung eines Windparks zu erhalten müssen bei WEA-genauen Windleistungssimulationsverfahren die Windparkzugehörigkeit und wenigstens die Anzahl, besser jedoch auch die Positionen der Anlagen bekannt sein. Ist letzteres der Fall kann unter Verwendung von Modellen für die Abschattungseffekte (z.B. nach Kapitel 4.1.1) die Windenergieeinspeisung des Windparks simuliert werden. Die besten Modellierungsergebnisse sind erreichbar, wenn gemessene Windgeschwindigkeiten an jeder einzelnen WEA vorliegen.

Für Anwendungen bei denen die genauen Positionen der Anlagen nicht bekannt sind oder die Windgeschwindigkeiten aus Wettermodellen stammen und nicht für einen Punkt, sondern für Flächen von mehreren Quadratkilometern gültig sind, oder die Windleistungsmodellierung im Rahmen der Simulation eines Energieversorgungssystems stattfindet, für die der hohe Aufwand einer turbinengenauen Simulation nicht gerechtfertigt ist, ist die Anzahl der Veröffentlichungen, auf die zurückgegriffen werden kann, sehr gering. Vor allem [58] kommt hierbei eine herausragende Bedeutung zu. Diese Veröffentlichung beschreibt eine Methodik zur Erzeugung von Leistungskennlinien von WEA-Gruppierungen beliebiger Größe. welche in der vorliegenden Arbeit pauschal als „Windpark-Leistungskennlinien“ bezeichnet werden. In Kapitel 3.5 werden Windpark-Leistungskennlinien analysiert, welche auf Wettermodellwindgeschwindigkeiten und an Windparks gemessenen Leistungsdaten basieren. Kapitel 3.6 befasst sich mit der Modellierung von Windpark-Leistungskennlinien, wobei in Unterkapitel 3.6.2 das Verfahren aus [58] weiterentwickelt wird.

Die Einspeisung von Windparks wird unter Verwendung von Windpark-Leistungskennlinien und ggf. WEA-Standortsangaben simuliert

Leistungskennlinien werden in diesem Teil der vorliegenden Arbeit über die „Wetterabhängigkeit der Windenergieeinspeisung“ behandelt, da sie die Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung von der Windgeschwindigkeit, also einer bestimmten Ausprägung des Wetters angeben. Die Zuordnung des Themas zu Teil 4, der „Effizienz der Windenergieeinspeisung“, oder die Behandlung in einem eigenen Teil wären ebenfalls gerechtfertigt.

3.1 Wetterdatencharakteristiken

3.1.1 Wettermodelldaten

Es gibt eine Vielzahl von Wettermodelldaten von verschiedenen Anbietern mit unterschiedlichen Eigenschaften bezüglich der räumlichen und zeitlichen Abdeckung und Auflösung (siehe Tabelle 3-1).

Wettermodelldaten unterscheiden sich hinsichtlich der räumlichen und zeitlichen Abdeckung und Auflösung

Wettermodellname	Herausgeber	räumliche Abdeckung	räumliche Auflösung	zeitliche Abdeckung	zeitliche Auflösung	Schichten
COSMO-DE (ehem. Lokal Modell (LMK))	DWD	Mitteleuropa	0,025° x 0.025°	ab 2007	1h	35 Schichten
COSMO-EU (ehem. Lokal Modell Europa (LME))	DWD	Europa	0,0625° x 0,0625°	ab 2004	1h	40 Schichten
Windkarte (Weibull-Parameter)	DWD	Deutschland inkl. offshore Gebiete	1km x 1km	-	-	80m über Grund
GKSS	GKSS	Europa	0,166° x 0,166°	ab 1948	1h	10m
NCEP	Earth System Research Laboratory	Welt	1° x 1°	ab 1948	6h	?
ERA	ECMWF	Welt	2,5° x 2,5°	ab 1957	6h	22 Schichten
REMO	MPI	Europa	10km x 10km	ab 1950	1h	4 Schichten
Europa-Atlas	Anemos	Europa	90km x 90km	ab 1970	3h	?

Tabelle 3-1: Übersicht über die recherchierten Kennwerte einiger Wettermodelle

Die für die vorliegende Arbeit verwendeten Wettermodelldaten sind die Analysedaten aus dem „COSMO-DE“ (ehem. „Lokal-Modell“) ([27], [88]) und dem „COSMO-EU“ (ehem. „Lokal-Modell-Europa“) ([89]) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für den Zeitraum der vier Jahre 2004 bis 2007. Die zeitliche Auflösung der beiden Wettermodelle beträgt eine Stunde. Die räumliche Auflösung beträgt beim COSMO-DE 0,025°x0,025° (~2,8x2,8km²) und 0,0625°x0,0625° (~7x7km²) beim COSMO-EU. Die durch die Wettermodelle abgedeckten Gebiete sind demnach in nahezu äquidistante Gitterflächen unterteilt. Beide Wettermodelle sind mesoskalig. Das COSMO-DE ist allerdings in das COSMO-EU eingebettet, das wiederum von dem

makroskaligen Globalmodell GME angetrieben wird. Für spezielle Untersuchungen zu Weibullverteilungen wird auf die Weibullparameter der Windkarte [90] des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen.
Für jede Gitterfläche des für die Windleistungssimulation verwendeten Wettermodells, werden, sofern sie gemäß des Simulations-Szenarios installierte Windleistungen aufweist, zum einen der Luftdruck und die Temperatur 2m über Grund, zum anderen die Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen über Grund aus dem Wettermodell extrahiert. Die Wettermodelldaten liegen für unterschiedliche Höhenlevel vor. Im COSMO-DE gehören hierzu u.a. 183,93m, 122,32m, 73,03m, 35,73m und 10m über dem Grund (Höhenlevel 46 bis 50), im COSMO-EU u.a. 34,5m, 69m, 116m und 178,5m. Von diesen unterschiedlichen im Wettermodell abgebildeten vertikalen Schichten werden diejenigen ausgewählt, welche die mittleren Nabenhöhen (gemäß Formel (1-28)) der Windparks der Gitterfläche oder die mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe aus allen WEA der Gitterfläche umfassen. Abbildung 3-1 verdeutlicht die Gültigkeit der Wettermodelldaten hinsichtlich des Raumes.

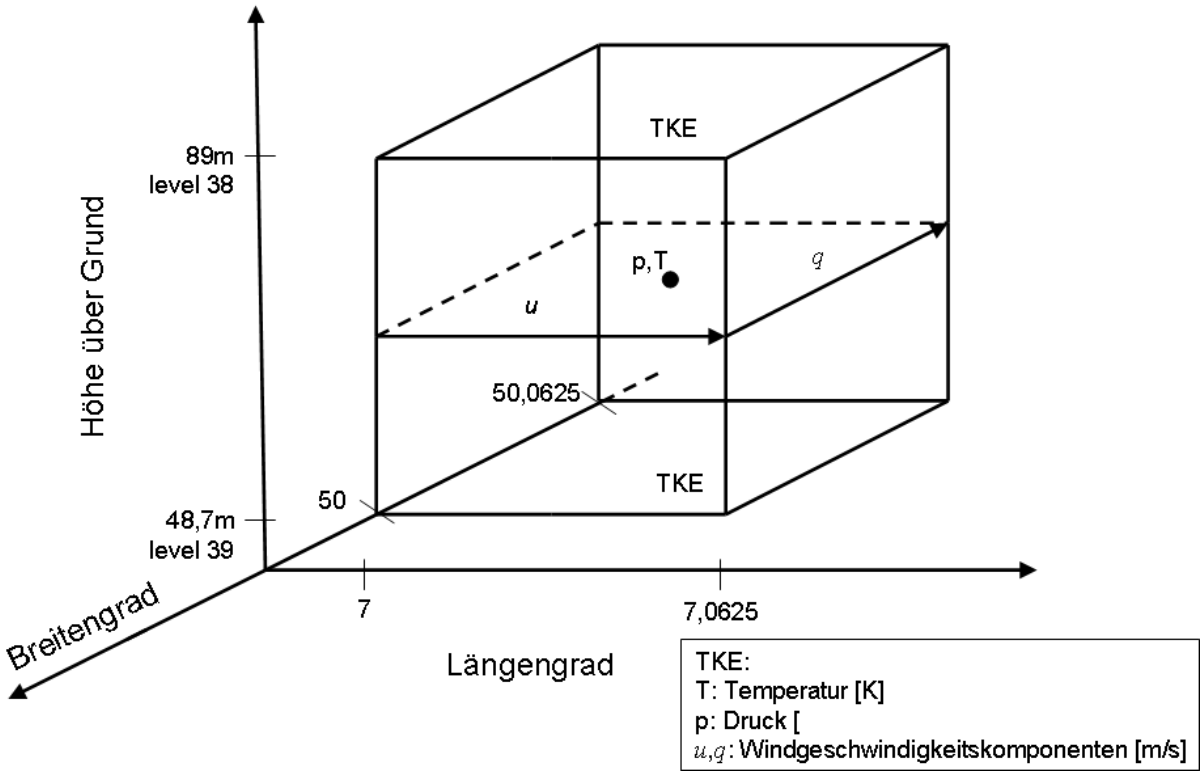


Abbildung 3-1: Gültigkeit der Wettermodelldaten hinsichtlich des Raumes am Beispiel einer COSMO-EU-Gitterfläche

Die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungswerte der verwendeten Wettermodelle sind Flächenmittelwerte

Während andere, in der vorliegenden Arbeit nicht verwendete Wettermodellparameter wie z.B. die turbulenzkinetische Energie (TKE) für die vertikalen Schichtmitten („Hauptflächen“) der COSMO-Modelle gültig sind, gelten die Temperatur, der Druck und die Windgeschwindigkeiten und -richtungen für die vertikalen Schichtgrenzen („Nebenflächen“). In horizontaler Richtung sind die Temperatur- und Druckdaten für die Mittelpunkte („Massenpunkte“) der Gitterflächen gültig. Die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten liegen in dem Wettermodell zunächst als zonale bzw. meridionale Windkompontenten vor. Aus diesen Windkomponenten u [m/s] und q [m/s] lassen sich mit den Gleichungen

$$v = \sqrt{u^2 + q^2}$$

(3-1)

und

$$\omega = \frac{180°}{\pi} \cdot \arctan\left(\frac{u}{q}\right) + \vartheta(u,q) \text{ mit } \vartheta(u,v) = \begin{cases} 180° & q > 0 \\ 0° & u < 0 \,\&\, q < 0 \\ 360° & u > 0 \,\&\, q < 0 \end{cases}$$

(3-2)

die Windgeschwindigkeit v [m/s] und die Windrichtung ω [°] berechnen. Diese sind, wie Abbildung 3-1 für u und q verdeutlicht, nicht für einen Punkt, sondern für die gesamte Gitterfläche gültig.
Die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungswerte aus dem Wettermodell sind demnach Flächenmittelwerte, was von grundlegender Bedeutung für die wetterdatenbasierte Windleistungssimulation ist und die Verwendung von Windpark-Leistungskennlinien notwendig macht (siehe Kapitel 3.5).
In Kapitel A3.1 des Anhangs erfolgt ein Vergleich der Wettermodelle COSMO-DE und COSMO-EU miteinander. Zudem werden dort die Windgeschwindigkeitsdaten des COSMO-DE den Messdaten eines onshore und offshore Mastes aus Kapitel 3.1.2 gegenübergestellt.
Für die Zuordnung von Wettermodellwindgeschwindigkeiten zu zu simulierenden Windparks oder Windenergieanlagen werden in der vorliegenden Arbeit die Wettermodellwindgeschwindigkeiten derjenigen Wettermodellgitterfläche verwendet, in der der zu simulierende Windpark, bzw. die WEA liegt. Es ist aber auch die Zuordnung der Windgeschwindigkeitszeitreihen mehrerer Punkte oder Gitterflächenmittels entfernungsabhängiger Gewichtung gemäß Kapitel A3.2 des Anhangs in Erwägung zu ziehen.

3.1.2 Windmessdaten

Die Windmessdaten umfassen nicht nur die 5min-Mittelwerte und Standard-abweichungen von Windgeschwindig-keiten und -richtungen, sondern auch von Leistungsmessdaten

Für die vorliegende Arbeit stehen neben den Wettermodelldaten auch Windmessdaten zur Verfügung. Diese stammen größtenteils aus dem seit 1992 betriebenen IWES-Windmessnetzes [91], welches im Jahr 2010 aus 30 und zwischenzeitlich aus bis zu 220 über ganz Deutschland verteilten Messstationen bestand (siehe Abbildung 3-2). An jeder dieser Messstationen werden die Windgeschwindigkeit und –richtung in 10m, 30m oder 50m Höhe und zum Teil auch die Einspeiseleistung einer sich in unmittelbarer Nähe befindlichen WEA mit einer Abtastrate von 10Hz aufgenommen. Aus den Messwerten werden 5min-Mittelwerte, die Standardabweichungen und die Minimal- und Maximalwerte innerhalb der 5 Minuten berechnet und an die IWES-Datenbank übermittelt. Aus den 5min-Mittelwerten lassen sich für Kapitel 2.2 durch einfache Mittelung 15min-Mittelwerte berechnen.

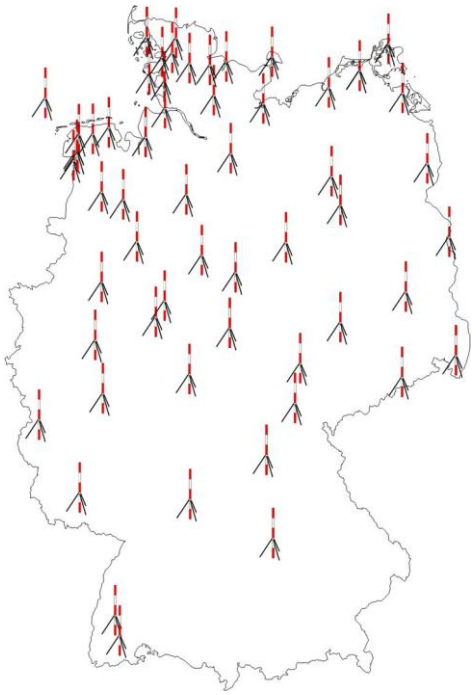


Abbildung 3-2: Die 52 Standorte des IWES-Windmessnetzes im Jahr 2007 sowie von Fino1

Auch wenn ihre Stärke die räumliche Abdeckung Deutschlands ist, sind die Messdaten aus dem IWES-Messnetz als alleinige Wetterdatengrundlage für eine großflächige Windleistungssimulation nur bedingt geeignet. Sie weisen einen hohen Anteil an Messfehlern auf und liegen im Gegensatz zu Wettermodelldaten nicht flächendeckend und speziell nicht für offshore Gebiete vor. Außerdem reichen die Messhöhen nur bis maximal 50m über Grund, wohingegen die Wettermodelldaten mit ihren Höhenleveln die Nabenhöhen der WEA voll abdecken.

Beschreibung von speziellen Messkampagnen

Zur Untersuchung von Windgeschwindigkeits- oder Leistungsfluktuationen im Sekunden- oder Millisekundenbereich in Kapitel 2.1.1 sind die Messdaten des IWES-Messnetzes wegen ihrer zeitlichen Auflösung von 5 Minuten nicht geeignet. Allerdings wurden für [63] die mit 10Hz gemessenen Wind-geschwindigkeits-, Windrichtungs- und Leistungswerte einiger Messstationen des IWES-Messnetzes festgehalten. Die Messkampagnen wurden am 6.3.2007 um 10 Uhr und am 25.8.2007 um 11 Uhr gestartet und jeweils 24h durchgeführt. Die Messdaten wurden nachträglich auf Atomzeit synchronisiert. Insgesamt wurden 12 Messstationen an unterschiedlichen Standorten in insgesamt 4 Bundesländern in die Messkampagne einbe-

zogen. Die angeschlossenen WEA weisen eine Nennleistung zwischen 250kW und 1500kW und eine Nabenhöhe zwischen 28,5m und 68m auf. Neben diesen Messkampagnen wurden auch beim Orkan „Kyrill“ in den Vormittagsstunden des 18.1.2007 die 10Hz-Messwerte an 13 Messstationen für einen Zeitraum von bis zu 30min festgehalten. An zwei Stationen wurde eine Sturmabschaltung aufgezeichnet, bei einer von diesen auch der Wiedereinschaltvorgang (siehe Abbildung 3-16).

Der Windpark Norderland

Für die Untersuchung von windparkinternen Abschattungseffekten in Kapitel 4.1 oder von Differenzen von Windgeschwindigkeits- oder Leistungswerten unterschiedlicher Anlagen innerhalb von Windparks wie in Kapitel 2.1.2 und Kapitel A2.3 des Anhangs sind die Daten des IWES-Messnetzes wegen seiner großen Streuung über Deutschland ebenfalls nicht geeignet. Eine Ausnahme bildet der Windpark „Norderland“, dessen 11 WEA des Typ Tacke TW 500 mit 40m Nabenhöhe und 37m Rotordurchmesser im Zeitraum vom 2.6.2000 bis 7.9.2003 mit Leistungsmessgeräten ausgestattet waren. Zusätzlich zu den 5min-Mittelwerten der WEA-Leistungen wurden die an den Top-Anemometern der Anlagen gemessenen 5min-Windgeschwindigkeits-mittelwerte sowie die 5min-Windgeschwindigkeits- und Windrichtungs-mittelwerte eines nahe gelegenen 30m-Messmastes aufgezeichnet. Abbildung 3-3 zeigt die aus den Messmastdaten hervorgehende Windrose. Die Abstände der WEA des Windparks zueinander, sowie zu umliegenden WEA anderer Windparks können aus Abbildung 3-4 abgelesen werden. Der dargestellt Nulldurchgang von Rechts- und Hochwert liegt bei 7,2479° östlicher Länge und 53,636° nördlicher Breite. Die Karte wurde gemäß Kapitel A1.2 des Anhangs erstellt. Die Umrechnung der geographischen Standortsangaben [°] in Rechts- und Hochwert [m] ist notwendig, um die WEA-Distanzen bei der Berechnung der Abschattungseffekte ins Verhältnis zu den Rotordurchmessern [m] setzen zu können.

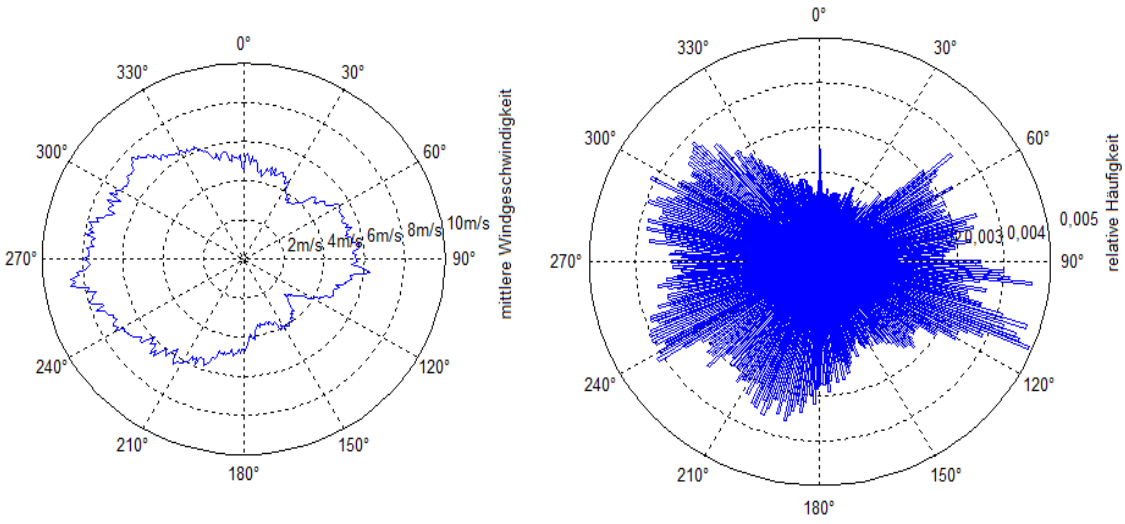


Abbildung 3-3: Windrose für die Häufigkeit der Windrichtung (rechts) und die mittlere Windgeschwindigkeit für die Windrichtungen (links) am Messmast beim Windpark Norderland

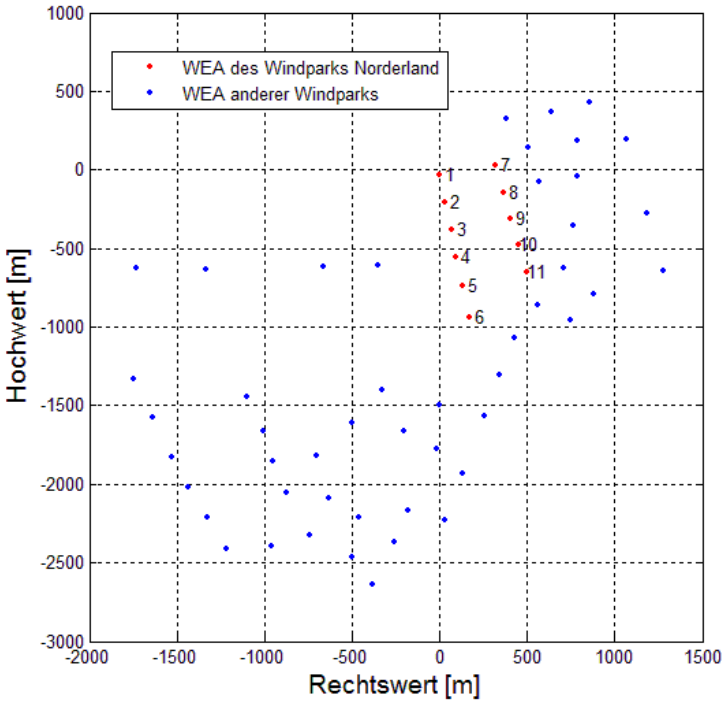


Abbildung 3-4: Die Standorte der 11 WEA des Windparks Norderland, sowie umliegender WEA

Die Fino1-Messdaten

Zur Untersuchung der offshore Windverhältnisse liegen für diese Arbeit Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsmessdaten der bei den geographischen Koordinaten 6,587639° östlicher Länge und 54,014861° nördlicher Breite gelegenen offshore Wettermessplattform „Fino1“ als 10min-Mittelwerte für den Zeitraum vom 1.1.2004 bis 19.6.2009 vor. Da für die Anwendung in Kapitel 2.2 15min-Mittelwerte erforderlich sind, wird jeder n-te ($n \in \mathrm{N}^{+}$) 15min-Mittelwert der Windgeschwindigkeiten $\bar{v}_{15\,\mathrm{min}}$ aus den am Topanemometer in 103m Höhe gemessenen 10min-Mittelwerten $\bar{v}_{10\mathrm{min}}$ wie folgt errechnet:

$$\bar{v}_{15\,\mathrm{min},n} = \frac{\bar{v}_{10\,\mathrm{min},m} \cdot g(m) + \bar{v}_{10\,\mathrm{min},m+1} \cdot g(m+1)}{3}, \tag{3-3}$$

mit dem Index

$$m = \frac{3n + (n \bmod 2)}{2} - 1 \tag{3-4}$$

($m \in \mathrm{N}^{+}$), den Gewichten

$$g(m) = \left|(2m \bmod 3) - 1\right| + 1 \tag{3-5}$$

und dem Ausdruck „mod“ aus Gleichung (2-15). Diese Art gewichteter Mittelung gewährleistet, dass die Stundenmittel der 10min-Mittelwerte denen der 15min-Mittelwerte entsprechen.

3.2 Modellierung von Wettercharakteristiken

3.2.1 Logarithmisches Windprofil

In der bodennahen Luftschicht (Prandtl-Schicht) mit neutraler Schichtung gelten z.B. nach [92] für die Windgeschwindigkeiten v_1 und v_3 in den Höhen h_1, bwz. h_3 die Beziehungen

Die Windgeschwindigkeit in einer bestimmten Höhe lässt sich aus zwei weiteren Windgeschwindigkeiten in anderen Höhen oder einer weiteren Windgeschwindigkeit und zusätzlich gegebener Rauhigkeitslänge berechnen

$$v_1 = \frac{U^*}{\kappa} \ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)$$

und

$$v_3 = \frac{U^*}{\kappa} \ln\left(\frac{h_3}{z_0}\right) \qquad \textbf{(3-6)}$$

mit der Schubspannungsgeschwindigkeit U^*, der von Karman Konstante κ und der Rauhigkeitslänge z_0. Diese Gesetzmäßigkeit wird als logarithmisches Windprofil bezeichnet. Modelle zur Erweiterung des logarithmischen Windprofils auf Schichten oberhalb der Prandtl-Schicht unter Verwendung der Monin-Obukhov-Länge sind in [92] gegeben. Werden die beiden Beziehungen aus Gleichung (3-6) nach κ oder U^* aufgelöst und gleichgesetzt ergibt sich der Zusammenhang

$$v_3 = v_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_3}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} = v_1 \cdot \frac{\ln(h_3) - \ln(z_0)}{\ln(h_1) - \ln(z_0)} \,. \qquad \textbf{(3-7)}$$

Aufgelöst nach $\ln(z_0)$ ergibt sich:

$$. \ln(z_0) = \frac{v_3 \ln(h_1) - v_1 \ln(h_3)}{v_3 - v_1} \qquad \textbf{(3-8)}$$

Wenn die Windgeschwindigkeiten über ein und denselben Bodenpunkt betrachtet werden, können die Rauhigkeitslängen z_0 gleichgesetzt werden. Eine Windgeschwindigkeit v_2 ergibt sich dann als Funktion $a(h_2)$ der Höhe h_2 zu:

$$v_2 = a(h_2) = v_1 \cdot \frac{\ln(h_2) - \left(\frac{v_3 \ln(h_1) - v_1 \ln(h_3)}{v_3 - v_1}\right)}{\ln(h_1) - \left(\frac{v_3 \ln(h_1) - v_1 \ln(h_3)}{v_3 - v_1}\right)} = \frac{v_3 \ln(h_2) - v_1 \ln(h_2) - v_3 \ln(h_1) + v_1 \ln(h_3)}{\ln(h_3) - \ln(h_1)} \qquad \textbf{(3-9)}$$

Die Windgeschwindigkeit v_2 kann also bei bekannten Höhen und bekanntem v_1 entweder aus zusätzlich gegebenem z_0 oder zusätzlich gegebenem v_3 berechnet werden. Letztere Variante, die Höheninterpolation, wird in Windleistungssimulationsverfahren angewendet, wenn die Wettermodell-windgeschwindigkeiten in mehreren Höhenleveln vorliegen.
Die Höheninterpolation von in den Höhen h_1 und h_3 gegebenen Windrichtungen ω_1 und ω_3 auf eine dazwischen liegende Höhe h_2 kann auch

gemäß Gleichung (3-9) erfolgen, wobei ω_1 und ω_3 zunächst gemäß den Gleichungen (2-13) in $\omega_{1,neu}$ und $\omega_{3,neu}$ umgerechnet werden müssen und sich die gesuchte Windrichtung ω_2 aus dem Modulo (siehe Gleichung (2-15)) des interpolierten Wertes mit dem Divisor von 360° ergibt.
Abbildung 3-5 verdeutlicht anhand von Windgeschwindigkeitsdaten aus dem Wettermodell zum einen die Höheninterpolation zwischen den Höhenleveln von 68,8m und 116,2m des COSMO-EU bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten v_3, wenn die Windgeschwindigkeit v_1 ca. 7,1m/s beträgt, zum anderen die Höhenextrapolation einer in h_1=10m gemessenen Windgeschwindigkeit v_1 von 5m/s bei unterschiedlichen Rauhigkeitslängen.

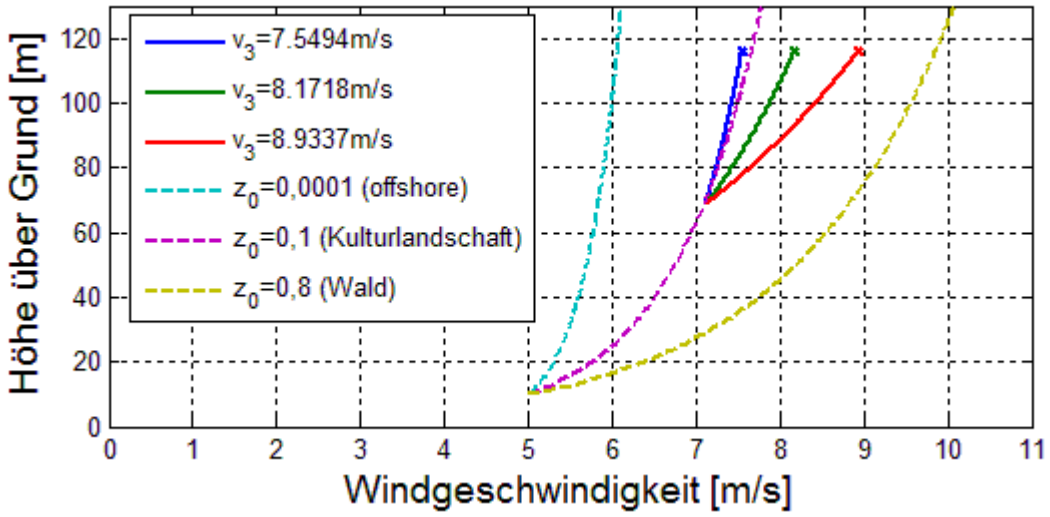


Abbildung 3-5: Logarithmische Höheninter- und Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit

Die Windgeschwindigkeitsextrapolation unter Verwendung einer Rauhigkeitslänge ist in Höhen ab 100m ungenau

Wenn z.B. auf hoher See die Windgeschwindigkeit von 5m/s in 10m Höhe gemessen wird, beträgt sie laut logarithmischen Windprofil auf 100m Höhe etwa 6m/s. Würde sie in einem Wald gemessen werden, ließe sich auf eine Windgeschwindigkeit von ca. 9,5m/s in 100m Höhe schließen. Die Extrapolation von Windgeschwindigkeiten unter Verwendung einer Rauhigkeitslänge kann nur eine grobe Abschätzung liefern, zumal das logarithmische Windprofil höchstens nur in der bodennahen Luftschicht gültig ist. Die Wettermodelldaten bieten den Vorteil, dass sie große Nabenhöhen umfassen. Beträgt die Windgeschwindigkeit v_1 des Höhenlevels von 68,8m 7,1m/s und die Windgeschwindigkeit v_3 des Höhenlevels von 116,2m 8,9m/s, dann beträgt die logarithmisch interpolierte Windgeschwindigkeit in 100m Höhe 8,4m/s. Dieser Wert liegt nur etwas höher als der Wert 8,28m/s, der sich durch lineare Interpolation ergeben würde. Das zeigt, dass der logarithmische Zusammenhang in großen Höhen nicht mehr starkausgeprägt ist. Abbildung 3-5 zeigt desweiteren, dass die Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit in große Höhen stark von der verwendeten Rauhigkeitslänge z_0 abhängt. Sie liegt für die betrachteten Wettermodellwindgeschwindigkeiten aber in einem realistischen Bereich, da es sich bei der betrachteten Wettermodellgitterfläche um eine Kulturlandschaft handelt.
Die logarithmische Höheninterpolation der Windgeschwindigkeiten erfolgt bei wetterdatenbasierten Windleistungssimulationen, je nachdem, ob Windleistungszeitreihen für die einzelnen WEA oder für ganze Windparks erzeugt werden sollen, auf die WEA-Nabenhöhen oder mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe der Windparks (siehe hierzu Kapitel 1.1.2.4). Hierbei werden jeweils jene Höhenlevel aus dem Wettermodell verwendet, die die WEA-Nabenhöhen oder die mittlere leistungsgewichtete Windparknabenhöhe umfassen. Für die Modellierung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen

in Kapitel 2.2 werden die an den IWES-Messmasten und an der Messstation Fino1 in den jeweiligen Höhen h_{MM} gemessenen Windgeschwindigkeiten v_{MM} unter Verwendung der Rauhigkeitslänge $z_{0,MM}$ des jeweiligen Standorts zunächst in die geostrophische Höhe von 1000m extrapoliert. Unter der Annahme, dass der geostrophische Höhenwind am nächstgelegenen Windpark mit der Rauhigkeitslänge $z_{0,WP}$ nahezu gleich ist, wird dann die Windgeschwindigkeit v_{WP} in der mittleren leistungsgewichteten Nabenhöhe h_{WP} wie folgt berechnet.

$$v_{MM} \cdot \frac{\ln\left(\frac{1000m}{z_{0,MM}}\right)}{\ln\left(\frac{h_{MM}}{z_{0,MM}}\right)} = v_{1000m} = v_{WP} \cdot \frac{\ln\left(\frac{1000m}{z_{0,WP}}\right)}{\ln\left(\frac{h_{WP}}{z_{0,WP}}\right)} \Rightarrow v_{WP} = v_{MM} \cdot \frac{\ln\left(\frac{1000m}{z_{0,WP}}\right)\ln\left(\frac{h_{MM}}{z_{0,MM}}\right)}{\ln\left(\frac{h_{WP}}{z_{0,WP}}\right)\ln\left(\frac{1000m}{z_{0,MM}}\right)}$$

(3-10)

3.2.2 Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität TI ist ein Maß für die Variabilität von Windgeschwindigkeiten innerhalb eines Zeitintervalls T. Sie ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung σ_T (siehe Gleichung (2-1) in Kapitel 2.1.1) zum Mittelwert $\bar{v}_T$, welche sich beide aus allen Windgeschwindigkeiten v_i des Zeitintervalls berechnen:

$$TI_T := \frac{\sigma_T}{\bar{v}_T}$$

(3-11)

Abbildung 3-6 zeigt das Minimum und Maximum, 10- und 90-Perzentilwerte sowie die Anzahl der an einem IWES-Messmast gemessenen 5min-Turbulenzintensitätswerte (T=5min) innerhalb der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse der Breite von 1m/s. Zusätzlich ist als blaue Linie die Mittelwerte der für eine Stunde gemittelten Turbulenzintensitäten pro Windgeschwindigkeitsklasse dargestellt. Diese wurden mit dem Zusammenhang

$$TI_{60\min} = \frac{\sigma_{60\min}}{\bar{v}_{60\min}} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{12}\frac{1}{12}\sigma_{5\min,i}{}^2 + \sum_{i=1}^{12}\frac{1}{12}\left(\bar{v}_{5\min,i} - \bar{v}_{60\min}\right)^2}}{\bar{v}_{60\min}}$$

(3-12)

berechnet (vergleiche Formel 2-6 in Kapitel 2.1.1). Die Darstellungsform wurde aus [93] übernommen.
Der Mittelwert der Turbulenzintensität in Messmasthöhe fällt mit zunehmender Windgeschwindigkeit bis etwa 6 m/s ab und hält danach ein relativ konstantes Niveau von ca. 0,13. Dieser Zusammenhang gilt für die Turbulenzintensitäten der 5min- und der 60min-Messwerte. Auch für weitere Messmasten gilt eine ähnliche Charakteristik wie Abbildung 3-7 anhand der 5min-Messdaten von 50 IWES-Messmasten zeigt.

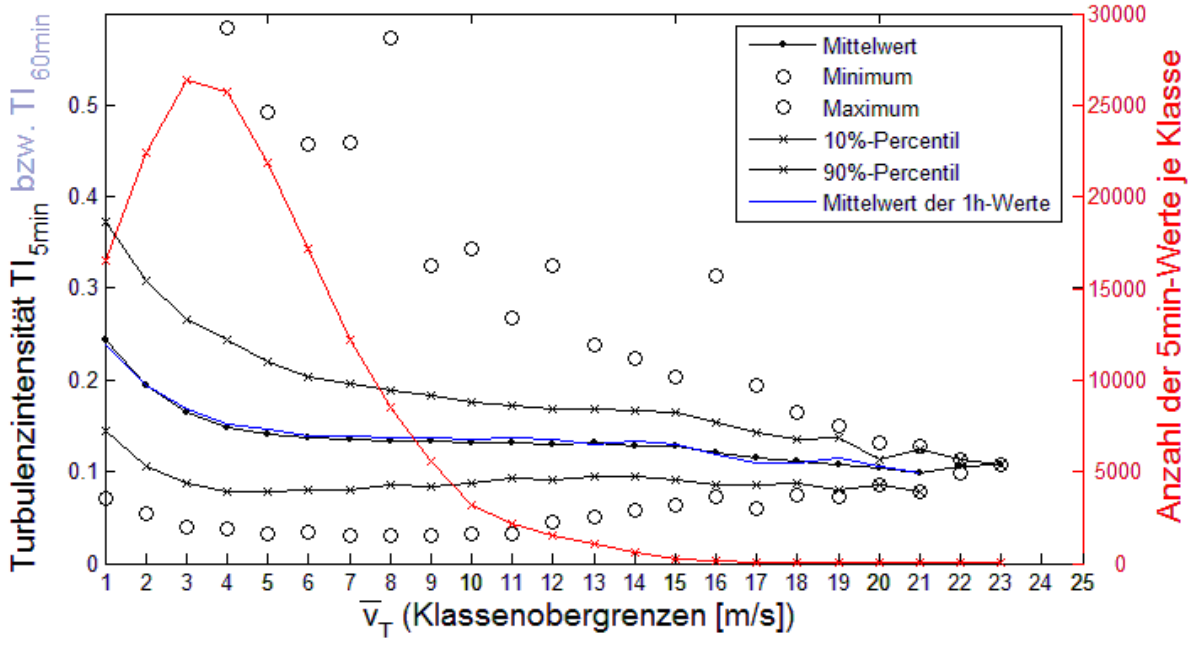


Abbildung 3-6: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeits-mittelwerte, gemessen am IWES-Messmast Nr. 13302

Die Variabilität von Windgeschwindig-keiten steigt mit zunehmenden Wind-geschwindigkeiten nahezu linear an

Auch hier ist ersichtlich, dass die Turbulenzintensitäten bis etwa 5m/s abfallen und mit höheren Windgeschwindigkeiten ein relativ konstantes Niveau einnehmen. Die Turbulenzintensitäten liegen für die 50 Messmasten bei Windgeschwindigkeiten über 5m/s in einem Wertebereich von etwa 0,1 bis 0,2. Das relativ konstante Niveau bedeutet, dass die Standard-abweichung σ_T etwa linear mit zunehmenden $\bar{v}_T$ zunimmt, also mit höheren Windgeschwindigkeitsmittelwerten höhere Fluktuationen einhergehen, was auch aus Abbildung 2-1 in Kapitel 2.1.1 geschlussfolgert wurde. Dieses Verhalten wird ebenfalls in Kapitel A2.3 des Anhangs nachgewiesen, auch wenn bei den dort durchgeführten Analysen die räumlichen und nicht die zeitlichen Windgeschwindigkeitsfluktuationen im Vordergrund stehen.

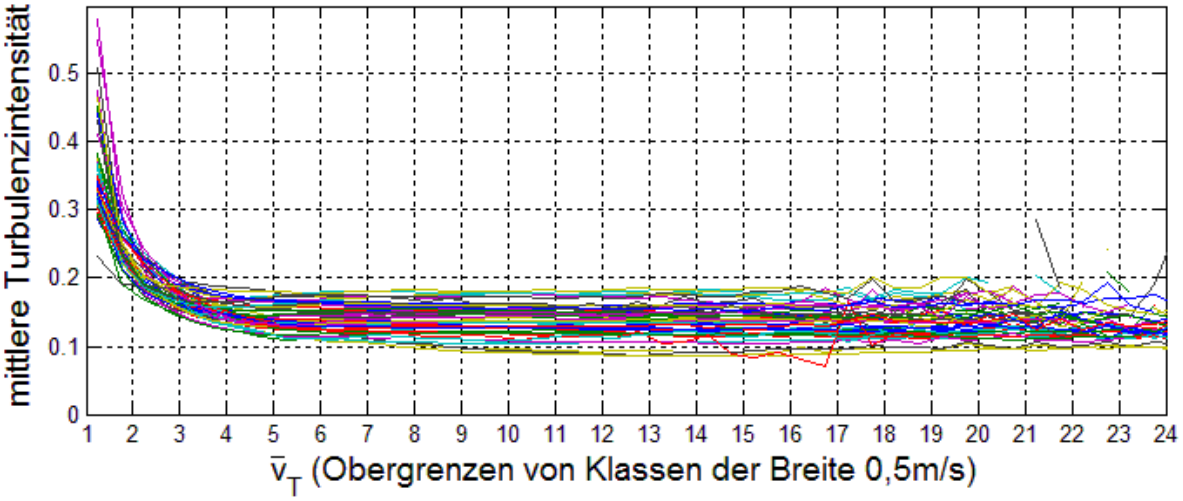


Abbildung 3-7: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der 5min-Windgeschwindigkeits-mittelwerte an 50 IWES-Messmasten

Abbildung 3-8 zeigt die nahezu lineare Abhängigkeit der σ_T-Werte der 50 Messmasten von den Windgeschwindigkeitsmittelwerten $\bar{v}_T$.

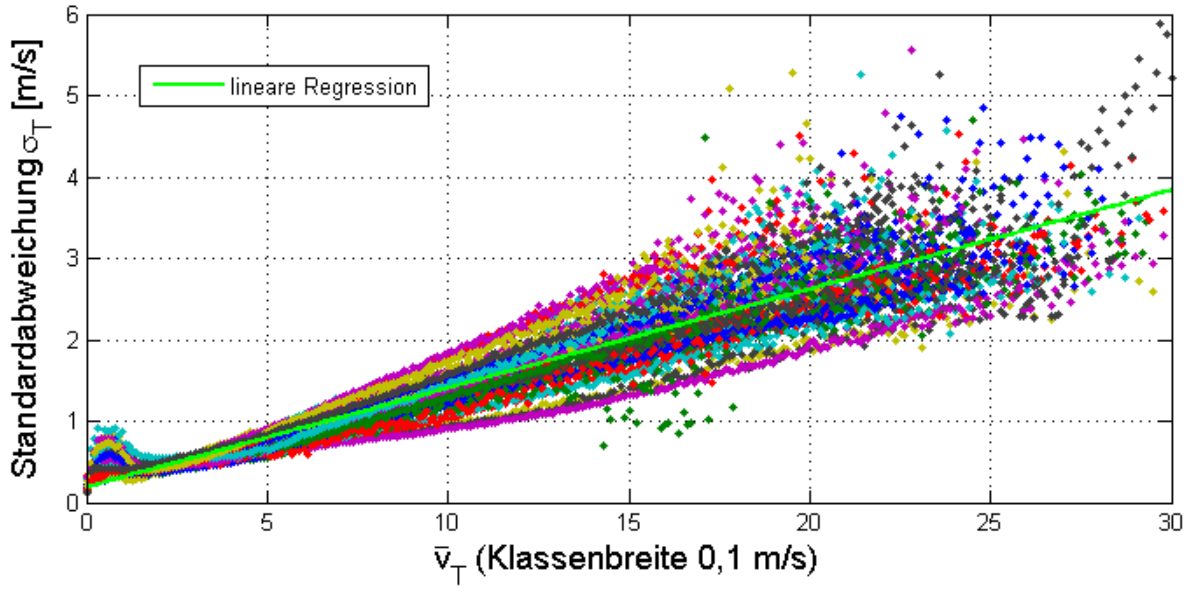


Abbildung 3-8: Standardabweichung σ_T in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeits-mittelwerte an 50 IWES-Messmasten

Lediglich bei niedrigen Windgeschwindigkeiten unter 2m/s und bei hohen Windgeschwindigkeiten über 15m/s weichen die Messwerte einiger Messmasten deutlich von einem linearen Zusammenhang ab. Die Abweichungen im hohen Windgeschwindigkeitsbereich können in der hier geringen Anzahl an Messwerten begründet liegen. Die Abweichungen im unteren Windgeschwindigkeitsbereich deuten darauf hin, dass die Fluktuationen bei niedrigen Windgeschwindigkeiten in Relation zu diesen stark ausgeprägt sind. Die ebenfalls in der Abbildung dargestellte lineare Regression bildet hier die Zusammenhänge nicht korrekt ab. Für eine Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien wie in Kapitel 3.6.2 ist dies jedoch unproblematisch, da dieser Windgeschwindigkeitsbereich sich unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeiten von WEA befindet.

Die Regressionsgerade aus den Messdaten unterscheidet sich deutlich von der IEC-Norm

Die Regressionsgerade wurde derart bestimmt, dass die Summe ihrer quadrierten Abweichungen zu den Messdaten aller 50 Messmasten minimal ist. Sie ergibt sich zu $\sigma_{T,reg0}(\bar{v}_T) = 0{,}1216 \cdot \bar{v}_T + 0{,}1884 m/s$, wenn alle Windgeschwindigkeitsbereiche berücksichtigt werden, und, wenn die Windgeschwindigkeiten kleiner 2m/s außer Acht gelassen werden, zu $\sigma_{T,reg2}(\bar{v}_T) = 0{,}1246 \cdot \bar{v}_T + 0{,}1385 m/s$. Im Vergleich hierzu wird in der IEC-Norm 61400-1 [94] die Berechnungsvorschrift $\sigma_T(v_{h_{WEA}}) = TI_{ref} \cdot (0{,}75 \cdot v_{h_{WEA}} + 5{,}6 m/s)$ mit den Werten $TI_{ref,A}$=0,16, $TI_{ref,B}$=0,14 und $TI_{ref,C}$=0,12 für unterschiedliche Turbulenzintensitätsklassen A, B und C vorgegeben. Die Steigung der Geraden aus der IEC-Norm liegen mit 0,09, 0,105 und 0,12 je nach TI-Klasse etwas unterhalb, die Ordinatenabschnitte mit 0,672m/s, 0,784m/s und 0,8960m/s je nach TI-Klasse deutlich oberhalb der entsprechenden Werte aus der oben betrachteten linearen Regression.

Werden die Regressionsgeraden durch die Windgeschwindigkeitsmittelwerte dividiert, ergibt sich ein Modell für die Turbulenzintensität. Dieses lautet z.B. für $\sigma_{T,reg2}(\bar{v}_T)$

$$TI_{reg2}(\bar{v}_T) = 0{,}1246 + 0{,}1385 / \bar{v}_T \qquad \textbf{(3-13)}$$

und für die TI-Klassen B aus der IEC-Norm

$$TI_{IEC,B}(\bar{v}_T) = 0{,}784 + 0{,}105 / \bar{v}_T \,.$$

(3-14)

Weitere Vorschriften zur Berechnung der Turbulenzintensität

Es gibt weitere Möglichkeiten die Turbulenzintensität zu bestimmen. Wenn die örtliche Rauhigkeitslänge z_0 bekannt ist, kann die Turbulenzintensität TI_{Z_0} gemäß [6] durch den Zusammenhang

$$TI_{Z_0} = \frac{\sigma_T}{\bar{v}_T} = \frac{2{,}4 \cdot \kappa}{\ln\left(h_{TI} / z_o\right)} \cdot e^{-h_{TI}/500m}$$

(3-15)

abgeschätzt werden, welcher auch in [95] verwendet wurde. Ein ähnlicher Zusammenhang ist in [83] gegeben. Bei κ in Formel (3-15) handelt es sich um die von Karman Konstante, etwa mit dem Wert 0,41, bei h_{TI} um die Höhe, für die die Turbulenzintensität bestimmt werden soll. Eine weitere Möglichkeit die Turbulenzintensität abzuschätzen ist gegeben, wenn die turbulente kinetische Energie (TKE) bekannt ist, welche in einigen Wettermodellen ausgegeben wird. Die Turbulenzintensität TI_{TKE} lässt sich dann nach [96] gemäß

$$TI_{TKE} = \frac{\sqrt{\frac{2}{3} TKE}}{\bar{v}_{NWM}}$$

(3-16)

berechnen, wobei $\bar{v}_{NWM}$ z.B. für einen Stundenmittelwert der Windgeschwindigkeit aus einem numerischen Wettermodell steht.
Nach [97] lässt sich die Turbulenzintensität in einer Höhe h auch mit der örtlichen Rauhigkeitslänge z_0 gemäß

$$TI \approx \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}$$

(3-17)

abschätzen.

3.2.3 Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

Die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion f_w ist die bekannteste Modellfunktion im Bereich Windenergie. Mit ihr lassen sich nach [98] die Häufigkeitsverteilungen $h(v)$ von Windgeschwindigkeiten v in Mitteleuropa gut approximieren. Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen sind zweiparametrig und gehören zur Gruppe der Gamma-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen. Ihr formeller Zusammenhang lautet

$$f_w(v) = \frac{k}{A}\left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

(3-18)

mit k als dem Formparameter und A als dem Skalierungsparameter. Die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion kann zwei spezielle Formen annehmen. Für einen Formparameter k=1 ergibt sich der Fall einer Exponentialfunktion. Für k=2 hat die Funktion die Form einer Rayleigh-Funktion, die oftmals ausreichend für die Approximation gemessener Windgeschwindigkeiten ist. Der Formfaktor k ist ein inverses Maß für die Variabilität der Windgeschwindigkeit. Je kleiner ein approximiertes k, desto variabler ist der Wind bzw. desto größer ist die Turbulenzintensität TI (siehe [98]). Je größer k ist, desto konstanter ist der Wind bzw. desto geringer ist die Turbulenzintensität. Der Skalierungsparameter A ist proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit und besitzt bei der Anpassung an die Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten die Maßeinheit m/s. Abbildung 3-9 verdeutlicht die Abhängigkeit des Verlaufs von Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen von unterschiedlichen Werten für A und k.

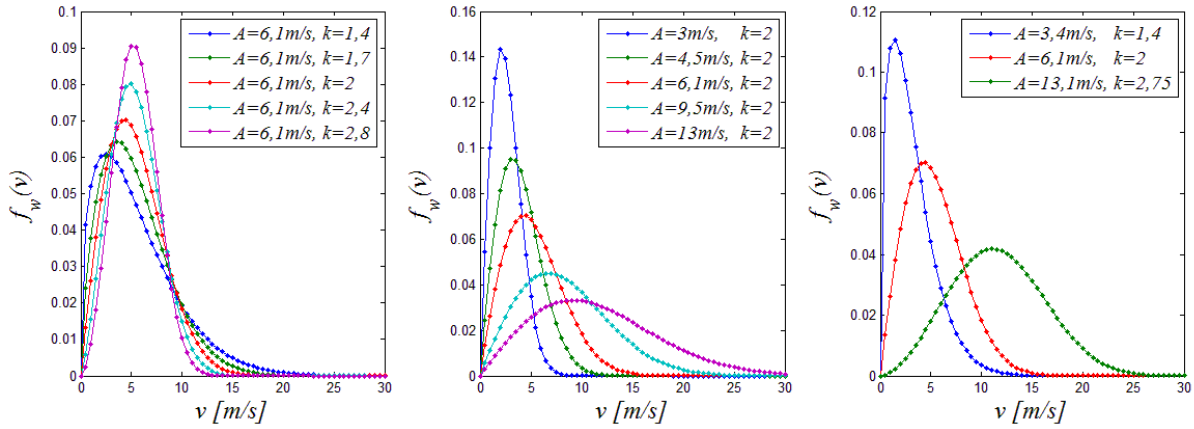


Abbildung 3-9: Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen mit unterschiedlichen Werten für A und k

Die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen unterscheiden sich in Abhängigkeit der verwendeten Parameter A und k hinsichtlich ihrer Steigungen und Schwerpunkte. Allen gezeigten Funktionen ist jedoch gemein, dass sie im Koordinatenursprung beginnen, nach einem relativ kurzen Windgeschwindigkeitsintervall ihr Maximum erreichen und sich nach einem längeren Windgeschwindigkeitsintervall, spätestens jedoch bei 30m/s, wieder dem Wert 0 angenähert haben. Für die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen im rechten Bild wurden die in Deutschland auftretenden Minimalwerte (blaue Kurve), Mittelwerte (rote Kurve) und Maximalwerte (grüne Kurve) von A und k aus [90] zugrunde gelegt.
Abbildung 3-10 verdeutlicht für zwei unterschiedliche Standorte inwieweit die Häufigkeitsverteilungen gemessener Windgeschwindigkeiten durch Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen approximiert werden. Um einen Vergleich mit den entsprechenden Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen aus der Windkarte [90] zu ermöglichen, wurden die Windgeschwindigkeitsmesswerte unter Verwendung von Rauhigkeitslängen z_0 gemäß Formel (3-7) auf 80m Höhe inter- bzw. extrapoliert. Während die am offshore Messmast Fino1 (siehe Kapitel 3.1.2) gemessene Häufigkeitsverteilung im linken Bild gut durch eine Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nachgebildet werden kann, weist die Häufigkeitsverteilung der am Gondelanemometer einer WEA des Windparks

Norderland (siehe ebenfalls Kapitel 3.1.2) gemessenen Windgeschwindigkeiten deutliche Abweichungen von ihrer approximierten Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion auf und ist diesbezüglich typisch für alle 11 WEA des Windparks.

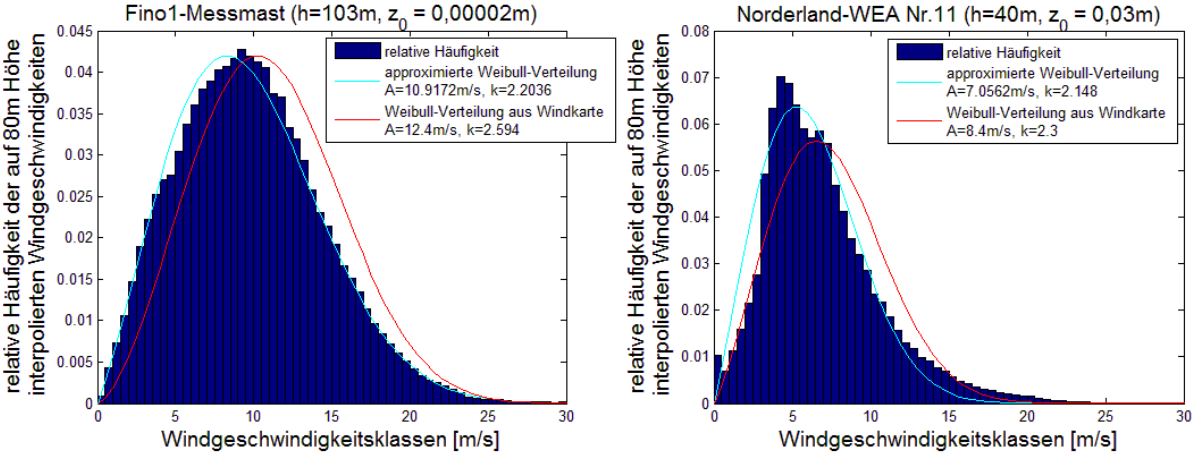


Abbildung 3-10: Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen zweier unterschiedlicher Standorte

Weibull-Dichtefunktionen treffen die Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten nicht immer

Die Windgeschwindigkeitsklassen von 0 bis 0,5m/s und von 3,5 bis 5m/s weisen bei der Norderland-WEA im Vergleich zur Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion erhöhte Häufigkeiten auf, die Klassen von 0,5 bis 3m/s hingegen niedrigere. Die besondere Form der Häufigkeitsverteilung der Norderland-WEA kann zum einen in den örtlichen Bedingungen des Windparks begründet liegen. So sind beispielsweise die WEA des Windparks von einer Vielzahl von nahe gelegenen WEA umgeben (siehe Abbildung 3-4), die abhängig von der jeweils gültigen Windrichtung und Windgeschwindigkeit unterschiedlich starke Abschattungseffekte bewirken. Auch die Küstennähe kann einen Einfluss auf die Häufigkeitsverteilung haben, da hier Seewinde auftreten, die im Tagesrhythmus zu einer deutlichen Erhöhung der Windgeschwindigkeiten in den Stunden vor Sonnenuntergang führen. Zum anderen kann die Form der Häufigkeitsverteilung auf fehlerhafte Messwerte zurückzuführen sein. So kann insbesondere die erhöhte Häufigkeit der Windgeschwindigkeitsklasse von 0 bis 0,5m/s in Messausfällen begründet liegen.

Im Vergleich zu den Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen aus der Windkarte [90] weisen die beiden an die Messungen approximierten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen eine höhere Häufigkeit von niedrigen (etwa unter 9m/s) und eine niedrigere Häufigkeit von höheren Windgeschwindigkeiten (etwa über 9m/s) auf, was zum einen in durchschnittlich niedrigeren Windgeschwindigkeiten im Messzeitraum gegenüber dem Zeitraum zur Erstellung der Weibull-Parameter der Windkarte und zum anderen in der Nichtberücksichtigung von örtlichen Abschattungseffekten bei der Erstellung der Windkarte begründet liegen kann.

Zusammen mit Leistungskennlinien können Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen zur Abschätzung von Energieerträgen herangezogen werden, wie es in Kapitel 3.4 erfolgt und in Kapitel A3.3 des Anhangs beschrieben ist. In Kapitel 3.6.2 werden Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen zur Modellierung von Windpark-Leistungskennlinien verwendet.

3.3 WEA-Leistungskennlinien

Leistungskennlinien sind das zentrale Element bei der wetterdatenbasierten Simulation von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung. Sie geben den Zusammenhang zwischen der dargebotenen Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung an. Üblicherweise werden der Begriff „Leistungskennlinie“ und der synonyme Begriff „Leistungskurve“ (engl.: power curve) im Zusammenhang mit einer Einzelanlage, d.h. mit einer einzelnen WEA verwendet. In diesem Fall gibt die Leistungskennlinie den Zusammenhang zwischen der an einem Punkt gemessenen Windgeschwindigkeit und der von der WEA eingespeisten Leistung an. Eine Leistungskennlinie ist somit ein Charakteristikum der zugehörigen WEA. Die Leistungskennlinien von einzelnen WEA werden in der vorliegenden Arbeit als „WEA-Leistungskennlinien“ bezeichnet um sie von Leistungskennlinien zu unterscheiden, die für Gruppierungen mehrerer WEA gelten und im Folgenden „Windpark-Leistungskennlinien“ genannt werden. Abbildung 3-11 zeigt eine typische gemessene WEA-Leistungskennlinie (blau) und die zugehörigen Windleistungsinkremente (grün), aus denen ersichtlich ist, dass die höchsten Windleistungsinkremente der Leistungskennlinie in dem Windgeschwindigkeitsbereich um 10m/s auftreten.

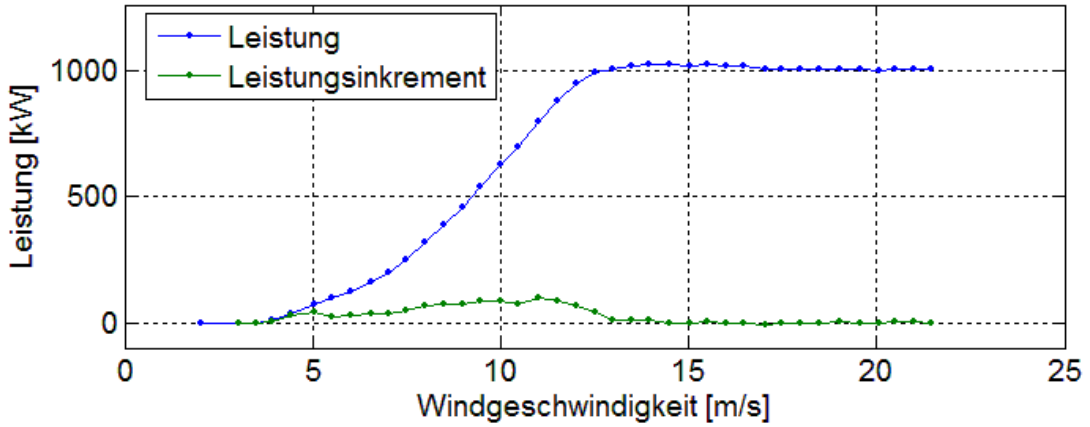


Abbildung 3-11: Leistungskennlinie einer WEA (blau), sowie die zugehörigen Leistungsinkremente (grün)

Leistungskennlinien ordnen einer Windgeschwindigkeit einen einzigen Leistungswert und nicht einen Leistungswerte-bereich zu

Mathematisch gesehen sind Leistungskennlinien statische Modelle, die unabhängig von der Zeit oder vorangegangenen Zuständen sind. Sie ordnen sie jeder Windgeschwindigkeit v_{LKL} genau einen Leistungswert P_{LKL} zu und nicht, was den natürlichen Gegebenheiten entsprechen würde, eine Streuung (siehe Abbildung 3-13). Für die Bestimmung einer Leistungs-kennlinie, wie z.B. für die hierbei vorzunehmende Positionierung des Windmessmastes zur WEA, wurde die IEC 61400-12-1 Richtlinie [64] entwickelt. Die IEC-Norm beschreibt eine einheitliche Vorgehensweise für die Messung und Auswertung des Leistungsverhaltens von WEA. Das Verfahren kann genutzt werden um grundsätzliche Vergleiche zwischen verschiedenen Anlagenmodellen oder unterschiedlichen Anlagenein-stellungen anzustellen [64]. Viele WEA-Typen treten in unterschiedlichen Bauweisen auf, d.h. ein und derselbe Typ kann mit unterschiedlichen Nennleistungen, Nabenhöhen und Rotordurchmessern realisiert sein. Für nahezu alle in Deutschland auftretenden Kombinationen dieser Anlagen-daten stehen für die vorliegende Arbeit Leistungskennlinien zur Verfügung. Allen der in Kapitel 1.1.1.1 beschriebenen WEA der WEA-Stammdaten kann mindestens eine Leistungskennlinie zugeordnet werden.

Die nach IEC-Norm vermessenen Leistungskennlinien sind bei Windleistungs-simulationen zu bevorzugen

Die WEA-Leistungskennlinien wurden entweder von den WEA-Herstellern geliefert oder durch Messungen der unabhängigen Windenergieinstitute DEWI, Wind-consult bzw. der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH gemäß der IEC-Norm erhoben und zertifiziert. WEA-Leistungskennlinien, welche von den WEA-Herstellern ausgegeben werden, sind in der Regel nicht gemäß der IEC-Norm gemessen, sondern das Ergebnis interner Berechnungen, Messungen und Abwägungen der Hersteller. So kann die Veröffentlichung einer Leistungskennlinie durch den Hersteller durchaus zu Werbezwecken dienen und eine hohe Leistungsausbeute der Anlage pro Windgeschwindigkeit versprochen werden. Als Garantie sollte eine solche Leistungskennlinie nicht verstanden werden, da die Bedingungen des konkreten WEA-Standortes die Leistungskennlinie in ihrer Form beeinflussen. Nach [99] sollte sich eine Garantie auf die zu erzielende jährliche Energie unter Berücksichtigung der geographischen Bedingungen und der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten beziehen. Hinsichtlich wetterdatenbasierter Windleistungssimulationsverfahren ist bei Verwendung von WEA-Leistungskennlinien der Hersteller eher von einer Überschätzung der eingespeisten Leistung bei Windgeschwindigkeiten unter 13m/s und einer Unterschätzung über bei Windgeschwindigkeiten über 13m/s auszugehen (siehe Abbildung 3-12). Zu der Abbildung ist anzumerken, dass etwa zur Hälfte WEA mit Nennleistungen unter 500kW und z.T. auch stallgeregelte WEA eingeflossen sind. Wegen der Unwägbarkeiten, die mit Hersteller-Leistungskennlinien verbunden sind, werden die nach der IEC-Norm gemessenen bei der Windleistungssimulation bevorzugt.

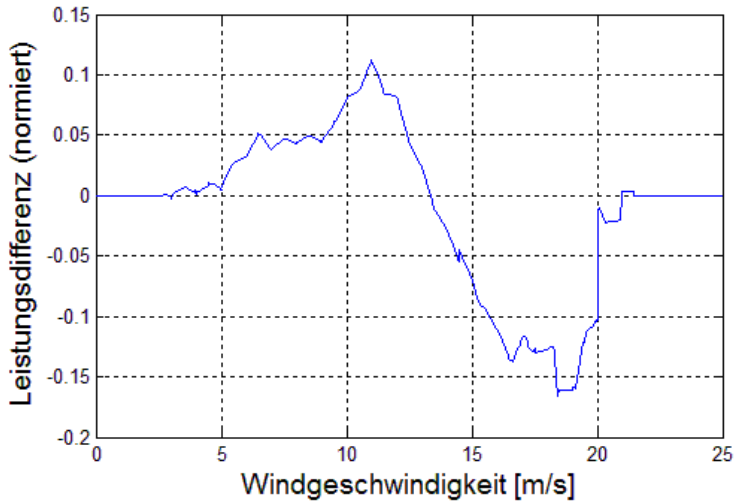


Abbildung 3-12: Mittelwerte der Differenzen der normierten Leitungswerte von 31 Leistungskennlinien nach Herstellerangabe zu IEC-Normmessungen

Die Verwendung von Leistungs-kennlinien auf Basis von 10min-Werten ist unproblematisch für Windleistungs-simulationen mit der zeitlichen Auflösung von 1h-Werten

Sowohl die Windgeschwindigkeiten als auch die Leistungswerte beruhen für eine WEA-Leistungskennlinie nach IEC-Norm auf 10min-Mittelwerten. Die Anwendung von WEA-Leistungskennlinien auf 15min- oder 1h-Windgeschwindigkeitsmittelwerte zu deren Transformation in elektrische Leistung im Zuge einer wetterdatenbasierten Windleistungssimulation ist jedoch unproblematisch. Die Form von WEA-Leistungskennlinien, die auf Grundlage von gemessenen 10min-, 15min- oder 1h-Mittelwerten erstellt werden, ist nahezu identisch wie Abbildung 3-13 verdeutlicht. Zur Erstellung der Abbildung wurde auf die Messdaten einer WEA des IWES-Messnetzes (siehe Kapitel 3.1.2) zurückgegriffen und, wie auch für Abbildung 3-14, das sogenannte BIN-Verfahren aus Kapitel A3.4.1 verwendet.

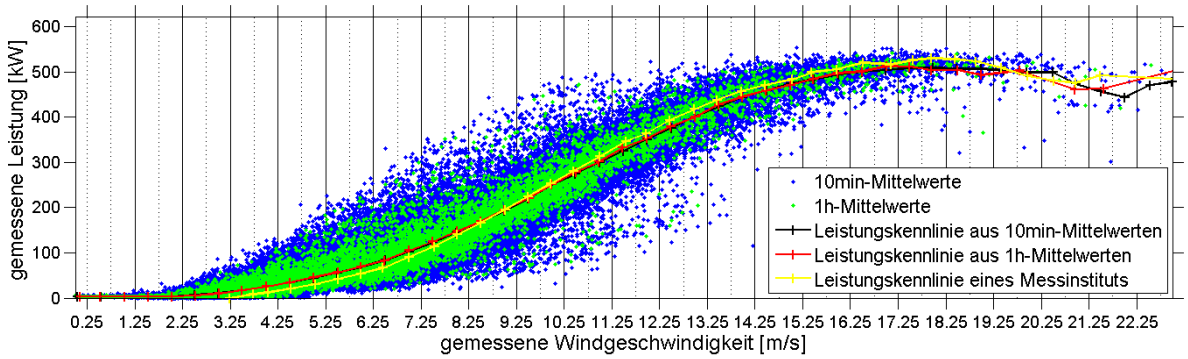


Abbildung 3-13: Vergleich der auf Grundlage von Messdaten mit unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen erstellten Leistungskennlinien einer WEA (Nr. 101)

Die Windgeschwindigkeiten aus Abbildung 3-13 wurden an Messmasten aufgezeichnet. Sie geben demzufolge die Windgeschwindigkeiten an einem räumlichen Punkt wieder. Für die großflächige Windleistungssimulation werden hingegen Wettermodellwindgeschwindigkeiten verwendet, die räumliche Mittelwerte von Gitterflächen darstellen (siehe Kapitel 3.1.1). Welchen Einfluss die Verwendung von Wettermodellwindgeschwindigkeiten auf die Form der WEA-Leistungskennlinie hat, wird in Abbildung 3-14 deutlich.

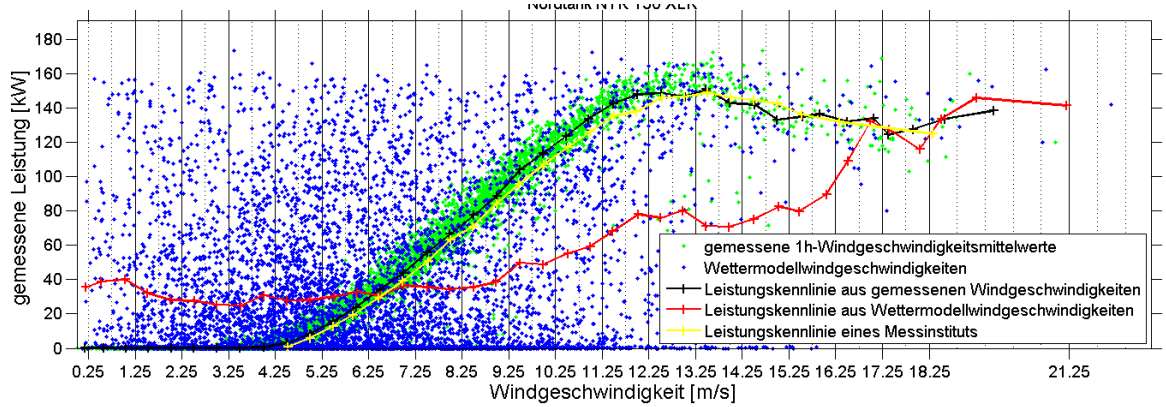


Abbildung 3-14: Vergleich der mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeitsdaten erstellten Leistungskennlinien einer WEA (Nr. 71)

Misslungener Vergleich von Leistungskennlinien, die auf Grundlage von Windgeschwindigkeiten erstellt wurden, die für Flächen bzw. Punkte gültig sind

Die Leistungskennlinie auf Grundlage der Wettermodellwindgeschwindigkeiten (rote Linie) ist wegen der geringen Korrelation (r=0,2641) zwischen den an einem IWES-Messmast gemessenen Windgeschwindigkeiten und den Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell (siehe Kapitel 3.1.1) nicht mehr als eine solche erkennbar. So werden z.B. niedrigen Wettermodellwindgeschwindigkeiten unter 1m/s Leistungswerte im Bereich der Nennleistung (150kW) und hohen Wettermodellwindgeschwindigkeiten (beispielsweise bei 12m/s) kleine Leistungswerte (etwa 0kW) zugeordnet. Wegen der hohen Unabhängigkeit der Wettermodellwindgeschwindigkeiten von den gemessenen Windgeschwindigkeiten, welche auch typisch für andere Messmasten ist, ist der Einfluss der unterschiedlichen räumlichen Gültigkeit der Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell (Flächenmittelwerte) und der Messung (Punktwerte) auf die Form der Leistungskennlinie nicht gesondert erkennbar. Der Verlauf der roten Linie veranschaulicht höchstens in besonders deutlicher Form die Zusammenhänge, die im Zuge der Betrachtungen zu Windpark-Leistungskennlinien in den Kapiteln 3.5 und 3.6.1 untersucht werden.

3.3.1 Erweiterung von gemessenen WEA-Leistungskennlinien

Gemessene WEA-Leistungskennlinien sollten für wetterdatenbasierte Windleistungs-simulationen bis zur Abschaltwind-geschwindigkeit erweitert werden

Gemessene WEA-Leistungskennlinien müssen nach IEC-Norm [64] lediglich bis zum 1,5-fachen der Windgeschwindigkeit reichen, bei der 85% der Nennleistung erzielt werden. Bei der wetterdatenbasierten Windleistungs-simulation können jedoch höhere Windgeschwindigkeiten auftreten, denen elektrische Leistungswerte zugeordnet werden müssen. Aus diesem Grund müssen für eine wetterdatenbasierte Windleistungssimulation gemessene WEA-Leistungskennlinien im hohen Windgeschwindigkeitsbereich erweitert werden. WEA-Leistungskennlinien, die auf Herstellerangaben beruhen, müssen hingegen nicht erweitert werden, da sie bis zur Abschalt-windgeschwindigkeit reichen. Für die Erweiterung gemessener WEA-Leistungskennlinien können die Angaben zur Abschaltwind-geschwindigkeit der WEA aus Kapitel 1.1.1.1 verwendet werden. Heutige WEA schalten sich in der Regel bei einer Windgeschwindigkeit von 25m/s ([100], [101]) oder auch 30m/s ([102]) ab. Wie in Abbildung 3-15 am Beispiel einer WEA ersichtlich, erfolgt die Erweiterung der gemessenen WEA-Leistungs-kennlinien bis zu der Abschaltwindgeschwindigkeit durch einen konstanten Wert. Der eingesetzte Leistungswert entspricht entweder dem höchsten gemessenen Leistungswert, dem vom Hersteller angegebenen Nenn-leistungswert oder dem bei der höchsten gemessenen Windgeschwindigkeit gemessenen Leistungswert. Letztere Variante wird in der vorliegenden Arbeit bevorzugt, da der gemessene Teil der Leistungskennlinie komplett übernommen wird.

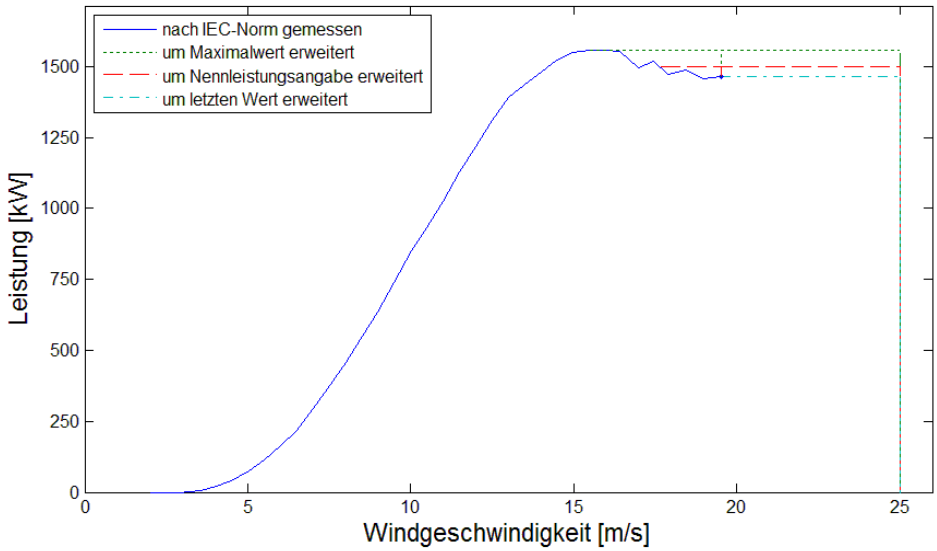


Abbildung 3-15: Erweiterung einer gemessenen WEA-Leistungskennlinie bis zu ihrer Abschaltwindgeschwindigkeit von 25m/s um konstante Leistungs-werte

Aus der Unterschiedlichkeit von Abschalt- und Wiedereinschaltwind-geschwindigkeit folgt die Abschalthysterese

Neben der Abschaltwindgeschwindigkeit ist auch die Wiederanschalt-windgeschwindigkeit ein Charakteristikum einer WEA. Die Wiederanschalt-windgeschwindigkeit liegt unterhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit. d.h. die WEA durchfahren eine sogenannte Abschalthysterese, wenn sich die Windgeschwindigkeiten über die Abschaltwindgeschwindigkeit hinaus verstärken und anschließend unter die Wiederanschaltwindgeschwindigkeit fallen. Abbildung 3-16, für die die an einem IWES-Messmast in hoher zeitlicher Auflösung gemessenen Windgeschwindigkeiten (siehe Kapitel 3.1.2) nach Gleichung (3-7) auf Nabenhöhe extrapoliert wurden, zeigt eine solche Abschalthysterese.

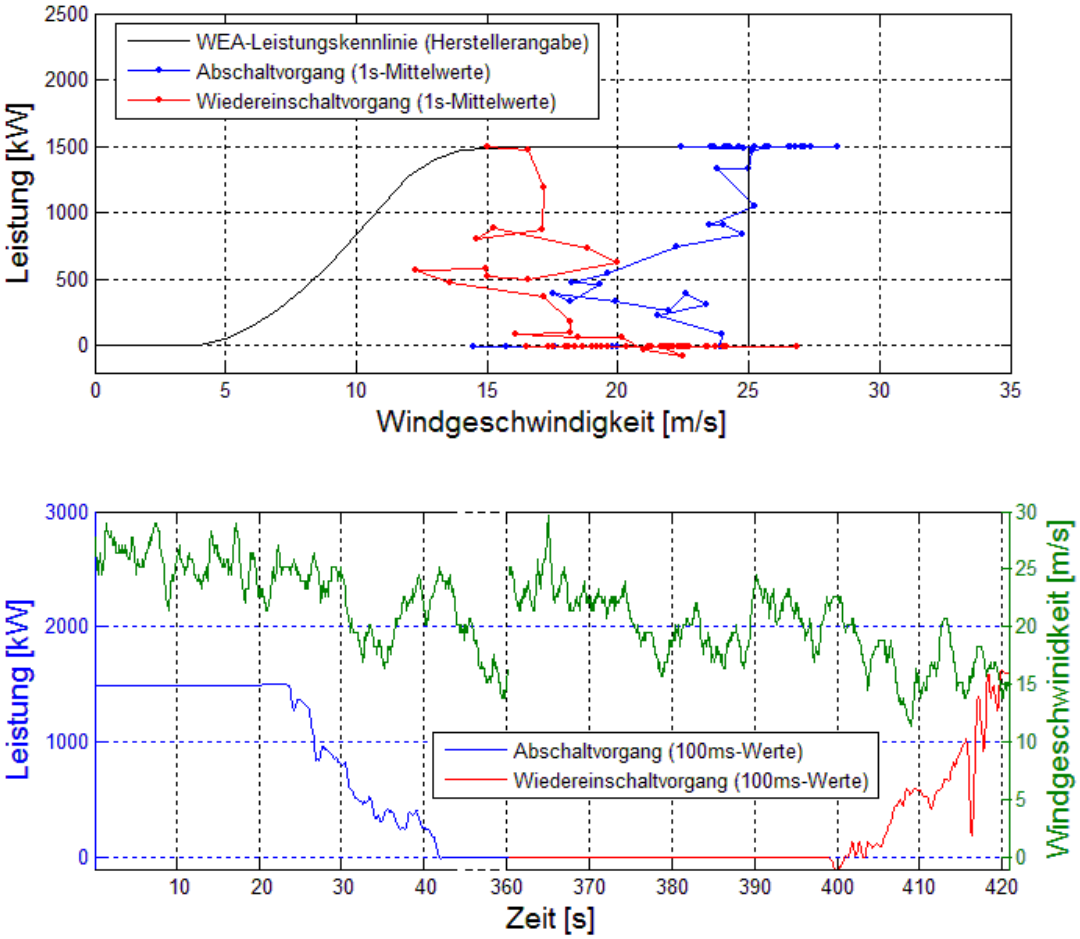


Abbildung 3-16: Abschalt- und Wiedereinschaltvorgang einer WEA beim Orkan Kyrill

Die genauen Betriebskonzepte, speziell die Windgeschwindigkeitsmess-frequenz der WEA sind im Allgemeinen nicht bekannt. Auch Angaben zur Wiederanschaltwindgeschwindigkeiten liegen für diese Arbeit nicht vor. Es ist aber festzuhalten, dass sich Abschalt- und Wiedereinschaltvorgänge im Sekundenbereich abspielen. In einer Windleistungssimulation, die auf Wettermodellwindgeschwindigkeiten im Minuten- oder Stundenbereich basiert, kann die Abschalthysterese nicht nachgebildet werden.

Abschalthysteresen werden bei wettermodelldaten-basierten Windleistungs-simulationen nicht nachgebildet

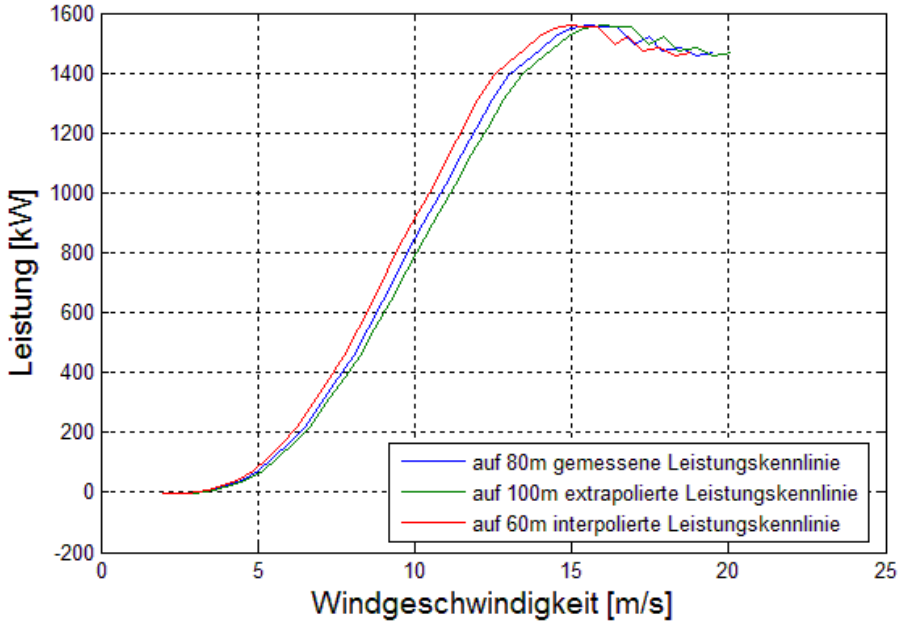


Abbildung 3-17: Höheninter- bzw. -extrapolation einer WEA-Leistungskennlinie

3.3.2 Höheninterpolation und –extrapolation

Leistungskennlinien müssen logarithmisch auf Simulationshöhe interpoliert werden

Falls eine Windgeschwindigkeit v_h für eine Höhe h_{WP} gültig ist, erfährt eine WEA mit einer niedrigeren Nabenhöhe h_{WEA} gemäß dem logarithmischen Windprofil (siehe Kapitel 3.2.1) nur einen Teil davon. Die Leistungskennlinie muss dementsprechend nach rechts, d.h. zu höheren Windgeschwindigkeiten verschoben werden. Abbildung 3-17 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Die Höheninterpolation bzw. -extrapolation wird auf die Windgeschwindigkeitswerte $v_{LKL,h_{WEA}}$ der WEA-Leistungskennlinie gemäß folgender Gleichung durchgeführt:

$$v_{LKL,h_{WP}} = v_{LKL,h_{WEA}} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{WP}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{WEA}}{z_0}\right)}.$$

(3-19)

Die Höheninter- und extrapolation von WEA-Leistungskennlinien kann bei windparkgenauen Windleistungssimulationsverfahren auf die leistungsgewichtete mittlere Nabenhöhe des Windparks h_{WP} gemäß Kapitel 1.1.2.4 erfolgen, auf die auch die Wettermodellwindgeschwindigkeiten interpoliert werden, sofern nicht eine Windgeschwindigkeitszeitreihe für jede WEA aus dem Wettermodell extrahiert werden soll. Es sollte beachtet werden, dass WEA gleichen Typs mit unterschiedlichen Nabenhöhen realisiert werden. Deshalb ist, falls möglich, die Messhöhe der Leistungskennlinie zu prüfen und, falls sie nicht in der gesuchten Höhe vorliegt, zu inter- bzw. extrapolieren.

3.3.3 Luftdichtekorrektur

Die Luftdichte in Nabenhöhe kann nach verschiedenen Vorschriften berechnet werden

Da es in der IEC-Norm [64] wird so gefordert wird, liegen die gemessenen Leistungskennlinien in einer auf die Referenzluftdichte von ρ_0*=1,2252kg/m³* normalisierten Form vor. Für ihre Verwendung in Windleistungssimulationsverfahren müssen die WEA-Leistungskennlinie deshalb auf die zeitlich und räumlich gültige Luftdichte umgerechnet werden. Die Luftdichte ρ_{WEA} [kg/m³] in der (Naben-)Höhe h_{WEA} [m] kann z.B. nach [103] unter Vorgabe empirisch ermittelter Parameter a und b zu $\rho_{WEA} = a \cdot e^{-b \cdot h_{WEA}}$ berechnet werden. Für a und b werden hier die Werte $1{,}247015$ und $1{,}040754 \cdot 10^{-4}$, in [104] die Werte $1{,}226$ und $3{,}1089 \cdot 10^{-5}$ angegeben. Die Luftdichtekorrektur lässt sich aber auch nach der barometrischen Höhenformel herleiten. Danach ändert sich der Druck mit der Höhe gemäß

$$\frac{dp}{dh} = \frac{p_{WEA} - p_{mess}}{h_{WEA} - h_{mess}} = -\frac{p_{mess} Mg}{R_0 T_{mess}}$$

(3-20)

mit der universellen Gaskonstante R_0 (8,3144621 Joule K^{-1} mol^{-1}), der molaren Masse der Erdatmosphärengase M (0,02896 kg mol^{-1}) und der Schwerebeschleunigung g (9,807 m s^{-2}). Der Druck p_{WEA} auf der Nabenhöhe h_{WEA} einer WEA ergibt sich folglich mit dem in der Höhe h_{mess} gemessenen Druck p_{mess} zu

$$p_{WEA} = p_{mess} + h_{mess}\frac{p_{mess}Mg}{R_0 T_{mess}} - h_{WEA}\frac{p_{mess}Mg}{R_0 T_{mess}}.$$

(3-21)

Nach der thermischen Zustandsgleichung idealer Gase („ideales Gasgesetz“) berechnet sich hiermit die Luftdichte in Nabenhöhe zu

$$\rho_{WEA} = \frac{p_{WEA} \cdot M}{R_0 \cdot T_{WEA}}.$$

(3-22)

Für die Temperatur T_{WEA} wird als Näherung die Temperatur T_{mess} eingesetzt, die, wie der Druck p_{mess}, durch die in dieser Arbeit verwendeten Wettermodelle in der Höhe h_{mess} von 2m über dem Grund gegeben ist. Es sei noch erwähnt, dass in obigen Formeln der Einfluss der Luftfeuchte vernachlässigt wird.

Für die Luftdichtekorrektur der Leistungskennlinien von WEA werden die inversen Korrekturvorschriften der IEC-Normen verwendet:

Vorschriften für die Korrektur von Leistungskennlinien auf die gültige Luftdichte

1. Korrekturvorschrift (für stall-geregelte Anlagen):

$$P_{LKL,WEA,korrigiert} = P_{LKL,WEA} \cdot \frac{\rho_{WEA}}{\rho_0}$$

(3-23)

2. Korrekturvorschrift (für pitch-geregelte Anlagen):

$$v_{LKL,korrigiert} = v_{LKL} \cdot \left(\frac{\rho_{WEA}}{\rho_0}\right)^{-\frac{1}{3}}$$

(3-24)

Sofern nicht bekannt ist, ob die jeweilige WEA über Pitch- oder Stall-Regelung verfügt, wird in der Windleistungssimulation die 2. Korrekturvorschrift angewendet. Dies liegt zum einen darin begründet, dass schon heute der Anteil pitchgeregelter WEA wesentlich höher ist als der stallgeregelter. Zum anderen führt die 1. Korrekturvorschrift zu einer Umskalierung der Leistungswerte der Leistungskennlinie. Dies würde wenigstens bei Anwendung auf pitchgeregelte Anlagen nicht den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechen, da die Einspeisungen der Anlagen trotz hoher Luftdichte nicht weit über die Nennleistung hinausgehen können. In der 2. Korrekturvorschrift wird die Tatsache berücksichtigt, dass die Windgeschwindigkeiten mit der 3. Potenz in die Leistungen einfließen (siehe Formel (4-1)), weshalb die Kubikwurzel des Kehrwertes des Luftdichteverhältnisses verwendet wird.

3.4 Modell-WEA-Leistungskennlinien

In Verfahren zur Simulation der zukünftigen Windenergieeinspeisung werden stellvertretend für zukünftige WEA so genannte Modell-WEA-Leistungskennlinien angesetzt. Als Modell-WEA-Leistungskennlinie können die Leistungskennlinien der modernsten bereits existierenden WEA, aus diesen heraus synthetisierte oder rein synthetische verwendet werden. Sofern auf die Leistungskennlinien bereits existierender WEA zurückgegriffen wird, sollte deren derzeitige Verbreitung berücksichtigt werden. Von WEA-Typen, die heute einen hohen Marktanteil inne haben, ist davon auszugehen, dass

Modell-WEA-Leistungskennlinien gelten für zukünftige WEA, deren Rotorfläche-zu-Nennleistungs-verhältnis zu den örtlichen Windverhältnissen passen sollte

sie auch in naher Zukunft einen wesentlichen Anteil am Anlagenpark haben werden. Noch entscheidender bei der Wahl der WEA-Modell-Leistungskennlinien sind Windverhältnisse am Standort.
Die Windverhältnisse können z.B. in die IEC-Windklassen oder in die in Kapitel 1.2.2 beschriebenen Klassen „Schwachwind“ und „Starkwind“, als auch „offshore“ bei Standorten auf hoher See eingeteilt werden. Die WEA, die in diesen Windgeschwindigkeitsklassen errichtet werden, unterscheiden sich gewöhnlich deutlich in ihrem Verhältnis von Rotorfläche zur Nennleistung (A_r/P_n-Verhältnis). Ein großer Rotor in Verbindung mit einem kleinen Generator ermöglicht eine höhere Volllaststundenzahl. Ob dieses jedoch vom Betreiber gewünscht ist, ist eine wirtschaftliche Optimierungsfrage, da mit einem größeren Generator wiederum mehr Strom produziert wird. Schwachwind-WEA verfügen in der Regel über einen großen Rotor und einen relativ kleinen Generator, bei Starkwind- und offshore WEA ist dies umgekehrt. In der Leistungskennlinie spiegelt sich ein großes A_r/P_n-Verhältnis in einem steilen Anstieg wider. Abbildung 3-18 zeigt die A_r/P_n-Verhältnisse derzeit gängiger WEA-Typen sowie für die Modell-WEA der beiden Untersuchungsszenarien aus Kapitel A1.4 und A1.5 dieser Arbeit.

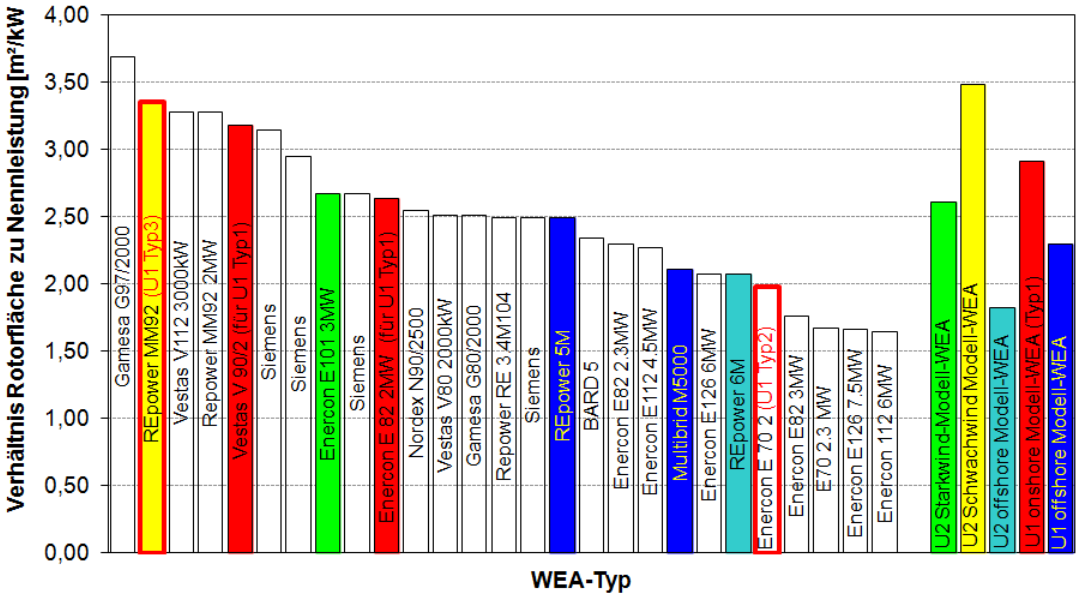


Abbildung 3-18: Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung von WEA verschiedener Hersteller sowie der Modell-WEA für die Untersuchungsszenarien (U1, U2)

Modell-WEA-Leistungskennlinien der Untersuchungsszenarien

Die A_r/P_n-Verhältnisse der Modell-WEA des Untersuchungsszenarios 2 (U2) sind durch die vorgegebenen WEA-Nennleistungen und –rotordurchmesser aus Tabelle 1-3 festgesetzt. Jeder der drei WEA-Typen dieses Szenarios wird die Leistungskennlinie einer heute existierenden WEA mit dem ähnlichstem A_r/P_n-Verhältnis zugeordnet. Für die Starkwind- und Schwach-Modell-WEA wird demnach die Leistungskennlinie der Enercon E101 bzw. der Repower MM92 gewählt. Die Wahl der Leistungskennlinie für die offshore Modell-WEA bildet eine Ausnahme; hier werden Leistungskennlinien von onshore WEA mit ähnlicherem A_r/P_n-Verhältnis zugunsten der Leistungskennlinie einer tatsächlichen bereits existierenden offshore WEA-Leistungskennlinie, der Repower 6M, hinten angestellt.
Die Modell-WEA-Leistungskennlinien des Untersuchungsszenarios 1 (U1) ergeben sich durch Mittelung von jeweils zwei Leistungskennlinien existierender Anlagen. Die onshore Modell-WEA-Leistungskennlinie ergibt sich aus der Mittelung der Leistungswerte der Leistungskennlinien der Vestas V90/2 und der Enercon E82 für jede Windgeschwindigkeit v_{LKL}. Ihr A_r/P_n-Verhältnis lässt sich somit auf den Mittelwert der A_r/P_n-Verhältnisse der

beiden zugrunde liegenden Anlagen-Typen beziffern. Die Leistungskennlinie und das A_r/P_n-Verhältnis der offshore Modell-WEA ergeben sich in gleicher Weise aus der Repower 5M und der Multibrid M5000. Die Wahl der genannten WEA-Typen begründet sich durch deren hohen Marktanteil zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenarios bzw. darin, dass es die einzigen marktreifen offshore Anlagen waren. Abbildung 3-19 zeigt die WEA-Modell-Leistungskennlinien, die für die beiden Untersuchungsszenarien verwendet wurden.

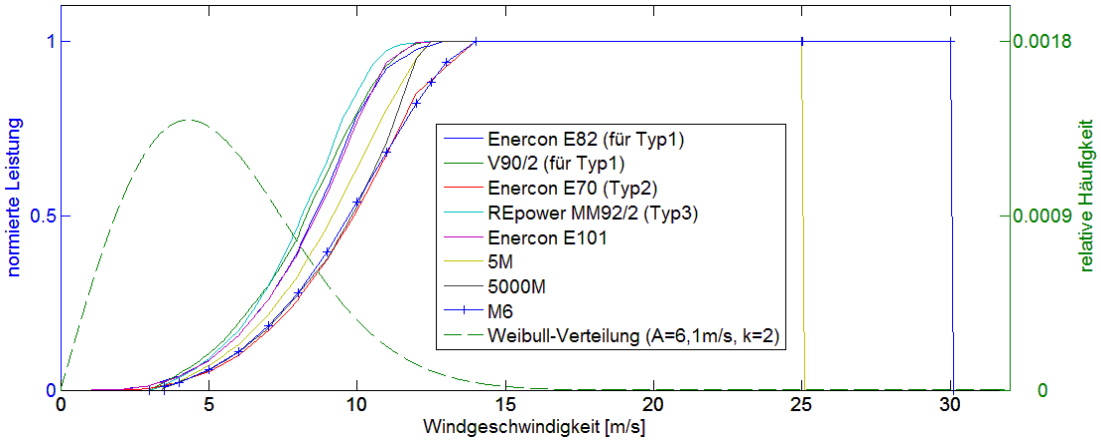


Abbildung 3-19: Sämtliche Modell-WEA-Leistungskennlinien der Untersuchungsszenarien

Anhand der geringen Steigung der Leistungskennlinien wird deutlich, dass es sich bei den offshore WEA (M6, 5M, 5000M) und bei der Enercon E70 um typische Starkwind-WEA handelt. Die übrigen WEA-Typen gelten als Schwachwind-WEA, am ausgeprägtesten die Repower MM92. Da Leistungskennlinien bei der Windleistungssimulation zur Umwandlung von Windgeschwindigkeiten in Leistungswerte verwendet werden, haben die Steigungen der Leistungskennlinien einen großen Einfluss auf die simulierte Windleistung, speziell wenn ein Szenario simuliert wird, in dem wenige oder gar keine bereits heute errichteten Anlagen existieren.

Sensitivitätsrechnung zur Modell-WEA-Leistungskennlinie des Untersuchungsszenarios 1

Zur Verdeutlichung dieses Einflusses wurden Simulationsrechnungen für das Untersuchungsszenario 1 mit unterschiedlichen Leistungskennlinientypen durchgeführt (siehe [3]). Dies sind die in Abbildung 3-18 durch rote Flächen oder rote Rahmen gekennzeichneten Typen 1 bis 3. Im Vergleich zur Modell-WEA-Leistungskennlinie des Typs1, die sich als der Mittelwert zweier Leistungskennlinien ergibt, werden mit der Modell-Leistungskennlinie des Typs 3 2,8% höhere Volllaststunden für die onshore Summenganglinie Deutschlands des Untersuchungsszenarios 1 erzielt; die Volllaststunden bei Verwendung des Typs 2 sind 13,8% geringer. Diese Abweichungen sind wesentlich geringer, als die Abweichungen zwischen den drei Integralen, aus jeweils einer der drei Leistungskennlinien-Typen und der in Abbildung 3-19 dargestellten Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, die mittlere Windverhältnisse in Deutschland repräsentiert (siehe Abbildung 3-9). Da die Leistungskennlinien normiert sind, drücken die mit einer Stundenzahl von T=8760h multiplizierten Integrale gemäß Formel (A 11) aus Kapitel A3.3 des Anhangs Volllaststunden aus. Die unter Verwendung der Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion mit einer Klassenbreite von 0,01m/s gemäß Formel (A 11) berechneten Volllastunden sind für die Leistungskennlinie Typ2 33,9% geringer und für die Leistungskennlinie Typ3 4,3% höher als die Volllaststunden mit Leistungskennlinie Typ1. Diese höheren Abweichungen der Volllaststundenzahlen gegenüber der Volllastundenzahlen, welche sich aus den Summenganglinien ergeben, erklären sich aus der Tatsache, dass für das Untersuchungsszenario 1 davon ausgegangen

wird, dass ein Teil der heutigen WEA („Altanlagen“) noch vorhanden sein wird. Je größer der Anteil von Altanlagen an den Anlagen eines Szenarios ist, desto mehr entspricht prinzipiell die Volllaststundenzahl der Summenganglinie heutigen Volllaststundenzahlen. Hierauf haben sowohl die Leistungskennlinien, als auch die Nabenhöhen Einfluss (siehe [3]). Nach Einhaltung der Repowering-Annahmen aus Kapitel 1.2.1 machen die „Altanlagen“ rund 1/3 der installierten Leistung des Untersuchungsszenarios 1 aus und ziehen dessen Volllaststunden in Richtung des Niveaus von 2005 bis 2007. Neben dem Anteil der Altanlagen am Szenario ist auch der Anteil der Modell-WEA an den Altanlagen zu beachten. Je mehr Altanlagen bereits die angesetzten Modell-WEA-Leistungskennlinien aufweisen, desto mehr entsprechen die Volllaststundenzahlen des Szenarios heutigen Volllaststundenzahlen (gleiches gilt für die Nabenhöhen). So machten z.B. die V90/2 und die E82, deren Leistungskennlinien für die Modell-WEA-Leistungskennlinie für das Untersuchungsszenario 1 verwendet werden, bereits 2007 gut 6% der installierten Windleistung in Deutschland aus.

Modell-WEA-Leistungskennlinie sollten Annahmen zur Sturmregeleng beinhalten

Bei der Erstellung von Modell-WEA-Leistungskennlinien müssen ebenfalls Annahmen zu deren Abschaltverhalten getätigt werden. Zum einen stellt sich die Frage nach der Höhe der Abschaltwindgeschwindigkeit, zum anderen kann auch eine sogenannte Sturmregelung in Betracht gezogen werden. Dabei sollte beachtet werden, dass die Modell-WEA-Leistungskennlinie repräsentativ für eine Vielzahl von zukünftigen Anlagen steht, die zukünftigen Abschaltwindgeschwindigkeiten oder Sturmregelungen sich aber nur schwer abschätzen lassen. Für die offshore Modell-WEA-Leistungskennlinie des Untersuchungsszenarios 1 (rote Linie in Abbildung 3-20) wurde der Einfachheit halber davon ausgegangen, dass sich die eine Hälfte der zukünftigen offshore Anlagen des Untersuchungsszenarios 1 bei 27,5m/s abschaltet und die andere Hälfte über eine Sturmregelung nach [105] und [106] verfügt. Für zukünftige Energieversorgungsszenarien mit hohen Windenergieanteilen sollte überwiegend von WEA mit Sturmregelungen ausgegangen werden, da bei einem abrupten Abschalten großer Teile der Stromversorgung bei Stürmen die Netzstabilität nur schwer aufrecht erhalten werden könnte

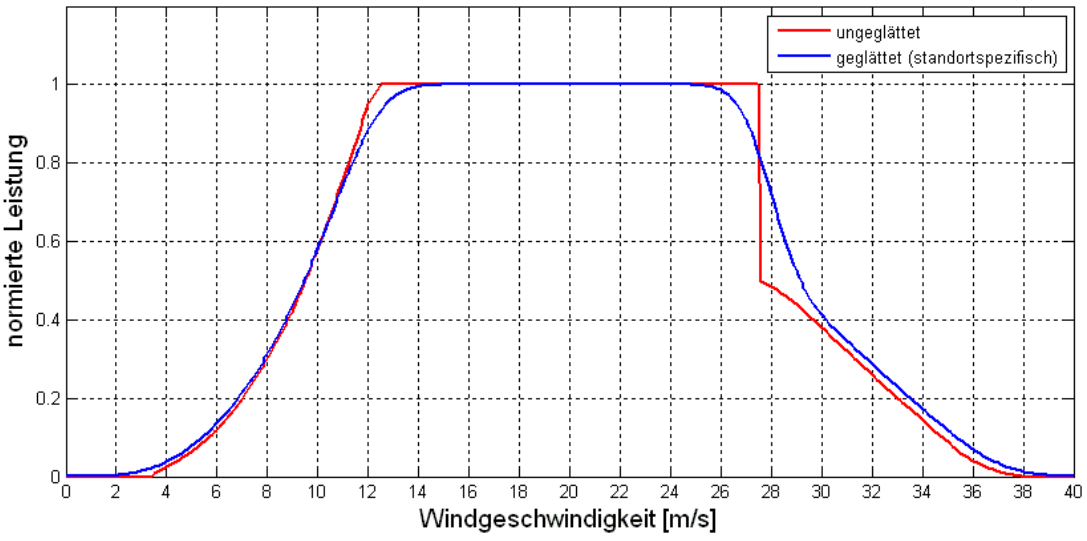


Abbildung 3-20: Offshore Modell-WEA-Leistungskennlinie für das Untersuchungsszenario 1 [3]

3.5 Windpark-Leistungskennlinien

Der Begriff „Windpark-Leistungskennlinie“ wird in der vorliegenden Arbeit allgemein für den mittleren Zusammenhang zwischen einer Windgeschwindigkeit und der Einspeisung einer Gruppierung von WEA verwendet. Die Verwendung von Windpark-Leistungskennlinien ist bei der wetterdatenbasierten Simulation vonnöten, wenn:

Verwendungsgründe von Windpark-Leistungskennlinien

1. nicht die genauen WEA-Standorte, sondern lediglich die Zugehörigkeiten der WEA zu größeren Gebieten bekannt sind (wie die Ortschaftszugehörigkeit der für die vorliegende Arbeit verwendeten WEA-Basisdaten aus Kapitel 1.1.1).

2. die Wetterdatenbasis ein numerisches Wettermodell ist, dessen Windgeschwindigkeiten nicht für einen räumlichen Punkt, sondern für eine Fläche gelten (wie die für die vorliegende Arbeit verwendete numerischen Wettermodelle aus Kapitel 3.1.1).

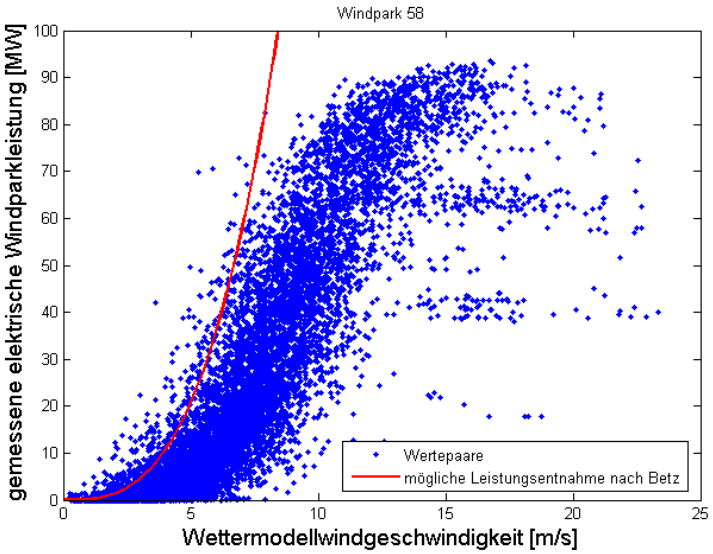


Abbildung 3-21: Die gemessene elektrische Leistung eines Referenzwindparks in Abhängigkeit der örtlichen Wettermodellwindgeschwindigkeiten

Die betrachteten Windpark-Leistungskennlinien beruhen jeweils auf zwei unterschiedlichen Datenquellen

Vor der Untersuchung von Windpark-Leistungskennlinien werden zunächst die ungemittelten Zusammenhänge zwischen den auf eine Stunde gemittelten Leistungswerten von Referenzwindparks und den Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell für das Jahr 2008 betrachtet (siehe Abbildung 3-21). Es wurden hierfür die auf die mittlere Windparknabenhöhe interpolierten Windgeschwindigkeiten derjenigen Wettermodellgitterfläche verwendet, in der der leistungsgewichtete Mittelpunkt des Referenzwindparks liegt. Es fällt auf, dass einige Leistungswerte über den für die Generatoren und Rotoren des Winparks theoretisch möglichen Werten nach Betz [107] (siehe Gleichung (4-2) liegen. Der Grund hierfür ist, dass die Leistungs- und Windgeschwindigkeitswerte aus unterschiedlichen Datenquellen stammen. Diese beiden Datenquellen werden trotzdem verglichen, da in der wettermodelldatenbasierten Windleistungssimulation genau dieser Zusammenhang (von Windparkleistungen und Wettermodellwindgeschwindigkeiten) modelliert werden soll. Dass kein statistisch unabhängiger Zusammenhang besteht ist nicht nur in Abbildung 3-21, sondern auch an dem Korrelationskoeffizienten von 0,8567 zu erkennen. Dass die beiden Datenquellen bis zu einem gewissen Grad unabhängig voneinander sind, sich zeigt sich nicht nur daran, dass die Betz’sche Kurve durch einige Wertepaare überschritten wird und der Großteil der Wertepaare

im Vergleich zur Betz'schen Kurve deutlich zu höheren Windgeschwindigkeiten verschoben ist, sondern auch an der relativ breiten Streuung der Wertepaare, wie sie auch für die WEA in Abbildung 3-13 und Abbildung 3-14 beobachtetet werden konnte. Im Vergleich zu Abbildung 3-14 ist die Streuung in Abbildung 3-21 jedoch deutlich geringer; die Tatsache, dass sich die gemessene Windparkleistung aus den Leistungen der räumlich verteilten WEA des Windparks zusammensetzt und die WEA des Windparks, wie für Referenzwindparks üblich, hohe Nabenhöhen aufweisen, führt zu einem relativ hohen Korrelationskoeffizienten zwischen Windparkleistung und Wettermodellwindgeschwindigkeit, was wiederum eine hohe Güte der wettermodelldatenbasierten Windleistungssimulation von Referenzwindparks verspricht.

Gründe für die Streuung der Wertepaare

Nichtsdestotrotz sind die Wertepaare in Abbildung 3-21 gestreut. Bei der Windgeschwindigkeit von ca. 10m/s treten beispielsweise Leistungswerte in fast dem gesamten Leistungsbereich des Windparks von ca. 7MW bis 80MW auf. Die Streuung kann prinzipiell folgende Ursachen haben:

- ein Windgeschwindigkeitswert, insbesondere ein zeitlicher Mittelwert, resultiert wegen der Vielzahl an Einflüssen in der mechanischen und elektrischen Umwandlung prinzipiell schon nicht in einer eindeutigen Einspeiseleistung einzelner WEA (siehe Abbildung 3-13), geschweige denn eines ganzen Windparks.
- ein einzelner Windgeschwindigkeitswert kann die Luftmasse, die durch eine Rotorfläche von mehreren Tausend Quadratmetern strömt, prinzipiell schon nicht eindeutig darstellen. Wie und durch welche Messungen das Windfeld, das durch die Rotorfläche strömt, zu bestimmen ist, um zu einer hohen Korrelation zwischen Anströmung und abgegebener Leistung zu kommen, stellt ein interessantes Untersuchungsthema dar.
- die Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell sind zu hoch oder zu niedrig im Vergleich zu den tatsächlich herrschenden Windgeschwindigkeiten.
- die Windgeschwindigkeiten sind, z.B. wegen einer im Wettermodell zeitlich nicht exakt abgebildeten Sturmfront, zu den Leistungsmesswerten zeitlich versetzt.
- die Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell, welche ein Flächenmittel repräsentieren, sind, z.B. wegen spezieller topographischer Gegebenheiten in unmittelbarer Nähe zum Referenzwindpark, für diesen ungültig.
- es kommt wegen der gegenseitigen Abschattung der WEA des Windparks zu windrichtungsabhängigen Leistungsreduzierungen.
- Die WEA erfahren unterschiedliche Windgeschwindigkeiten, die, auch wenn sie zu den gleichen Mittelwerten führen können, wegen der Nichtlinearität ihrer Leistungskennlinien in unterschiedlichen Einspeisewerten des Windparks resultieren.
- die räumliche Zuordnung von Wettermodellfläche und leistungsgewichteten Mittelpunkt des Referenzwindparks ist fehlerhaft, wie z.B. bei PLZ-Gebieten, die größer als die Wettermodellgitterflächen sind und bei denen sich die WEA des Referenzwindparks außerhalb der zugewiesenen Fläche befinden, oder wegen Verschiebung des leistungsgewichteten Mittelpunktes bei WEA-Ausfällen.
- die Leistungsmesswerte enthalten Messfehler.
- die installierte Leistung des Referenzwindpark hat sich, z.B. durch den Anschluss neuer WEA, innerhalb des Messzeitraums geändert.
- es kam innerhalb des Messzeitraums zu WEA-Ausfällen oder Sturmabschaltungen.

- es erfolgte ein Eingriff in die Einspeisung des Windparks während des Messzeitraumes. Dies ist beim Referenzwindpark in Abbildung 3-21 der Fall, der zur Vermeidung von Netzengpässen im Zuge des so genannten Einspeisemanagement (Einsman, ehem. Erzeugungsmanagements) (siehe auch [108]), zu dem die Windpark-Betreiber nach § 11 des EEG durch den Netzbetreiber verpflichtet werden können, auf bestimmte Leistungsniveaus gedrosselt wurde. Diese Niveaus sind deutlich bei ca. 65 und 40MW erkennen.

Um Windparks miteinander vergleichbar zu machen und in Hinblick auf eine wetterdatenbasierte Windleistungssimulation einen eindeutigen Zusammenhang von Leistungs- zu Windgeschwindigkeitsdaten zu erhalten, wird der mittlere Zusammenhang zwischen den gemessenen 1h-Leistungsmittelwerten und den Wettermodellwindgeschwindigkeiten herangezogen. Zu dessen Berechnung werden drei unterschiedliche Methoden betrachtet: die Mittelung mit fester Klassenbreite (BIN-Verfahren) (Kapitel A3.4.1), die Mittelung mit fester Werteanzahl in den Klassen gemäß (Kapitel A3.4.2) und die Approximation durch ein Polynom gemäß (Kapitel A3.4.3). Abbildung 3-22 fasst die drei Methoden am Beispiel eines Windparks zusammen.

Vergleich der nach drei unterschiedlichen Methoden erstellten Windpark-Leistungskennlinien

Werden die gemittelten und die gefittete Windpark-Leistungskennlinien verglichen, fällt vor allem die unterschiedliche Gleichmäßigkeit ihrer Verläufe auf; die gemittelten weisen einen zackigen, die gefittete einen glatten Verlauf auf. Die Sprünge in BIN-gemittelten Windpark-Leistungskennlinien nehmen wegen der geringeren Anzahl an Windgeschwindigkeitswerten in hohen Windgeschwindigkeitsbereichen üblicherweise zu. Zudem reichen sie bei manchen Windparks nicht bis zu einer Windgeschwindigkeit von 20m/s. anzahl-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien reichen in der Regel noch weniger weit. Sie weisen in höheren Windgeschwindigkeits-Bereichen zwar einen glatten Verlauf auf, in den niedrigeren Windgeschwindigkeitsbereichen jedoch einen sprunghaften. Die gefittete Windpark-Leistungskennlinie hat einen durchgehend glatten Verlauf. Sie gibt den mittleren Zusammenhang von Leistung und Windgeschwindigkeit bis etwa 20m/s sehr gut wieder. Bei höheren Windgeschwindigkeiten liegen nur noch wenige Messdaten vor, an die sich das Polynom anpasst, so dass für das Windparkverhalten unrealistische Sprünge entstehen. Gefittete Windpark-Leistungskennlinien werden in Kapitel A3.5 zur Bewertung des dortigen Modells und zur Darstellung des mittleren Zusammenhangs von Leistung und Windgeschwindigkeit verwendet,

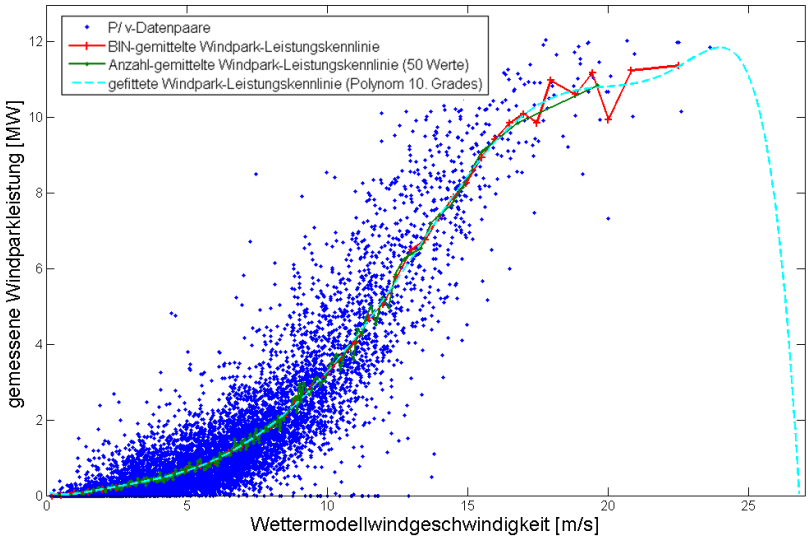


Abbildung 3-22: Mittels dreier Methoden berechnete mittlere Windpark-Leistungskennlinien

3.6 Modellierung von Windpark-Leistungskennlinien

Zweck und Gliederung des Kapitels

Ziel der Modellierung von Windpark-Leistungskennlinien ist es den mittleren Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Leistungseinspeisung eines Windparks oder jeglicher WEA-Gruppierung nachzubilden. Ein solches Modell erlaubt es zum einen, diesen Zusammenhang für bestehende Windparks durch eine möglichst geringe Anzahl an Parametern auszudrücken und somit Maßzahlen für die Charakterisierung des Einspeiseverhaltens der Windparks zu liefern. Zum anderen kann mit einem solchen Modell das Einspeiseverhalten zukünftiger, noch nicht bestehender Windparks unter Vorgabe der Parameter abgeschätzt werden.
In Kapitel A3.5 des Anhangs wird eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, die Gumbel-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, derart modifiziert, dass sie als Modellfunktion für Windpark-Leistungskennlinien verwendet werden kann. Die Modellfunktion wird in ihrer zweiparametrischen Version an den Zusammenhang von Wettermodell-Windgeschwindigkeiten zu Leistungen von Referenzwindparks angepasst. Die resultierenden Modellparameter werden daraufhin auf ihre Abhängigkeit von Windparkeigenschaften geprüft. Anschließend werden in einer ausführlichen Analyse die Unterschiede zwischen den mit der Modellfunktion simulierten und den gemessenen Leistungswerten untersucht. Die mit der Gumbel-Funktion erstellten Windpark-Leistungskennlinien werden in Kapiteln 3.6.1 und 3.6.2 als Referenz zu den dort entwickelten Windpark-Leistungskennlinien verwendet.
In Kapitel 3.6.1 wird mit der Überlagerung aller WEA-Leistungskennlinien eines Windparks eine einfache Methode zur Bildung von Windpark-Leistungskennlinien vorgestellt. Damit derartige Windpark-Leistungskennlinien den Zusammenhängen von Wettermodell-Windgeschwindigkeiten und gemessenen Windpark-Leistungseinspeisungen nahe kommen, müssen sie jedoch einer Glättung unterzogen werden. In Kapitel 3.6.2 werden hierzu sieben Glättungsvorschriften untersucht, die z.T. aus theoretischen Überlegungen hergeleitet werden. Die Anpassung dieser sieben Modelle für Windpark-Leistungskennlinien an die Wettermodell-Windgeschwindigkeiten und gemessenen Leistungseinspeisungen von 97 Referenzwindparks wird in Kapitel A3.6 des Anhangs beschrieben.

3.6.1 Summierte WEA-Leistungskennlinien

Die summierte WEA-Leistungskennlinie eines Windparks ergibt sich aus der Überlagerung aller WEA-Leistungskennlinien des Windparks

In diesem Kapitel werden so genannte summierte WEA-Leistungskennlinien betrachtet und ihre Unterschiede zu Windpark-Leistungskennlinien aufgezeigt. Die summierten WEA-Leistungskennlinien können als Eingangsgrößen für die Verfahren in Kapitel 3.6.2 dienen.
Die summierte WEA-Leistungskennlinie $P_{LKL,summiert}$ eines Windparks ergebe sich aus der Überlagerung der Leistungskennlinien seiner n Windenergieanlagen. Dies wird durch die Summation der Leistungswerte der Leistungskennlinien $P_{LKL,WEAi}$ aller WEA i bei jeder Windgeschwindigkeit $v_{LKL,k}$ der Leistungskennlinien erreicht.

$$P_{LKL,summiert}(v_{LKL,k}) = \sum_{i=1}^{n} P_{LKL,WEAi}(v_{LKL,k}) \qquad \textbf{(3-25)}$$

Der Index k steht für das jeweilige Intervall von Windgeschwindigkeit und zugehöriger Leistung der WEA-Leistungskennlinien. Falls die WEA-Leistungskennlinien nicht die gleichen Windgeschwindigkeitsintervalle aufweisen, müssen ihre Leistungswerte auf einheitliche Windgeschwindigkeitsintervalle interpoliert werden. Falls ein Windpark aus WEA mit identischen Leistungskennlinien besteht, entspricht die Summation einer

Multiplikation der Leistungswerte der WEA-Leistungskennlinie mit der Anzahl n der Windenergieanlagen des Windparks. Vor der Bildung der summierten Kennlinie ist darauf zu achten die WEA-Leistungskennlinien bis zu ihrer Abschaltwindgeschwindigkeit zu erweitern (Kapitel 3.3.1), auf die mittlere leistungsgewichtete Windpark-Nabenhöhe zu interpolieren (Kapitel 3.3.2) und eine Luftdichtekorrektur vorzunehmen (Kapitel 3.3.3).

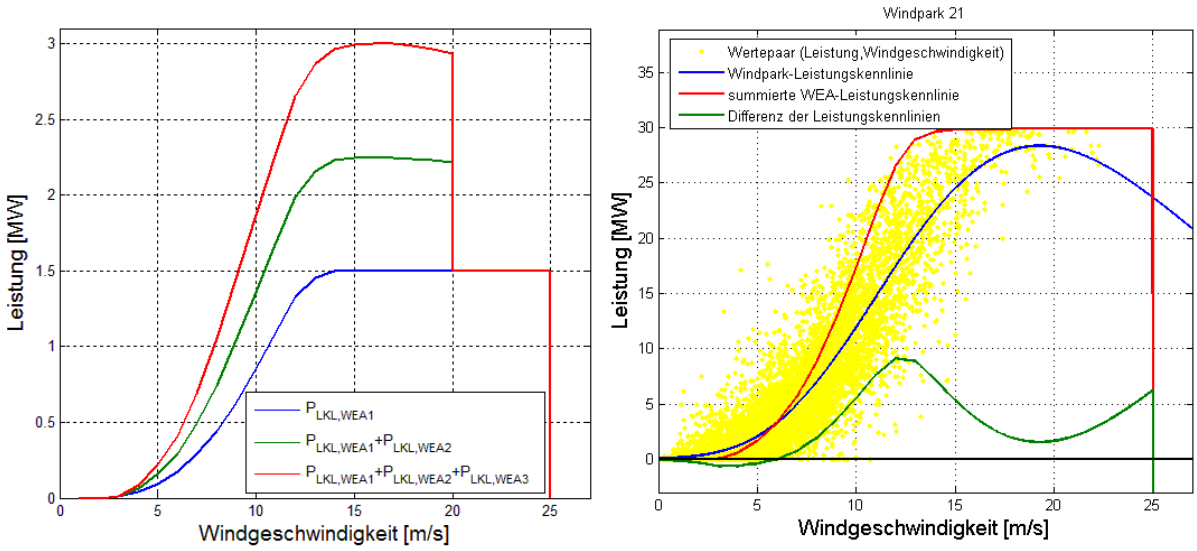


Abbildung 3-23: Bildung einer summierten WEA-Leistungskennlinie (links) und Vergleich zu einer Windpark-Leistungskennlinie (rechts)

Unterschiede zwischen summierten WEA-Leistungs-kennlinien und dem tatsächlichen Zusammenhang zwischen Wind-geschwindigkeit und Leistungseinspeisung und deren Ursachen

Werden im rechten Bild der Abbildung 3-23 die summierte WEA-Leistungskennlinie mit der gemäß Kapitel A3.5 des Anhangs erzeugten Windpark-Leistungskennlinie (zweiparametrische modifizierte Gumbel-Funktion) verglichen, sind folgende Unterschiede offensichtlich:

- Die Windpark-Leistungskennlinie weist bereits bei Windgeschwindig-keiten unterhalb der Anschalt-Windgeschwindigkeit von 3m/s Leistungswerte größer 0 auf.
- Die Windpark-Leistungskennlinie hat bis zur Einschalt-Wind-geschwindigkeit aller angeschlossenen Anlagen von 3m/s einen steileren Anstieg, danach ist ihr Verlauf flacher als der Verlauf der summierten WEA-Leistungskennlinie.
- Die Windpark-Leistungskennlinie liegt bis ca. 6m/s oberhalb und bis zu Abschaltwindgeschwindigkeit bei 25m/s unterhalb der summierten WEA-Leistungskennlinie.
- Die Windpark-Leistungskennlinie nimmt kein konstantes Nenn-leistungsniveau an und liegt auch bei hohen Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit von ca. 15m/s der WEA unterhalb der Nennleistung des Windparks von 30MW.
- Die summierte Windpark-Leistungskennlinie fällt bei der Abschalt-windgeschwindigkeit von 25m/s schlagartig von Nennleistung auf 0MW ab; alle WEA des Windparks besitzen hier, im Gegensatz zu den WEA aus dem linken Teil der Abbildung, ihre Abschalt-windgeschwindigkeit. Die Windpark-Leistungskennlinie hingegen fällt nach Erreichen ihres Maximums bei ca. 18m/s kontinuierlich ab.

Diese Unterschiede sind typisch und können auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden. Die Windpark-Leistungskennlinie basiert auf dem mittleren Zusammenhang zwischen den Leistungsmesswerten und den Wettermodellwindgeschwindigkeiten. Die summierte Windpark-Leistungs-kennlinie basiert hingegen auf den Leistungskennlinien der angeschlossenen

WEA, welche gemäß IEC-Norm [64] an einem anderen Standort unter anderen Rahmenbedingungen vermessen wurden. Es liegt also eine andere Datengrundlage vor, weshalb die Leistungskennlinien streng genommen nicht vergleichbar sind.
Nichtsdestotrotz werden durch den Vergleich der Leistungskennlinien prinzipielle Eigenschaften von Windpark-Leistungskennlinien deutlich. Die summierte WEA-Leistungskennlinie würde erzielt werden, wenn alle an den Windpark angeschlossenen WEA die gleiche Windgeschwindigkeit erführen und exakt den entsprechenden Wert ihrer Leistungskennlinie einspeisten. In der Windpark-Leistungskennlinie kommt hingegen zum Ausdruck, dass die Windgeschwindigkeit nicht bei allen Anlagen gleich groß ist. Dies ist durch die räumliche Verteilung der einzelnen Windenergieanlagen, die unterschiedlichen Nabenhöhen, die unterschiedlichen Abschattungen, die Turbulenzen und weitere Einflüsse bedingt (siehe Kapitel 3.5).

3.6.2 Glättung von WEA-Leistungskennlinien

In diesem Kapitel werden Methoden beschrieben, die auf dem Ansatz aus [58] basieren und zur Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien auf Grundlage von WEA-Leistungskennlinien oder summierten WEA-Leistungskennlinien verwendet werden können.

Leistungskennlinien können durch Faltung mit der Gaußfunktion geglättet werden

In [58] wurde eine Methode zur Nachbildung des Zusammenhangs $P_{LKL,geglättet}(v_{WP})$ zwischen der Leistungseinspeisung einer WEA-Gruppierung und einer für die Gruppierung gültigen Windgeschwindigkeit v_{WP} vorgestellt, die zur Abbildung der räumlichen Verteilung der WEA auf Gaußfunktionen und eine auf die Nennleistung $P_{n,WP}$ der in [58] betrachteten WEA-Gruppierung skalierte Leistungskennlinie $P_{LKL,skaliertt}(v_{LKL})$ einer WEA mit der Nennleistung $P_{n,WEA}$ und der Leistungskennlinie $P_{LKL,WEA}(v_{LKL})$ zurückgreift.

$$P_{LKL,skaliert}(v_{LKL}) = \frac{P_{n,WP}}{P_{n,WEA}} \cdot P_{LKL,WEA}(v_{LKL})$$

(3-26)

Die Gaußfunktionen dienen hierbei zur Abbildung der Abweichungen von räumlich verteilten WEA-Windgeschwindigkeiten von einem Windgeschwindigkeitsmittelwert. Die Verwendung der Gaußfunktionen und der skalierten WEA-Leistungskennlinie in [58] kann als eine diskrete Faltung gemäß

$$P_{LKL,geglättet,1}(v_{WP}) = \left(P_{LKL,skaliert} * Gauß\right)(v_{WP})$$
$$= \sum_{v_{WEA}} \Delta v_{WEA} \cdot P_{LKL,skaliert}(v_{WEA}) \cdot \frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{v_{WP} - v_{WEA} - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2\right)$$

(3-27)

interpretiert werden. Durch die Faltung mit der Gaußfunktion (siehe Formel (2-24)) wird die skalierte WEA-Leistungskennlinie $P_{LKL,skaliert}(v_{WEA})$ geglättet. Da die Funktion jedem v_{WP} einen für die WEA-Gruppierung gültigen Leistungswert zuordnet, stellt sie ein Modell für die Leistungskennlinie der WEA-Gruppierung dar. Sie enthält mit μ_v und σ_v zwei Modellparameter. Der Erwartungswert μ_v der Gaußfunktion wird in [58] derart kalibriert, dass die Energieproduktionen aus der geglätteten und der ungeglätteten Leistungskennlinie, welche sich gemäß Kapitel A3.3 für gegebene Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten berechnen lassen, identisch sind. Im Folgenden wird μ_v jedoch durchgehend zu 0 gesetzt. Hierdurch bleibt die Differenz „v_{WP} - v_{WEA}“ im Zähler des zu quadrierenden Teils von Formel (3-27)

stehen, wodurch deutlich wird, dass die Gaußfunktion zur Abbildung von (negativen) WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten dient, da gemäß Kapitel 2.1 der Zusammenhang v_{WP} - v_{WEA} = - $v_{WEA,fluc}$ angesetzt werden kann (vgl. Formel (2-9)). Der verbleibende Modellparameter ist die Standardabweichung σ_v der Gaußfunktion. Für diese wurde in [58] der Zusammenhang

$$\sigma_v = v_{WP} \cdot \sigma_n \tag{3-28}$$

angesetzt. Darin bezeichnet σ_n eine auf eine mittlere Windgeschwindigkeit normalisierte Standardabweichung, also eine Turbulenzintensität (siehe Kapitel 3.2.2). σ_n wird im Folgenden als „Glättungsparameter“ bezeichnet, da sein Betrag beeinflusst, wie stark die skalierte WEA-Leistungskennlinie geglättet wird. Für σ_n wurden in [58] Werte in Abhängigkeit von der betrachteten räumlichen Ausdehnung der WEA-Gruppierung und der Turbulenzintensität vorgeschlagen. Für Abbildung 3-24 wurden σ_n zunächst auf 0,15 und Δv_{wea} auf 0,01m/s gesetzt.

Parameter des Glättungsmodells ist die Standard-abweichung der Gaußverteilung bzw. eine Turbulenz-intensität

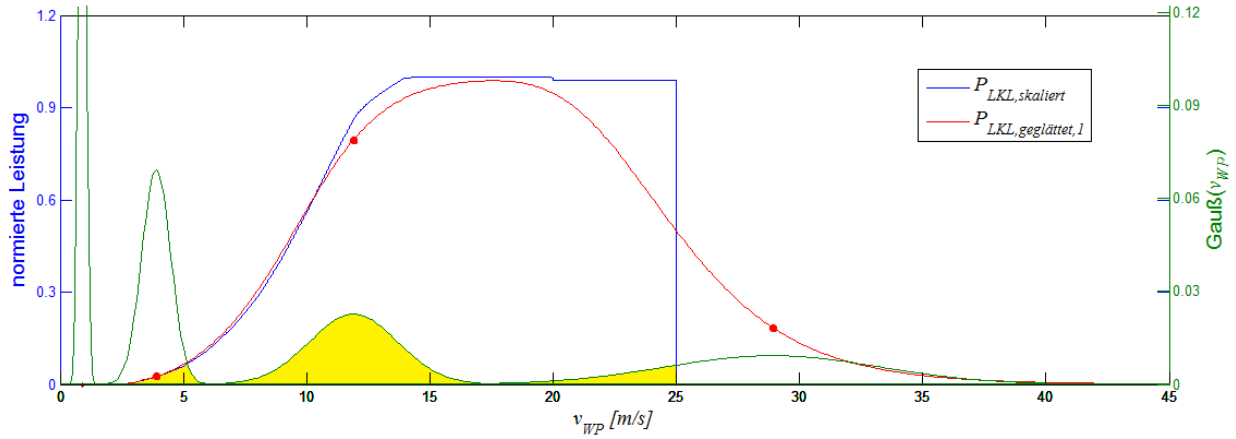
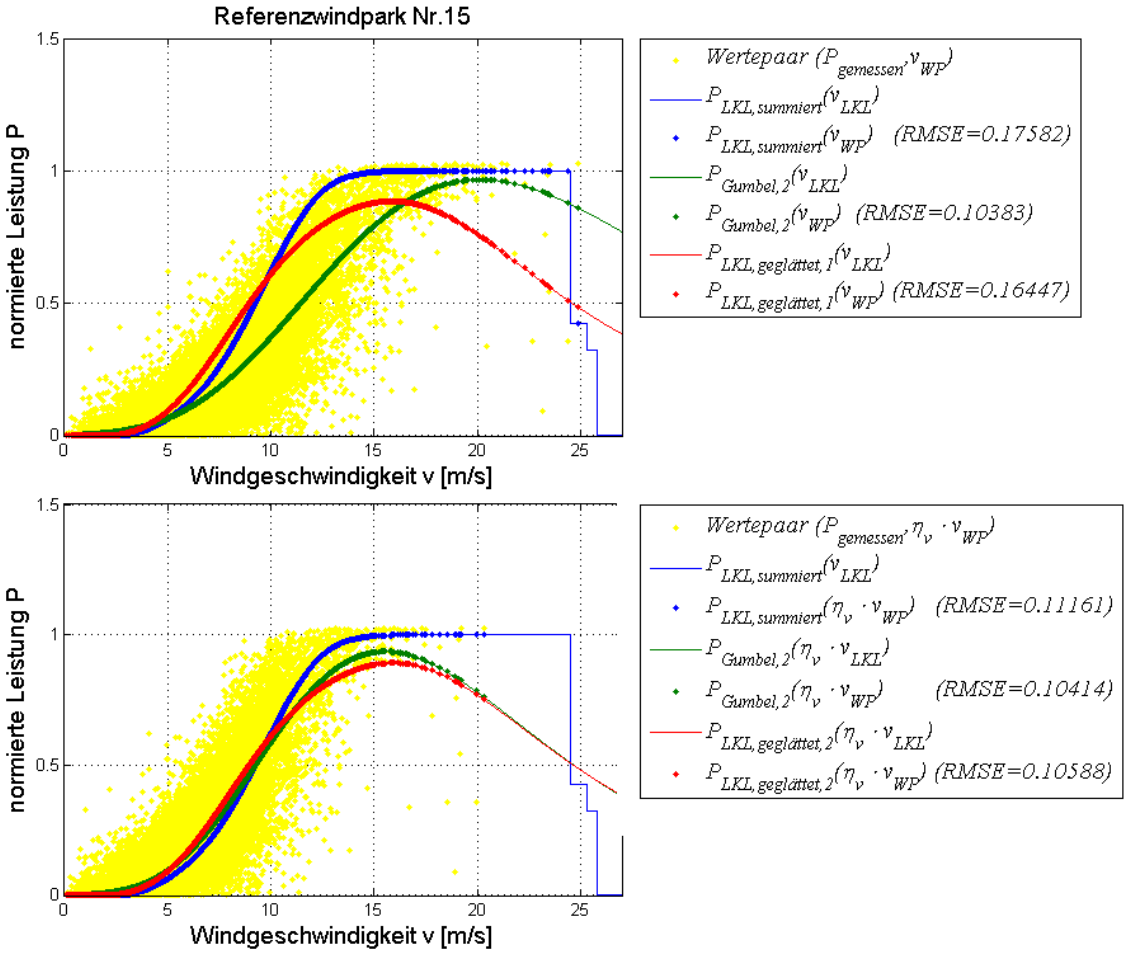


Abbildung 3-24: Glättung einer Leistungskennlinie durch Faltung mit der Gaußfunktion

Überlegungen zum Glättungsvorgang

Die Abbildung macht deutlich, dass die rote, geglättete Windpark-Leistungskennlinie ähnliche Charakteristiken aufweist wie die bisher betrachteten Windpark-Leistungskennlinien (siehe Kapitel 3.6.1). Ihre Leistungswerte ergeben sich als das Integral der gemeinsamen Fläche unter der ungeglätteten Leistungskennlinie $P_{LKL,skaliert}$ und der für die jeweilige Windgeschwindigkeit v_{WP} gültigen Gauß-Funktion. Für die dargestellten Gaußverteilungen sind die sich ergebenen Leistungskennlinienwerte durch rote Punkte markiert. Der Punkt bei ca. 28m/s liegt oberhalb der Abschalt-windgeschwindigkeit der ungeglätteten Leistungskennlinie bei 25m/s, die zugehörige Gauß-Funktion reicht jedoch noch in den Windgeschwindigkeits-bereich unter 25m/s hinein. Die Folge ist, dass die geglättete Windpark-Leistungskennlinie einen Leistungswert größer Null aufweist. Beim Punkt bei ca. 12m/s überlappen sich die Flächen der Gauß-Funktion und der ungeglätteten Leistungskennlinie vollständig, dennoch unterscheiden sich die Leistungswerte der geglätteten und ungeglätteten Leistungskennlinie hier. Die Gauß-Funktion gewichtet bei der Faltung die Leitungswerte der ungeglätteten Leistungskennlinie unterschiedlich stark. Das Integral aus der ungeglätteten Leistungskennlinie und der linken Hälfte der Gauß-Funktion (von ihrem Mittelwert zu den niedrigeren Windgeschwindigkeiten) macht ca. 40% des Gesamtintegralwertes aus und trägt dazu bei, dass dieser kleiner wird als der Leistungswert der ungeglätteten Leistungskennlinie bei der betrachteten Windgeschwindigkeit von ca.12m/s. Hinsichtlich der Gauß-Funktionen weist Abbildung 3-24 starke Parallelen zu Abbildung A 19 aus

Kapitel A2.3 im Anhang auf, in dem die Häufigkeitsverteilung von WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von gegebenen v_{WP} am Beispiel der Messdaten des Windparks Norderland analysiert werden. Diese Analysen stellen folglich eine Überprüfung des Modells aus Formel (3-27) anhand von Messdaten dar. Wie in der Messdatenanalyse werden auch in Abbildung 3-24 die Gauß-Funktionen mit zunehmenden v_{WP} breiter. Bei v_{WP} = 0m/s und dem daraus folgenden σ_v = 0m/s ist die Gauß-Funktion wegen der Division durch 0 nicht definiert. Die zunehmende Breite der Gauß-Funktion berücksichtigt die Tatsache, dass höhere Windgeschwindigkeiten höhere Standardabweichungen aufweisen (siehe Abbildung 3-8 in Kapitel 3.2.2). Wie stark diese Breite zunimmt, hängt vom Glättungsparameter σ_n ab, der eine Turbulenzintensität TI darstellt und entweder unter Verwendung der Formeln (3-13) bis (3-16) bestimmt oder durch eine optimierte Anpassung an die Windgeschwindigkeits- und Leistungsmessdaten der jeweiligen WEA-Gruppierung ermittelt werden kann. Eine derartige Bestimmung von Glättungsparametern wird in Kapitel A3.6 im Anhang für Referenzwindparks



(siehe Kapitel 1.1.2.1) durchgeführt und beschrieben.

Abbildung 3-25: Approximierte Leistungskennlinien eines Referenzwindparks

Abbildung 3-25 zeigt das Ergebnis der Glättungsparameteranpassung für einen Referenzwindpark mit durchschnittlicher Anpassungsgenauigkeit. Die Werte für $RMSE(P_{gemessen},P_{LKL,geglättet,1}(v_{WP}))$ betragen bei diesem Windpark 0,16447 und über alle 97 verwendeten Referenzwindparks im Mittel 0,16103 (siehe Tabelle 3-2).
Es wird im oberen Teil der Abbildung anhand des relativ hohen RMSE und der Unterschiedlichkeit zur Gumbel-Funktion $P_{Gumbel,2}(v_{WP})$ (siehe Kapitel A3.5 im Anhang) deutlich, dass das Modell zur Glättung von summierten WEA-Leistungskennlinien $P_{LKL,geglättet,1}(v_{WP})$ aus Formel (3-27) unter Verwendung

von Formel (3-28) den Zusammenhang zwischen gemessener Leistung $P_{gemessen}$ und den aufbereiteten, aus dem Wettermodell COSMO-DE stammenden Windgeschwindigkeiten v_{WP} für eine wetterdatenbasierte Windleistungssimulation nur unzureichend genau nachbildet. Die Windgeschwindigkeiten v_{WP} scheinen für eine Nachbildung der Windleistungsmesswerte mit Hilfe des Modells zu hoch zu ausgefallen zu sein, was auch die Untersuchungen in Kapitel A3.1 des Anhangs nahe legen. Für den unteren Teil der Abbildung wurde mit η_v ein weiterer Parameter zur Kalibrierung des Glättungsmodells eingeführt (siehe Kapitel A3.6 im Anhang). Mit diesem erweitert sich das Modell (auch unter Einsetzen von Formel (3-28)) zu:

Glättungsmodell mit Windgeschwindigkeitsreduzierung

$$P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP}) = \sum_{v_{WEA}} \frac{\Delta v_{WEA} \cdot P_{LKL,skaliert}(v_{WEA})}{\eta_v \cdot v_{WP} \cdot \sigma_n \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\eta_v \cdot v_{WP} - v_{WEA}}{\eta_v \cdot v_{WP} \cdot \sigma_n} \right)^2 \right). \quad \textbf{(3-29)}$$

Bei diesem Modell wird der mittlere Zusammenhang zwischen gemessener Leistung $P_{gemessen}$ und den Windgeschwindigkeiten $\eta_v \cdot v_{WP}$ genauer getroffen, was der untere Teil von Abbildung 3-25 verdeutlicht. Die RMSE-Werte liegen im Mittel nur etwas über denen der Gumbel-Funktion. Die Gumbel-Funktion hingegen kann unter Vorgabe des für Formel (3-29) optimierten η_v den Zusammenhang zwischen gemessener Leistung $P_{gemessen}$ und den Windgeschwindigkeiten $\eta_v \cdot v_{WP}$ geringfügig weniger genau treffen wie ohne (siehe Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Übersicht über die Modelle für Windpark-Leistungskennlinien und deren mittlere RMSE bei Kalibrierung auf minimale RMSE gemäß Kapitel A3.6

modellierte Leistung	verwendete Formel(n)	$\overline{RMSE}$ [%]
$P_{LKL,geglättet,1}(v_{WP})$	**(3-27)** **(3-28)**	16,10
$P_{Gumbel,2}(v_{WP})$	(A 17)	10,14
$P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-29)**	10,31
$P_{Gumbel,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	(A 17)	10,19
$\eta_P \cdot P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-30)**	10,32
$\eta_P \cdot P_{Gumbel,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	(A 17)	10,18
$P_{LKL,geglättet,4}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-31)**	10,40
$P_{LKL,Weibull,1}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-32)** **(3-33)**	10,18
$P_{LKL,Weibull,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-32)** **(3-34)**	10,30

Für das Modell zur Glättung von skalierten WEA-Leistungskennlinien wird noch eine weitere Erweiterung vorgenommen, die sich auf die Berücksichtigung von elektrischen Verlusten (siehe Einleitung von Teil 4) bezieht. Es wird die Konstante η_P eingeführt, mit der sich das Modell zu

Glättungsmodell mit Windgeschwindigkeits- und Leistungsreduzierung

$$P_{LKL,geglättet,3}(\eta_v \cdot v_{WP}) = \eta_P \cdot P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP}) \quad \textbf{(3-30)}$$

ergibt. Die Verwendung dieser Konstante führt zu geringfügig höheren RMSE (siehe Tabelle 3-2). Wird η_P in der Modellkalibrierung in Kapitel A3.6 im Anhang nicht als Konstante sondern als Modellparameter verwendet, ergeben sich unrealistische Modellparameter, z.B. ein η_P von ca. 5, ein ηv von ca. 0,03 und ein σ_n von ca. 16 für unterschiedliche Referenzwindparks.

Verbesserungsvorschläge zum Glättungsmodell

Im Folgenden werden 3 Verbesserungsvorschläge für das Modell zur Glättung von summierten WEA-Leistungskennlinien aus Formel (3-27) aus theoretischen Überlegungen gezogen, die über die Verwendung von η_v und η_P hinausgehen:

1. Berücksichtigung unterschiedlicher WEA-Leistungskennlinien

Die Leistungskennlinien der WEA einer Gruppierung können sich stark unterscheiden und sollten deshalb in geeigneter Form bei der Modellierung der Windpark-Leistungskennlinie berücksichtigt werden. Ein einfacher Ansatz hierzu ist es, wie bereits in Abbildung 3-25 gezeigt, z.B. in [109] vorgeschlagen und in [3] und in dieser Arbeit durchgeführt, die skalierte WEA-Leistungskennlinie $P_{LKL,skaliert}$ durch die summierte WEA-Leistungskennlinie $P_{LKL,summiert}$ gemäß Kapitel 3.6.1 zu ersetzen, sofern die WEA-Leistungskennlinien der Gruppierung bekannt sind.

Durch die Überlagerung der WEA-Leistungskennlinien bei der Bildung der summierten WEA-Leistungskennlinie gehen jedoch z.T. ihre besonderen Eigenheiten verloren. Es wird aus diesem Grund vorgeschlagen, die Leistungskennlinie $P_{LKL,WEA,i}$ jeder einzelnen WEA i eines Windparks gemäß Formel (3-29) zu glätten und daraufhin die geglätteten Leistungskennlinien der n WEA des Windparks gemäß Formel (3-25) zu überlagern um die Leistungskennlinie des Windparks zu erhalten. Das Modell ergibt sich dann wie folgt:

Modell zur Überlagerung geglätteter WEA-Leistungskennlinien

$$P_{LKL,geglättet,4}(\eta_v \cdot v_{WP}) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{v_{WEA}} \frac{\Delta v_{WEA} \cdot P_{LKL,WEA,i}(v_{WEA})}{\eta_v \cdot v_{WP} \cdot \sigma_n \cdot \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\eta_v \cdot v_{WP} - v_{WEA}}{\eta_v \cdot v_{WP} \cdot \sigma_n} \right)^2 \right). \quad \textbf{(3-31)}$$

Der Grundgedanke hinter dem Glättungsmodell

Das Modell kann wie folgt interpretiert werden: Wenn für einen Windpark eine Windgeschwindigkeit v_{WP} gegeben ist, die Windgeschwindigkeiten der einzelnen, räumlich verteilten WEA jedoch unbekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass diese mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit Werte um v_{WP} herum aufweisen. Diese Wahrscheinlichkeit wird in dem Modell als gaußverteilt angesetzt. Die Leistungseinspeisungen der WEA sind ebenso unbekannt wie ihre Windgeschwindigkeiten. Durch Faltung ihrer Leistungskennlinien mit der Gaußverteilung wird der Leistungswert berechnet, den die WEA gemäß der angenommenen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion im Mittel einspeisen. Durch Summation dieser Leistungswerte aller Anlagen ergibt sich die Einspeisung des Windparks.

Anstelle der auf die mittlere Windpark-Nabenhöhe interpolierten Windpark-Windgeschwindigkeit v_{WP} kann in diesem Modell auch eine auf die entsprechende Nabenhöhe interpolierte Windgeschwindigkeit für jede einzelne WEA des Windparks verwendet werden. Dies erübrigt zwar die Berechnung der mittleren Windpark-Nabenhöhe und die Höheninterpolation –oder extrapolation der WEA-Leistungskennlinien, erhöht jedoch die Anzahl der zu bearbeitenden Zeitreihen.

Vorgehen bei der Modellanpassung

Bei der Anwendung des Modells auf die WEA von 97 Referenzwindparks in Kapitel A3.6 des Anhangs werden für alle WEA eines Windparks dieselben Modellparameter σ_n und η_v verwendet. Eine Modellkalibrierung mit unterschiedlichen Modellparametern für jede WEA könnte z.B. zu einer besonders ausgeprägten, unrealistischen Glättung einer einzelnen WEA-Leistungskennlinie führen, um etwa ihren Einfluss auf $P_{LKL,geglättet,4}$ zu minimieren. Eine gesonderte Behandlung der einzelnen WEA eines Windparks, etwa die gezielte Ermittlung von Leistungswerten der einzelnen WEA zur Nachbildung des Leistungswertes des Windparks, wird in dieser Arbeit nicht verfolgt und ginge auf Kosten der Reproduzierbarkeit.

2. Berücksichtigung der Weibull-Verteilung

Durch Einbeziehung der Weibull-Funktion lassen sich die Eigenschaften der Gaußfunktion, die dem Grundgedanken des Glättungsmodells widersprechen (Symmetrie, negative Werte), aufheben und die Auftretens-wahrscheinlichkeiten der Windgeschwindig-keiten im Modell berücksichtigen

Dem Glättungsmodell aus Gleichung (3-27) liegt der Ansatz zugrunde, dass die Windgeschwindigkeiten $v_{WEA,i}$ der unterschiedlichen WEA gemäß der Gauß-Funktion vom Windgeschwindigkeitsmittelwert v_{WP} der WEA-Gruppierung abweichen. Da die Gauß-Funktion symmetrisch ist, heißt das, dass eben so vielen WEA höhere wie niedrigere Windgeschwindigkeiten unterstellt werden und ebenfalls gleiche Abweichungen vom Mittelwert, im Mittel mit $\pm\sqrt{2/\pi}\cdot\sigma_n \cdot v_{WP}$ m/s. Bei einem bereits hohen Mittelwert von beispielsweise v_{WP}=30m/s scheint es jedoch falsch von einer symmetrischen Verteilung von $-v_{WEA,fluc,i} = v_{WP} - v_{WEA,i}$ auszugehen, da noch höhere Windgeschwindigkeiten unwahrscheinlicher sind als niedrigere. Ebenso ist bei kleinen Windgeschwindigkeiten v_{WP} nahe 0m/s die Annahme einer symmetrischen Verteilung der $v_{WEA,fluc,i}$ um sie herum fraglich; können doch unter natürlichen Umständen bei niedrigem v_{WP} durchaus $v_{WEA,i}$ auftreten, die deutlich höher sind, nicht jedoch im gleichen Ausmaß niedriger, da es keine Windgeschwindigkeitswerte kleiner Null gibt (vergleiche Abbildung 3-24 mit Abbildung A 19 oder Abbildung A 20). Das Glättungsmodell aus Gleichung (3-27) unterstellt jedoch negative Windgeschwindigkeiten $v_{WEA,i}$, da Gauß-Funktionen nie den Wert Null annehmen. Dies führt auch dazu, dass das Modell für negative v_{WP} Leistungswerte $P_{LKL,geglättet}(-v_{WP})$ liefert, die zwar nahe bei null, jedoch nicht gleich Null sind. Die Unterstellung negativer Windgeschwindigkeiten $v_{WEA,i}$ entspricht neben der postulierten Symmetrie nicht den natürlichen Gegebenheiten. Um nur natürlich vorkommende Windgeschwindigkeitswerte $v_{WEA,i}$ zu unterstellen, wird vorgeschlagen, deren Weibull-Funktion $f_{w,i}(v_{WEA,i})$ (siehe Formel (3-18)) in das Modell zur Glättung von aus Formel (3-27) einzubeziehen.

$$P_{LKL,Weibull,1}(v_{WP}) = \sum_{v_{WEA}} \Delta v_{WEA} \cdot P_{LKL,summiert}(v_{WEA}) \cdot \frac{g_1(v_{WP}, v_{WEA})}{\sum_{v_{WEA}} \Delta v_{WEA} \cdot g_1(v_{WP}, v_{WEA})} \quad \textbf{(3-32)}$$

Darin bezeichnet $g_1(v_{WP},v_{WEA})$ das Produkt aus Weibull- und Gaußfunktion.

Glättungsmodell unter Einbezug der Weibull-funktion mit der Standardabweichung als Parameter

$$g_1(v_{WP}, v_{WEA}) = f_w(v_{WEA}) \cdot Gauß(v_{WP}, v_{WEA})$$
$$= \frac{k}{A}\left(\frac{v_{WEA}}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_{WEA}}{A}\right)^k} \cdot \frac{1}{\sigma_v\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{v_{WP} - v_{WEA}}{\sigma_v}\right)^2\right) \quad \textbf{(3-33)}$$

Dieses Modell wird in Kapitel A3.6 für 97 Referenzwindparks kalibriert und die optimalen Modellparameter σ_v für jeden Windpark bestimmt. Die Parameter A und k der Weibull-Funktion werden gemäß Kapitel 3.2.3 für die Häufigkeitsverteilung der aufbereiteten Wettermodell-Windgeschwindigkeiten v_{WP} am Standort des jeweiligen Referenzwindparks ermittelt.

Es wird in Kapitel A3.6 zudem eine Variante des Modells aus Formel (3-32) untersucht. In dieser Variante mit der Bezeichnung $P_{LKL,Weibull,2}(v_{WP})$ wird anstelle der Funktion $g_1(v_{WP},v_{WEA})$ die Funktion (3-34) verwendet. In der Untersuchung werden die optimalen Parameter σ_n für die Referenzwindparks ermittelt. Die mittleren RMSE für beide Varianten sind Tabelle 3-2 zu entnehmen.

Glättungsmodell unter Einbeziehung der Weibullfunktion mit der Turbulenzintensität als Parameter

$$g_2(v_{WP}, v_{WEA}) = \frac{k}{A}\left(\frac{v_{WEA}}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_{WEA}}{A}\right)^k} \cdot \frac{1}{v_{WP} \cdot \sigma_n \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{v_{WP} - v_{WEA}}{v_{WP} \cdot \sigma_n}\right)^2\right) \quad \textbf{(3-34)}$$

3. Berücksichtigung der möglichen Intermittenz von WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten

Die Verteilung der WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten um den Mittelwert v_{WP} wird laut [58] „in einer ersten Annäherung“, aber auch z.B. in [77] als gaußverteilt angesetzt. Auch die Untersuchungen an den Messdaten des Windparks Norderland in Kapitel 2.1.2 und Kapitel A2.3 im Anhang legen diesen Schluss nahe. Nichtsdestotrotz ist die Verwendung einer intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion in Formel (3-27) anstelle der Gaußfunktion weiterhin anzudenken. Hierfür gibt es folgende Gründe:

Gründe für die Verwendung einer intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion anstelle der Gaußfunktion

- Neben den tatsächlichen, ungestörten Windgeschwindigkeiten gibt es eine Vielzahl von Einflüssen, die in den Windgeschwindigkeitsmessdaten des Windparks Norderland mitenthalten sind und aus diesen nicht entfernt werden können oder nicht entfernt wurden. Hierzu zählen z.B. Abschattungseffekte oder Messungenauigkeiten. Eine große Zahl von unabhängigen Einflüssen führt bei Wahrscheinlichkeitsverteilungen jedoch dazu, dass diese sich einer Gaußverteilung annähern.
- Die Untersuchungen der WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten wurden nur für bestimmte Konstellationen der zeitlichen Auflösungen (5min und 1h), der Zeitspannen (bis 3 Jahre und unterschiedliche Klassenhäufigkeiten), der räumlichen Auflösung (die 11 WEA des Windparks) und des Beobachtungsraums (die Fläche des Windparks) durchgeführt. Bei anderen Konstellationen könnte der intermittente Charakter von WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten zu Tage treten.
- Die Variierbarkeit des Formfaktors λ lässt es zu, dass die intermittente Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion aus Formel (2-27) an eine Gauß-Funktion angenähert wird (je nähert λ am Wert Null liegt, desto gaußförmiger wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion). So erweitern sich beim Ersetzen der Gaußfunktion durch die intermittente Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion die Abbildungsmöglichkeiten des Modells zur Glättung von summierten WEA-Leistungskennlinien aus Formel (3-27) ohne Einbußen. Durch Einsetzten der intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion nimmt das Modell folgende Form an:

Glättungsmodell mit intermittenter Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

$$P_{LKL,WP}(v_{WP}) = \sum_{v_{WEA}} \left(\Delta v_{WEA} \cdot P_{WEA,summiert}(v_{WEA}) \cdot \sum_{v=1}^{n} \left(\Delta\sigma_v \cdot \frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \cdot \ldots \right.\right.$$
$$\left.\left. \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{v_{WP} - v_{WEA}}{\sigma_v}\right)^2\right) \frac{1}{\sigma_v \lambda \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(\sigma_v) - \ln(\sigma_0)}{\lambda}\right)^2\right) \right) \right) . \quad \textbf{(3-35)}$$

Wie in diesem Zusammenhang, auch vor dem Hintergrund der Verwendung von Formel (3-28), mit σ_v umgegangen werden kann, bedarf noch weiterer Untersuchungen.

Teil 4 Die Effizienz der Windenergieeinspeisung

Wind ist physikalisch betrachtet bewegte Luftmasse. Die kinetische Energie des Windes lässt sich als $E = \frac{1}{2} m v_w^2$ ausdrücken, wobei v_w die Geschwindigkeit der Luftmasse m darstellt. Mit Hilfe des Zusammenhangs $\dot{V} = A \cdot v_w$ zwischen dem Volumenstrom $\dot{V}$ und der von ihm mit der Geschwindigkeit v_w durchflossenen Fläche A und des Zusammenhangs $\dot{m} = \rho \cdot \dot{V}_w$ zwischen dem Massenstrom $\dot{m}$ und der Dichte ρ der Masse (z.B. der Luft mit der Dichte 1,225kg/m³) ergibt sich die Leistung P des Windes zu:

$$P_{Wind}(v_w) = \dot{E} = \tfrac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v_w^2 = \tfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 . \quad \textbf{(4-1)}$$

Diese Leistung lässt sich durch Abbremsen der Luftmasse in die mechanische Energie eines Windrotors umwandeln. Eine komplette Umwandlung würde jedoch einem Stoppen der Luftmasse entsprechen, ein fortlaufender Betrieb wäre dann unmöglich. Die tatsächlich theoretisch nutzbare Leistung P_{Betz} des Windes ist deshalb wesentlich kleiner.

$$P_{Betz}(v_w) = \tfrac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \cdot c_{P,Betz}(v_w) = P_{Wind}(v_w) \cdot c_{P,Betz}(v_w) \quad \textbf{(4-2)}$$

Alle Verluste der Wind-zu-Leistungs-Transformation einer WEA sind in ihrer Leistungskennlinie enthalten

Der Wert des Faktors $c_{P,Betz}$ ergibt sich aus einem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten vor und hinter der Rotorebene. Er wurde von dem Physiker Albert Betz hergeleitet [107]. Sein Maximum beträgt $c_{P,Betz}$=16/27 oder etwa 0,59. Die tatsächlich erzeugte elektrische Leistung einer WEA macht einen noch kleineren Anteil von P_{Wind} aus, da Verluste an den Rotoren entstehen. Nach [98] sind dies vor allem Profilverluste durch den Widerstand des Flügelprofils, Tip-Verluste durch die Umströmung der Flügelspitzen und Drallverluste, die durch die Drehmomententnahme in der aktiven Radebene entstehen, jedoch für modere schnelllaufende WEA gering sind. Hinzu kommen noch Verluste im Triebstrang inklusive dem Generator. All diese Verluste, ausgedrückt durch den Wirkungsgrad $\eta_{WEA}(v_w)$, sind in der Leistungskennlinie $P_{LKL,WEA}(v_w)$ einer WEA enthalten.

$$P_{LKL,WEA}(v_w) = P_{Wind}(v_w) \cdot c_{P,Betz}(v_w) \cdot \eta_{WEA}(v_w) \quad \textbf{(4-3)}$$

Für Windparks kommen noch elektrische und aerodynamische Verluste hinzu

Die Leistungseinspeisung eines ganzen Windparks $P_{WP}(v_w)$ in Abhängigkeit der für den Windpark gültigen Windgeschwindigkeit v_w ergibt sich nicht nur aus seiner Windpark-Leistungskennlinie $P_{LKL,WP}(v_w)$, welche gemäß Kapitel 3.6.2 aus den Leistungskennlinien der WEA des Windparks erstellt werden kann, sondern es kommen Verluste hinzu, die nicht bereits in den WEA-Leistungskennlinien enthalten sind. Es wird der Zusammenhang

$$P_{WP}(\omega, v_w) = \eta_P \cdot P_{LKL,WP}(v_w \cdot \eta_{WP}(\omega, v_w)) \quad \textbf{(4-4)}$$

angesetzt. Darin bezeichnen η_P und $\eta_{WP}(\omega,v_w)$ elektrische bzw. aerodynamische Wirkungsgrade. Der elektrische Wirkungsgrad η_P setzt sich aus dem elektrischen Wirkungsgrad η_{Netz}, der aus den elektrischen Verlusten in der Verkabelung der WEA des Windparks und der Anschlussanlage (siehe [34]) resultiert, und dem Wirkungsgrad $\eta_{Ausfälle}$, der durch mögliche Ausfälle

der WEA des Windparks (technische Verfügbarkeit) entsteht, zusammen. Für gegebene WEA-Einspeisungen lässt sich der Wirkungsgrad η_{Netz} bei bekannten Windparknetz und Anschlussanlage berechnen oder bei bekannten Standorten der WEA und des Netzanschlusspunktes abschätzen.

Die elektrischen Verluste werden durch einfache Modelle oder lediglich Faktoren abgebildet

Für die vorliegende Arbeit wird η_{Netz} allerdings wie in [3] gemäß [110] auf 0,995 der Nennleistung des jeweiligen Windparks gesetzt. Für WEA-Ausfälle bzw. eine reduzierte technische WEA-Verfügbarkeit $\eta_{Ausfälle}$ können WEA-interne Gründe, wie Fehler im Generator, der Leistungselektronik oder der Steuerung, aber auch WEA-externe Gründe, wie Kurzschlüsse, Überspannungen oder Spannungseinbrüche im Netz, verantwortlich sein (siehe z.B. [111], [112]). Für $\eta_{Ausfälle}$ wird in dieser Arbeit gemäß [113] der Wert 0,98 der Nennleistung des Windparks angesetzt. Eine Ausnahme bilden dabei die offshore Zeitreihen des Untersuchungsszenarios 1. Bei diesen werden die WEA-Ausfallrate und die Reparaturrate z.T. in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit gesetzt (siehe [3]). Abgesehen von dieser Ausnahme ergibt sich der elektrische Wirkungsgrad zu $\eta_P = \eta_{Netz} \cdot \eta_{Ausfälle} = 0{,}995 \cdot 0{,}98 = 0{,}9751$. Der aerodynamische Wirkungsgrad η_{WP} hängt von der Windgeschwindigkeit v_w, der Windrichtung ω und den Standorten, Nabenhöhen und Schubbeiwertkennlinien der WEA des betrachteten Windparks ab. Er ergibt sich dadurch, dass die WEA des Windparks nicht die Windgeschwindigkeit v_w sondern Windgeschwindigkeiten erfahren, die aufgrund von Hindernissen in Windrichtung reduziert sind. Dies können u.a. die übrigen WEA des Windparks sein. Ein Modell für die gegenseitigen Abschattungen der WEA eines Windparks bzw. für η_{WP} wird im folgenden Kapitel geschildert.

4.1 Modellierung von Abschattungsverlusten

4.1.1 Windenergieanlagen

In diesem Kapitel wird eine Methode zur Modellierung gegenseitiger Abschattungseffekte von WEA beschrieben. Die zugrundeliegenden trigonometrischen Berechnungen, die oftmals schlichtweg mit den Bezeichnungen „Jensen-, Risø- oder Ainslie-Modell“ zusammengefasst werden, werden im Folgenden anschaulich ausgeführt. Eine Übersicht über gängige Modelle zur Berechnung von Nachlaufströmungen (engl. „wakes“) hinter WEA bietet [114].

Es werden für die Berechnung der Abschattungseffekte zunächst der Minimal- und Maximalwert der geographischen Breite und Länge von den WEA-Koordinaten eines Windparks bestimmt. Die vier gewonnenen Koordinaten φ_S, λ_W, φ_N und λ_O in Grad bilden ein Rechteck, innerhalb dessen die WEA liegen (siehe Abbildung 4-1). Die Ausdehnungen $d_{O,W}$ und $d_{N,S}$ des Windparks in Grad sowie die Abstände der WEA vom Punkt P(λ_W,φ_S) in Ost-West- bzw. Nord-Süd-Richtung in Grad werden unter Verwendung von Formel (1-4) in Metern berechnet. Der Mittelpunkt des Windparks in Metern ergibt sich zu

$$\vec{m} = \begin{pmatrix} \frac{d_{O,W}}{2} \\ \frac{d_{N,S}}{2} \end{pmatrix}. \tag{4-5}$$

Um diesen Mittelpunkt wird ein Kreis mit dem Radius

$$r = \frac{\sqrt{d_{O,W}{}^2 + d_{N,S}{}^2}}{2} \tag{4-6}$$

in Metern gezogen.
Aus der jeweils gültigen Windrichtung $\omega\,[°]$ ergeben sich der Windrichtungsvektor

$$\vec{w}(\omega) = \begin{pmatrix} -\sin\left(\frac{2\pi\omega}{360}\right) \\ -\cos\left(\frac{2\pi\omega}{360}\right) \end{pmatrix} \tag{4-7}$$

und der so genannte Windangriffspunkt $W(\omega)$

$$W(\omega) = -\vec{w}(\omega) \cdot r + \vec{m} \tag{4-8}$$

in Metern, welcher sich auf dem Windparkkreis befindet.

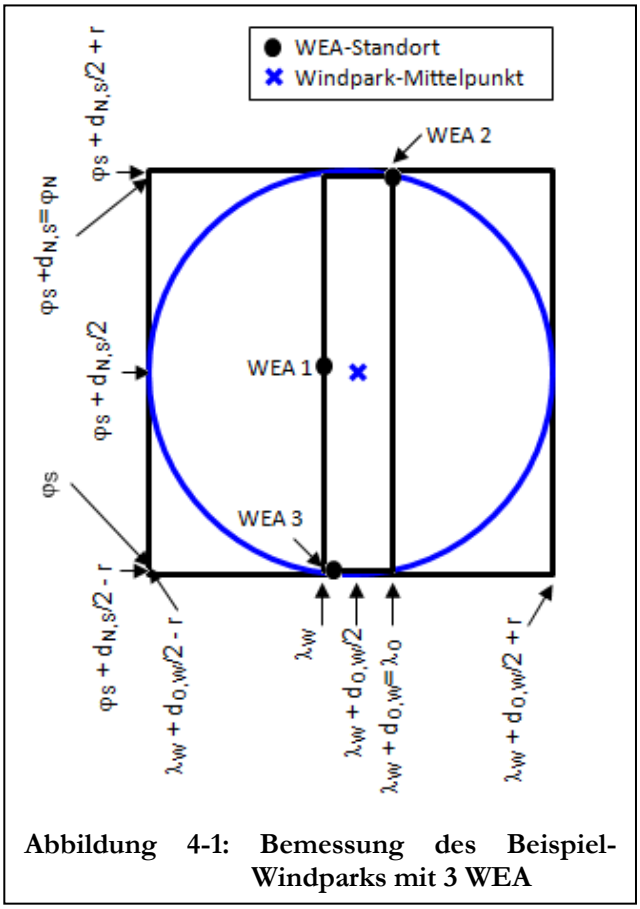


Abbildung 4-1: Bemessung des Beispiel-Windparks mit 3 WEA

Berechnung der Reihenfolge, in welcher eine Windfront auf die WEA des Beispiel-windparks trifft

Der Übersicht halber werden bis zur Gleichung (4-20) die Einheiten und die Abhängigkeit von $W(\omega)$, $\vec{w}(\omega)$ und den sich daraus ergebenden Variablen von der Windrichtung nicht ausformuliert. Der Abstandsvektor zwischen diesem Punkt W und der WEA i wird als eine Hypotenuse interpretiert und ergibt sich zu

$$\vec{a}_i = \begin{pmatrix} \lambda_{WEAi} \\ \varphi_{WEAi} \end{pmatrix} - W\,. \tag{4-9}$$

Der Winkel zwischen einem $\vec{a}_i$ und $\vec{w}$ ergibt sich mit Hilfe des Skalarproduktes zu

$$\alpha_i = a\cos\left(\frac{\vec{a}_i \bullet \vec{w}}{|\vec{a}_i| \cdot |\vec{w}|}\right) \cdot \frac{360}{2\pi}\,. \tag{4-10}$$

Mit Hilfe des Winkels wird die Länge der Ankathete b_i gemäß

$$b_i = \cos\left(\frac{2\pi\alpha_i}{360°}\right) \cdot |\vec{a}_i| \tag{4-11}$$

berechnet. Bezüglich des Abstandes der WEA i vom Windangriffspunkt ist nur die Ankathete von Interesse, da

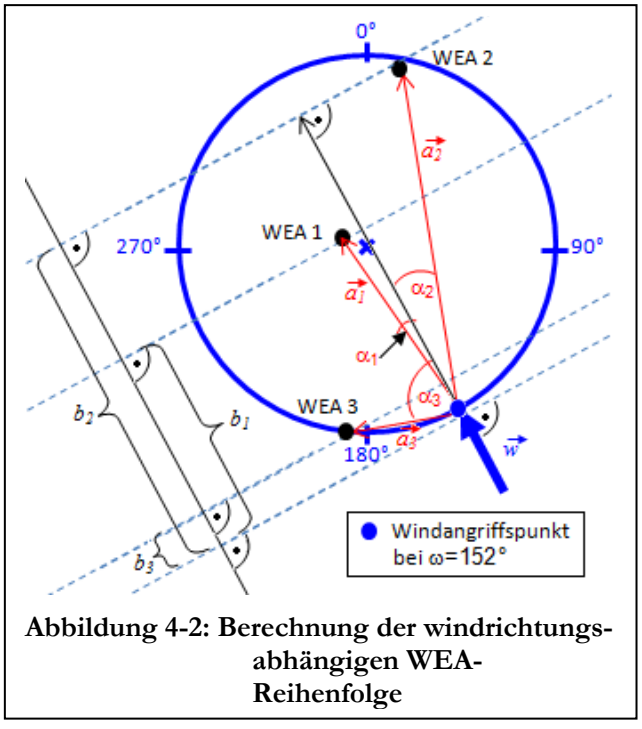


Abbildung 4-2: Berechnung der windrichtungs-abhängigen WEA-Reihenfolge

im Modell eine sich gleichmäßig mit der Windrichtung ω ausbreitende Windfront angenommen wird. Bei der weiteren Berechnung der Abschattungseffekte wird davon ausgegangen, dass eine WEA i nur dann einen Effekt auf eine WEA j ausübt, sofern $b_i < b_j$.

Für die weitere Modellierung der Abschattungseffekte sind nicht die Abstände der WEA vom Windangriffspunkt, sondern ihre Abstände zueinander in Windrichtung vonnöten. Diese Abstände $d_{j,i}$ ergeben sich,

Berechnung der WEA-Abstände in Windrichtung

vergleichbar zu obigen Berechnungen, aus den geographischen Abstandsvektoren $\vec{c}_{j,i}$ der WEA zueinander,

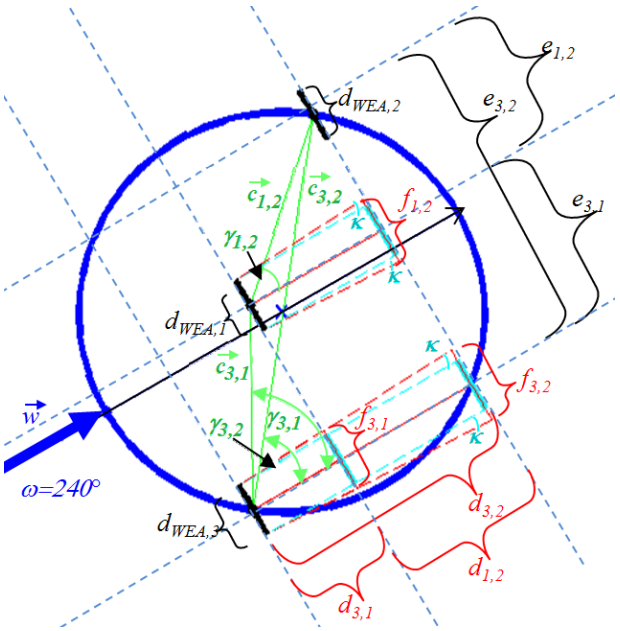


Abbildung 4-3: Rotorflächenprojektionen f auf die Ebenen gegen die Windrichtung liegender WEA

$$\vec{c}_{j,i} = \begin{pmatrix} \lambda_{WEAi} - \lambda_{WEAj} \\ \varphi_{WEAi} - \varphi_{WEAj} \end{pmatrix},$$

(4-12)

und ihren Winkeln zum Windrichtungsvektor

$$\gamma_{j,i} = a\cos\left(\frac{\vec{c}_{j,i} \bullet \vec{w}}{|\vec{c}_{j,i}| \cdot |\vec{w}|}\right) \cdot \frac{360}{2\pi}$$

(4-13)

zu

$$d_{j,i} = -\cos\left(\frac{2\pi\gamma_{j,i}}{360°}\right) \cdot |\vec{c}_{j,i}|$$

(4-14)

und stellen wiederum die Ankatheten der rechtwinkligen Dreiecke mit den Hypotenusen $\vec{c}_{j,i}$ dar.

Für die folgenden Berechnungen werden auch die Gegenkatheten

$$e_{j,i} = \sin\left(\frac{2\pi\gamma_{j,i}}{360°}\right) \cdot |\vec{c}_{j,i}|$$

(4-15)

Berechnung von Rotorflächen-Projektionen auf Rotorflächen in Windrichtung

benötigt, denn es werden Projektionen der Rotordurchmesser auf die Ebenen bezüglich der Windrichtung weiter hinter liegender WEA angesetzt (siehe Abbildung 4-3) und überprüft, ob die projezierten Rotorflächen der Durchmesser $f_{j,i}$ sich mit den tatsächlichen Rotorflächen der Durchmesser $d_{WEA,j}$ überlappen. Bei den Projektionen wird von einer Vergrößerung der projezierten Rotorflächen mit zunehmendem Abstand zur WEA gemäß

$$f_{j,i} = d_{WEA,j} + 2 \cdot k \cdot d_{j,i}$$

(4-16)

ausgegangen, wobei die sogenannte Ausbreitungskonstante für die Nachlaufströmung oder „wake decay Konstante“ k von der Umgebung abhängt und z.B. nach [115] die Werte 0,075 oder 0,04 für Binnenland- bzw. offshore-Standorte annehmen kann. Sie lässt sich mittels

$$\kappa = \arctan(k) \cdot \frac{360}{2\pi}$$

(4-17)

zum sogenannten Wake-Öffnungswinkel κ umrechnen.
Bei der Berechnung möglicher Überlappungen von tatsächlichen und projezierten Rotorflächen spielen, wie Abbildung 4-4 verdeutlicht, auch die Nabenhöhen h_{WEA} der WEA eine Rolle. Mit ihnen ergeben sich die Abstände der Mittelpunkte der Rotorflächen zu

$$g_{j,i} = \sqrt{e_{j,i}^{\,2} + \left(h_{WEA,i} - h_{WEA,j}\right)^2} \; .$$

(4-18)

Berechnung der Überlappungsflächen von Rotorflächen-Projektionen und Rotorflächen

Die Überlappungsfläche zwischen der Rotorfläche $\pi \cdot \left(\frac{d_{WEA,i}}{2}\right)^2$ einer WEA i und der projezierten Rotorfläche $\pi \cdot \left(\frac{f_{j,i}}{2}\right)^2$ einer WEA j ergibt sich nach [116] zu

$$A_{j,i} = \mathrm{Re}\left(\left(\frac{f_{j,i}}{2}\right)^2 \cdot \cos^{-1}\left(\frac{g_{j,i}^{\,2} + \left(\frac{f_{j,i}}{2}\right)^2 - \left(\frac{d_{WEA,i}}{2}\right)^2}{g_{j,i} \cdot f_{j,i}} \right) + \left(\frac{d_{WEA,i}}{2}\right)^2 \cdot \cos^{-1}\left(\frac{g_{j,i}^{\,2} - \left(\frac{f_{j,i}}{2}\right)^2 + \left(\frac{d_{WEA,i}}{2}\right)^2}{g_{j,i} \cdot d_{WEA,i}} \right) - \ldots \right.$$

$$\left. \frac{1}{2}\sqrt{\left(-g_{j,i} + \frac{f_{j,i}}{2} + \frac{d_{WEA,i}}{2}\right) \cdot \left(g_{j,i} + \frac{f_{j,i}}{2} - \frac{d_{WEA,i}}{2}\right) \cdot \left(g_{j,i} - \frac{f_{j,i}}{2} + \frac{d_{WEA,i}}{2}\right) \cdot \left(g_{j,i} + \frac{f_{j,i}}{2} + \frac{d_{WEA,i}}{2}\right)} \right) .$$

(4-19)

Je mehr die Rotorfläche einer WEA von projizierten Rotorflächen überlappt wird, desto höhere Abschattungsverluste setzt das Modell an. Die Berechnung des relativen Windgeschwindigkeitsverlusts $\zeta_{j,i}$, den eine WEA i durch eine WEA j erfährt, wurde in [117] vorgestellt und in [118] um die Berücksichtigung des Schubbeiwertes $c_t(v_{WEA,j})$ zu

Modell für die Windgeschwindigkeitsverluste durch WEA-Abschattungen

$$\zeta_{j,i}\left(\omega, v_{WEA,j}\right) = \left(1 - \sqrt{1 - c_t\left(v_{WEA,j}\right)}\right) \cdot \left(\frac{d_{WEA,j}}{f_{j,i}(\omega)}\right)^2 \cdot \frac{A_{j,i}(\omega)}{\pi \cdot \left(\frac{d_{WEA,i}}{2}\right)^2}$$

(4-20)

ergänzt. Darin bezeichnet $v_{WEA,j}$ die an der WEA j wirksame Windgeschwindigkeit in m/s. Für die Berechnung der $\zeta_{j,i}$ muss eine Sortierung der WEA nach aufsteigendem b aus Formel (4-11) vorgenommen werden, da jedes $v_{WEA,j}$ bereits durch in Windrichtung vorgelagerte WEA reduziert sein kann. Der 2. und 3. Faktor aus Gleichung (4-20) sind nur von der Windrichtung ω und den WEA-Standorten, -Rotordurchmessern und –Nabenhöhen, nicht aber von den Windgeschwindigkeiten abhängig.

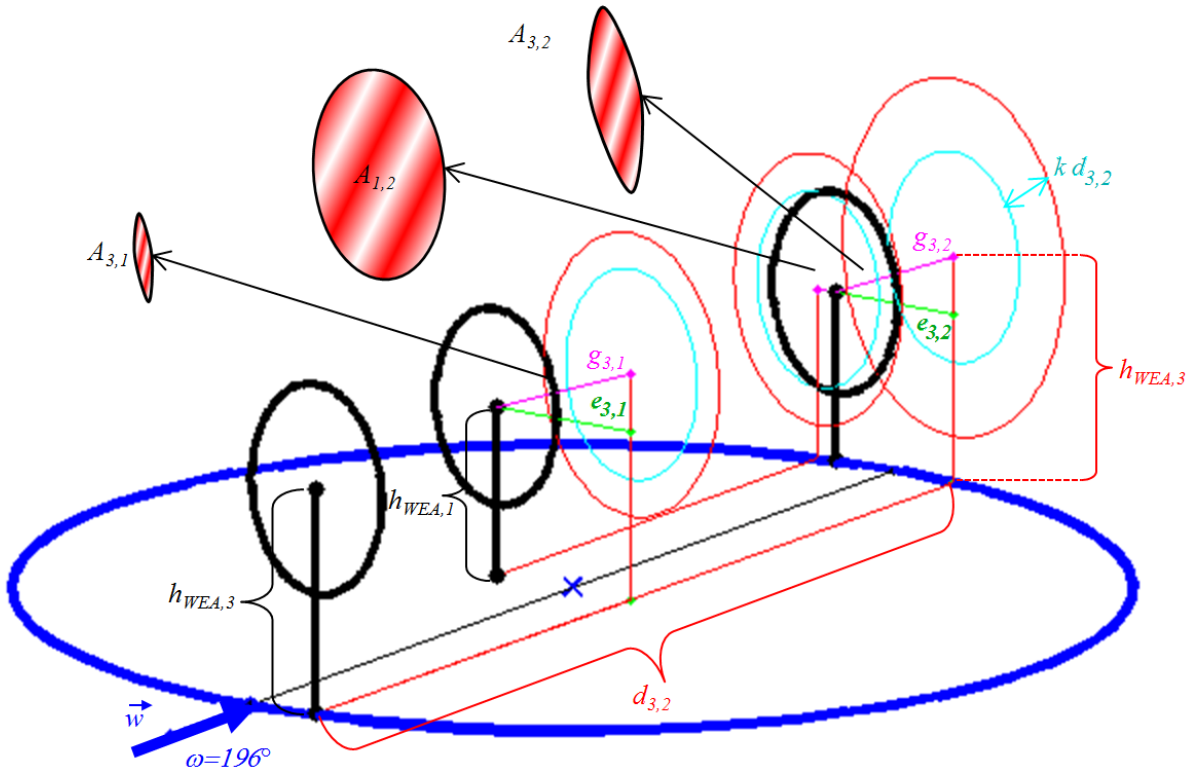


Abbildung 4-4: Berechnung der Überlappungsflächen von Rotoren und Rotorprojektionen

Ihre Produkte für alle j und i können bei der Modellierung von WEA-Abschattungseffekten zunächst für einen festen Wertebereich ω_{fix} der Windrichtungen berechnet und in Form der Matrix

$$Z_{j,i}(\omega_{fix}) = \left(\left(\frac{d_{WEA,j}}{f_{j,i}(\omega_{fix})} \right)^2 \cdot \frac{A_{j,i}(\omega_{fix})}{\pi \cdot \left(\frac{d_{WEA,i}}{2} \right)^2} \right)$$

(4-21)

abgespeichert werden. $Z_{j,i}(\omega)$ enthält alle geometrischen Informationen und alle Abhängigkeiten von der Windrichtung und der wake decay Konstante, die im Modell zu den gegenseitigen WEA-Abschattungen beitragen. Bei der späteren Verwendung von Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen ω in Windleistungssimulationsverfahren, können die gültigen $Z_{j,i}(\omega)$ aus den bereits berechneten $Z_{j,i}(\omega_{fix})$ durch Interpolation gewonnen werden, was die Berechnungsdauern deutlich reduziert.
Die an der WEA i wirksame und durch eine WEA j reduzierte Windgeschwindigkeit $v_{WEA,i,j}$ berechnet sich gemäß

$$v_{WEA,i,j}(\omega, v_{WEA,j}) = v_{WEA,j} \cdot (1 - \zeta_{j,i}(\omega, v_{WEA,j})).$$

(4-22)

Die an der WEA i wirksame und durch alle übrigen WEA des Windparks reduzierte Windgeschwindigkeit $v_{WEA,i}$ berechnet sich gemäß

$$v_{WEA,i}(\omega, v_{WP}) = v_{WP} \cdot \prod_j 1 - \zeta_{j,i}(\omega, v_{WP})$$
$$= v_{WP} \cdot \eta_{WEA,i}(\omega, v_{WP}).$$

(4-23)

Es kann hier die für den Windpark gültige, unreduzierte Windgeschwindigkeit v_{WP} verwendet werden, da in den relativen Windgeschwindigkeitsverlusten $\zeta_{j,i}$ alle WEA-Abschattungseffekte abgebildet sind.
Abbildung 4-5 verdeutlicht die Abnahme des relativen Windgeschwindigkeitsverlusts $\zeta_{j,i}$ hinter einer WEA j unter ausschließlicher Verwendung der ersten beiden Faktoren aus Gleichung (4-20) (also ohne Berücksichtigung von Rotorflächenüberlappungen). Der 2. Faktor bewirkt eine Abnahme von $\zeta_{j,i}$ mit zunehmendem Abstand $d_{j,i}$ der beiden WEA i und j voneinander, da hiermit eine Vergrößerung von $f_{j,i}$ (siehe Gleichung (4-16)) einhergeht. Es wurden für Abbildung 4-5 ein Rotordurchmesser $d_{WEA,j}$ von 100m, eine wake decay Konstante k von 0,06 und eine Schubbeiwertkennlinie $c_t(v_{WEA,j})$ angesetzt, die in der Abbildung bei $d_{j,i}$=0 aufgetragen ist.

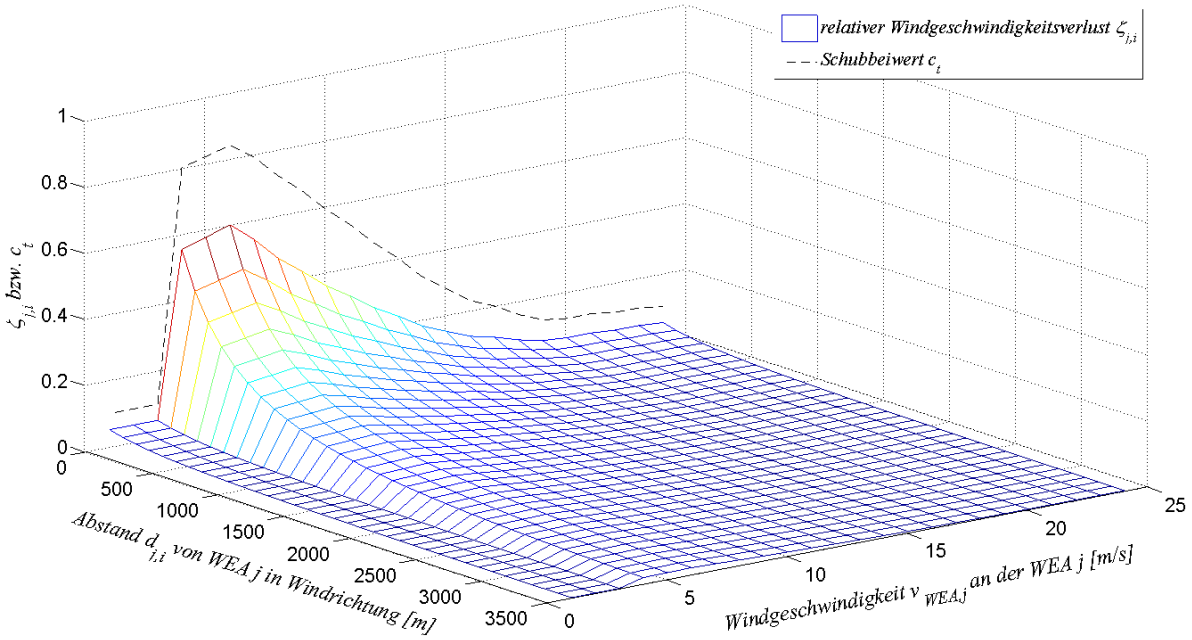


Abbildung 4-5: Modellierte Reduzierung der Windgeschwindigkeit hinter einer WEA

Direkt hinter der Anlage sind die Windgeschwindigkeitsreduzierungen am ausgeprägtesten. Die höchsten relativen Windgeschwindigkeitsverluste $\zeta_{j,i}$ betragen bis zu 60% und treten im Windgeschwindigkeitsbereich um $v_{WEA,j}$=6m/s auf. Für die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeitsverluste von der Windgeschwindigkeit ist die Schubbeiwertkennlinie maßgeblich. Ab $d_{j,i}$>600m liegen die Windgeschwindigkeitsreduzierungen unter 20%, sind aber gemäß dem Modell noch bei $d_{j,i}$ =3,5km hinter der WEA mit bis zu 2% wirksam.

Anwendung des WEA-Abschattungsmodells auf den Windpark Norderland mit vorgegebener wake decay Konstante

Die beschriebene Methode zur Modellierung gegenseitiger WEA-Abschattungseffekte wird im Folgenden auf den Windpark „Norderland“ (siehe Kapitel 3.1.2) angewendet und an diesem Beispiel validiert. Die 11 WEA des Windparks sind Anlagen des Typs Tacke TW 500 mit einer Nennleistung von 500kW, einem Rotordurchmesser von 37m und einer Nabenhöhe von 40m angesetzt. Für die Tacke TW 500 liegen zwei Leistungskennlinien vor, wovon eine vom Hersteller angegeben, die andere nach IEC-Norm gemessen ist. Für die Schubbeiwertkennlinien wird mangels entsprechender Kennlinien für die Tacke TW 500 auf die Messungen und Herstellerangaben von WEA eines vergleichbaren Types aus [15] zurückgegriffen. Die Vestas V39 und die

Turbowinds T400 weisen mit $\frac{39^2 \cdot \pi}{4 \cdot 500} = 2{,}3892$ [m²/kW] bzw. $\frac{34^2 \cdot \pi}{4 \cdot 400} = 2{,}2698$ [m²/kW] ein vergleichbares, wenn auch etwas höheres Rotorfläche-zu-Nennleistungs-Verhältnis als die Tacke TW500 mit $\frac{37^2 \cdot \pi}{4 \cdot 500} = 2{,}1504$ [m²/kW] auf, was sich auch in den etwas steileren Anstiegen ihrer Leistungskennlinien widerspiegelt (siehe Abbildung 4-6).

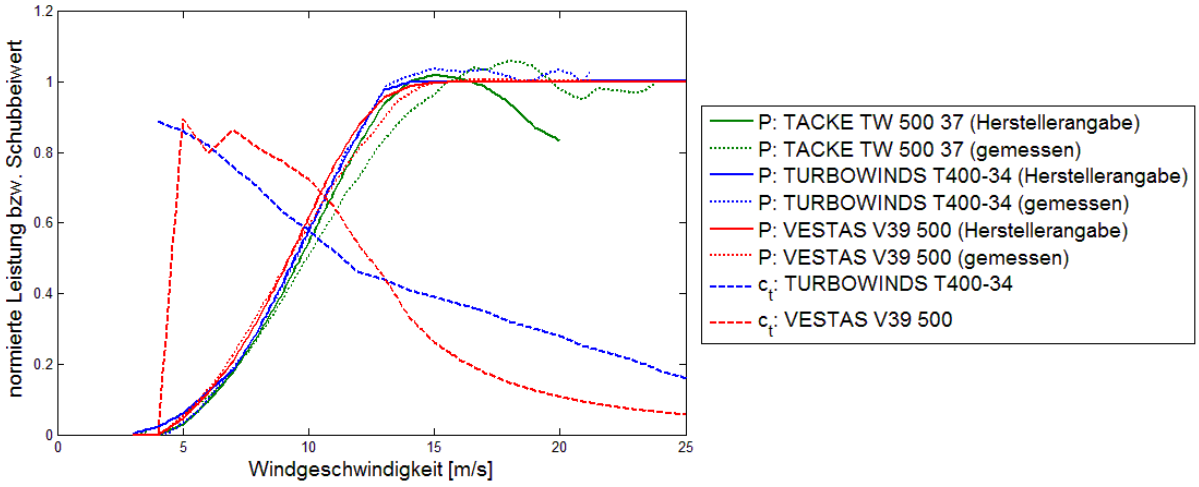


Abbildung 4-6: Auswahl der Schubbeiwertkennlinien ct zur Modellierung des Windparks Norderland

Abbildung 4-7 zeigt die so genannten Windeffizienzfelder $\eta_{WEA,j}(\omega,v_{WP})$ aus Formel (4-23) für die WEA Nr.1 (links) und WEA Nr.11 (rechts) des Windparks Norderland. Es wurden für die Abbildung Schubbeiwertkennlinien des Typ Vestas V39, eine wake decay Konstante von k=0,06 und alle Kombinationen der Windgeschwindigkeiten v_{WP} von 0m/s bis 25m/s mit einer Schrittweite Δv_{WP}=0,01m/s und der Windrichtungen ω von 0° bis 360° mit einer Schrittweite $\Delta\omega$=1° verwendet.

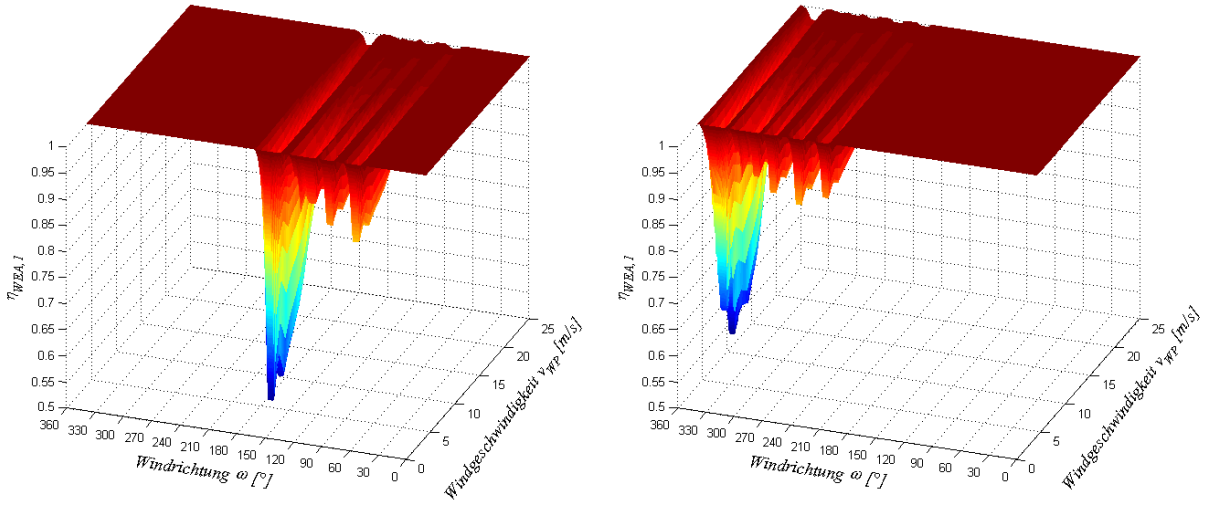


Abbildung 4-7: Modellierte Windeffizienzfelder der WEA Nr.1 (links) und Nr.11 (rechts) des Windparks Norderland

Die WEA Nr.1 erfährt die stärksten Windgeschwindigkeits-Reduzierungen aus südsüdöstlicher Richtung ($\eta_{WEA,1}$(167°, 5m/s)=0,51) und schwächere aus östlicher bzw. südöstlicher im Windrichtungsbereich um die 138°, 125°, 107° und 80° mit Werten von $\eta_{WEA,1}$ zwischen 0,84 und 0,9. Die WEA Nr. 11 wird hingegen besonders stark aus nordnordwestlicher Richtung abgeschattet

($\eta_{WEA,11}$(345°, 8,27m/s)=0,56) und schwächer bei westlichen Windrichtungen um die 318°, 304°, 285°, 257°und 230° mit $\eta_{WEA,11}$-Werten zwischen 0,86 und 0,9. Das Modell zur Berücksichtigung von gegenseitigen WEA-Abschattungen hat die WEA-Anordnung des Windparks Norderland (vergleiche Abbildung 3-4) korrekt abgebildet.
Im Folgenden soll die wake decay Konstante anhand der gemessenen WEA-Windgeschwindigkeiten des Windparks kalibriert werden. Um die Rechendauer für die Validierung zu begrenzen wird lediglich das Zeitintervall der Messungen vom 16.2.2002 14:00 Uhr bis 20.2.2002 1:00 Uhr betrachtet, das 1000 5min-Zeitschritten aufweist und sich abwechslungsreich hinsichtlich Windgeschwindigkeit und -richtung darstellt (siehe Abbildung 4-8). In der Abbildung ist die mittlere Windgeschwindigkeit dargestellt, die sich als Mittelwert der 11 WEA-Windgeschwindigkeiten des Windparks Norderland ergibt.

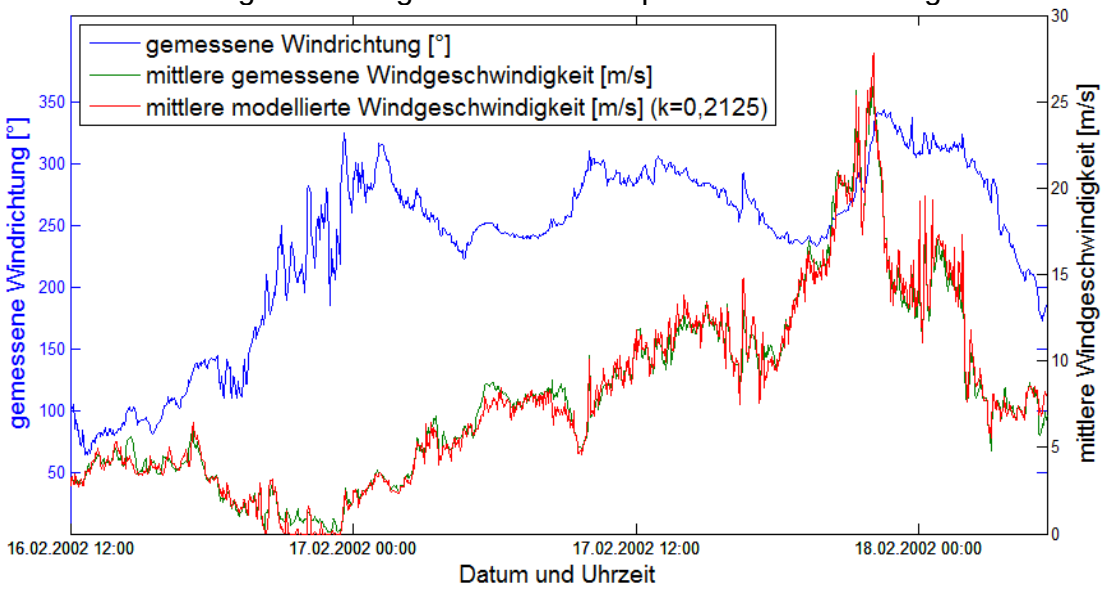


Abbildung 4-8: Windrichtung und mittlere Windgeschwindigkeit im Zeitraum für die Validierung des Abschattungsmodells

Ermittlung der wake decay Konstante des Windparks durch unterschiedliche Methoden

Die Abschattungseffekte werden durch unterschiedliche Methoden berechnet, die im Folgenden beschrieben werden. Allen Methoden ist gemein, dass die Windrichtung verwendet wird, die am Messmast in der Nähe des Windparks gemessen wurde. Die Methoden unterscheiden sich bezüglich der Windgeschwindigkeit v_{WP}, die für jeden Zeitschritt vor der Berechnung der Abschattungseffekte für alle WEA angesetzt wird. Bei der Methode „VΩ“ ist dies die Topanemometer-Windgeschwindigkeit der WEA des Windparks Norderland, die sich zum jeweiligen Zeitschritt am nächsten zum Windangriffspunkt befindet. Bei der Methode „VMM“ ist dies die am Messmast gemessene und gemäß Formel (3-19) mit der Rauhigkeitslänge von 0,0377m auf 40m Höhe interpolierte Windgeschwindigkeit. Bei der Methode „VMAX“ ist es die maximale an den Topanemometern der WEA gemessene Windgeschwindigkeit des Zeitschritts, die ggf. noch mit dem Faktor 1,05, 1,1 oder 1,2 multipliziert wird (Methodenbezeichnung: „1,05VMAX“, „1,10VMAX“, „1,20VMAX“). Desweiteren unterscheiden sich die Methoden bezüglich der für alle WEA angesetzten Schubbeiwert-Kennlinie. Die Methode „CV39“ setzt die Schubbeiwert-Kennlinie der Vestas V39, die Methode „CT400“ die Schubbeiwert-Kennlinie der Turbowinds T400 an. Zudem wird danach unterschieden, ob nur die 11 WEA des Windparks Norderland (Methode „11WEA“) oder die 49 weiteren WEA verwendet werden (Methode „60WEA“), die sich in der Nähe des Windparks befinden (siehe Abbildung 3-4). Als Gütemaß für die Modellierung der Abschattungseffekte werden die RMSE zwischen allen gemessenen und

modellierten Windgeschwindigkeit der WEA des Windparks Norderland herangezogen. Abbildung 4-9 zeigt die Zusammenhänge zwischen den RMSE und den wake decay Konstanten bei unterschiedlichen Methoden-zusammensetzungen.

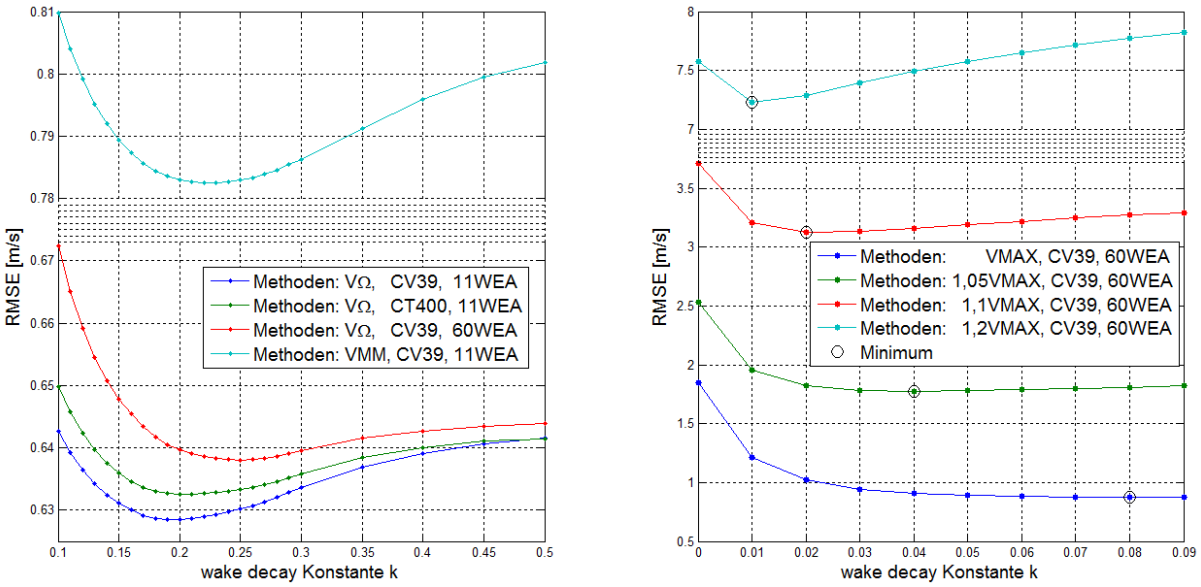


Abbildung 4-9: Zusammenhänge zwischen RMSE und k bei den unterschiedlichen Methoden zur Modellierung der WEA-Abschattungen

Wie anhand der geringeren RMSE der blauen Linie im Vergleich zur grünen im linken Teil der Abbildung zu erkennen ist, scheint die Schubbeiwertkennlinie der Vestas V39 die tatsächlichen Schubbeiwert-kennlinien der WEA besser zu treffen als die Turbowinds T400. Die Verwendung der Windgeschwindigkeiten des Messmastes (hellblaue Linie) führt zu deutlich höheren RMSE als die Verwendung der Topanemometer-Windgeschwindigkeiten (VΩ), da deren Messwerte als Bezug bei der RMSE-Bildung dienen. Die geringsten RMSE werden im linken Teil der Abbildung bei wake decay Konstanten im Bereich von 0,2 bis 0,25 erreicht. Dieser Wertebereich liegt deutlich über dem in [115] erwähnten möglichen Wertebereich für wake decay Konstanten von 0,04 bis 0,075. Dies lässt darauf schließen, dass in der Modellierung bestimmte Abschattungseffekte nicht berücksichtigt wurden und diese durch die unrealistisch hohen Werte der wake decay Konstanten ausgeglichen werden.

Die nicht berücksichtigten Abschattungseffekte könnten von den 49 WEA herrühren, die sich in unmittelbarer Umgebung der 11 WEA des Windparks Norderland befinden. Die Mitberücksichtigung dieser WEA führt im linken Teil der Abbildung jedoch auch nicht zu geringeren Werten für die wake decay Konstante bei minimalem RMSE (rote Linie). Dies wird erst durch die Annahme von höheren Windgeschwindigkeiten v_{WP} für die in Windrichtung vorderste der 60 WEA im rechten Teil von Abbildung 4-9 erreicht. Je höher die angesetzte Windgeschwindigkeit ist, bei desto geringeren Werten für die wake decay Konstante erreichen die RMSE ihr Minimum.

Die wake decay Konstante des Windparks kann nicht ermittelt, aber abgeschätzt werden

Wegen unbekannten Einflüssen auf die WEA des Windparks Norderland und unbekannten Windgeschwindigkeiten der umgebenden WEA ist es nicht möglich die tatsächliche wake decay Konstante des Windparks oder eine optimal anzusetzende Windgeschwindigkeit v_{WP} zu ermitteln. Nach [97] lassen sich wake decay Konstanten jedoch unter Vorgabe der Rauhigkeits-länge des Terrains abschätzen. Es kann unter Verwendung von Formel (3-17) der Zusammenhang

$$k \approx 0{,}5TI \approx \frac{0{,}5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}$$

(4-24)

angesetzt werden. Mit der Rauhigkeitslänge von 0,0377m ergibt sich für den Windpark Norderland eine wake decay Konstante von 0,0718.

4.1.2 Windparks

Berechnung der Windeffizienz-kennlinie eines Windparks

Falls die WEA-Standorte eines Windparks nicht bekannt sind, können seine WEA-Abschattungseffekte nur abgeschätzt werden. Zu diesem Zweck kann, wie für das Untersuchungsszenario1 in Kapitel A1.4 des Anhangs, eine mittlere Windeffizienzkennlinie $\eta_{WP}(v_{WP})$ verwendet werden, die eine Reduzierung der für den Windpark gültigen Windgeschwindigkeit v_{WP} in Abhängigkeit ihrer selbst bewirkt. Zur Bestimmung einer mittleren Windeffizienzkennlinie müssen die WEA-Standorte einiger Windparks bekannt sein. Für diese WEA werden die Windeffizienzfelder $\eta_{WEA,i}(\omega,v_w)$ aus Gleichung (4-23) für feste Windgeschwindigkeitswerte v_{WP}, bspw. von 0m/s bis 25m/s mit einer Schrittweite Δv_{WP}, und Windrichtungswerte ω, bspw. von 0° bis 360° mit einer Schrittweite $\Delta\omega$, berechnet. Die $\eta_{WEA,i}(\omega,v_{WP})$ werden für jeden Windpark gemittelt, wobei die Mittelung mit einer Leistungsgewichtung durchgeführt wird, d.h. WEA i mit hohen Nennleistungen $P_{n,WEA,i}$ fallen stärker ins Gewicht.

$$\eta_{WP}(\omega,v_{WP}) = \sum_i \frac{\eta_{WEA,i}(\omega,v_{WP})\cdot P_{n,WEA,i}}{\sum_i P_{n,WEA,i}}$$

(4-25)

Die sogenannte Windeffizienzkennlinie $\eta_{WP}(v_{WP})$ eines Windparks ergibt sich aus der Mittelung seines Windeffizienzfeldes $\eta_{WP}(\omega,v_{WP})$ über alle Windrichtungen, wobei bei der Mittelung die relativen Häufigkeiten der Windrichtungen $h(\omega_i)$ (siehe Abbildung 3-3 rechts für das Beispiel Norderland) berücksichtigt werden

$$\eta_{WP}(v_{WP}) = \sum_i \eta_{WP}(\omega_i, v_{WP})\cdot h(\omega_i)$$

(4-26)

Abbildung 4-10 zeigt das Windeffizienzfeld (links) und die Windeffizienz-kennlinie (rechts) des Windparks Norderland. Im Windeffizienzfeld spiegelt sich wider, dass die WEA des Windparks in zwei Reihen auf der Nord-Süd-Achse ausgerichtet sind. Windgeschwindigkeiten, die genau in dieser Achse auf die WEA treffen, werden am stärksten durch Abschattung reduziert.
Anhand der Windeffizienzkennlinie im rechten Teil der Abbildung wird deutlich, dass die Schrittweite Δv_{WP} zwischen den zur Erstellung des Wind-effizienzfeldes herangezogenen Windgeschwindigkeiten unerheblich für den Verlauf der Windeffizienzkennlinie ist, sofern sie nicht größer als die Schrittweite der verwendeten Schubbeiwertkennlinie ist. Es fällt auf, dass der Verlauf der Windeffizienzkennlinie des Windparks Norderland der gespiegelten Schubbeiwertkennlinie (1-0,04ct(v_{WP})) ähnelt.
Aus diesem Grund wird in einem ersten Ansatz als Modell für Windeffizienz-kennlinien eine mit dem Faktor f skalierte Spiegelung der verwendeten Schubbeiwertkennlinie $c_t(v_{WP})$ vorgeschlagen:

$$m_{\eta WP}(v_{WP}) = 1 - f \cdot c_t(v_{WP})$$

(4-27)

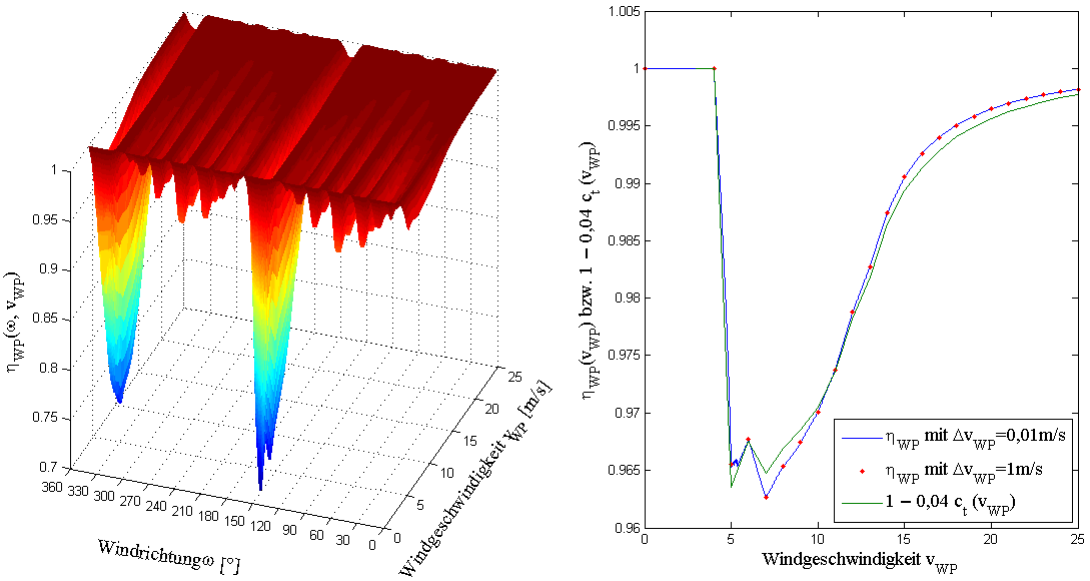


Abbildung 4-10: Windeffizienzfeld (links) und Windeffizienzkennlinie (rechts) des Windparks Norderland

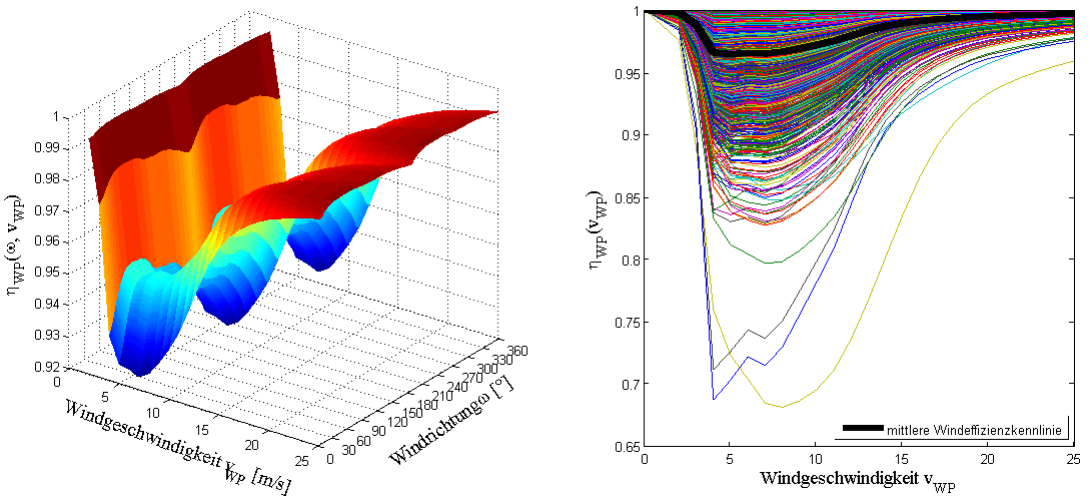


Abbildung 4-11: mittleres Windeffizienzfeld (links) und Windeffizienzkennlinien (rechts) aller Windparks in Deutschland

Berechnung der mittleren Windeffizienzkennlinie auf Grundlage des Großteils der WEA in Deutschland

Eine mittlere Windeffizienzkennlinie ergibt sich aus der Mittelung von Windeffizienzkennlinien mehrerer Windparks. Mit ihr sollen für Windparks, deren genauen WEA-Standorte nicht bekannt sind, die Windgeschwindigkeitsreduzierungen durch WEA-Abschattungen abgeschätzt werden. Zur Bestimmung einer mittleren Windeffizienzkennlinie werden im Folgenden die 19221 WEA aus Kapitel 1.1.1.1, deren genauen Standorte bekannt sind, herangezogen. Jeder dieser WEA werden gemäß Kapitel A1.1 die mittlere Schubbeiwertkennlinie aus Abbildung A 3 sowie die mittlere Nennleistung, die mittlere Nabenhöhe und der mittlere Rotordurchmesser desjenigen PLZ-Gebietes zugeordnet, in dem sie sich befindet. Die 19221 WEA werden gemäß Kapitel 1.1.2.3 Clustern zugeordnet, wobei eine Einzel-WEA-Distanz vom einem Kilometer verwendet wird. Es ergeben sich daraus 1358 Cluster mit nur einer, 549 Cluster mit genau zwei und 1815 Cluster mit mindestens 3 WEA. Für jedes der Cluster mit mehr als einer WEA wird gemäß Kapitel 4.1.1 und Formel (4-25) das Windeffizienzfeld berechnet. Von Abschattungseffekten zwischen Clustern wird dabei nicht ausgegangen. Aus jedem

Windeffizienzfeld wird anschließend gemäß Formel (4-26) und unter Verwendung von COSMO-DE-Windrichtungsstundenwerten des Jahres 2012 in 73m über dem Grund die Windeffizienzkennlinie des Clusters berechnet.
Als Resultat dieser Berechnungen zeigt der linke Teil Abbildung 4-11 das Windeffizienzfeld, das sich für alle 17863 WEA ergibt, die sich in einem Cluster mit mindestens zwei WEA befinden. Es zeigen sich zwei deutliche lokale Minima bei Windgeschwindigkeiten von 7m/s und Windrichtungen von 0° bzw. 360° und 180° mit η_{WP}-Werten von ca. 0,92. Bei Winden aus Süden und Norden sind die Abschattungsverluste in Deutschland im Mittel am höchsten. Die WEA scheinen außergewöhnlich oft in Nord-Süd-Richtung aneinandergereiht zu sein, um die Winde in Hauptwindrichtung (West-Ost) ohne gegenseitige Abschattungsverluste nutzen zu können. Es sind jedoch nicht genau 90° (Ost) und 270° (West), bei denen die geringsten Abschattungsverluste auftreten, sondern 50° (Nordost) und 230° (Südwest). Hier fallen die η_{WP}-Werte nicht unter 0,95.

Analyse des Modells für Windeffizienz-kennlinien

Der rechte Teil von Abbildung 4-11 zeigt die 2364 Windeffizienzkennlinien, die sich für die Cluster mit mehr als einer WEA ergeben, sowie deren Mittelung als dicke schwarze Linie. Es stechen vier Cluster heraus, deren Windeffizienzkennlinien unter einen Wert von 0,8 fallen. An diesen vier Kennlinien wird deutlich, dass die Verlaufscharakteristiken der Windeffizienz-kennlinien für unterschiedliche Windparks durchaus unterschiedlich sind und nicht in jedem Fall der gespiegelten Schubbeiwertkennlinie ähneln wie in Abbildung 4-10. Zur Überprüfung, inwieweit das Modell aus Gleichung (4-27) zur Nachbildung von Windeffizienzkennlinien geeignet ist und inwieweit seine Genauigkeit und sein Parameter f von Eigenschaften der Windparks abhängen, wurde es für Abbildung 4-12 an die Windeffizienzkennlinien der 2364 Cluster mit mehr als einer WEA gemäß der Methode der kleinsten Fehlerquadrate angepasst. Die Windpark-Eigenschaft „WP-Fläche“ gibt die Fläche gemäß Kapitel 1.1.2.3 aller Cluster mit mehr als zwei WEA an. Die Windpark-Eigenschaft „maximale WEA-Distanz“ entspricht dem Maximum aller Abstände der WEA eines Clusters mit mehr als einer WEA zueinander.

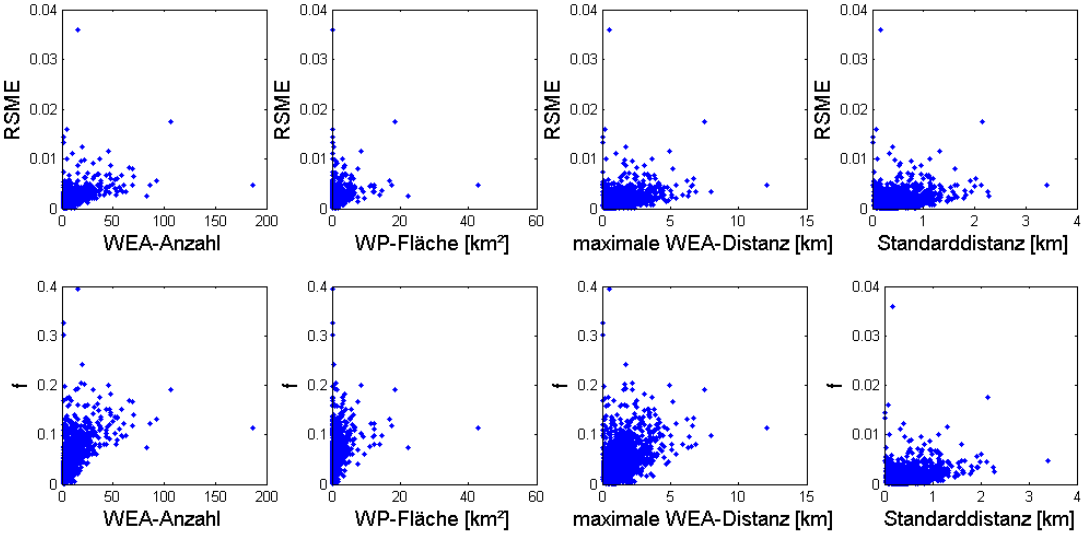


Abbildung 4-12: Abhängigkeit des Gütemaßes und des Parameters des Modells für Windeffizienzkennlinien von Windpark-Eigenschaften

Die RMSE fallen in einen Wertebereich von ca. 0 bis ca. 0,036 und betragen im Mittel 0,0016. Eine eindeutige Abhängigkeit des RMSE oder des Modell-parameters f von den Windpark-Eigenschaften ist nicht auszumachen. Es lässt sich zusammenfassen, dass es nicht möglich ist unter Vorgabe einer Windpark-Eigenschaft und unter Verwendung von Formel (4-27) eine Windeffizienzkennlinie zu erstellen; hierfür ist weiterhin die Kenntnis der WEA-Standorte Voraussetzung.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurden statistische und mathematisch-physikalische Modelle zur Abbildung von raum-zeitlichen Eigenschaften der Windenergieeinspeisung vorgestellt, die sich zu wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren für die Generierung von Zeitreihen der Windenergieeinspeisung zusammensetzen lassen (siehe Abbildung A 11 und Abbildung A 12 des Anhangs als Beispiele). Es wurden die vier übergeordneten Eigenschaften „Dezentralität", „Variabilität", „Wetterabhängigkeit" und „Effizienz" der Windenergieeinspeisung behandelt und die vorliegende Arbeit entsprechend in vier Teile geteilt.

Zur Erfassung der Dezentralität der Windenergieeinspeisung in Teil 1 wurden in Kapitel 1.1.1.2 Maßzahlen für die räumliche Verteilung von WEA und installierten Windleistungen bestimmt, zu denen neben der Standarddistanz auch das nearest-neighbour-Maß, der Hoover Index und der Gini-Index zählen. Zur Bestimmung dieser Maßzahlen wurden die exakten Längen- und Breitengradangaben des Großteils aller Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland (siehe Kapitel 1.1.1.1) herangezogen und in kartesische Koordinaten umgerechnet um einen flächentreuen Kartennetzentwurf zu erreichen. Die Bestimmung der genannten Maßzahlen ist im Bereich Windenergie genauso als neuartig wie die Verwendung der exakten Standortsdaten für ganz Deutschland einzustufen. Die exakten WEA-Koordinaten dienten in Kapitel 1.1.2.3 auch zur Definition von Windparks nach geographischen Gesichtspunkten, indem sie einem Clusterverfahren unterzogen wurden. Nach Festlegung einer Clusterdistanz konnten für die so gebildeten Windparks die Eigenschaften „WEA-Anzahl", „WEA-Standarddistanz" und „Windpark-Fläche" bestimmt werden. Zur Berechnung der Windparkeigenschaft „mittlere Windpark-Nabenhöhe" wurde in Kapitel 1.1.2.4 eine innovative Berechnungsvorschrift hergeleitet, die die logarithmische Zunahme von Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Höhe über dem Grund berücksichtigt. Die in Kapitel 1.1 für den zurückliegenden Stand des Windenergieausbaus bestimmten Maßzahlen und Windparkeigenschaften dienten in Kapitel A1.6 des Anhangs als Referenz für die in den Kapiteln A1.4 und A1.5 des Anhangs beschriebenen und gemäß den Methoden aus den Kapiteln 1.2, A1.3, A1.4 und A1.5 erstellten Zukunftsszenarien des Windenergieausbaus. Diese Methoden umfassen die Berücksichtigung der Bodenbedeckung, von baurechtlichen Vorschriften, der Windverhältnisse und heutigen WEA-Standorte, sowie Annahmen zum WEA-Flächenbedarf, dem maximalen Anlagenalter, dem Repoweringanteil und den zukünftigen WEA-Nabenhöhen und gehen mit dieser Fülle an Berücksichtigungen über gängige Windenergieszenarienentwicklungen hinaus.

Die Variabilität der Windenergieeinspeisung wurde in Teil 2 durch die Untersuchung und Modellierung von Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsfluktuationen sowie von Windleistungsinkrementen behandelt. In Kapitel 2.1.1 wurde aufgewiesen, dass die Intermittenz von Windleistungs- und Windgeschwindigkeitsfluktuationen von der zeitlichen Auflösung der Messwerte, der Länge des Zeitraums zur Bildung der Bezugsmittelwerte und der Methode für ihre Normierung abhängt. Die hierfür angewendeten Berechnungsvorschriften wurden in Kapitel 2.1.2 auf die Bildung von WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten übertragen und nachgewiesen, dass diese hinsichtlich des gesamten Messzeitraums intermittent, für einzelne Zeitschritte jedoch gaußverteilt sind. Die vorliegende Arbeit stellt diese Untersuchung erstmals in Zusammenhang zur Glättung von Windpark-Leistungskennlinien in Kapitel 3.6.2. In Kapitel 2.2 wurde mit dem Einsetzen von passenden 15min-Windgeschwindigkeitssequenzen in ein

gegebenes Stundenraster von Windgeschwindigkeitsmittelwerten und den anschließenden Zeitreihenglättungen zur Vermeidung von Sprüngen zwischen den eingesetzten Sequenzen und zur Abbildung von räumlichen Vergleichmäßigungseffekten eine einfache Methode zur Modellierung von Windgeschwindigkeitsfluktuationen bzw. zur Erhöhung der zeitlichen Auflösung von Windgeschwindigkeitszeitreihen beschrieben. In Kapitel 2.3.1 wurde gezeigt, dass die Häufigkeitsverteilungen von Windleistungsinkrementen in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung eine ähnlich intermittente Form wie die Häufigkeitsverteilungen von Windleistungsfluktuationen aufweisen. Zur Untersuchung der Abhängigkeit dieser Intermittenz von der räumlichen Ausdehnung der Windenergieeinspeisung wurde in Kapitel 2.3.2 die Einspeisung von nach zwei unterschiedlichen Methoden gebildeten Windparkgruppen betrachtet und nachgewiesen, dass die Vergleichmäßigung ihrer Einspeisungen mit zunehmender Gruppengröße nicht auf die räumliche Verteilung, sondern auf die statistische Unabhängigkeit der einzelnen Windparkeinspeisungen zurückzuführen ist. Für weiterführende Untersuchungen zur räumlichen Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung sind größere Mittelungszeiträume und räumliche Autokorrelationsanalysen in Betracht zu ziehen. In Kapitel 2.4 wurde ein Modell unter Verwendung zweier unterschiedlicher Fehlermaße an die intermittenten Häufigkeitsverteilungen der Windleistungsinkremente der erwähnten Windparkgruppen angepasst. Die beiden Modellparameter wurden durch ihre nachgewiesene Abhängigkeit von der Standardabweichung der Windleistungsinkremente der Windparkgruppen und von der Windparkanzahl innerhalb der Windparkgruppen ersetzt und somit eine Vereinfachung des Modells erzielt.

In Teil 3 der vorliegenden Arbeit wurden Modelle zur Nachbildung der Wetterabhängigkeit der Windenergieeinspeisung beschrieben. Das Modell des logarithmischen Windprofils aus Kapitel 3.2.1 diente zur Höheninterpolation der Wettermodellwindgeschwindigkeiten aus Kapitel 3.1.1 auf mittlere Windpark-Nabenhöhen. Die Umwandlung der Windgeschwindigkeiten in die Windenergieeinspeisung eines Windparks erfolgte unter Verwendung von WEA-Leistungskennlinien aus Kapitel 3.3 und Modell-WEA-Leistungskennlinien aus Kapitel 3.4. Erstere erfuhren mit der Erweiterung gemäß Kapitel 3.3.1, der Höheninterpolation oder –extrapolation gemäß Kapitel 3.3.2 sowie der Luftdichtekorrektur gemäß Kapitel 3.3.3 Modellierungsmaßnahmen, welche sie für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen verwendbar machen. WEA- und Modell-WEA-Leistungskennlinien wurden in Kapitel 3.6.1 zur Nachbildung von Windpark-Leistungskennlinien (siehe Kapitel 3.5) zunächst überlagert und anschließend gemäß Kapitel 3.6.2 geglättet. Für die Glättung wurden sechs Variationen der Methode aus [58] vorgeschlagen, von denen vier auf das lineare Modell für Turbulenzintensitäten aus Kapitel 3.2.2 zurückgreifen. Die Variationsvorschläge beinhalten die Einführung eines weiteren Modellparameters zur Abbildung von Windgeschwindigkeitsverlusten, die Einführung eines Faktors zur Abbildung von Leistungsverlusten, die Berücksichtigung der unterschiedlichen WEA-Leistungskennlinien der Windparks und deren Überlagerung nach Glättung, zwei Varianten der Einbeziehung von Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen aus Kapitel 3.2.3 zur Modellierung der Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten sowie die Verwendung von intermittenten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen. Letzteres kann zur Berücksichtigung möglicherweise intermittenter Verteilungen der WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen um die Windgeschwindigkeitsmittelwerte der Windparks dienen. Diese Intermittenz wurde in den Kapiteln 2.1.2 und A2.3 zwar nicht nachgewiesen, es bedarf aber diesbezüglich noch weitergehender Untersuchungen mit einer umfangreicheren Grundlage an

Windgeschwindigkeitsmessdaten von WEA ein und desselben Windparks. Kapitel 3.6.2 stellt mit seinen Untersuchungen und Verbesserungsvorschlägen zur Methode zur Glättung von Leistungskennlinien den innovativsten Teil der vorliegenden Arbeit dar.
In Teil 4 wurden Einflüsse behandelt, die die Effizienz der Windenergieeinspeisung aus Windparks reduzieren. Hierzu zählen windparkinterne elektrische Verluste und die technische WEA-Verfügbarkeit, die in der vorliegenden Arbeit durch empirisch ermittelte Faktoren Berücksichtigung fanden. Zur Modellierung der aerodynamischen Verluste, die sich durch die gegenseitigen Abschattungen der WEA eines Windparks ergeben, wurden in Kapitel 4.1.1 die zugrundeliegenden trigonometrischen Funktionen genau ausgeführt und veranschaulicht. Auch wenn die Verwendung der Funktionen gängige Praxis zur Berechnung gegenseitiger WEA-Abschattungseffekte ist, mangelte es bisher an ihrer genauen Beschreibung. Das Verdienst der vorliegenden Arbeit ist aber weniger hier, als in der Integration der Methode in das Verfahren zur großflächigen Simulation der Windenergieeinspeisung zu suchen. Aufgrund unbekannter Windgeschwindigkeiten und WEA-Typen in der Umgebung ließ sich das Modell nicht eindeutig an die Messdaten eines Windparks anpassen. In Kapitel 4.1.2 wurde mit Hilfe des Modells und auf Grundlage des zu Windparks geclusterten Großteils der Windenergieanlagen in Deutschland erstmals die mittlere Windgeschwindigkeitsreduzierung in Deutschland in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit berechnet.
In den Kapiteln 4.1.2, A3.5 und A3.6 konnte keine Abhängigkeit der dort behandelten Modellparameter von Windparkeigenschaften wie Nennleistung, WEA-Anzahl, Windparkfläche und WEA-Standarddistanz nachgewiesen werden. Sowohl die mannigfaltigen, untereinander abhängigen Einflüsse auf die Windenergie-einspeisung, als auch die in der vorliegenden Arbeit betrachtete, für den Nachweis einer Abhängigkeit evt. zu geringe zeitliche Auflösung von 15 Minuten bzw. einer Stunde könnten Gründe hierfür sein, was auch für die in Kapitel 2.3.2 festgestellte Unabhängigkeit der Gleichmäßigkeit der Windenergieeinspeisung von Windpark-eigenschaften gilt. Multiple lineare Regressionsanalysen und die Verwendung von Wettermodell- und Leistungsmessdaten höherer zeitlicher Auflösung könnten in weiterführenden Untersuchungen die Modelle dieser Arbeit in Abhängigkeit der Windparkeigenschaften setzen. Ziel weiterführender Untersuchungen sollte auch die Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeit der Modelle zur Glättung von Windpark-Leistungskennlinien (Kapitel 3.6.2) und zur Berücksichtigung von WEA-Abschattungseffekten (Kapitel 4.1.1) im Rahmen von wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren sein.
Vornehmliches Ziel der vorliegenden Arbeit war es statistische und mathematisch-physikalische Modelle zur Quantifizierung heutiger und zur Abbildung zukünftiger raum-zeitlicher Charakteristiken der Windenergieeinspeisung zu entwickeln und zu wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren zusammenzusetzen. Die Modelle ermöglichen die Berücksichtigung einer Vielzahl von raum-zeitlichen Eigenschaften der Windenergieeinspeisung im Simulationsverfahren, das aufgrund dieser Komplexität als innovativ anzusehen ist. Es stand im Hintergrund die Modelle auf Robustheit zu prüfen und die Zuverlässigkeit und Vertrauensbereiche der Ergebnisse sowie deren Abhängigkeit von der Messdatenfrequenz, den Mittelungszeiträumen und Messdauern zu ermitteln. Derartige Untersuchungen sollten auch Gegenstand weiterführender Arbeiten sein.

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Daten, Dezember 2009, Berlin

[2] Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Industrie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

[3] dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Deutsche Energie Agentur, Berlin, 2010
URL: http://www.dena.de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/dena-netzstudie-ii

[4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze GmbH, TenneT T50 GmbH (Hrsg.), Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 30.5.2012

[5] Seite „Simulation“. In: Wikipedia, Die freie Enzyklopädie.
Bearbeitungsstand: 5. Mai 2011, 12:58 UTC.
URL: http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Simulation&oldid=88488652
(Abgerufen: 9. Mai 2011, 06:36 UTC)

[6] K. Rohrig, Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung, Dissertation an der Universität Kassel, vorgelegt am 14.9.2003

[7] Klaus, Th. et al: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Publikation des (deutschen) Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau 2010.

[8] DLR, Fraunhofer; IWES; InfE: Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, 2010

[9] Tradewind. 2009. Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large scale integration of wind power. Europa: s.n., 2009. EIE/06/022/SI2.442659

[10] European Wind Integration Study. 2010. Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids, Final Report. Brussels : ENTSO-E Promises, 2010. TREN/07/FP6EN/S07.70123/038509.

[11] W. Winter, B. Neddermann, K. Knorr, K. Grave, D. Lindenberger, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, Zeitschrift für Energiewirtschaft (2011) 35:139-153, DOI 10.1000//s12398-011-0054-0

[12] W. Horenkamp, W. Hube, J. Jäger et al, VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020, Frankfurt (Main), 2007

[13] Betreiber-Datenbasis, WEA-Standortdaten, http://www.btrdb.de/sto.html

[14] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), EEG-Anlagenregister, *http://www.energymap.info/download.html*

[15] WindPRO version 2.5, Wind Turbine Catalogue (WindCat), EMD International A/S, Aalborg, Denmark, 2005

[16] Google Inc., Google Earth, https://earth.google.de/

[17] openstreetmap, http://www.openstreetmap.de/

[18] The Wind Power, Wind turbines & wind farms database. Buc, France, www.thewindpower.net

[19] A. Stephan, Digitales Landschaftsmodell für Deutschland (DLM-DE), Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Beitrag zum 23. AGIT-Symposium, 2011

[20] Bahrenberg, Giese, Nipper: Statistische Methoden in der Geographie Band 1 Univariate und bivariate Statistik, Teubner Studienbücher Geographie, B.G.Teubner-Stuttgart, ISBN 3-519-13421-7, 1990

[21] Kenneth Gade (2010). A Non-singular Horizontal Position Representation. Journal of Navigation, 63, pp 395-417 doi:10.1017/S0373463309990415

[22] Sinnott, R.W. (1984). Virtues of the Haversine. Sky and Telescope, 68, 159.

[23] R. Bachi, Standard Distance Measure and Related Methods for Spatial Analysis, Papers and Proceedings Regional Science Assoc. 10, S. 83 – 132, 1974

[24] P. Krause, Skript zur Vorlesung Statistik, Lehrstuhl für Geoinformatik, Geohydrologie und Modellierung am Institut für Geographie der Friederich-Schiller-Universität Jena, 2011

[25] J. Bähr, Bevölkerungsgeographie, 2. Auflage, Verlag Eugen Ulmer, Stuttgart, 1992

[26] O. Boustedt, Grundriss der empirischen Regionalforschung. Teil II: Bevölkerungsstrukturen, Hermann Schroedel Verlag, Hannover,1975

[27] K. Pfannschmidt, Optimierungsmethoden zur HRU-basierten N/A-Modellierung für eine operationelle Hochwasservorhersage auf Basis prognostischer Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes. Dissertation an der Friedrich Schiller Universität Jena, 2008

[28] S. Haverkamp et al., Zulässigkeitsbereiche für die Aggregation raumbezogener Modellparameter. In EcoRegio 8/2000 – Heterogenität landschaftshaushaltlicher Wasser- und Stoffumsätze in Einzugsgebieten – Beiträge zum 3. Workshop Hydrologie am 18./19.11.1999 in Göttingen, Vol. 8, S. 47-55, Veröffentlichung der Abteilung Landschaftsökologie am Geographischen Institut der Universität Göttingen, Hrsg. G. Gerold, Göttingen, 2000

[29] O. D. Ducan, The Measurement of Population Distribution. Population Studies 11, S. 27-45, 1957

[30] S. Bofinger, D. Callies, M. Scheibe, Y.-M. Saint-Drenan, K. Rohrig, Studie zum Potential der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung, Kassel, 2011 http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Potenzial%20der%20EE/IWES_Potenzial_onshore_2011.pdf.

[31] Research at ”alpha ventus” (RAVE): http://www.rave-offshore.de/

[32] Offshore-Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP), URL: www.offshore-wmep.de, 2011

[33] W.-G- Gerth, Windkarten und Winddaten für Deutschland, Bezugszeitraum 1981-2000, Deutscher Wetterdienst, KU11B 06/05, 2005

[34] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, BDEW, 2008

[35] K. Rohrig, et al., Online-Monitoring and Prediction of Wind Power in German Transmission System Operation Centres, WWEC 2003, Cape Town, 2003

[36] J. Dobschinski, K. Knorr R. Mackensen, Analyse der Optimierungspotentiale der Online-Hochrechnung von Windenergie in der Regelzone des Tennet TSO GmbH unter Einbindung von Messdaten des IWES-Windmessnetzes, Endbericht, Kassel, Dezember 2010

[37] K. Knorr, S. Faulstich, Plausibilitätsprüfung der Windleistungsdaten für das Wind-Power-Management-System, Bericht des Fraunhofer IWES (damaliges ISET), 2008

[38] Betrieb des ISET Wind Power Management Systems bei der E.ON Netz GmbH, Berichtsjahr 2007, Kassel, Juli 2008

[39] Dobschinski, J., IWES – Hochrechnungsalgorithmus, Entwicklung WEA Zubau 01/2009 – 06/2010, Repräsentativität der Referenzmessungen der Deutschlandprognose sowie der Istwertbestimmung der Regelzone der Amprion GmbH, Direktvermarktete Windleistung, Kassel, 27.5.2010

[40] Bacher J., Pöge A., Wenzig K., Clusteranalyse – Anwendungsorientierte Einführung in Klassifikationsverfahren, Oldenbourg

[41] C. B. Barber, D.P. Dobkin, and H.T. Huhdanpaa, The Quickhull Algorithm for Convex Hulls, ACM Transactions on Mathematical Software, Vol. 22, No. 4, Dec. 1996, p. 469-483.
http://www.acm.org/ pubs/citations/journals/toms/1996-22-4/p469-barber/

[42] Deutsche Energie- und Netzagentur (Hrsg.), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I), Berlin, 2005
www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_I.pdf.

[43] C. Hoffmann, M. Greiner, L. Von Bremen, K. Knorr, S. Bofinger, M. Speckmann, K. Rohrig, Design of transport and storage capacities for a future European power supply system with a high share of renewable energies, 3. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES), 24.-25. November 2008.

[44] L. v. Bremen, M. Greiner, K. Knorr, C. Hoffmann, S. Bofinger, B. Lange, A full renewable powersupply scenario for europe: the weather determines storage and transport, 8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, October 2009

[45] L. v. Bremen, K. Knorr, S. Bofinger, M. Speckmann, M. Greiner, C. Hoffmann, Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System, EWEC 2009, 16.-19.03.2009, Marseille

[46] K. Knorr, B. Zimmermann, F. Steinke, T. Leveringhaus et al., Kombikraftwerk2 – Abschlussbericht, August 2014,
http://www.kombikraftwerk.de/mediathek/abschlussbericht.html

[47] Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windenergieanlagen.
Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung

[48] GL (2003): Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH: Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen

[49] J.D. Sørensen, S. Frandsen, B. Bulder, WP1B4 – Up-scaling, UpWind project, URL: www.upwind.eu, 2008

[50] Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Langfassung, Fraunhofer IWES im Auftrag vom BWE, 2011

[51] K. Barnham, K. Knorr, M. Mazzer, Progress towards an all-renewable electricity supply, Nature Materials 11, 908–909, doi:10.1038/nmat3466, 2012

[52] K. Barnham, K. Knorr, M. Mazzer, Benefits of photovoltaic power in supplying national electricity demand, energy policy, 2013

[53] Estanqueiro A., Impact of Wind Generation Fluctuations in the Design and Operation of Power Systems, Conference Proceedings from 7th international Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Madrid, 2008

[54] Ernst B., Short-Term Power Fluctuations of Wind Turbines from the Ancillary Services Viewpoint, Conference Proceedings from Windpower `99 Conference, Burlington, USA, 1999

[55] IEA Wind, Design and operation of power systems with large amounts of wind power, state-of.-the-art-report, 2007

[56] G. Brauner et al., Verbraucher als virtuelles Kraftwerk. Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 44/2006, 2006

[57] A. Morales, M. Wächter, J. Peinke, Advanced characterization of wind turbulence by higher order statistics, Conference Proceedings from EWEC 2010, Warschau, 2010, (http://ewec2010proceedings.info/allfiles2/83_EWEC2010presentation.pdf)

[58] P. Nørgaard, H. Holttinen: A Multi Turbine Power Curve Approach, Proceedings of Nordic Wind Power Conference NWPC, Göteborg, Sweden, 2004

[59] L. L. Freris, Wind Energy Conversion Systems, Prentice Hall International (1990)

[60] Burton T, Sharpe D, Jenkinks N, Bossanyi E: Wind Energy Handbook. Wiley, 2001

[61] Böttcher F., Statistische Analyse der atmosphärischen Turbulenz und allgemeiner stochastischer Prozesse; Ph.D. thesis, University of Oldenburg; 2005

[62] J. Brommundt, Stochastische Generierung räumlich zusammenhängender Niederschlagszeitreihen, Dissertation an der Fakultät Bau- und Umweltingenieurwissenschaften der Universität Stuttgart, 2008

[63] C. Quintero, K. Knorr, B. Lange, Variabilität der Windeinspeisung in der RWE Regelzone im Zeitbereich unter 15 Minuten, Studie des Instituts für solare Energieversorgungstechnik (ISET) für die RWE Transportnetz Strom GmbH, 2008

[64] International Electrotechnical Commission, IEC 2005 Wind turbines -Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC 61400-12-1 International Standard), 2005

[65] Fraunhofer IWES et al, Windenergienutzung im Binnenland II – Neue Messverfahren mit LiDAR, Windcharakteristik und Anlagenbelastungen an komplexen Binnenlandstandorten, Potenzial der Binnenland-Windenergie, laufendes Forschungsprojekt, FKZ 0325171A (BMU)

[66] R. Schlittgen, Einführung in die Statistik. 10. Auflage. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, Oldenbourg 2000, ISBN 3-486-27446-5

[67] Pinson P., Christensen L.E.A, Madsen H., Sørensen P.E.,Donovan M.H. and Jensen L.E., Regime-switching modelling of the fluctuations of offshore wind generation. J.Wind Eng. Ind. Aerod., 2006, submitted.

[68] Pinson P. et al, On the potential magnitude of power fluctuations at large offshore wind farms, Conference Proceedings from EWEC 2008, Brussels, 2008

[69] D. Callies, J. Dobschinski, K. Knorr, Reduction of Wind Power Variability by Aggregation of Wind Farms to Large Interconnected Offshore Grids, 7. International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Madrid, 2008

[70] Focken U., Lange M., Mönnich K., Waldl H. P., Beyer H. G., Luig A.: Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms – a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 90, pp. 231-246, 2002

[71] McNemey G.,Richardson R., The statistical smoothing of power delivered to utilities by multiple wind turbines, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, no. 4, 1992

[72] Nanahara T., Asari M., Sato T., Yamaguchi K., Shibata M., Maejima T., Smoothing Effects of Distributed Wind Turbines. Part 1. Coherence and Smoothing Effects at a Wind Farm, Wind Energy Journal, pp. 61-74, 2004

[73] Nanahara T., Asari M., Sato T., Maejima T., Yamaguchi K., Shibata M., Smoothing Effects of Distributed Wind Turbines. Part 2. Coherence among power output of distant wind turbines, Wind Energy Journal, pp. 75-85, 2004

[74] Li P., Keung P.-K., Golestani Far H., Boon-Teck O., Macromodel of Spatial Smoothing in Wind Farms, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, No. 1, 2007

[75] D. Geier, Modellierung des Vergleichmäßigungseffekts der Windenergie, Diplomarbeit 1 an der Universität Kassel, Kassel, 13.11.2009

[76] Ramezani M., Singh. C., Haghifam M.-R., Role of Clustering in the Probabilistic Evaluation of TTC in Power Systems Including Wind Power Generation, IEEE Transactions on Power Systems,Vol.24; No.2, pp.849-858, 2009

[77] L. de Tommasi, M. Gibescu, A. J. Brand, A dynamic aggregate model for the simulation of short term power fluctuations, Procedia Computer Science, Volume 1, Issue 1, ICCS 2010, May 2010, Pages 269-278, ISSN 1877-0509, DOI:10.1016/j.procs.2010.04.030. (http://www.sciencedirect.com/science/article/B9865-506HM1Y-11/2/c4ca9ab355e2e81d7696193590fb2cdc)

[78] O. N. Bjørnstad, W. Falck, Nonparametric spatial covariance functions: Estimation and testing, Environmental and Ecological Statistics 8, 53-70, 2001

[79] B. Castaing, Y. Gagne and E. J. Hopfinger. Velocity probability density functions of high Reynolds number turbulence. Physica D, 46(2):177-200, 1990

[80] K. Knorr, B. Lange, Characterisation of properties of wind power as part of VPP, Deliverable 1.4.1, Fenix: Flexible electricity network to integrate the expected energy evolution. http://www.fenix-project.org/

[81] K. Knorr, C.A. Quintero Marrone, B. Lange, H.G. Beyer, Characterisation and modeling of the variability of the power output of aggregated wind farms: approaches to quantify the smoothing effect, Conference Proceedings from DEWEK 2008, Bremen, 2008

[82] C.A. Quintero, K. Knorr, B. Lange, H. G. Beyer, Characterisation and modeling of the variability of the power output of aggregated wind farms, Conference Proceedings from 7th international Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Madrid, 2008

[83] Hansen KS, Larsen GC, Characterising turbulence intensity for fatigue load analysis of wind turbines, Wind Engineering 2005; **29**: 319–329.

[84] P. Sørensen et al, Power Fluctuations from Large Offshore Wind Farms, Conference Proceedings from NORDIC WIND POWER CONFERENCE, ESPOO, FINLAND, 2006

[85] P. Sørensen, A. D. Hansen, P. A. C. Rosas, ”Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms”, J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. (no.90) , pp. 1381-1402, 2002

[86] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, “Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators,” IEEE Trans. PAS, vol. 102, no. 1, pp. 134–143, 1983.

[87] X. Wang, H. Dai, and R. J. Thomas, “Reliability modeling of large wind farms and electric utility interface systems,” IEEE Trans. PAS, vol. 103, no. 3, pp. 569–575, 1984.

[88] M. Baldauf, J. Förster et al., Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD, Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach, 31.03.2011

[89] J.-P. Schulz, U. Schättler, Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD, Deutscher Wetterdienst (DWD), Offenbach, 15.01.2009, http://www.cosmo-model.org/

[90] Deutscher Wetterdienst, Windkarten und Winddaten für Deutschland – Weibull-Parameter für 1-km-Raster 80m über Grund, Bezugszeitraum 1981 – 2000, www.dwd.de/windkarten

[91] R. Döpfer, Konzeption und Realisierung eines Überwachungssystems für WMEP-Fernmessnetz-Komponenten, 1996

[92] Gryning, S.-E. et al., On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer, Boundary-Layer Meteorology 2007; 124: 251–268., 2007

[93] M. Türk, S. Emeis, Wind- und Turbulenzmessungen an der Offshore-Messplattform FINO1, Konferenzbeitrag Meteorologentagung Dach 2007, September 2007

[94] International Electrotechnical Commission, Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen - (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1, 2010

[95] S. Bofinger, L. v. Bremen, K. Knorr et al., Raum-zeitliche Erzeugungsmuster von Wind- und Solarenergie in der UCTE Region und deren Einfluss auf elektrische Transportnetze, Abschlussbericht, Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, 2008

[96] M. E. Young, A. Ooi, Turbulence Models and Boundary Conditions for Bluff Body Flow, 15th Australasian Fluid Mechanics Conference, Sydney, 13.-17. Dezember 2004

[97] Thomsen, K., Sørensen, P., Fatigue loads for wind turbines operating in wakes. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, *80*(1), 121-136. 1999

[98] R. Gasch, P. Bade, Windkraftanlagen: Grundlagen und Entwurf, Teubner Verlag, Stuttgart, ISBN: 3-519-06334-4, 1991

[99] E. Hau, Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4. vollst. Neu bearb. Aufl. Springer, Berlin (2008)

[100] Multibrid, Webseite, technische Daten zur M5000, abgerufen am 03.02.2008, URL: www.multibrid.com/m5000/daten.html

[101] Vestas, Webseite, abgerufen am 03.01.2008, technische Daten zur V 90, URL: www.vestas.de/html_ls/v90_3,0.htm

[102] REpower, 5M, Imagebrochure zur 5M, URL: www.repower.de

[103] Meteotest, Planung von Windenergieanlagen: Leitfaden für die Schweiz, Bausteine einer Windenergie-Strategie für die Schweiz: Anhang 3: Ermittlung des Windangebots, Publikation 190393, 2008

[104] WindRose – User's Guide, Software for wind data analysis & correlation, Centre for Renewable Energy Sources and Saving (CRES), www.cres.gr/windfarm/WindRose_Users_Guide.pdf

[105] Enercon, Webseite, Produktbeschreibung E 82, ULR: www.enercon.de

[106] Enercon, Windblatt - das Enercon Magazin, Ausgabe 2/2003, Artikel: Auch bei Sturm wird geerntet, Seite 4-5, URL: www.enercon.de

[107] A. Betz, Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen, 1929

[108] K. Knorr, B. Lange, Studie zur Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Online-Hochrechnung der eingespeisten Windleistung, Studie des Instituts für solare Energieversorgungstechnik (ISET) für die E.ON Netz GmbH, 2007

[109] K. Knorr, D. Callies, B. Lange, Simulation of time series of wind power in Germany by 2020, Conference Proceedings from DEWEK 2008, Bremen, 2008

[110] Capital Grant Scheme for the North Hoyle Offshore Wind Farm Annual Report: July 2005 –June 2006. In: Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR). North Hoyle 2nd DTI Operation Report, 03/10/2007. www.berr.gov.uk/

[111] D. Schulz, K. Knorr, Y. Plotkin, R. Hanitsch, Investigation of external and internal triggered outages in wind park installations, Conference Proceedings from the International Conference Power Electrics, Intelligent Motion, Power Quality ; (Nürnberg) : 2006.05.30-06.01, p. 817-821, 2006

[112] Schulz, D., Knorr, K., Hanitsch, R., Methodical failure detection in grid connected wind parks, Wind energy, Berlin, Heidelberg, Springer 2007, pp.187-190, ISBN 978-3-540-33865-9

[113] Fraunhofer IWES, Windenergie Report Deutschland 2011, Kassel, April 2012

[114] D. J. Renkema, \Validation of wind turbine wake models," Master of Science Thesis, Delft University of Technology, 2007.

[115] Bailey, B. H., Beaucage, P., & Bernadett, D. W. Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project. M. Brower (Ed.). John Wiley & Sons, 2012

[116] E. W. Weisstein, Circle-Circle Intersection, MathWorld--A Wolfram Web Resource. http://mathworld.wolfram.com/Circle-CircleIntersection.html

[117] Jensen N.O., A note of wind generator interaction, Technical Report M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1983

[118] I. Katić, J. Højstrup, N. O. Jensen, A simple model for cluster efficiency, European Wind Energy Conference 1986, Proceedings, Volumen 1, Rome, 7.-9.10.1986

Anhang

Inhaltsverzeichnis des Anhangs

A1 Anhang Teil 1 2

A1.1 Verknüpfung von WEA-Standorts- und WEA-Stammdaten 2

A1.2 UTM-Kartennetzentwurf 4

A1.3 Methoden zur Erstellung von Windleistungsszenarien 5

A1.3.1 Berücksichtigung der Bodenbedeckung 5
A1.3.2 Berücksichtigung von baurechtlichen Vorschriften 6
A1.3.3 Berücksichtigung von Windeignungsgebieten 7
A1.3.4 Berücksichtigung des Flächenbedarfs von WEA 8
A1.3.5 Gleichmäßige Verteilung 8
A1.3.6 Verwendung von höher aufgelösten Windleistungsangaben früherer Zeitpunkte 8
A1.3.7 Berücksichtigung der Windverhältnisse 9

A1.4 Simulation des Untersuchungsszenarios 1 11

A1.5 Simulation des Untersuchungsszenarios 2 13

A1.6 Dezentralitätsmaße der Untersuchungsszenarien 15

A2 Anhang Teil 2 17

A2.1 Windleistungsspektren 17

A2.2 Räumliche Windleistungskorrelationen 19

A2.3 Bedingte WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen 21

A3 Anhang Teil 3 23

A3.1 Wetterdatenvergleiche 23

A3.2 Räumliche Windgeschwindigkeits- und -leistungsinterpolation 27

A3.3 Weibull-Dichtefunktionen zur Energieertragsberechnung 28

A3.4 Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien 30

A3.4.1 BIN-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien 30
A3.4.2 Anzahl-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien 32
A3.4.3 Gefittete Windpark-Leistungskennlinien 33

A3.5 Gumbel-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion 35

A3.6 Glättung von summierten Referenzwindpark-Leistungskennlinien 42

A4 Anhang Teil 4 46

A4.1 Deutschlandweite WEA-Abschattungseffekte 46

Literaturverzeichnis des Anhangs 48

A1 Anhang Teil 1

A1.1 Verknüpfung von WEA-Standorts- und WEA-Stammdaten

Eine vollständige Verknüpfung der exakten WEA-Standortsangaben aus [19] mit den WEA-Stammdaten des Kapitels 1.1.1.1 konnte bisher nicht realisiert werden. Allerdings kann in den WEA-Stammdaten der 29.7.2007 als das Datum identifiziert werden, an dem die Anzahl von 19221 in Betrieb befindlichen WEA gegeben ist. Zur Berechnung dieses Datums werden die WEA-Stammdaten nach dem Inbetriebnahmedatum sortiert und die WEA-Anzahlen mit zunehmenden Inbetriebnahmedatum kumuliert, wobei WEA, deren Ausscheidedatum in den jeweiligen Kumulations-Zeitraum fallen, nicht mitgezählt werden. Abbildung A 1 zeigt die auf diese Weise zeitlich kumulierte WEA-Anzahl.

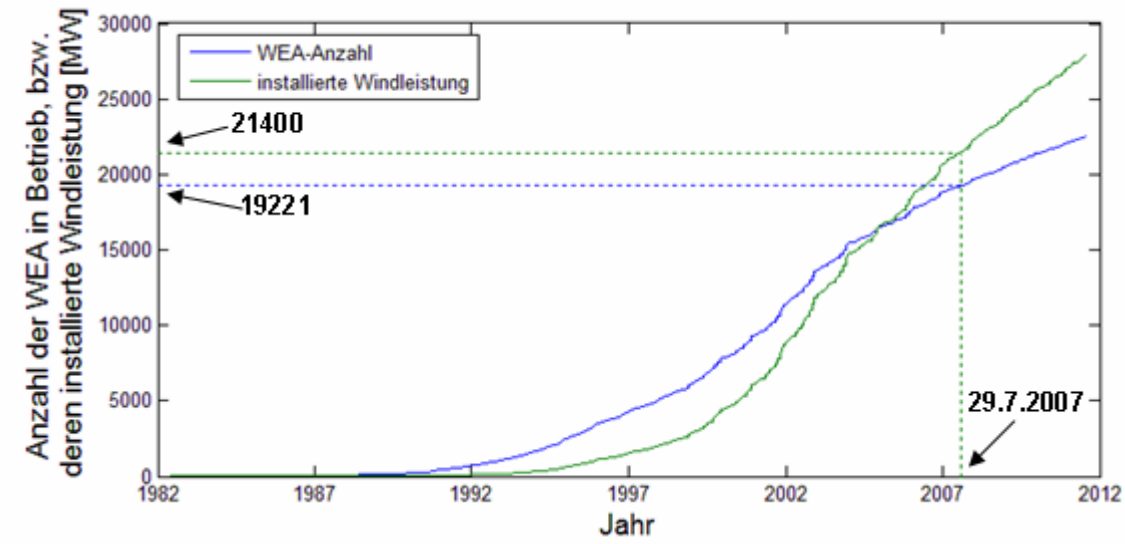


Abbildung A 1: Kumulierte WEA-Anzahl und Ermittelung des Gültigkeitsdatums sowie der zugehörigen Nennleistung für die WEA-Anzahl von 19221

Neben der kumulierten WEA-Anzahl ist in der Abbildung die kumulierte Nennleistung der WEA aufgetragen. Es lässt sich ablesen, dass die 19221 WEA eine Summennennleistung von ca. 21,4GW aufweisen. Ihre mittlere leistungsgewichtete Nabenhöhe beträgt ca. 70m, ihr mittlerer leistungsgewichteter Rotordurchmesser ca. 56,6m. Ein erster Schritt für die Verknüpfung der exakten WEA-Standorte mit den WEA-Stammdaten ist die Ermittlung, in welche Postleitzahlengebiete (PLZ-Gebiete) die exakten Standorte geographisch fallen. Die Grenzverläufe der PLZ-Gebiete liegen als Polygone mit Längen- und Breitengradangaben vor. Bei 715 von den insgesamt 2063 PLZ-Gebieten mit installierter Windleistung 2007 stimmt die WEA-Anzahl aus den WEA-Stammdaten und den zugeordneten exakten WEA-Standorten genau überein. Das entspricht 3463 WEA. Dass die WEA-Anzahlen für die übrigen PLZ-Gebiete nicht übereinstimmen, könnte zum Teil daran liegen, dass die PLZ-Angaben aus den WEA-Stammdaten nicht über eine geographische Zuordnung der Einzelanlagen erhoben wurden. In Abbildung A 2 sollten beispielsweise laut WEA-Stammdaten 8 WEA existieren. Die eine WEA in der Nähe der WEA innerhalb des PLZ-Gebietes wird in den WEA-Stammdaten vermutlich dem gezeigten PLZ-Gebiet zugeordnet. Nicht für alle PLZ sind derartige Fehlzuordnungen eindeutig zu erkennen. Eine automatisierte Fehlererkennung und Zuordnung stellt eine anspruchsvolle, bisher nicht bewältigte Herausforderung dar. Hierbei könnte die Clusterungsmethode aus Kapitel 1.1.2.3 hilfreich sein.

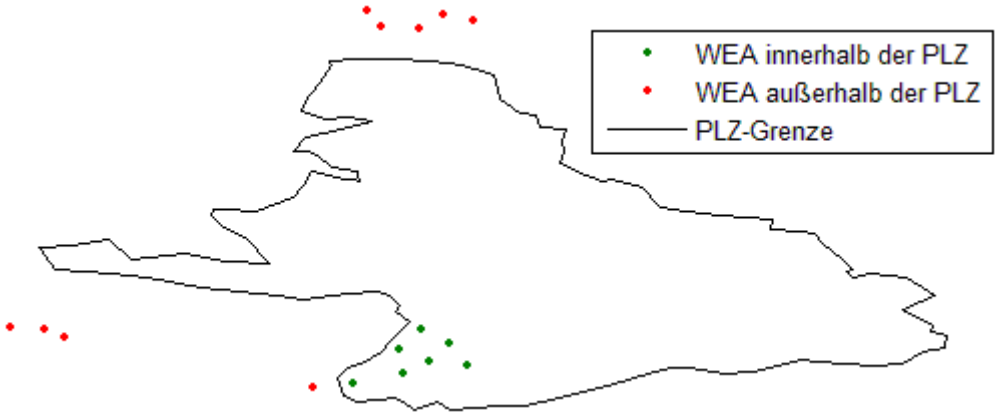


Abbildung A 2: Zuordnung von WEA-Standorten zu PLZ-Polygone

Für die Berechnung der deutschlandweiten WEA-Abschattungseffekte in Kapitel 4.1.2 und Kapitel A4.1 des Anhangs ist eine Vorgabe der Nabenhöhen und Rotordurchmesser der 19221 WEA notwendig. Dies wird in einem ersten Ansatz dadurch erreicht, dass den WEA die entsprechenden Mittelwerte der PLZ-Gebiete zugeordnet werden. Über die PLZ-Gebietsangaben lassen sich die 19221 WEA-Standorte, die WEA-Stammdaten und die WEA-Daten aus [14] miteinander verknüpfen. Hierdurch lassen sich für jedes PLZ-Gebiet ein Mittelwert der WEA-Nennleistung, -Nabenhöhe und -Rotordurchmesser, aber auch eine mittlere Leistungskennlinie und Mittelwerte für die Rauhigkeitlänge, die Vollaststunden und Erträge bestimmen. Bei den Auswertungen der Berechnungen der Abschattungseffekte ist zu beachten, dass die Verwendung derselben Nabenhöhe für alle WEA eines PLZ-Gebietes zu einer Überschätzung der Abschattungseffekte führt. Für die ebenfalls vorzugebende Schubbeiwert-Kennlinie wird für jede WEA die Mittelung aus den 25 für diese Arbeit vorliegenden Schubbeiwertkennlinien (siehe Abbildung A 3) angesetzt.

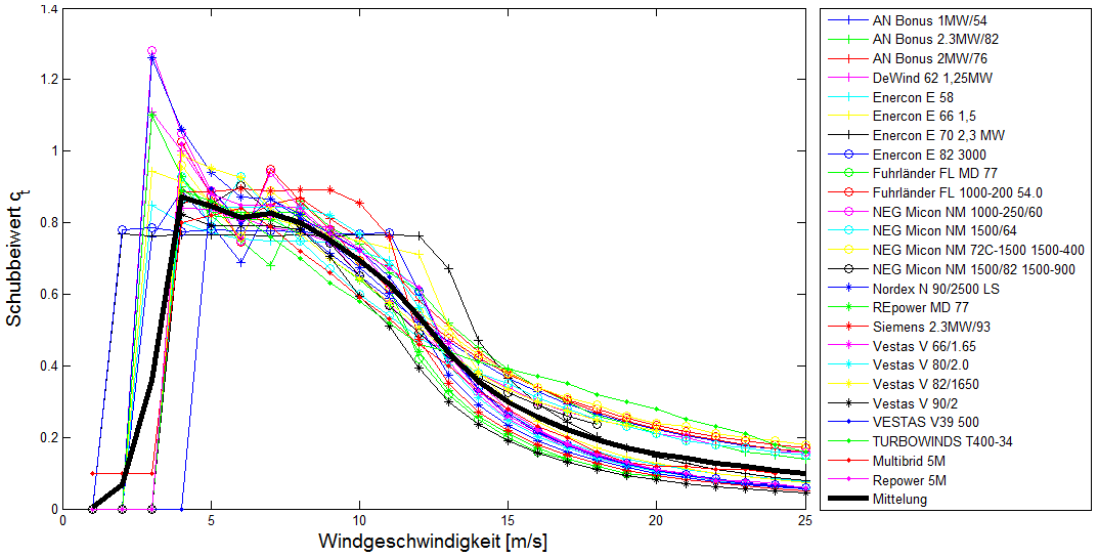


Abbildung A 3: Schubbeiwertkennlinien von 25 WEA

A1.2 UTM-Kartennetzentwurf

Für die Umwandlung von geographischen Koordinaten in Längen- und Breitengraden in sogenannte UTM-Koordinaten in Kapitel 1.1.1.2 wird als Modell für die Gestalt der Erde nicht mehr eine Kugel, sondern der Bezugsellipsoid "WGS 84" (World Geodetic System 1984) mit der großen Halbachse a von 6378137m und der kleinen Halbachse b von 6356752m verwendet. Wird stattdessen für a und b ein einheitlicher Wert verwendet, ergibt sich eine Kugelprojektion. Es kann hierbei z.B. der Wert 6371km angesetzt werden, der sich für den Erdradius bei einer flächengleichen Kugelprojektion der Erde ergibt.

Die Erde wird im UTM-Koordinatensystem beginnend von 180° westlicher Länge in 60 meridionale Zonen größtenteils mit der Breite von 6° und, beginnend von 80° südlicher Breite, in 20 zonale Zonenfelder, die durch Breitenkreise im Abstand von 8° begrenzt sind, aufgeteilt. Die Nummer der meridionalen UTM-Zone des Längengrades λ_{WEA} einer WEA berechnet sich unter Verwendung der Gaußklammer, welche die Abrundung symbolisiert, zu $UTM_{Zone} = \lfloor (\lambda_{WEA} + 180°)/6 \rfloor + 1$. Der Abstand dieses Längengrades zum Mittelmeridian („Bezugsmeridian“) der UTM-Zone $\lambda_{ref} = 6 \cdot UTM_{Zone} - 183°$ ergibt sich als Radiant zu $d_\lambda = (\lambda_{WEA} - \lambda_{ref}) \cdot \pi / 180°$. Zur Umrechnung des Längen- und Breitengrades einer WEA in x- und y- bzw. Rechst- und Hochwerte werden der für Mercator-Projektionen übliche Maßstabsfaktor $k_0 = 0{,}9996$, die 1. numerische Exzentrizität exz und der Querkrümmungsradius N verwendet, wobei

$$exz = \sqrt{1 - \left(\frac{b}{a}\right)^2} \text{ und } N = a / \sqrt{1 - exz^2 \sin^2\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right)}.$$

(A 1)

Mittels der aus [A 1] herangezogenen Koeffizienten k_1 bis k_5,

$$k_1 = a \cdot k_0 \cdot \left(\left(1 - \frac{exz^2}{4} - \frac{3exz^4}{64} - \frac{5exz^6}{256}\right) \cdot \frac{\pi\varphi}{180°} - \left(\frac{3exz^2}{8} + \frac{3exz^4}{32} + \frac{45exz^6}{1024}\right) \cdot \sin\left(\frac{2\pi\varphi}{180°}\right) + \left(\frac{15exz^4}{256} + \frac{45exz^6}{1024}\right) \cdot \sin\left(\frac{4\pi\varphi}{180°}\right) - \left(\frac{35exz^6}{3027}\right) \cdot \sin\left(\frac{6\pi\varphi}{180°}\right) \right)$$

$$k_2 = \frac{k_0 \cdot N}{2} \cdot \sin\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cdot \cos\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right)$$

$$k_3 = \frac{k_0 \cdot N}{24} \cdot \sin\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cos^3\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cdot \left(5 - \tan^2\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) + 9 \cdot \frac{exz^2}{1 - exz^2} \cdot \cos^2\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) + 4 \cdot \left(\frac{exz^2}{1 - exz^2}\right)^2 \cdot \cos^4\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right)\right)$$

$$k_4 = k_0 \cdot N \cdot \cos\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right))$$

$$k_5 = \frac{k_0 \cdot N}{6} \cdot \cos^3\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) \cdot \left(1 - \tan^2\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right) + \frac{exz^2}{1 - exz^2} \cos^2\left(\varphi \cdot \frac{\pi}{180°}\right)\right),$$

(A 2)

berechnen sich der Hoch- und Rechtswert in Kilometern zu

$$y = k_1 + k_2 \cdot d_\lambda{}^2 + k_3 \cdot d_\lambda{}^4$$
$$x = 500000m + k_4 \cdot d_\lambda + k_5 \cdot d_\lambda{}^3.$$

(A 3)

Der dritte, geklammerte Faktor neben a und k_0 zur Bestimmung von k_1 wurde aus [A 2] übernommen. Der Wert von 500000m wird standardmäßig addiert („false easting“) um negative Werte für x westlich des zugehörigen Bezugsmeridians zu verhindern. In Abbildung A 4 sind die zu UTM-Werten umgerechneten exakten WEA-Standorte aus [19] dargestellt. Die Abstände der WEA in Metern sind innerhalb einer UTM-Zone nun vergleichbar, allerdings fallen die deutschen WEA in 2 UTM-Zonen. In

Kapitel 1.1.1.2 wird ein von 9° abweichender Bezugsmeridian verwendet um eine einzige Zone für alle WEA zu schaffen.

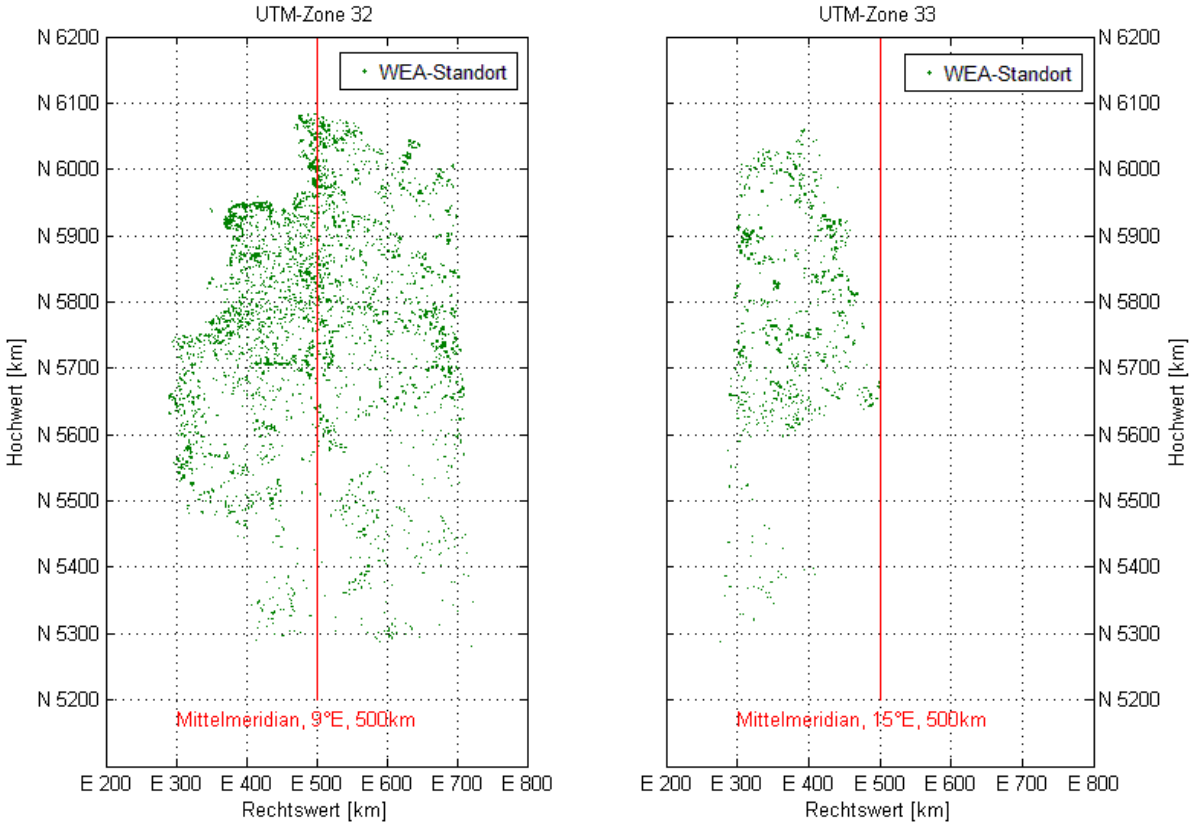


Abbildung A 4: Die deutschen WEA-Standorte innerhalb der jeweiligen UTM-Zone

A1.3 Methoden zur Erstellung von Windleistungsszenarien

Um von einem gegebenen Wert der installierten Windleistung $P_{n,,Szenario}$, gültig für ein großes Szenariengebiet, auf die Werte der installierten Windleistung $P_{n,Region,i}$ für ein kleineres Gebiet i zu kommen, können u.a. die im Folgenden beschriebenen Methoden und deren Kombinationen verwendet werden. In den Kapiteln A1.4 und A1.5 werden diese Methoden zur Erstellung des Untersuchungsszenarios 1 bzw. des Untersuchungsszenarios 2 verwendet.

A1.3.1 Berücksichtigung der Bodenbedeckung

Mit modernen Geoinformationssystemen (GIS) lassen sich wie in [A 3] und [50] Gebiete identifizieren, die prinzipiell für die Errichtung von WEA geeignet sind. Ein solches GIS-System ist z.B. [A 4], welches Informationen über die Bodenbedeckung Deutschlands in einer räumlichen Auflösung von 100m mal 100m bereitstellt. Diese Bodenbedeckungsdaten für Deutschland liegen in Form einer Matrix mit 8920 Reihen und 6690 Spalten vor (siehe Abbildung A 5). Jedes Matrixelement gibt einen Code an, der der Bodenbedeckungsklasse der jeweiligen Fläche entspricht. Die Farbgebung, Nummerierung und Bedeutung dieser Codes ist in der Legende von Abbildung A 5 abzulesen.

Mit dieser Datengrundlage lassen sich unter Annahme der geeigneten Bodenbedeckungsklassen Gebiete für die Nutzung durch Windenergie identifizieren. Im linken Teil von Abbildung A 6 sind alle landwirtschaftlichen Flächen dargestellt (Code 211 bis 243), welche knapp die Hälfte der gesamten Fläche Deutschlands belegen. Im rechten Teil von Abbildung A 6 sind die Waldflächen gezeigt (Code 311 bis 313). Diese machen knapp ein Viertel der Gesamtfläche Deutschlands aus.

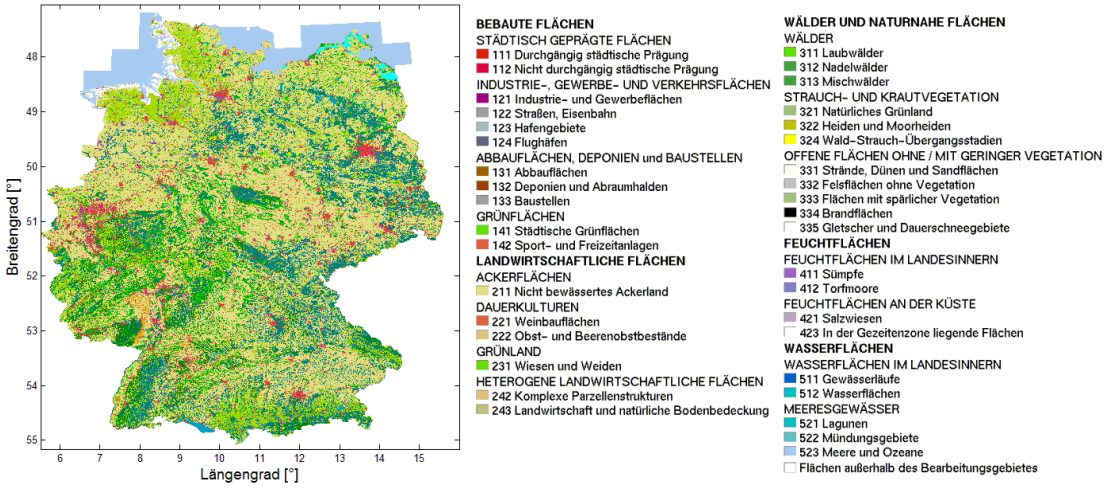


Abbildung A 5: Bodenbedeckungsdaten von Corine Land Cover 2000, [A 4]

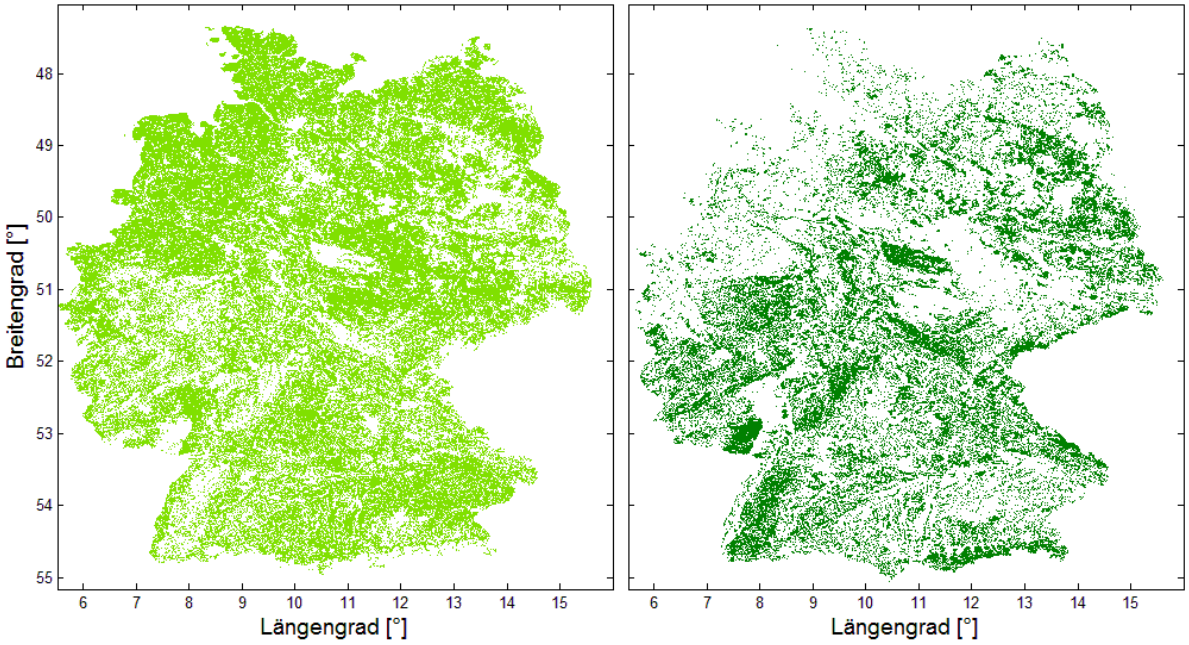


Abbildung A 6: Landwirtschaftliche Flächen (links) und Waldflächen (rechts) nach [A 4]

Würde die gesamte landwirtschaftliche Fläche aus dem linken Teil von Abbildung A 6 unter der Annahme eines Flächenbedarfs von 5ha/MW mit installierter Windleistung versehen werden, würde sich eine Gesamtleistung von 4800GW ergeben. Diese hohe Zahl macht deutlich, dass die verwendeten Bodenbedeckungsdaten keineswegs für die Ermittelung potentieller Windeignungsflächen ausreichen, sondern lediglich zum Ausschluss bestimmter Bodenbedeckungsklassen, wie z.B. bebaute Gebiete, taugen. Die verbleibenden, nicht ausgeschlossenen Gebiete müssen für die Ermittelung potentieller Windeignungsflächen weiter differenziert werden. Hierfür sind räumlich höher aufgelöste Daten notwendig, welche z.B. die genauen Verläufe bzw. Positionen von Straßen und Gebäuden, aber auch von Naturschutzgebieten beinhalten um baurechtliche Vorschriften in die Ermittelung der Windeignungsgebiete mit einbeziehen zu können.

A1.3.2 Berücksichtigung von baurechtlichen Vorschriften

Damit eine WEA errichtet werden darf, müssen genehmigungsrechtliche Prüfungen vorgenommen werden. Hierzu gehören Schallimmissionsgutachten, Schattenwurfgutachten, Untersuchungen zum Denkmalschutz, dem Landschaftsbild und dem Tier- und Pflanzenschutz, woraus sich Bauverbote, Bauhöhenbeschränkungen und Abstandsregelungen ergeben.

Die Bodenbedeckungsdaten aus dem vorangegangenen Kapitel A1.3.1 können zusammen mit Annahme von Mindestabständen von WEA zu verschiedenen Bodenbedeckungsklassen wie z.B. die bebauten Gebiete genutzt werden, um die potentiellen Windeignungsgebiete weiter einzuschränken. Um noch exaktere Einschränkungen wie in [7] und [30] vorzunehmen sind höher aufgelöste geographische Informationen wie z.B. das digitale Basis-Landschaftsmodell [19] mit einer Genauigkeit von +/- 3m oder auch [A 5] des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie notwendig, die die exakten Verläufe von Straßen und Flussläufen, genaue Positionen von Gebäuden und z.B. die Lage von Naturschutzgebieten enthalten. Mit digitalen Geländemodellen [A 6] können zusätzlich auch die Höhenlagen berücksichtigt werden. Auch aus [16] lassen sich die Bodenhöhen extrahieren
Für die Positionierung von WEA ist die exakte Berücksichtigung von baurechtlichen Vorschriften ein äußerst aufwendiges Unterfangen, da das Baurecht nicht einheitlich und sehr komplex ist. Zu bedenken ist außerdem, dass sich baurechtliche Vorschriften im Lauf der Zeit ändern können. Wesentlich einfacher ist die Verwendung von einheitlichen Annahmen beispielsweise zu den gesetzlichen Mindestabständen (siehe [A 7]), maximalen Gefällen oder der Verwendung von Naturschutzgebieten zur Windenergienutzung (wie in [30] und [7]).

A1.3.3 Berücksichtigung von Windeignungsgebieten

Zur Bezeichnung der für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen werden im Raumordnungsgesetz von 1998 [A 8] die drei Begriffe Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete definiert. Welcher dieser drei Begriffe für eine Fläche verwendet wird, hängt davon ab, inwieweit ihre Nutzung gesetzlich festgeschrieben bzw. abgewogen ist. Im Folgenden wird diese Unterscheidung nicht weiter beachtet und grundsätzlich der Begriff „Windeignungsgebiet“ für Flächen verwendet, auf denen die Errichtung von WEA erlaubt ist. Die Windeignungsgebiete werden in Deutschland von sog. Planungsgemeinschaften, welche für mehrere Landkreise zuständig sind, oder den Bezirksregierungen im Zuge von Regionalplanungen ausgewiesen. Bisher besteht noch keine öffentliche Stelle, an der die Größe oder Lage aller deutschen Windeignungsgebiete zentral gesammelt werden, entsprechend aufwendig ist die Zusammentragung, wie für [3] und [42]. In Zukunft soll dies jedoch durch das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) erfolgen und in Form von GIS-Daten der Öffentlichkeit oder Forschungseinrichtungen zugänglich gemacht werden. Derzeit erfolgt bereits eine Verknüpfung der Liegenschaftskatasterdaten der einzelnen Bundesländer durch die „Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltung der Länder der BRD“ (AdV) zu dem sog. amtlichen Liegenschaftenkataster-informationssystem (ALKIS). Die Angaben zu den Eigentumsverhältnissen aus ALKIS können in Zukunft zur Identifikation potentieller Windeignungsgebiete beitragen.
Die Kenntnis der Windeignungsgebiete ist die beste Voraussetzung um verlässliche Annahmen über die ungefähre Positionierung von WEA zu treffen, da WEA nur auf Windeignungsgebieten errichtet werden dürfen und baurechtliche Vorschriften in der Regel wenigstens teilweise bei der Gebietsausweisung schon berücksichtigt wurden. Ob und wie viele WEA auf den Windeignungsgebieten errichtet werden lässt sich allerdings nicht genau vorhersagen und hängt neben dem Investitionswillen eines potentiellen Windparkbetreibers auch von der Akzeptanz der Anwohner ab, die ein mögliches Windpark-Projekt gerichtlich verhindern oder verlangsamen können. Da Regionalplanungen immer wieder überarbeitet oder neu durchgeführt werden, kann es dazu kommen, dass neue Windeignungsgebiete ausgewiesen werden oder bereits ausgewiesene Windeignungsgebiete wieder zurückgezogen werden.

A1.3.4 Berücksichtigung des Flächenbedarfs von WEA

Ist die Fläche von Windeignungsgebieten bekannt, kann unter Annahme des Flächenbedarfs von WEA die mögliche installierte Leistung auf der Fläche abgeschätzt werden. Hierfür kann auf Gleichung (1-14) aus Kapitel 1.1.1.3 zurückgegriffen werden. Für Repowering-Anlagen wird für das Untersuchungsszenario 1 gemäß [3] ein Flächenbedarf von 5ha/MW angenommen, welcher sich etwa gemäß Gleichung (1-14) unter Verwendung der Werte n_1=4 und n_2=4 z.B. für eine hypothetische WEA mit dem Rotordurchmesser von 125m und der Nennleistung von 5MW ergibt.

A1.3.5 Gleichmäßige Verteilung

Eine einfache Methode zur Aufteilung der gegebenen installierten Windleistung $P_{n,Szenario}$, welche für ein großes Gebiet gültig ist, auf N kleinere Gebiete, ist die gleichmäßige Verteilung. Die Nennleistung $P_{n,Region,i}$ eines kleinen Gebietes i ergibt sich dann zu:

$$P_{n,\mathrm{Re}gion,i} = \frac{P_{n,Szenario}}{N} = \frac{\sum_{j=1}^{N} P_{n,\mathrm{Re}gion,j}}{N}.$$

(A 4)

Wird die Fläche $A_{Region,i}$ eines kleineren Gebietes i berücksichtigt, ergibt sich die gleichmäßige Verteilung zu:

$$P_{n,\mathrm{Re}gion,i} = \frac{P_{n,Szenario} \cdot A_{\mathrm{Re}gion,i}}{\sum_{j=1}^{k} A_{\mathrm{Re}gion,j}}.$$

(A 5)

Diese beiden Methoden lassen alle entscheidenden Einflüsse, die zur tatsächlichen räumlichen Verteilung der Windenergie führen, außer Acht.

A1.3.6 Verwendung von höher aufgelösten Windleistungsangaben früherer Zeitpunkte

Für die Aufteilung des gegebenen Wertes der installierten Nennleitung des großes Gebietes $P_{n,Szenario}(t_{Szenario})$ auf N kleinere Gebiete, können Windleistungsinstallationszahlen $P_{n,Region,i}(t_0)$ hilfreich sein, welche für die kleineren Gebiete zu einem früheren Zeitpunkt t_0 als dem Gültigkeitszeitpunkt $t_{Szenario}$ des gegebenen Wertes des großen Gebietes $P_{n,Szenario}(t_{Szenario})$ gültig sind. Handelt es sich bei dem Gültigkeitszeitpunkt $t_{Szenario}$ um einen Zeitpunkt in der Zukunft, kann z.B. die heutige räumliche Verteilung der installierten Windleistung herangezogen werden, um die zukünftige räumliche Verteilung abzuschätzen. Eine einfache Methode hierfür ist es z.B. die Anteile der Windkapazitäten der kleineren Gebiete an der heutigen Gesamtnennleistung auch für die zukünftige Gesamtnennleistung beizubehalten.

$$P_{n,\mathrm{Re}gion,i}(t_{Szenario}) = \frac{P_{n,\mathrm{Re}gion,i}(t_0)}{\sum_{i=1}^{N} P_{n,\mathrm{Re}gion,i}(t_0)} \cdot P_{n,Szenario}(t_{Szenario})$$

(A 6)

Dies ist allerdings gleichbedeutend mit der Annahme, dass es keinerlei Änderung in der räumlichen Verteilung der Windenergie geben wird und insbesondere keine neuen Windeignungsgebiete erschlossen werden. Es kommt lediglich zu einer

Umskalierung der heutigen installierten Nennleistungen. Auch nicht berücksichtigt wird bei dieser Methode die Tatsache, dass WEA ein gewisses Alter nicht überschreiten werden und evt. Repowering-Maßnahmen vorgenommen werden.

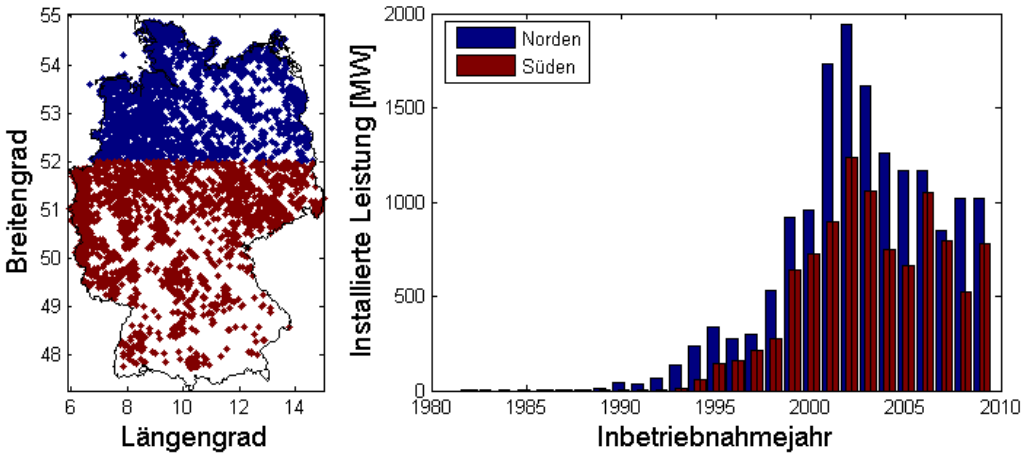


Abbildung A 7: Installierte Windleistung [MW], aufgeteilt nach Nord-Süd-Zugehörigkeit (linker Teil) und Installationsjahr (rechter Teil).

Falls die installierten Windleistungen der kleineren Gebiete nicht nur für einen, sondern für mehrere frühere Zeitpunkte bekannt sind, kann die vergangene zeitliche Entwicklung der installierten Windleistungen genutzt werden, um die zukünftige abzuschätzen. Mit den in Kapitel 1.1.1.1 beschriebenen WEA-Basisdaten sind die Inbetriebnahmezeitpunkte aller WEA in Deutschland gegeben. Werden diese ihrer jeweiligen Jahreszahl zugeordnet und zusätzlich zu dieser Klassenbildung eine Aufteilung der WEA-Standorte nach Anlagen, welche sich nördlich und südlich des 52. Breitengrades befinden, vorgenommen ergibt sich Abbildung A 7.
Für unterschiedliche Gebiete kann evt. durch Extrapolation eine unterschiedliche zukünftige Entwicklung der installierten Windleistung modelliert werden. So ließe sich in Abbildung A 7 z.B. auf Grund der Sprünge der installierten Windleistung seit dem Jahr 2003 im Süden auf eine weniger kontinuierliche und starke Abnahme der zukünftigen Neuinstallationen schließen als im Norden.

A1.3.7 Berücksichtigung der Windverhältnisse

Zum Erreichen eines hohen Energieertrages sollten WEA an Standorten mit durchschnittlich hohen Windgeschwindigkeiten errichtet werden. Bei der Planung von Windparks, aber auch bei der Erstellungen von Windenergieausbauszenarien ist es deshalb sinnvoll mögliche WEA-Standorte mit durchschnittlich hohen Windgeschwindigkeiten möglichen WEA-Standorten mit durchschnittlich niedrigen Windgeschwindigkeiten vorzuziehen. Zur Bewertung der Windgeschwindigkeitsverhältnisse eines Standortes dient die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten, welche sich durch eine Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion annähern lässt (siehe Kapitel 3.2.3). Wurde in der letzten Methode (Kapitel A1.3.6) eine räumliche Zuordnung der installierten WEA-Leistungen über Standortsangaben nach Norden und Süden vorgenommen, lassen sich ebenso die mittleren Windgeschwindigkeiten an den WEA-Standorten für eine Klassenbildung verwenden.
Im linken Teil von Abbildung A 8 wurde eine Gruppierung von Gitterflächen gemäß ihrer mittleren Windgeschwindigkeiten, welche aus den Weibullparametern aus [90] berechnet wurden, vorgenommen. Die mittleren Windgeschwindigkeiten der Gitterflächen wurden dabei sechzehn Windgeschwindigkeitsklassen unterschiedlicher Breite zugeordnet, die derart gebildet wurden, dass sie etwa gleich viele Elemente aufweisen. Der rechte Teil von Abbildung A 8 zeigt die installierten Leistungen auf den Gitterflächen Ende 2010. In Abbildung A 9 ist die relative

Häufigkeit der mittleren Windgeschwindigkeiten und der installierten Leistungen der Gitterflächen in den sechzehn Windgeschwindigkeitsklassen dargestellt.

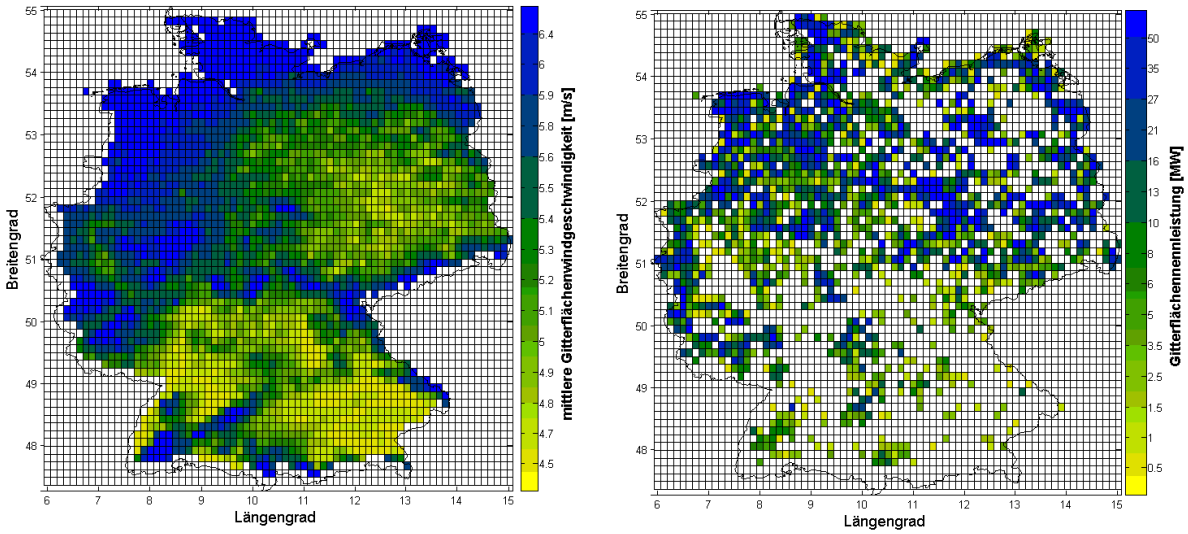


Abbildung A 8: Mittlere Windgeschwindigkeiten [m/s] (links) und installierte Windleistungen 2010 [MW] (rechts) von Gitterflächen

Wie bereits erwähnt sind die relativen Häufigkeiten der mittleren Windgeschwindigkeiten der Gitterflächen für jede Windgeschwindigkeitsklasse etwa gleich hoch und liegen zwischen ca. 0,043 und 0,087. In die ersten acht der sechszehn Windgeschwindigkeitsklassen von 3,8 bis 5,3m/s fallen folglich ca. 50% der mittleren Windgeschwindigkeiten aller Gitterflächen. In diese Hälfte der Gitterflächen fallen allerdings lediglich ca. 36% der gesamten installierten Windleistung. Weitere 36% der gesamten installierten Windleistung fallen auf Gitterflächen, welche mittlere Windgeschwindigkeiten größer als 5,9m/s aufweisen. Gebiete mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten werden folglich bei der Installation von Windleistung bevorzugt.

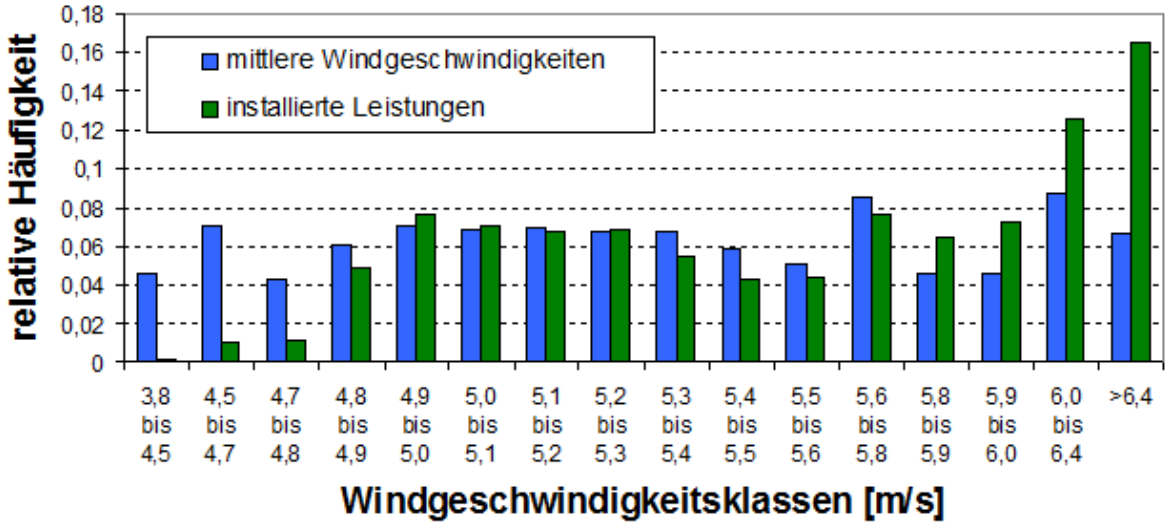


Abbildung A 9: Relative Häufigkeit von mittleren Windgeschwindigkeiten und installierten Windleistungen in Windgeschwindigkeitsklassen

Der Zusammenhang von bereits installierter Windleistung einer Gitterfläche und ihrer Zugehörigkeit zu einer Windgeschwindigkeitsklasse wie in Abbildung A 9 kann für die Erstellung von Windleistungsszenarien verwendet werden. Dies ist gleichbedeutend mit der Annahme, dass die bisherige Verteilung der installierten Windleistung auf die Windgeschwindigkeitsklassen sich in Zukunft fortsetzt.

A1.4 Simulation des Untersuchungsszenarios 1

Das Untersuchungsszenario 1, entwickelt für [3], gibt ein mögliches Abbild der installierten Windleistung des Jahres 2020. Onshore sind hierbei insgesamt ca. 37GW auf 1186 Netzknoten verteilt. Offshore bildet das Szenario 46 Windparks mit einer Summennennleistung von 14GW ab. Das Untersuchungsszenario 1 umfasst nicht nur die Standorte und installierten Leistungen der Netzknoten und offshore Windparks, sondern auch deren Leistungskennlinien und mittleren Nabenhöhen. Das Szenario ist nicht WEA-genau, d.h. exakte WEA-Standorte fließen nicht ein. Auf eine ausführliche Beschreibung der Methoden zur Erstellung des Untersuchungs-szenarios 1 wird an dieser Stelle verzichtet; dies erfolgte bereits in [3]. Allerdings wird mit dem Flussdiagramm in Abbildung A 10 eine Übersicht über die Erstellung des onshore Anteils des Untersuchungsszenarios gegeben und durch Angabe des entsprechenden Kapitels der Bezug zur vorliegenden Arbeit gesetzt. Eine Beschreibung des Flussdiagramms ist ebenfalls [3] zu entnehmen.
Die Erstellung des offshore Anteils des Untersuchungsszenarios 1 gestaltete sich weniger aufwendig als die des onshore Anteils, weil hier keine bereits errichteten WEA berücksichtigt und ausschließlich die Standorte der offshore Windparks, deren Nennleistungen, die offshore Modell-WEA-Leistungskennlinie (siehe Kapitel 3.4) und eine Nabenhöhe von 90m vorgegeben werden mussten. Die Verortung und Dimensionierung der 46 offshore Windparks des Untersuchungsszenarios 1, auf deren Nennleistungen die offshore Modell-WEA-Leistungskennlinie skaliert wurde, erfolgte auf Grundlage des Planungsstands des Jahres 2009 aus [A 9].

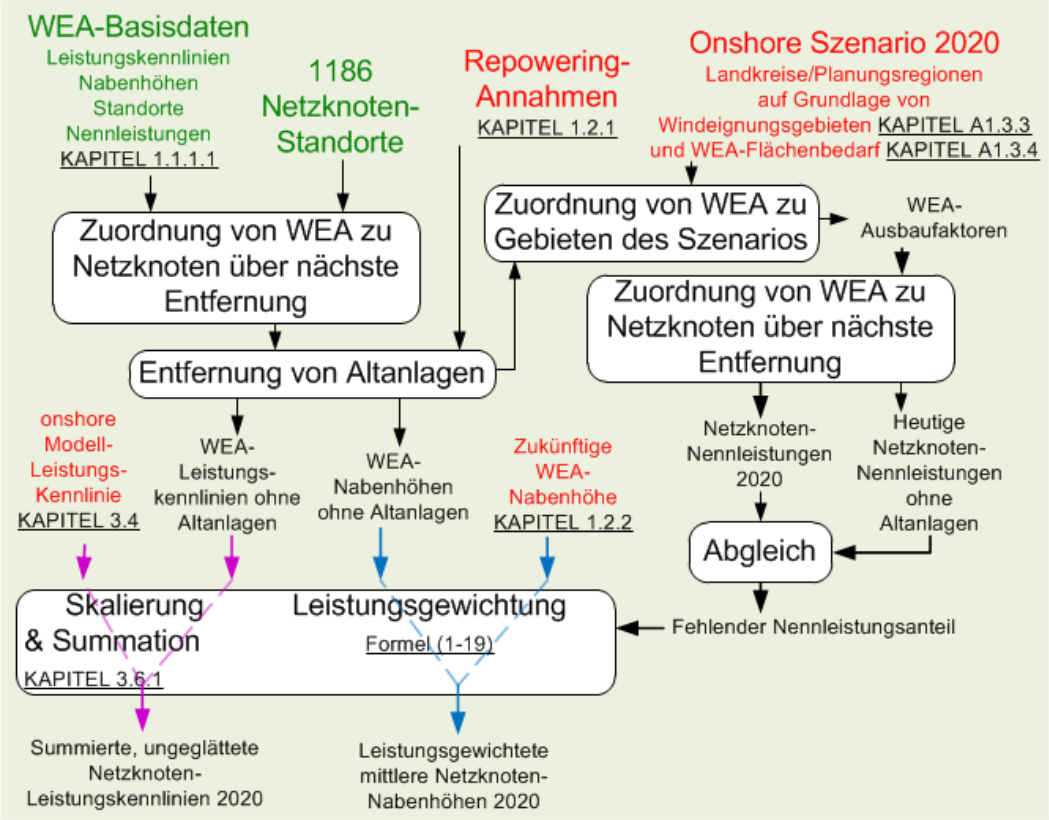


Abbildung A 10: Flussdiagramm zur Ermittelung der onshore Netzknoten-Charakteristiken des Untersuchungsszenarios 1 (nach [3])

Abbildung A 11 zeigt das Flussdiagramm zur Simulation der Zeitreihen der onshore Windenergieeinspeisung des Untersuchungsszenarios 1 und stellt durch Angabe des jeweiligen Kapitels bzw. der jeweiligen Abbildung oder Formel den Bezug zur vorliegenden Arbeit her. Datenbearbeitungsschritte sind durch dick umrandete Rechtecke gekennzeichnet. Datengrundlagen weisen keine Umrandung auf. Blaue Pfeile zeigen die Verarbeitung der Wetterdaten (links oben) zu den simulierten Windleistungen (rechts unten) an. Rote Pfeile kennzeichnen Einflüsse aus dem entwickelten Windenergieszenario auf die jeweiligen Bearbeitungsschritte.

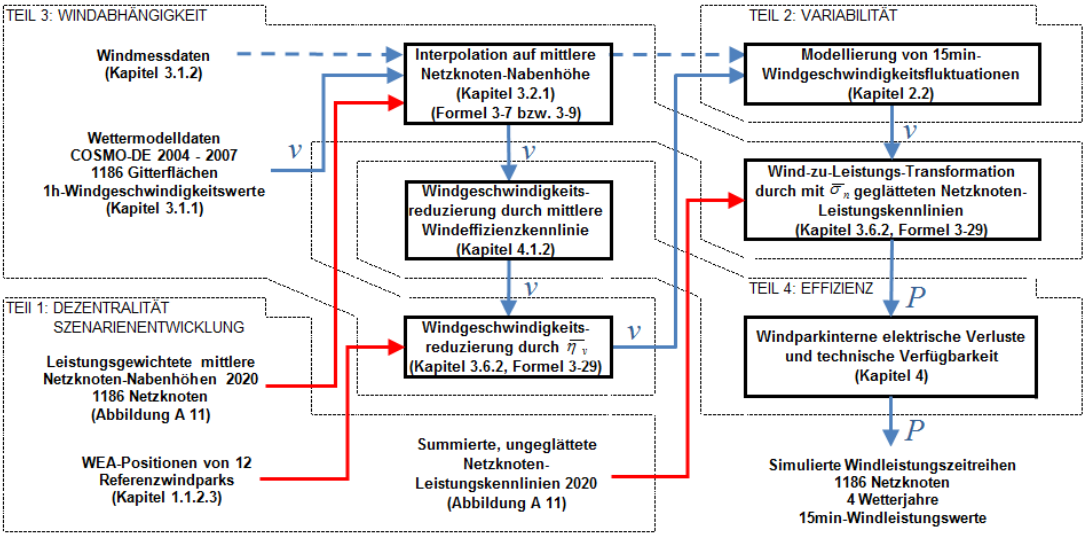


Abbildung A 11: Flussdiagramm zur Simulation der onshore Windleistungszeitreihen des Untersuchungsszenarios 1

Die gestichelten blauen Pfeile zeigen die Verarbeitung der Windmessdaten an. Es wird für jeden Netzknoten unter Verwendung von Formel (1-4) der nächstgelegene IWES-Messmast (sieh Kapitel 3.1.2) ermittelt und dessen Windgeschwindigkeits-messwerte nach Formel (3-7) auf die modellierte, leistungsgewichtete mittlere Netzknoten-Nabenhöhe des Jahres 2020 umgerechnet. Die so bearbeiteten Windgeschwindigkeiten werden zur Modellierung von 15min-Windgeschwindigkeits-fluktuationen gemäß Kapitel 2.2 verwendet. Die Verarbeitung der Wettermodelldaten ist durch durchgezogene blaue Pfeile gekennzeichnet. Es wurden für das Untersuchungsszenario 1 Windgeschwindigkeitsdaten aus dem COSMO-DE der Jahre 2004 bis 2007 in mehreren Höhen über dem Grund verwendet, die in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde vorliegen. Die Wettermodellwind-geschwindigkeiten derjenigen Gitterflächen, in denen die Netzknoten liegen, werden gemäß Formel (3-9) auf die modellierten, leistungsgewichteten mittleren Netzknoten-Nabenhöhen des Jahres 2020 interpoliert. Die so bearbeiteten Windgeschwindig-keiten werden durch den Einsatz einer mittleren Windeffizienzkennlinie (siehe Kapitel 4.1.2) reduziert. Im Gegensatz zu Kapitel 4.1.2 wurden zur Bestimmung dieser Windeffizienzkennlinie die WEA-Standorte, -Rotordurchmesser und -Nabenhöhen von lediglich 12 Windparks herangezogen. Es wurden eine einheitliche Schubbeiwertkennlinie und eine wake decay Konstante von 0,06 verwendet (siehe Kapitel 6.2.3.3 in [3]). Die Windgeschwindigkeiten erfahren daraufhin eine weitere pauschale Reduzierung für alle Netzknoten um den Faktor $\overline{\eta}_v$. Dieser Faktor ergibt sich, vergleichbar zu Kapitel A3.6, aus der Bestimmung der optimalen Parameter von Modell in Formel (3-29). Die Werte für $\overline{\eta}_v$ und auch für $\overline{\sigma}_n$ ergeben sich wie in Kapitel A3.6 beschrieben, allerdings mit dem Unterschied, dass sie die Mittelwerte aus der Bestimmung der Modellparameter von 86 Referenzwindparks des Jahres 2007 darstellen. Nach der Modellierung der 15min-Windgeschwindigkeits-fluktuationen werden die Windgeschwindigkeiten unter Verwendung von geglätteten Windpark- bzw. Netzknoten-Leistungskennlinien in Leistungswerte transformiert. Bei der Glättung der summierten Netzknoten-Leistungskennlinien gemäß Formel (3-29) wird für alle Netzknoten pauschal der Parameter $\overline{\sigma}_n$ verwendet, der wie oben beschrieben ermittelt wurde. Nach der Reduzierung der Leistungen um die in der Einleitung von Teil 4 beschriebenen Faktoren liegen die 1186 simulierten Zeitreihen der onshore Windenergieeinspeisung des Untersuchungsszenarios 1 für 4 Jahre in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor. Auswertungen zu den Zeitreihen sind Kapitel 6.3 von [3] zu entnehmen.

A1.5 Simulation des Untersuchungsszenarios 2

Dem Untersuchungsszenario 2, welches für [46] entwickelt wurde, liegt die Vorgabe zu Grunde, eine Stromversorgung Deutschlands allein durch erneuerbare Energien ermöglichen zu können. Der Wert für die installierte Windleistung wird hierfür onshore zu ca. 87GW und offshore zu ca. 40GW angesetzt, was im Bereich der Studien [7] und [8] liegt. Abbildung A 12 zeigt das Flussdiagramm zur Simulation der Zeitreihen der Windenergieeinspeisung des Untersuchungsszenarios 2 und stellt durch Angabe des jeweiligen Kapitels bzw. der jeweiligen Literaturquelle oder Formel den Bezug zur vorliegenden Arbeit her. Datenbearbeitungsschritte sind wie in Abbildung A 11 durch dick umrandete Rechtecke gekennzeichnet. Datengrundlagen weisen keine Umrandung auf. Blaue Pfeile zeigen die Verarbeitung der Wetterdaten zu den simulierten Windleistungen an. Rote Pfeile kennzeichnen Ein- und Ausgangsgrößen des Windenergieszenarios. Die Erstellung des Windenergieszenarios nimmt den oberen, durch die gestrichelte Umrandung abgegrenzten Bereich des Flussdiagramms ein. Zentraler Bearbeitungsschritt ist hierin die Windpark-Bildung, welche ausführlich in Kapitel 2.4.1.1 von [46] beschrieben wird.

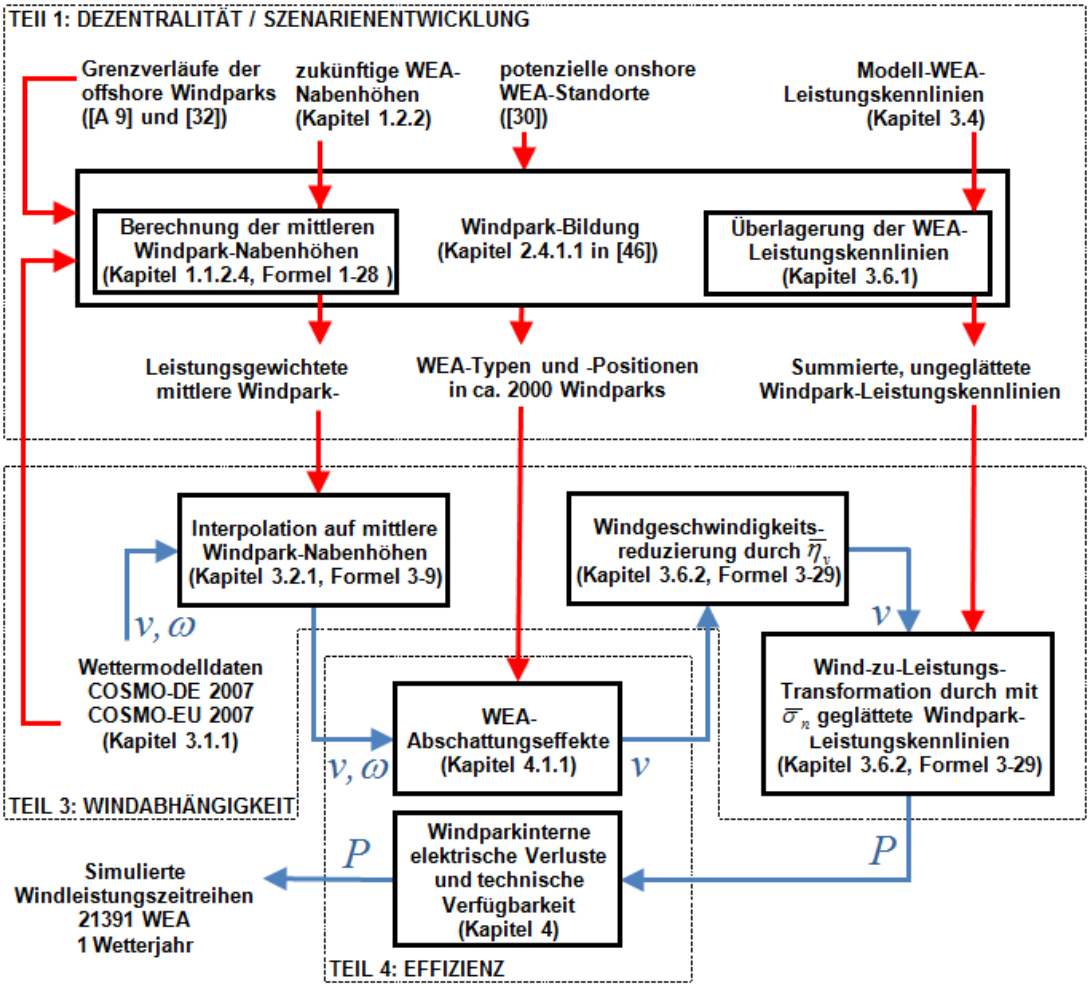


Abbildung A 12: Flussdiagramm zur Simulation der Windleistungszeitreihen des Untersuchungsszenarios 2

Dieser kommt es zu die zwei für ganz Deutschland vorgegebenen Werte der installierten Windleistung von ca. 87GW onshore und ca. 40GW offshore auf die Ebene von einzelnen WEA mit den Nennleistungen von 5MW onshore und 10MW offshore (siehe Tabelle 1-3) herunterzubrechen. Im Fall der offshore WEA werden hierfür die Grenzverläufe der geplanten offshore Windpark-Projekte aus [A 9] und [32] herangezogen, die insgesamt eine Fläche von ca. 4440km² abdecken. Es werden die Gitterflächen des COSMO-DE ermittelt, deren Mittelpunkte in die Grenzverläufe der offshore Windparks fallen. Unter Annahme von typischen offshore WEA-Abständen (wie z.B. die von alpha-ventus aus Kapitel 1.1.1.3) und dem

Rotordurchmesser von 160m lassen sich auf einer COSMO-DE-Gitterfläche vier WEA unterbringen, wenn sie gleichabständig und zentrisch in die vier Haupthimmelsrichtungen ausgerichtet werden (vgl. WEA-Anordnung von alpha-ventus in Abbildung 1-13). Der Flächenbedarf des offshore Teils des Untersuchungsszenarios 2 liegt mit ca. 4440000 ha/40000 MW = 11,1 ha/MW in einem realistischen, mit alpha-ventus vergleichbaren Bereich (vgl. Kapitel 1.1.1.3). Für das Herunterbrechen der vorgegebenen 87GW onshore installierter Windleistung auf die Ebene einzelner WEA sind in Abbildung 11 von [46] die Anteile der Bundesländer vorgegeben, welche sich an deren Ausbauzielen für das Jahr 2020 gemäß [A 10] orientieren. Mit der anhand von Abbildung 12 in [46] und auch in [A 11] erläuterten Methode wird die räumliche Auflösung der Installationswerte auf die Ebene von COSMO-EU-Gitterflächen erhöht. Für die Methode werden eine gleichmäßige Verteilung durchgeführt (Kapitel A1.3.5), räumlich höher aufgelöste Angaben zur installierten Windleistung früherer Zeitpunkte verwendet (Kapitel A1.3.6) und die Windverhältnisse berücksichtigt (Kapitel A1.3.7). Es wird hierbei zudem auf die potenziellen onshore WEA-Standorte aus [30], zur deren Ermittelung die Bodenbedeckung (Kapitel A1.3.1), baurechtliche Vorschriften (Kapitel A1.3.2), der Flächenbedarf von WEA (Kapitel A1.3.4 und 1.1.1.3) und die Windverhältnisse (Kapitel A1.3.7) herangezogen wurden, zurückgegriffen. Zusammen mit der Berücksichtigung von (offshore) Windeignungsgebieten (Kapitel A1.3.3) durch die oben beschriebene Methode der offshore Windpark-Bildung wird damit auf alle in Kapitel A1.3 beschriebenen Methoden zur Erstellung von Windleistungsszenarien zurückgegriffen. Die Erhöhung der räumlichen Auflösung der onshore Installationswerte von der Ebene der COSMO-EU-Gitterflächen auf die Ebene einzelner WEA wird anhand von Abbildung 13 in [46] erläutert. Hierbei werden sämtliche potenziellen WEA-Standorte innerhalb von bestimmten COSMO-DE-Gitterflächen als dem Szenario zugehörig festgesetzt (Szenarien-WEA). Die Windparks des Szenarios werden wie folgt definiert: Jeder Windpark besteht mindestens aus allen Szenarien-WEA einer COSMO-DE-Gitterfläche, kann sich aber auch über mehrere COSMO-DE-Gitterflächen erstrecken, sofern diese horizontal, vertikal oder diagonal aneinander angrenzen und über Szenarien-WEA verfügen. Auf diese Weise werden eher größere und kompakte Windparks modelliert. Diese befinden sich in der Nähe von bereits existierenden WEA, sofern solche überhaupt in den COSMO-EU-Gitterflächen vorhanden sind. Durch die verwendete Auswahlmethode werden heutige WEA teilweise in dem Szenario nicht abgebildet. Dies sind zum Teil jedoch Altanlagen, die sehr vereinzelt auftreten und für die ein Ausscheiden bis zum weit entfernten Szenarienzeitpunkt als nicht unwahrscheinlich angesehen werden kann. Eine Schwäche der Methode zur Bildung der onshore Windparks des Untersuchungsszenarios 2 ist die diskrete Verwendung der COSMO-DE-Gitterflächen, die dazu führen kann, dass heutige WEA allein deshalb keine Berücksichtigung in dem Szenario finden, da sie knapp außerhalb einer ausgewählten Gitterfläche liegen. Clusterbildungsverfahren (wie das aus Kapitel 1.1.2.3) zur Abbildung von Windparkgrößen sind aussichtsreiche Verbesserungsansätze für die Auswahlmethode.

Durch die Windpark-Bildung ergeben sich ca. 2000 Windparks, für die sowohl die Positionen der WEA, als auch deren Zugehörigkeit zu den 5 WEA-Typen aus Tabelle 1-3 bekannt sind. Mit diesen Informationen lassen sich die mittleren Windpark-Nabenhöhen gemäß Formel (1-28), die gegenseitigen WEA-Abschattungseffekte gemäß Kapitel 4.1.1 und unter Vorgabe der Modell-WEA-Leistungskennlinie (Kapitel 3.4) die summierten ungeglätteten Windpark-Leistungskennlinien gemäß Kapitel 3.6.1 berechnen. Für die Berechnung der WEA-Abschattungseffekte werden zudem die gemäß Formel (3-9) auf die mittleren Windpark-Nabenhöhen interpolierten Windgeschwindigkeiten (v) und –richtungen (ω) des Jahres 2007 aus dem COSMO-DE herangezogen. Nach der Berücksichtigung der WEA-Abschattungseffekte

werden die Windgeschwindigkeiten pauschal für alle Windparks um einen Faktor $\overline{\eta}_v$ reduziert und unter Verwendung der geglätteten Windpark-Leistungskennlinien in Leistungswerte transformiert. Bei der Glättung der summierten Windpark-Leistungskennlinien gemäß Formel (3-29) wird für alle Netzknoten pauschal der einheitliche Parameter $\overline{\sigma}_n$ verwendet. Die Werte für $\overline{\eta}_v$ und $\overline{\sigma}_n$ werden wie für das Untersuchungsszenario 1 (siehe Kapitel A1.4) bestimmt. Nach der Reduzierung der Leistungen um die in der Einleitung von Teil 4 beschriebenen Faktoren liegen die simulierten Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für alle WEA des Untersuchungsszenarios 2 für ein Jahr in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde vor. Die Windleistungssimulation des Untersuchungsszenarios 2 ist somit WEA-genau. Auswertungen zu den Zeitreihen sind Kapitel 2.4.1.2 von [46] zu entnehmen.

A1.6 Dezentralitätsmaße der Untersuchungsszenarien

In Kapitel 1.1.1.2 wurden Dezentralitätsmaße für die räumliche Verteilung der installierten Windleistung und der WEA vergangener Jahre (2012 bzw. schätzungsweise 2007) in Deutschland bestimmt. In Tabelle A 1 werden diese mit „heutiger Stand“ bezeichneten Maße denen der Untersuchungsszenarien gegenübergestellt.

Tabelle A 1: Dezentralitätsmaße der Untersuchungsszenarien

		betrachtete installierte Leistung [GW]	Anzahl der Betrachtungseinheiten (WEA oder Netzknoten)	Längengrad des Schwerpunktes [°]	Breitengrad des Schwerpunktes [°]	Standarddistanz [km]	nearest-neighbour-Maß	Konzentrationskoeffizient [%]	Hoover Index [%]
heutiger Stand		29	19221	10,06	52,39	218	0,247	81,38	67,06
Untersuchungsszenario 1	Netzknoten	51	1232	9,72*	53,01*	231	1,141	93,97	85,00
	on- & offshore WEA	51	15171**	9,71*	53,01*	238	0,042	94,08	85,42
	onshore WEA	37	12357**	10,47*	52,42*	214	0,046	92,98	84,66
	offshore WEA	14	2814	7,63*	54,52*	163	0,000	97,35	96,19
Untersuchungsszenario 2	on- & offshore WEA	127	21391	9,09*	52,91*	273	0,299	87,03	74,66
	onshore WEA	87	17391	10,15*	51,98*	245	0,249	83,57	73,50
	offshore WEA	40	4000	6,93*	54,67*	150	0,169	93,31	88,30

* leistungsgewichtet

** davon 7201 WEA bereits im Jahr 2007 vorhanden

Bei den Maßen handelt es sich um den Schwerpunkt gemäß den Formeln (1-1) bis (1-3), wobei bei den Untersuchungsszenarien eine Leistungsgewichtung nach Formel (1-19) durchgeführt wird, die Standarddistanz gemäß Formel (1-6), das nearest-neighbour-Maß gemäß Formel (1-11), den Konzentrationskoeffizienten gemäß Formel (1-12) und den Hoover-Index gemäß Formel (1-13). Für das Untersuchungsszenario 1, das lediglich windparkgenau ist, da seine räumliche Auflösung der Ebene von Netzknoten (wozu im Folgenden auch die offshore Windparks gezählt werden) entspricht, werden für Tabelle A 1 zusätzlich die WEA-Anzahlen der Netzknoten ermittelt. Ein Teil der WEA der Netzknoten des Untersuchungsszenarios 1 sind bekannt. Es sind diejenigen WEA, welche im Jahr 2007 bereits an die Netzknoten angeschlossen sind und gemäß den Annahmen zum Repowering und maximalen Anlagenalter aus Kapitel 1.2.1 nicht wegfallen. Diese decken bereits einen Teil der Nennleistungen der Netzknoten ab. Für die restlichen Nennleistungsanteile wird angenommen, dass sie durch eine gerundete Anzahl von WEA mit der Nennleistung von 3MW (onshore) bzw. 5MW (offshore) gedeckt werden. Den so ermittelten WEA werden die geographischen Koordinaten der

zugehörigen Netzknoten zugewiesen. Alle WEA eines Netzknotens weisen demnach dieselben Koordinaten auf. Anhand der geographischen Koordinaten in Tabelle A 1 wird deutlich, dass die Untersuchungsszenarien im Vergleich zum heutigen Stand eine Verschiebung des Schwerpunktes der räumlichen WEA-Verteilung in Deutschland in nordwestliche Richtung annehmen. Ausschlaggebend hierfür sind bei beiden Untersuchungsszenarien die offshore WEA, wobei dieser „offshore Effekt“ beim Untersuchungsszenario 2 am ausgeprägtesten ist. Er wird jedoch durch die im Untersuchungsszenario 2 modellierte Verschiebung des onshore Anteils nach Süden teilweise aufgehoben. Die Standarddistanzen der Untersuchungsszenarien nehmen im Vergleich zum heutigen Stand zu, was in der weiteren Streuung der WEA in Deutschland (insbesondere durch die Errichtung der offshore Windparks begründet liegt. Die offshore Gebiete allein weisen jedoch eine geringere WEA-Standarddistanz auf. Dies gilt auch für den onshore Teil des Untersuchungsszenarios 1, was allerdings darauf zurückgeführt werden kann, dass dieses lediglich windparkgenau ist. Die geringe räumliche Auflösung des Untersuchungsszenarios 1 wird auch am nearest-neighbour-Maß R deutlich. Während R für die Netzknoten mit dem Wert 1,141 eine zufällige, leicht gleichmäßige Verteilung angibt, deuten die R für die WEA des Szenarios mit Werten nahe bzw. gleich Null auf eine Konzentration auf einzelne Koordinaten hin. Letzteres liegt darin begründet, dass einer Vielzahl der WEA dieselben Koordinaten zugewiesen wurden. Die R des Untersuchungs-szenarios 2 liegen im Bereich des heutigen Standes, wobei den offshore WEA eine höhere Konzentration zugewiesen wird. Die Ähnlichkeit des R des heutigen Standes und des Untersuchungsszenarios lässt auf die naturgemäße Modellierung der räumlichen Verteilung der WEA innerhalb der Windparks im Untersuchungsszenario 2 schließen. Dass diese Windparks im Vergleich zu den heutigen jedoch größer sind, wird an den Lorenzkurven in Abbildung A 13, aus denen sich die Konzentrationskoeffizienten und die Hoover-Indizes aus Tabelle A 1 ableiten lassen, deutlich.

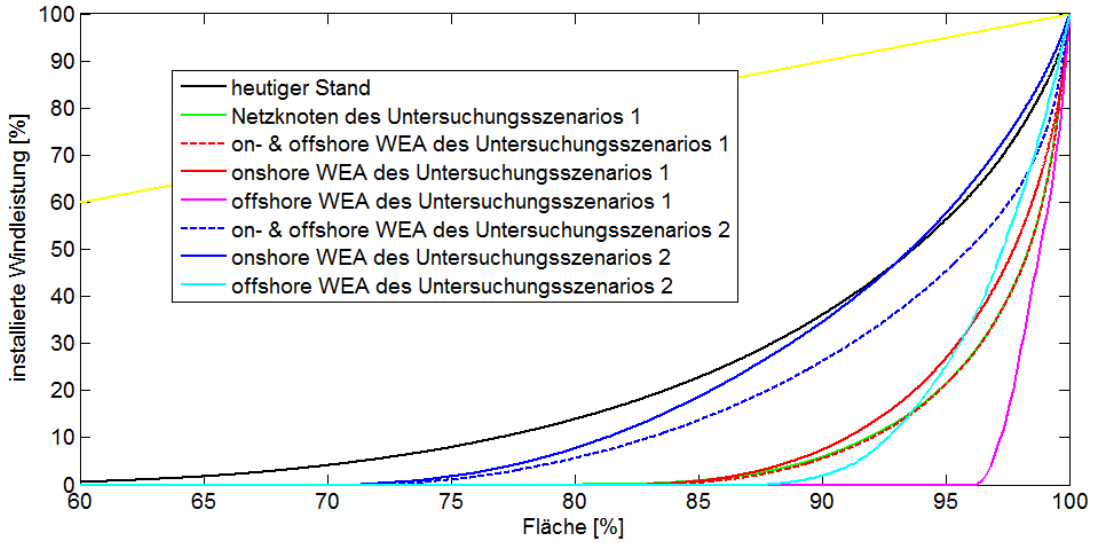


Abbildung A 13: Lorenzkurven der installierten Windleistung vom heutigen Stand und der Untersuchungsszenarien bei Verwendung von Gitterflächen der Größe 10km x 10km

Während beim heutigen Stand nur ca. 60% der Gitterflächen keine Windleistung aufweisen, sind es beim Untersuchungsszenario 2 ca. 72%. Die gesamte Windleistung des Untersuchungsszenarios 2 ist in den verbleibenden 38% der Gitterflächen installiert und beträgt dabei mehr als das Vierfache des heutigen Standes. Die höhere räumliche Konzentration des installierten Windleistung bzw. die Annahmen von größeren Windparks im Untersuchungsszenario 2 im Vergleich zum heutigen Stand gilt zwar verstärkt für die offshore WEA, ist aber auch für die onshore WEA abzulesen. Die noch höhere räumliche Konzentration des Untersuchungs-szenarios 1 ist auf dessen geringe räumliche Auflösung (Windparkgenauigkeit) zurückzuführen.

A2 Anhang Teil 2

A2.1 Windleistungsspektren

Energiedichtespektren zeigen den Anteil der Frequenzen in einem Signal an. Periodisch auftretende Ereignisse haben im Energiedichtespektrum erhöhte Häufigkeiten. Aus diesem Grund geben Energiedichtespektren von Windleistungszeitreihen Aufschluss über die Variabilität der Windenergieeinspeisung. Zur Darstellung des Energiedichtespektrums einer Windleistungszeitreihe P_k der Länge N mit dem Laufindex k wird dessen Fourier-Transformierte

$$F_n = \sum_{k=0}^{N-1} \left[\frac{P_k}{N} \right] e^{-j\frac{2\pi nk}{N}}$$

(A 7)

mit der Frequenz n berechnet. Die Varianz der Zeitreihe P_i lässt sich mit Hilfe der Fourier-Transformierten ausdrücken zu:

$$\sigma_P = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{k=0}^{N-1}\left(P_k - \bar{P}\right)^2} = \sqrt{\sum_{k=0}^{N-1}\left|F_n\right|^2} \; .$$

(A 8)

Die Spektralleistungsdichte ergibt sich zu

$$S_n = \frac{2\left|F_n\right|^2}{\Delta n} \; .$$

(A 9)

für die Frequenzen $n \in \{1,2,\ldots,n_f\}$, wobei n_f die Nyquist-Frequenz ist, die der halben Messfrequenz entspricht. Δn ist im Fall, dass n als Variable zur Darstellung der Frequenz verwendet wird, gleich 1. Abbildung A 14 zeigt das Leistungsspektrum der auf Nennleistung normierten 5min-Leistungsmittelwerte der in Kapitel 2.3 untersuchten WEA (Nr. 2101) sowie die auf logarithmischer Skala gemittelten Mittelwerte des Spektrums.

Für Frequenzen kleiner $3 \cdot 10^{-6}$ Hz, also für Periodendauern von mehr als ca. 4 Tagen, ist eine relativ konstante Leistungsdichte erkennbar. Für höhere Frequenzen fällt sie ab.

In Abbildung A 15 ist das Leistungsspektrum der 15min-Windgeschwindigkeitsmittelwerte des in Kapitel 2.3 untersuchten Messmastes (Nr. 30801) gezeigt.

Es ist bei $1{,}157 \cdot 10^{-5}$ Hz ein deutliches Peak erkennbar. Dies entspricht wegen $1/(60 \cdot 60 \cdot 24) = 1{,}157 \cdot 10^{-5}$ exakt der Periodendauer von einem Tag. An diesem Standort treten gehäuft täglich wiederkehrende Ereignisse bzgl. der Windgeschwindigkeiten auf. Auch im Frequenzbereich von Halbtagen bei $1/(60 \cdot 60 \cdot 12) = 2{,}315 \cdot 10^{-5}$ Hz ist ein Peak zu erkennen. Es liegt also die Vermutung nahe, dass der Messmast die (halb-)täglichen Küstenwinde aufzeichnet; und tatsächlich ist sein Standort die Nordseeinsel Föhr.

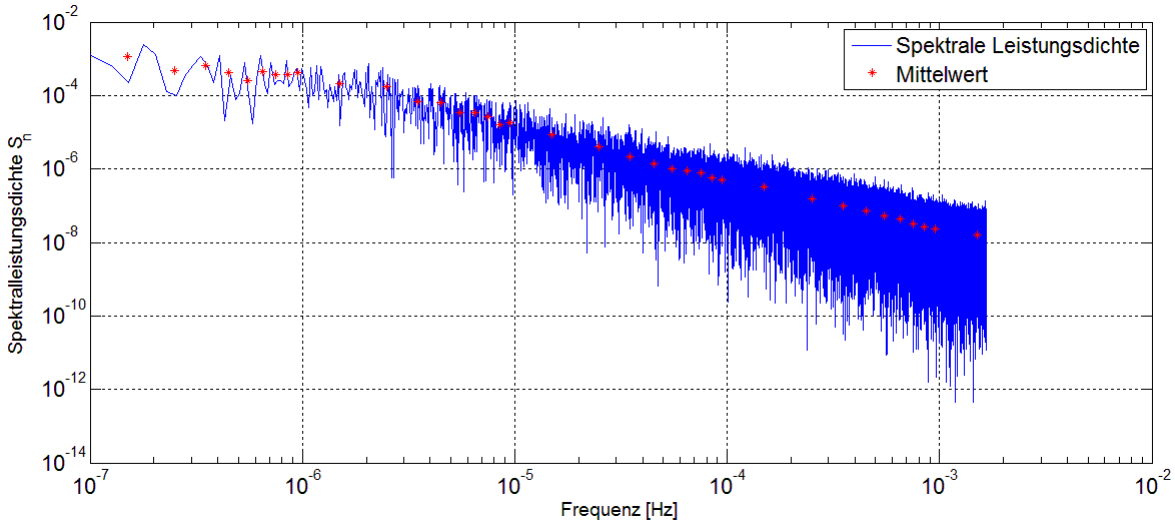


Abbildung A 14: Spektralleistungsdichte der Leistungsmesszeitreihe einer WEA (Nr. 2101)

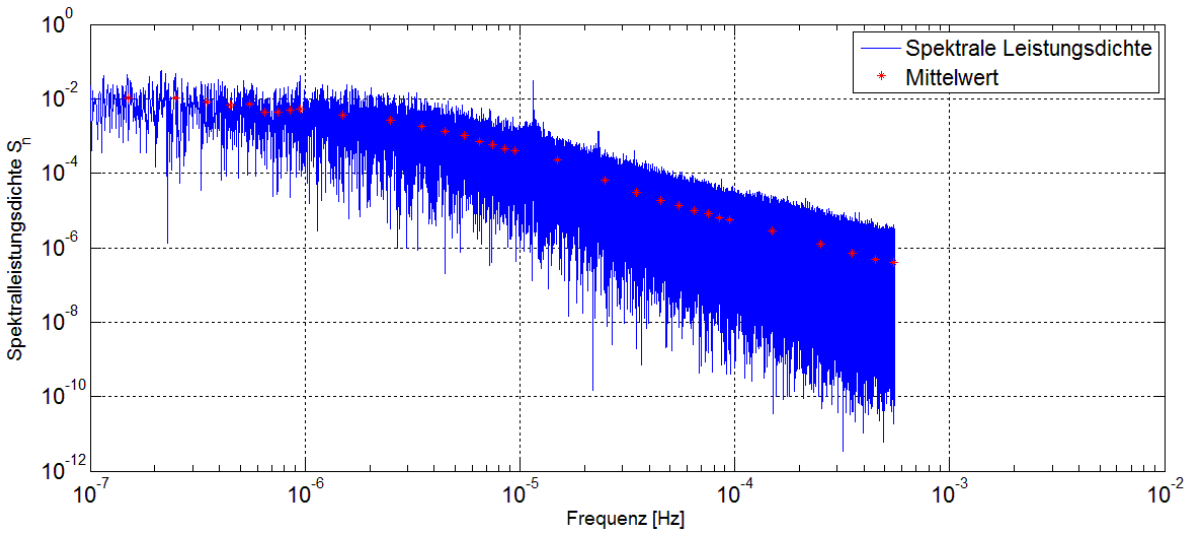


Abbildung A 15: Spektralleistungsdichte einer Windgeschwindigkeitsmessung

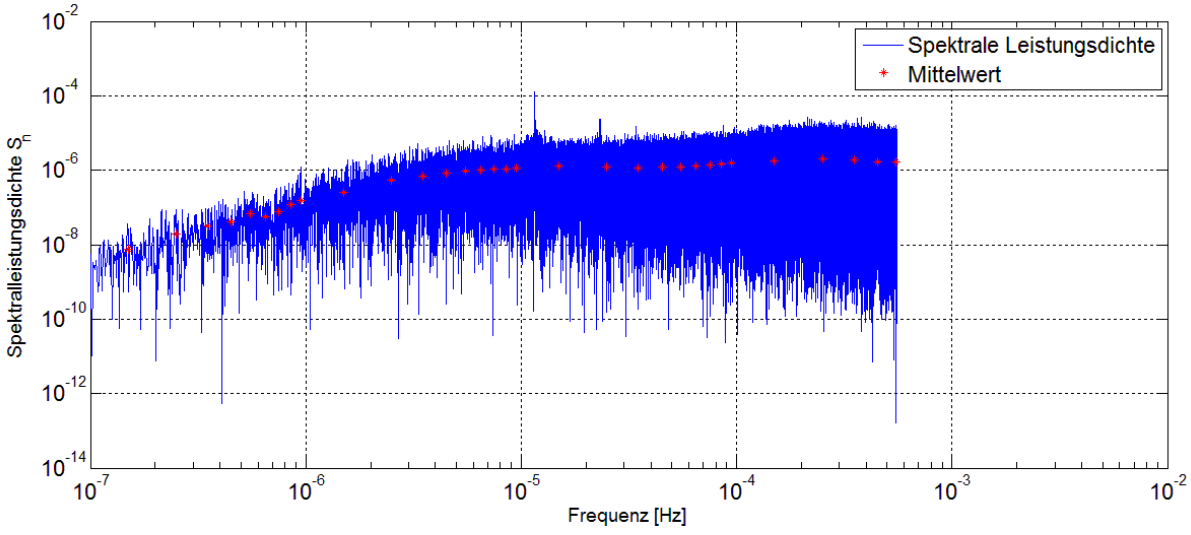


Abbildung A 16: Spektralleistungsdichte der Windgeschwindigkeitsinkremte

In Abbildung A 16 ist das Spektrum der Windgeschwindigkeitsinkremente gezeigt, welche sich aus den 15min-Windgeschwindigkeitsmittelwerten ergeben, deren Spektrum in Abbildung A 15 dargestellt war. Auch hier zeigen sich die beiden Peaks bei der Tages- und Halbtagsfrequenz. Die Spektralleistungsdichte der Windgeschwindigkeitsinkremente steigt bis etwa $3 \cdot 10^{-6}$ Hz an und nimmt dann ein relativ

konstantes Niveau an, zeigt also ein entgegengesetztes Verhalten zu den Spektralleistungsdichten der WEA-Leistung aus Abbildung A 14 und der Windgeschwindigkeit aus Abbildung A 15, die bis zu dieser Frequenz relativ konstant bleiben und ab dann abfallen.
Weitere Untersuchungen zu Energiedichtespektren von Windparks und WEA sind in [77] und [63] zu finden. In beiden Veröffentlichungen wird der Vergleichmäßigungseffekt in Beziehung zur Kohärenzfunktion gesetzt und in letzterer die Entfernung bestimmt, ab der die Spektren unterschiedlicher Windparks unkorreliert sind.
Neben solchen Untersuchungen zur Variabilität der Windenergieeinspeisung können Energiedichtespektren auch zur Windleistungssimulation verwendet werden. Ein in dieser Arbeit nicht weiter untersuchter Ansatz hierzu wird in [85], [A 12] und [A 13] verfolgt. Hier werden die Energiedichtespektren der Windgeschwindigkeiten an einzelnen Anlagen mit Hilfe von statistischen Methoden, wie u.a. der Berechnung der „Kreuz-Energiedichtespektren" (cross power spectral density), und einer anschließenden inversen Fouriertransformation in Windgeschwindigkeitszeitreihen umgewandelt. Die Windleistung des betrachteten Windparks ergibt sich als die mit den Leistungskennlinien der Anlagen in Leistung umgerechneten und aufsummierten Windgeschwindigkeitszeitreihen der einzelnen Anlagen.

A2.2 Räumliche Windleistungskorrelationen

Der Vergleichmäßigungseffekt der Windenergie spiegelt sich auch in der Korrelation der Einspeisung zweier von einander entfernter Windparks wider. Je geringer der Korrelationskoeffizient der Einspeisezeitreihen ist, desto unähnlicher Verhalten sich die Windparks und desto größer ist ihre statistische Unabhängigkeit. In diesem Kapitel wird die Abnahme der Korrelationskoeffizienten von Windparkpaaren mit zunehmendem Abstand untersucht und die bereits in Kapitel 2.3.2 festgestellte weitestgehende statistische Unabhängigkeit der 15min-Windleistungsinkremente von über Deutschland verteilten Windparks untermauert. Es werden für die Untersuchung die bereits in Kapitel 2.3.2 beschriebenen 59 Referenzmessungen verwendet.

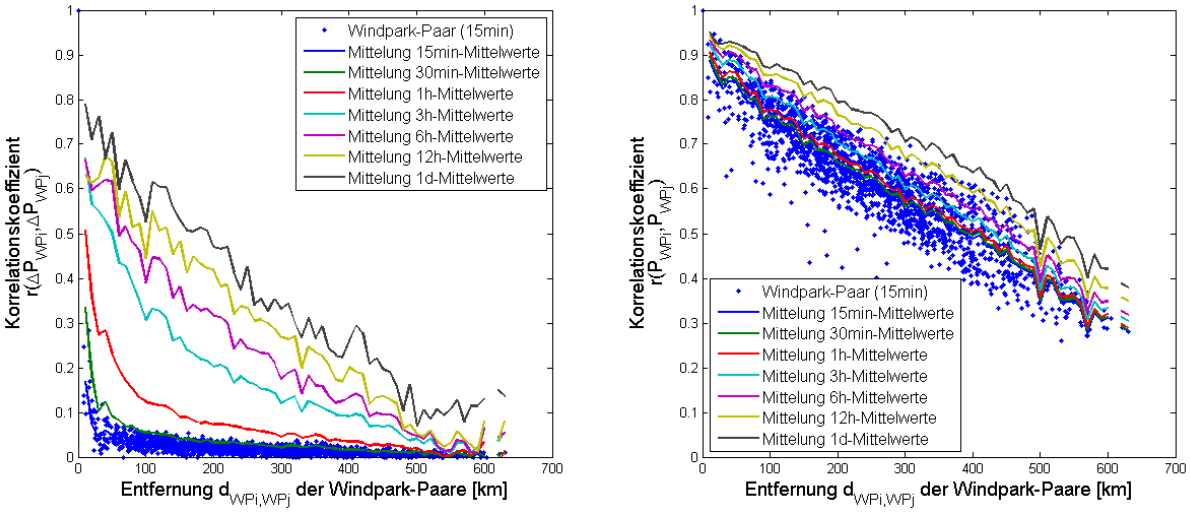


Abbildung A 17: Korrelation zwischen den Windleistungsinkrementen (links) und Windleistungen (rechts) von Windpark-Paaren

In Abbildung A 17 sind die Korrelationskoeffizienten $r(\Delta P_{WPi},\Delta P_{WPj})$ zwischen den 15min-Windleistungsinkrementen ΔP_{WP} aller möglichen Windparkpaare dargestellt (blaue Punkte). Sie sind durchweg gering. Nur bei Windparks, die sehr nahe, d.h. weniger als 30km, beieinander liegen, kann überhaupt von merkbaren, zusammenhängenden Effekten gesprochen werden. Die Korrelationskoeffizienten liegen nichtsdestotrotz allesamt unter 0,3, also in einer vernachlässigbaren Größenordnung. Die Korrelation der Inkremente nimmt mit größer werdendem Mittelungszeitintervall deutlich zu, wie auch in [A 14] gezeigt wurde. Zur besseren

Übersichtlichkeit wurden die Korrelationskoeffizienten für Entfernungsklassen von 10km-Breite gemittelt. Je größer das Mittelungszeitintervall wird, umso linearer wird die Abhängigkeit der Korrelationskoeffizienten der Inkremente von der Entfernung.
Die Korrelationskoeffizienten $r(P_{WPi},P_{WPj})$ zwischen den Zeitreihen der Windleistungen P_{WP} aller Windpark-Paare im rechten Bild sind deutlich höher als die der Inkremente und erreichen Werte bis zu 0,95. Es sind also deutliche statistische Abhängigkeiten vorhanden, die nicht nur bei Entfernungen von unter 100km, sondern auch noch mehreren hundert Kilometer, wenn auch schwächer, merkbar sind. Die Korrelation nimmt in der Abbildung mit der Entfernung nahezu in linearer Weise ab. Eine Verlängerung des Zeitintervalls zur Mittelung der Windleistungswerte führt, wenigstens bis zu einem Zeitintervall von einem Tag, zu einer geringen Erhöhung der Korrelationen.

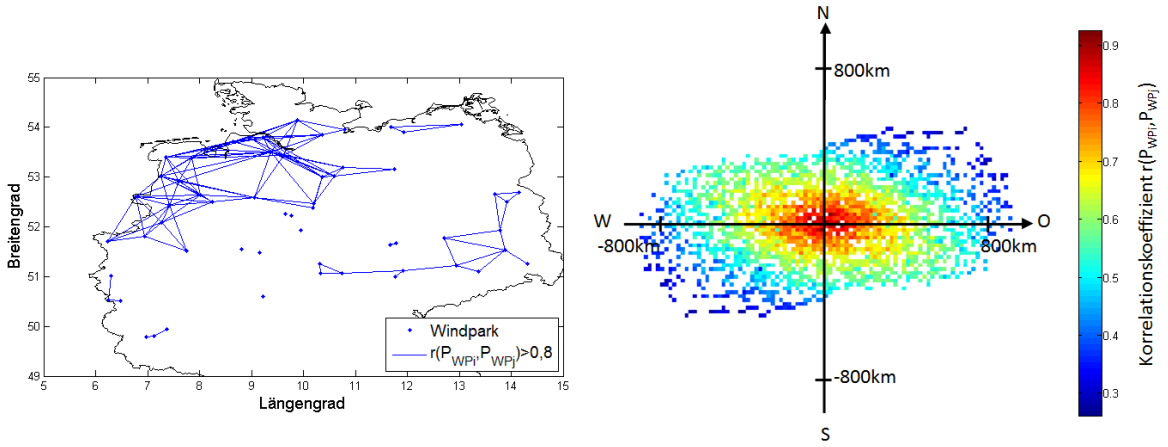


Abbildung A 18: Räumliche Darstellung der Korrelationskoeffizienten

In Abbildung A 18 werden Korrelationskoeffizienten gemäß [62] in Beziehung zum Raum gesetzt. Im linken Bild sind jene Windpark-Paare mit einer Linie verbunden, deren Einspeisungen einen Korrelationskoeffizienten $r(P_{WPi},P_{WPj})$ größer 0,8 aufweisen. Es wird deutlich, dass die Windparks an der Küste hohe Korrelationen, d.h. ähnliches Einspeiseverhalten in gleichen Zeiträumen aufweisen. Die Küstenwinde sind auf Grund der Topographie wesentlich homogener als im Binnenland. Das Cluster im Südosten zerfällt bei einem Korrelationskoeffizienten höher als 0,85. Nichtsdestotrotz sind die Korrelationen hier auch relativ hoch, worein evt. neben den Windbedingungen die Tatsache einfließen kann, dass es sich hier relativ große, moderne und ähnliche Windparks handelt. Im rechten Bild wurden die verbindenden Vektoren der Windpark-Paare mit ihren Startpunkten in den Ursprung des Koordinatenkreuzes verschoben und an den Orten der Zielpunkte die zugehörigen Korrelationskoeffizienten aufgetragen.
Die Korrelationskoeffizienten wurden daraufhin in einem 20km mal 20km Raster gemittelt. Es ist zu erkennen, dass die Korrelationen in West-Nordwest-Richtung am höchsten, orthogonal dazu am niedrigsten ausfallen. Grund hierfür könnte die WEA-Positionierung der Windparks an der Nordsee-Küste zur Ausnutzung der Hauptwindrichtung sein.
Weitere Methoden zur Abschätzung räumlicher Korrelationen werden in [A 15] aufgezählt. Hierzu zählen Semivariogramme (z.B. [A 16], [A 17]) und markierte Punktprozesse ([A 18]) für punktförmige Merkmale im Raum. Liegen dagegen Zeitreihen zu jedem Punkt vor, können Korrelationen als Funktion des Abstands mit der räumlichen nicht-parametrischen Kovarianzfunktion nach [A 19] berechnet werden, welche auch in [A 15] zur Anwendung kommt.

A2.3 Bedingte WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen

Zur Untersuchung inwieweit WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen vom Betrag der mittleren Windgeschwindigkeit, auf die sie sich beziehen, abhängen, werden in diesem Kapitel die Windgeschwindigkeitsmessdaten v_{WEA} der 11 WEA des Windparks Norderland (siehe Kapitel 3.1.2) diesbezüglich analysiert und die Zusammenhänge zu WEA-Windgeschwindigkeitsabweichungen von räumlichen Windgeschwindigkeitsmittelwerten aus Kapitel 2.1.2 herangezogen.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten $\bar{v}_{WP}$ (siehe Formel (2-8)) aller ca. 95000 Zeitschritte, bei denen für jede der 11 WEA ein Messwert vorliegt, werden Klassen der Breite 1m/s zugeordnet und die bedingten Häufigkeitsverteilungen $h(v_{WEA} \mid \bar{v}_{WP})$ mit den Klassenbreiten von 0,1m/s gebildet. Abbildung A 19 zeigt die bedingten Häufigkeitsverteilungen für ausgewählte Klassen von $\bar{v}_{WP}$ über $\bar{v}_{WP}$. Zusätzlich sind Gaußverteilungen dargestellt, die an die bedingten Häufigkeitsverteilungen angefittet wurden.

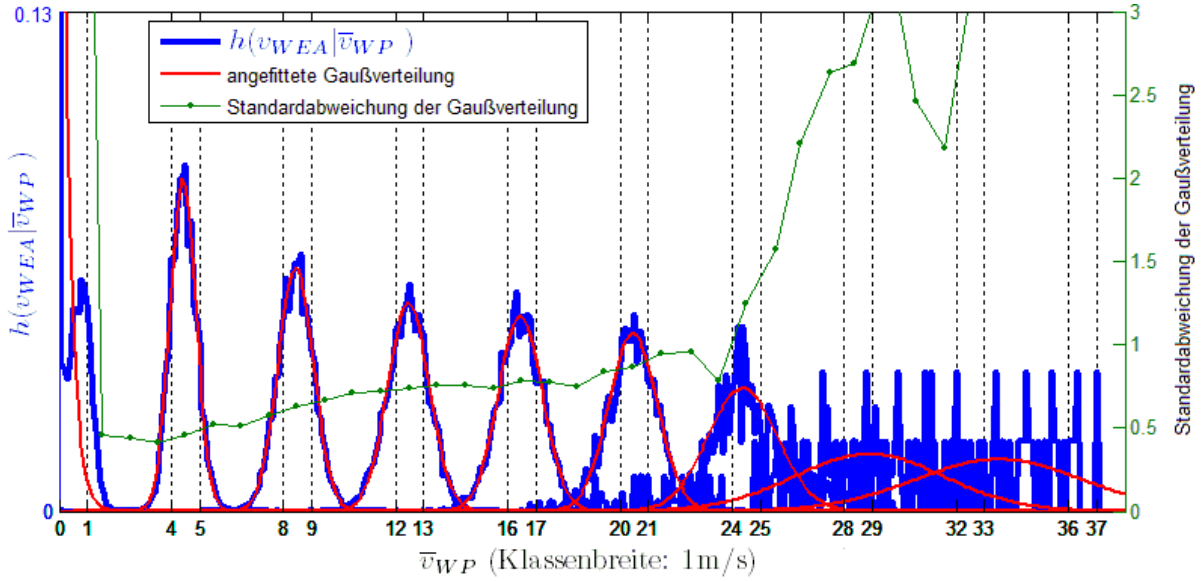


Abbildung A 19: Häufigkeitsverteilung der WEA-Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der mittleren Windparkwindgeschwindigkeit

Die dargestellten bedingten Häufigkeitsverteilungen für Klassen der mittleren Windgeschwindigkeiten $\bar{v}_{WP}$ zwischen 4m/s und 21m/s werden gut durch die Gaußverteilungen approximiert. Die bedingte Häufigkeitsverteilung für die mittlere Windgeschwindigkeitsklasse von 0m/s bis 1m/s weist hingegen keinen gaußähnlichen Charakter auf. Es treten gehäuft Windgeschwindigkeiten von 0m/s an einigen WEA auf, auch wenn die mittlere Windgeschwindigkeit $\bar{v}_{WP}$ des Windparks größer 0m/s ist. Bei den Klassen von mittleren Windgeschwindigkeiten höher als 21m/s ist die Anzahl an Messdaten zu klein für die Bildung von aussagekräftigen Häufigkeitsverteilungen; für die mittlere Windgeschwindigkeitsklasse von 24m/s bis 25m/s liegen nur 136 Messwerte vor, für die mittlere Windgeschwindigkeitsklasse von 28m/s bis 29m/s nur 10. Die in Abbildung A 19 ebenfalls dargestellten Standardabweichungen aller angefitteten Gaußverteilungen belegen, dass mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit des Windparks die Abweichungen der WEA-Windgeschwindigkeiten von ihr in der Regel größer werden. Dieses Verhalten weist Parallelen zur Turbulenzintensität in Kapitel 3.2.2 auf, bei der jedoch Analysen rein zeitlicher Natur durchgeführt werden.

In Abbildung A 20 werden zusätzlich zu den bedingten Häufigkeitsverteilungen $h(v_{WEA} \mid \bar{v}_{WP})$ der WEA-Windgeschwindigkeiten die bedingten Häufigkeitsverteilungen $h(v_{fluc,WEA} \mid \bar{v}_{WP})$ der $v_{fluc,WEAi} = v_{WEAi} - \bar{v}_{WP}$ angezeigt. Die beiden Häufigkeitsverteilungstypen ähneln einander, wobei die $h(v_{fluc,WEA} \mid \bar{v}_{WP})$ etwas höhere

Peaks aufweisen. In der logarithmischen Darstellung im unteren Teil von Abbildung A 20 wird deutlich, dass die $h(v_{fluc,WEA} \mid \overline{v}_{WP})$ jedoch keine ausgeprägteren Flanken als die $h(v_{WEA} \mid \overline{v}_{WP})$ aufweisen und somit nicht als intermittenter eingestuft werden können.

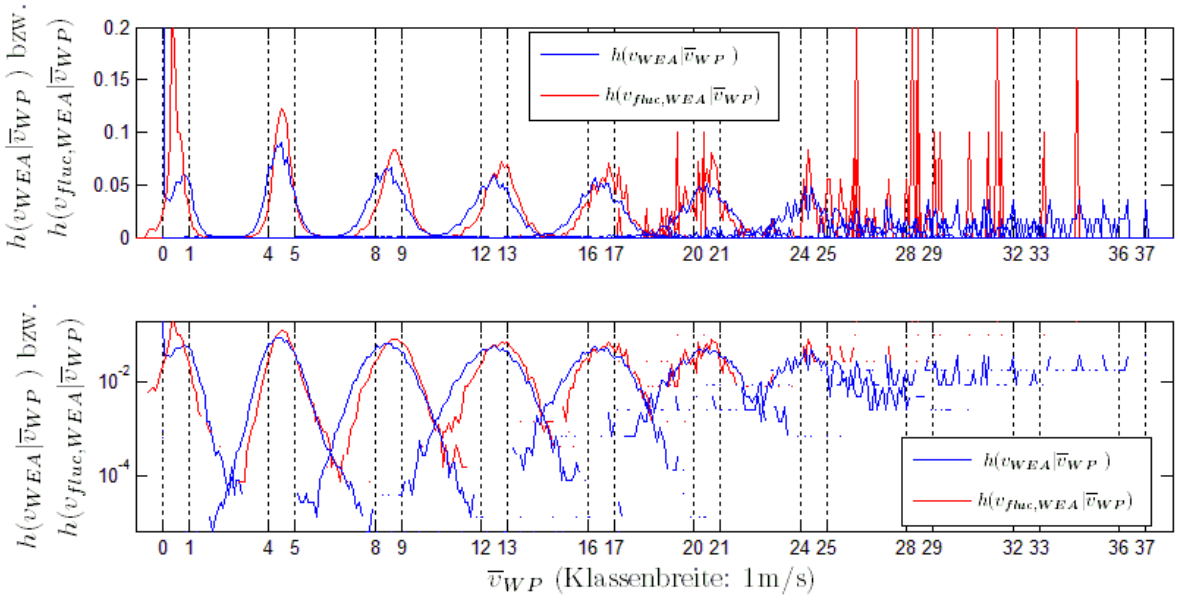


Abbildung A 20: Häufigkeitsverteilung der WEA-Windgeschwindigkeiten und deren Abweichungen vom Windgeschwindigkeitsmittelwert in Abhängigkeit der mittleren Windparkwindgeschwindigkeit

A3 Anhang Teil 3

A3.1 Wetterdatenvergleiche

In Abbildung A 21 werden die Wettermodelle COSMO-EU und COSMO-DE anhand der Windgeschwindigkeiten am selben Ort verglichen. Es wurden Windgeschwindigkeiten des Jahres 2008 in den Höhen 34,5m bzw. 35,73m über dem Grund herangezogen.

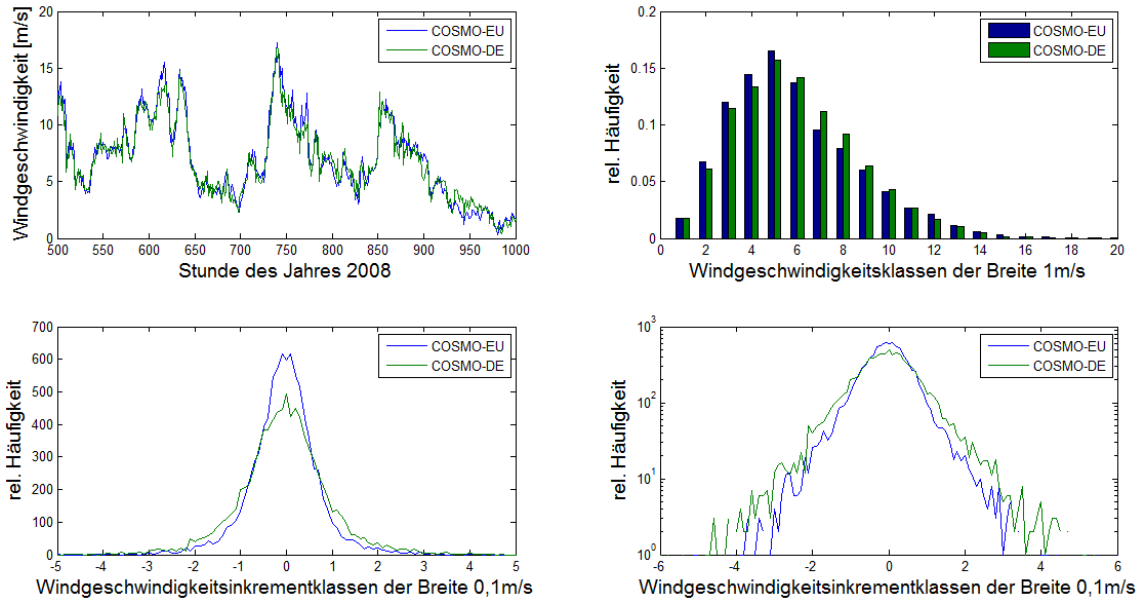


Abbildung A 21: Vergleich der Wettermodelle COSMO-EU und COSMO-DE an einem ausgewählten Ort

Der Zeitauschnitt im Bild links oben macht deutlich, dass die Windgeschwindigkeiten aus beiden Modellen sehr ähnlichen Verlauf haben. Der Korrelationskoeffizient über das Jahr beläuft sich auf 0,9411. Die Häufigkeitsverteilung im Bild rechts oben zeigt jedoch, dass das COSMO-DE im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten vorgibt, was sich nicht vollständig aus dem Höhenlevelunterschied von ca. 1m erklären lässt. Die unteren beiden Bilder machen deutlich, dass das COSMO-DE häufiger hohe Windgeschwindigkeitsinkremente aufweist als das COSMO-EU. Die abgebildeten Windgeschwindigkeiten unterliegen einer höheren zeitlichen Variabilität.

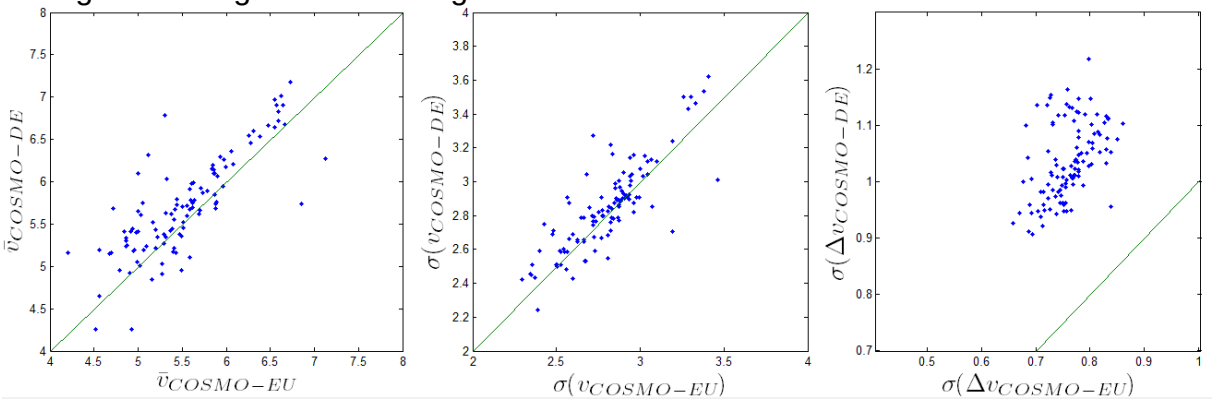


Abbildung A 22: Vergleich von Windgeschwindigkeitskennwerten aus dem COSMO-EU und COSMO-DE an 110 Orten

Dass es sich bei diesen Unterschieden um keine Ausnahme handelt, die nur an dem ausgewählten Ort gilt, zeigt Abbildung A 22. Hierfür wurden die Windgeschwindigkeiten des Jahres 2008 an 110 Orten (den Standorten von Referenzwindparks) verglichen, wieder in den Höhen von ca. 35m über dem Grund. Die Korrelationskoeffizienten zwischen den 110 Zeitreihenpaaren sind in allen Fällen hoch. Sie liegen im Bereich zwischen 0,85 und 0,97 und betragen im Mittel 0,9323.

Es zeigt sich im linken Bild, dass die Windgeschwindigkeitsmittelwerte des Jahres $\bar{v}$ im COSMO-DE häufiger höher ausfallen als im COSMO-EU. Dies gilt auch für die Standardabweichungen der $\sigma(v)$ der Windgeschwindigkeitszeitreihen im mittleren Bild. Am deutlichsten fallen jedoch die Unterschiede bei den Standardabweichungen $\sigma(\Delta v)$ der Windgeschwindigkeitsinkremente im rechten Bild aus. Hier liegt in keinem der 110 Fälle das COSMO-EU über dem COSMO-DE. Grund hierfür könnte die größere räumliche Ausdehnung der COSMO-EU-Gitterflächen sein, die zu einem gleichmäßigeren Verlauf der Windgeschwindigkeiten gegenüber dem COSMO-DE führt. Tabelle A 2 führt die Mittelwerte der Kennwerte aus Abbildung A 22 auf. Für das betrachtete Jahr, die betrachteten Orte und Höhen weist das COSMO-DE im Mittel ca. 3% höhere Windgeschwindigkeiten als das COSMO-EU auf.

Tabelle A 2: Kennwerte zum Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-DE und dem COSMO-EU

	COSMO-EU	COSMO-DE
Mittelwert von $\bar{v}$ [m/s]	5,52	5,70
Mittelwert von $\sigma(v)$ [m/s]	2,80	2,85
Mittelwert von $\sigma(\Delta v)$ [m/s]	0,76	1,04

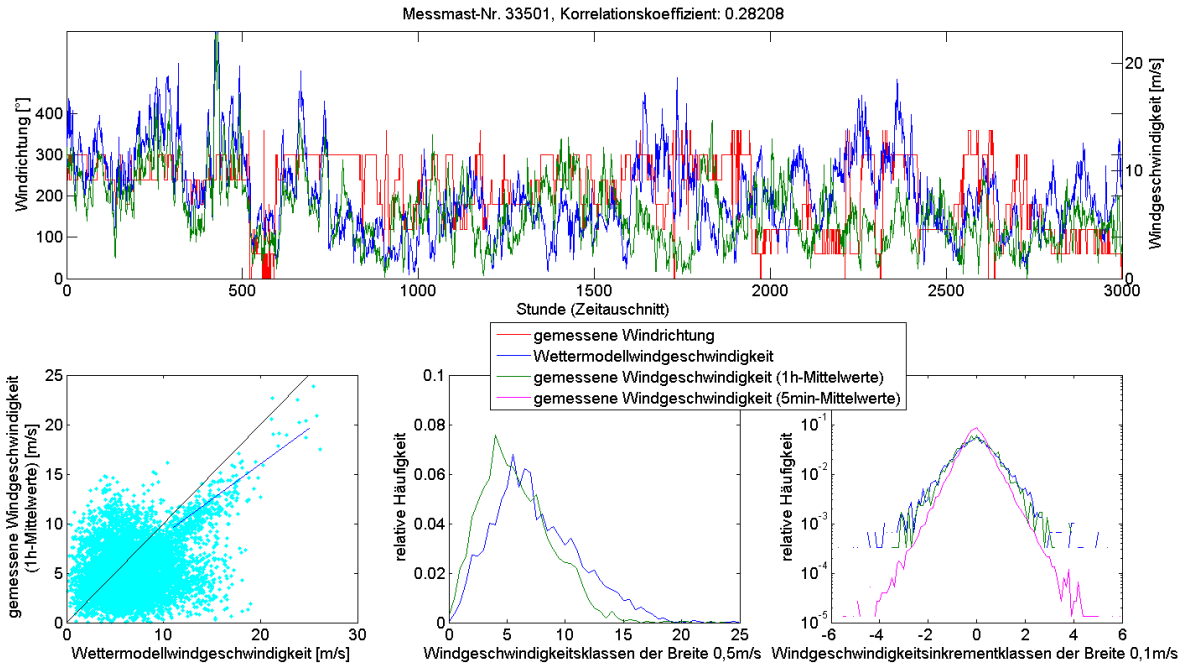


Abbildung A 23: Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell und der an einem IWES-Messmast gemessenen

Zur Überprüfung inwieweit das Wettermodell COSMO-DE reale Windgeschwindigkeiten nachbildet, werden im Folgenden Wettermodell-windgeschwindigkeiten den an 82 IWES-Windmessmasten gemessenen Windgeschwindigkeiten (siehe Kapitel 3.1.2) für das Jahr 2007 gegenübergestellt. Die Wettermodellwindgeschwindigkeiten sind hierbei gemäß Formel 3-7 auf die Höhe der sich innerhalb ihrer Gitterflächen befindlichen Messmasten interpoliert. Aus den gemessenen 5min-Windgeschwindigkeitswerten werden zur Gegenüberstellung 1h-Mittelwerte gebildet. Abbildung A 23 verdeutlicht die typischen Zusammenhänge am Beispiel eines Messmastes.
Im oberen Bild wird deutlich, dass die Wettermodellwindgeschwindigkeiten und gemessenen Windgeschwindigkeiten zu manchen Zeiten durchaus ähnlichen Verlauf haben (z.B. von Stunde 1 bis 500), zu anderen Zeiten aber trotz gleicher Windrichtungen deutlich voneinander abweichen können (z.B. von Stunde 2200 bis 2400). Der Korrelationskoeffizient der beiden Windgeschwindigkeitszeitreihen beträgt aus diesem Grund lediglich ca. 0,28. Das Streudiagramm links unten zeigt, dass die Korrelation im Windgeschwindigkeitsbereich unter 11m/s besonders gering ist und

erst bei höheren Windgeschwindigkeiten einen erkennbaren Zusammenhang annimmt. Die Regressionsgerade für gemessene und Wettermodell-Windgeschwindigkeiten größer 11m/s hat eine Steigung kleiner 1. Die gemessenen Windgeschwindigkeiten fallen im hohen Windgeschwindigkeitsbereich in der Regel kleiner als die Wettermodellwindgeschwindigkeiten aus, was auch im mittleren Bild unten deutlich wird; es treten deutlich häufiger hohe Windgeschwindigkeiten im Wettermodell als in der Messung auf. Grund hierfür können Hindernisse in der Umgebung des Messmastes sein, die die Windgeschwindigkeit reduzieren. Das rechte untere Bild zeigt die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeitsinkremente. Wie bereits in Abbildung 2-10 für Windleistungen gezeigt wurde, führt die Mittelung von 5min-Werten zu 1h-Mittelwerten zu einer Erhöhung der Häufigkeit von extremen Inkrementen. Die Häufigkeitsverteilung der Inkremente der gemessenen 1h-Windgeschwindigkeitsmittelwerte ähnelt der der Windgeschwindigkeitsinkremente aus dem Wettermodell, auch wenn die Messung an einem räumlich Punkt erfolgte, das Wettermodell jedoch Flächenmittelwerte angibt.
Die in Abbildung A 23 für einen Messmast dargestellten Zusammenhänge gelten qualitativ auch für die restlichen 81 untersuchten Messmasten. Hier treten jedoch teilweise höhere Korrelationskoeffizienten bis zu 0,8957 und niedrigere bis zu -0,3524 auf. 61% der Korrelationskoeffizienten liegen in dem Wertebereich ±0,11 um den Mittelwert von 0,2587. In Abbildung A 24 werden, auf gleiche Weise wie die COSMO-EU- und COSMO-DE-Windgeschwindigkeiten in Abbildung A 22, die 81 Windgeschwindigkeitsmessungen mit den entsprechenden COSMO-DE-Windgeschwindigkeiten verglichen.

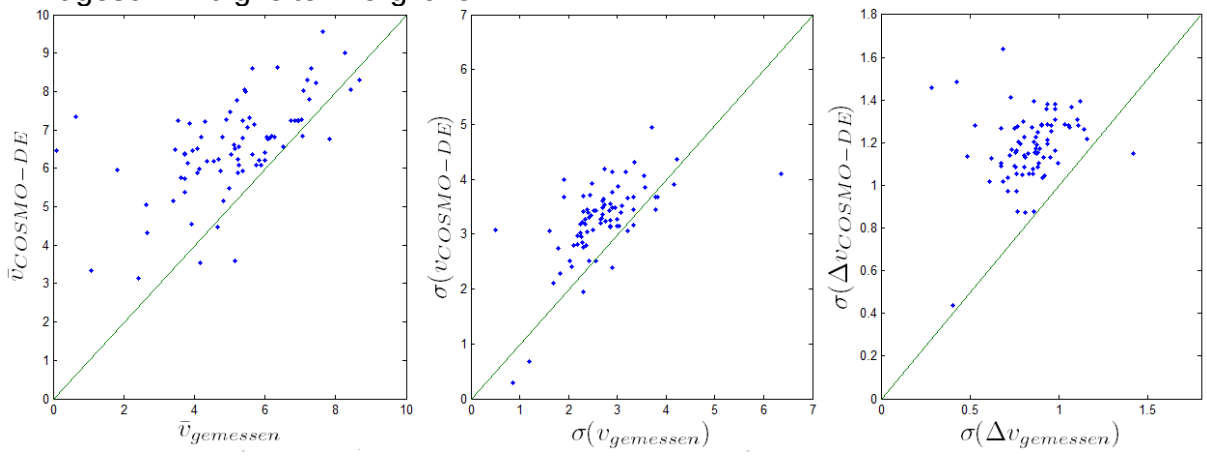


Abbildung A 24: Vergleich von Windgeschwindigkeitskennwerten aus dem COSMO-DE und von IWES-Messmasten

Das COSMO-DE liefert in der Vielzahl der Fälle deutlich höhere Windgeschwindigkeitsmittelwerte $\bar{v}$ gegenüber den Messdaten. Auch die Standardabweichungen der $\sigma(v)$ der Windgeschwindigkeitszeitreihen fallen deutlich höher aus. Die Standardabweichungen $\sigma(\Delta v)$ der Windgeschwindigkeitsinkremente liegen zwar bis auf eine Ausnahme über denen der Messdaten, die Diskrepanz ist allerdings nicht so hoch wie beim COSMO-EU/COSMO-DE-Vergleich. Tabelle A 3 führt die Mittelwerte der Kennwerte aus Abbildung A 24 auf.

Tabelle A 3: Kennwerte zum Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-DE und von IWES-Messmasten

	IWES-Messmasten	COSMO-DE
Mittelwert von $\bar{v}$ [m/s]	5,14	6,57
Mittelwert von $\sigma(v)$ [m/s]	2,70	3,27
Mittelwert von $\sigma(\Delta v)$ [m/s]	0,84	1,18

Für das betrachtete Jahr, die betrachteten Orte und Höhen weist das COSMO-DE im Mittel ca. 28% höhere Windgeschwindigkeiten als die Windgeschwindigkeitsmessungen auf. Ein Grund für diesen deutlichen Unterschied könnte die im COSMO-DE nicht berücksichtigte Reduzierung der an den Messmasten gemessenen Windgeschwindigkeiten durch Abschattungseffekte (etwa durch nahegelegene WEA) sein. Für eine wettermodelldatenbasierte Windleistungssimulation sollte prinzipiell die Möglichkeit in Erwägung gezogen werden, dass die verwendeten Wettermodelldaten zu einer Überschätzung, aber auch Unterschätzung der Windgeschwindigkeiten tendieren können. Dies rechtfertigt die Verwendung des Windgeschwindigkeit-Kalibrierungsparameters η_v in den Formeln (3-29), (3-30) und (3-31).

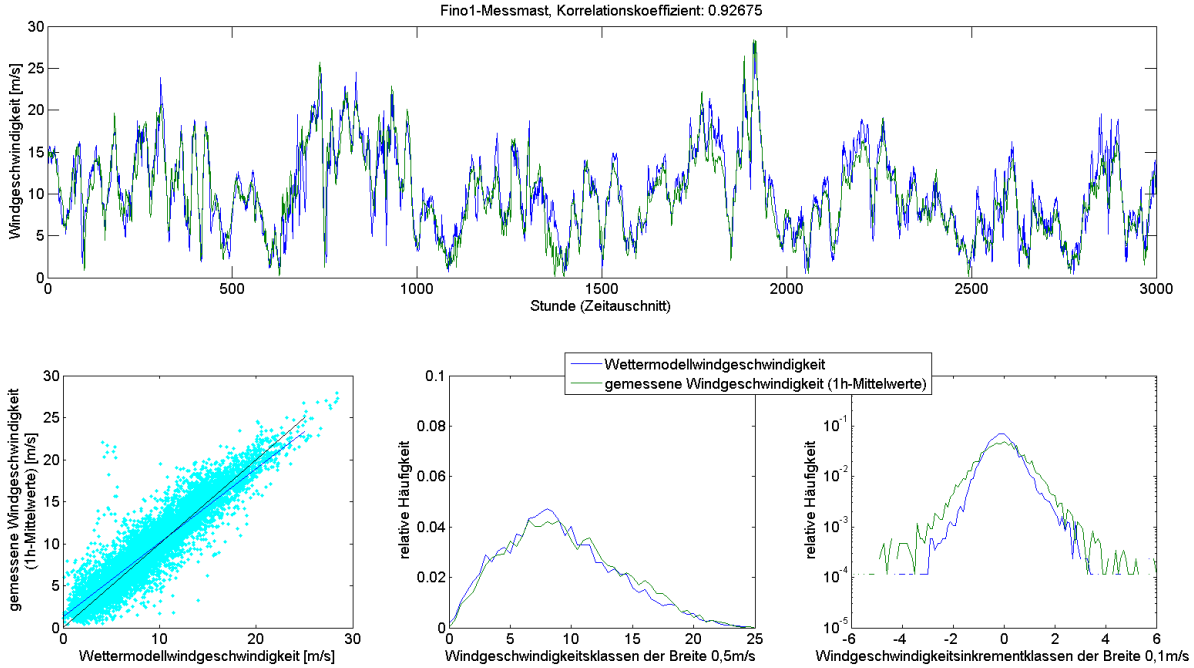


Abbildung A 25: Vergleich von Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell und der am Fino1-Messmast gemessenen

Dass das COSMO-DE auch sehr genau gemessene Windgeschwindigkeiten treffen kann und eine Bestätigung der These, dass vor allem Abschattungseffekte ein Grund für die Unterschiede zwischen gemessenen Windgeschwindigkeiten und denen aus dem Modell sein können, zeigt sich für den offshore Messmast „Fino1“ (siehe Kapitel 3.1.2). Wie Abbildung A 25 und Tabelle A 4 zeigen, stimmen hier Messung und Modell deutlich besser überein, was darin begründet liegen kann, dass der Messmast keine wesentlichen Hindernisse in seiner Umgebung hat und mit 103m deutlich höher als die IWES-Messmasten ist. Der Windgeschwindigkeitsmittelwert $\bar{v}$ aus dem COSMO-DE liegt hier zu ca. 4% unter dem gemessenen, was z.T. darauf zurückzuführen ist, dass die Windgeschwindigkeiten auf 100m und nicht auf 103m über den Grund interpoliert wurden.

Tabelle A 4: Kennwerte zum Vergleich der Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-DE und vom Fino1-Messmast

	Fino1-Messmast	COSMO-DE
$\bar{v}$ [m/s]	9,78	9,38
$\sigma(v)$ [m/s]	4,79	4,72
$\sigma(\Delta v)$ [m/s]	0,68	0,57

Ihre hohen Übereinstimmungen mit den Fino1-Messdaten legen nahe, dass die Wettermodelldaten, insbesondere auf hoher See (auf der keine Abschattungseffekte auftreten) und in einer Höhe, die im Bereich von WEA-Nabenhöhen liegt, durchaus die realen Windverhältnisse abbilden.

A3.2 Räumliche Windgeschwindigkeits- und -leistungsinterpolation

Für die Zuordnung von Windgeschwindigkeiten zu Windparks im Rahmen von wetterdatenbasierten Windleistungssimulationsverfahren kann eine räumliche Interpolation notwendig oder vorteilhaft sein. Dies gilt vor allem für den Fall, dass die Windleistungssimulation auf Windgeschwindigkeitsmessdaten basiert und die Zuordnung der Messdaten nur eines einzigen Messmasten zu dem zu simulierenden Windpark nicht ausreichend ist, da in den Messdaten oftmals Messfehler auftreten. Aber auch bei einer wettermodelldatenbasierten Windleistungssimulation, an deren Beispiel die räumliche Interpolation im Folgenden erläutert wird, ist die Zuordnung der Windgeschwindigkeiten mehrerer Gitterflächen zu dem zu simulierenden Windpark anzudenken. Die räumliche Interpolation ist auch für leistungsmessdaten-basierte Windleistungssimulationsverfahren wie in [6] von Bedeutung. Bei der räumlichen Interpolation werden die Windgeschwindigkeits- oder Leistungszeitreihen mehrerer Orte mittels entfernungsabhängiger Gewichtung dem zu simulierenden Windpark zugeordnet. Als Gewichtsfunktionen bieten sich die vier aus Abbildung A 26 an ([A 20], [6]).

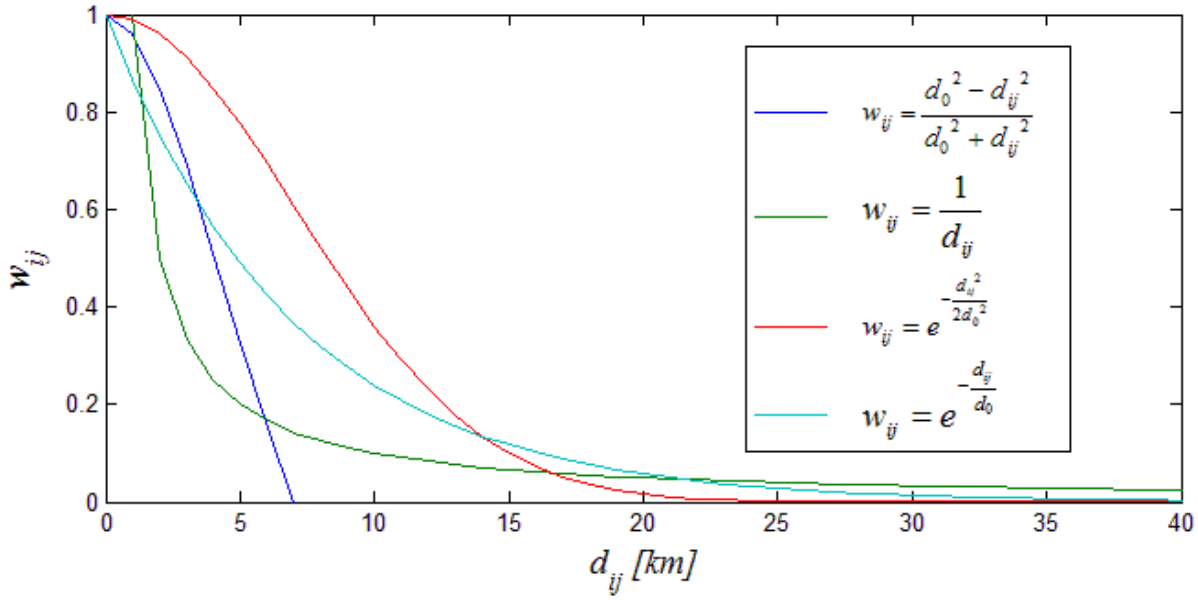


Abbildung A 26: Gewichtsfunktionen und Verläufe für die räumliche Interpolation der Wettermodelldaten j auf Simulationsorte i

Die Distanz d_{ij} zwischen dem zu simulierenden Windpark i und dem Mittelpunkt der Wettermodellgitterfläche j kann nach Gleichung 1-3 unter Verwendung des Erdradius' berechnet werden. Die Einflussdistanz d_0 kann nach [6] auf die Länge der Gitterflächen des Wettermodells gesetzt werden oder durch Modell- und Validierungsrechnung ein Optimalwert gefunden werden. Die Windgeschwindigkeits-zeitreihe am zu simulierenden Windpark i setzt sich nach der Gewichtung aus mehreren (n) Windgeschwindigkeitszeitreihen des Wettermodells zusammen,

$$v_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^{n} w_{ij} \cdot v_{Wettermodellfläche,i}} \sum_{j=1}^{n} w_{ij} \cdot v_{Wettermodellfläche,j} \quad , \qquad \textbf{(A 10)}$$

wodurch sich die Windgeschwindigkeitsinkremente vergleichmäßigen.

A3.3 Weibull-Dichtefunktionen zur Energieertragsberechnung

Ist die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion (siehe Kapitel 3.2.3) an einem Standort bekannt, ist davon auszugehen, dass eine WEA oder ein Windpark mit der Leistungskennlinie $P_{LKL}(v)$ über einen langen Zeitraum T eine Energie E_w liefert, die dem Integral aus der Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und der Leistungskennlinie entspricht:

$$E_w = T \cdot \int_0^{\infty} P_{LKL}(v)\, f_w(v) dv \quad \text{bzw.} \quad E_w = T \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{LKL}(v_i)\, f_w(v_i)$$

(A 11)

Der rechte Zusammenhang gilt für diskrete Rechnungen mit n als der Anzahl der betrachteten Windgeschwindigkeitsklassen v_i. Abbildung A 27 verdeutlicht die Berechnung anhand eines Referenzwindparks.

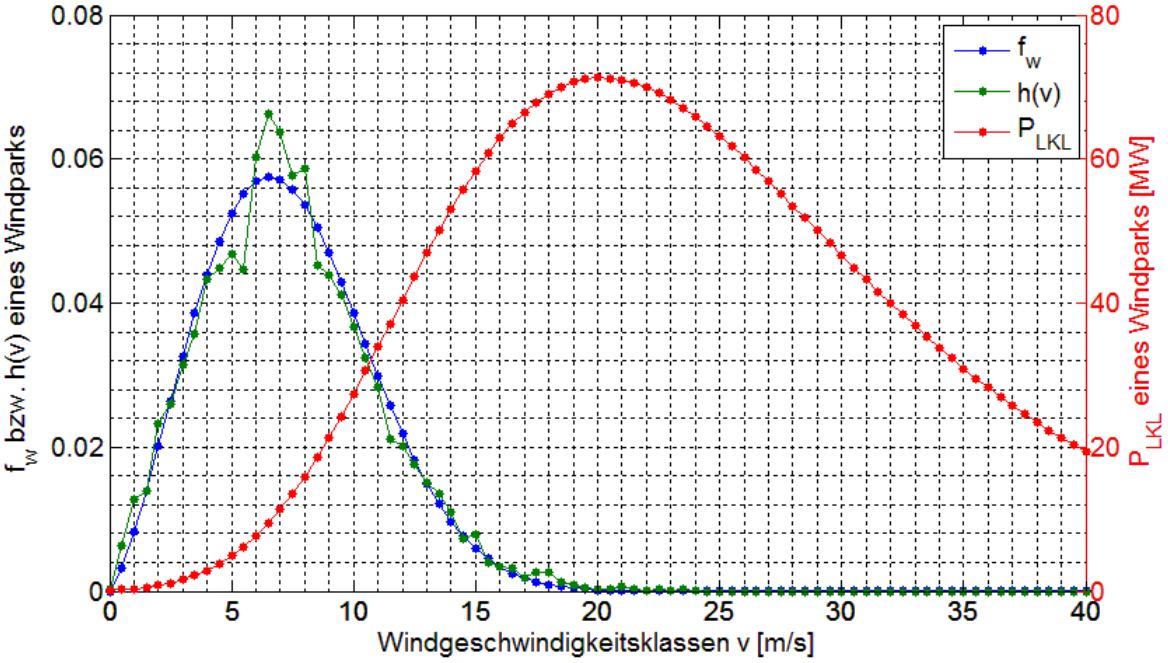


Abbildung A 27: Berechnung des Energieertrages eines Referenzwindparks mittels Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und Leistungskennlinie

Anstelle der Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion f_w kann zur Berechnung des Energieertrages $E_{h(v)}$ in Formel (A 11) auch direkt die relative Häufigkeitsverteilung $h(v)$ der Windgeschwindigkeiten am Standort verwendet werden, welche für den betrachteten Windpark ebenfalls in der Abbildung dargestellt ist. Um das Vorgehen und seine Ergebnisse für verschiedene WEA oder Windparks unabhängig von ihrer Nennleistung P_n miteinander vergleichen zu können werden im Folgenden anstelle der Energieerträge die sogenannten Kapazitätsfaktoren c_E von 145 Referenzwindparks wie folgt berechnet:

$$c_{E,w} = \int_0^{\infty} \frac{P_{LKL}(v)}{P_n} f_w(v) dv = \frac{E_w}{P_n \cdot T}$$

(A 12)

Die Kapazitätsfaktoren $c_{E,h(v)}$ der 145 Referenzwindparks ergeben sich entsprechend unter Verwendung von $h(v)$ anstelle von $f_w(v)$. Die Kapazitätsfaktoren $c_{E,sim}$ und $c_{E,mess}$ ergeben sich unter Verwendung der gemäß Formel (A 18) simulierten Leistungen P_{sim} bzw. der gemessenen Leistungen P_{mess} zu

$$c_{E,sim} = \frac{1}{P_n \cdot T} \sum_{t=1}^{T} P_{sim}(t) \text{ bzw. } c_{E,mess} = \frac{1}{P_n \cdot T} \sum_{t=1}^{T} P_{mess}(t)$$

(A 13)

Abbildung A 28 zeigt im linken Bild die Güte der Berechnung der Kapazitätsfaktoren. Als Gütemaß wird die Wurzel der gemittelten 145 quadratischen Abweichungen (RMSE) der berechneten Kapazitätsfaktoren von den gemessenen verwendet. Es wird deutlich, dass mit kleiner werdenden Klassenbreiten für die Erstellung der Häufigkeitsverteilungen $h(v)$ und der Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen f_w die Fehler geringer werden und sich an den geringen Fehler von $c_{E,sim}$ (siehe Kapitel A3.5) annähern. Bei Klassenbreiten kleiner 0,01m/s gelingt die Approximation der Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion an die Häufigkeits-verteilung der Windgeschwindigkeiten nicht mehr, da diese immer mehr gleich-verteilten Charakter annehmen. Dementsprechend werden die RMSE zwischen $c_{E,w}$ und $c_{E,mess}$ ab dann wieder größer. Die besten Approximationen der Häufigkeits-verteilungen durch die Weibullfunktion werden bei der größten Klassenbreite von 1m/s erzielt; hier liegen die RMSE von $c_{E,w}$ und $c_{E,h(v)}$ am nächsten beieinander.

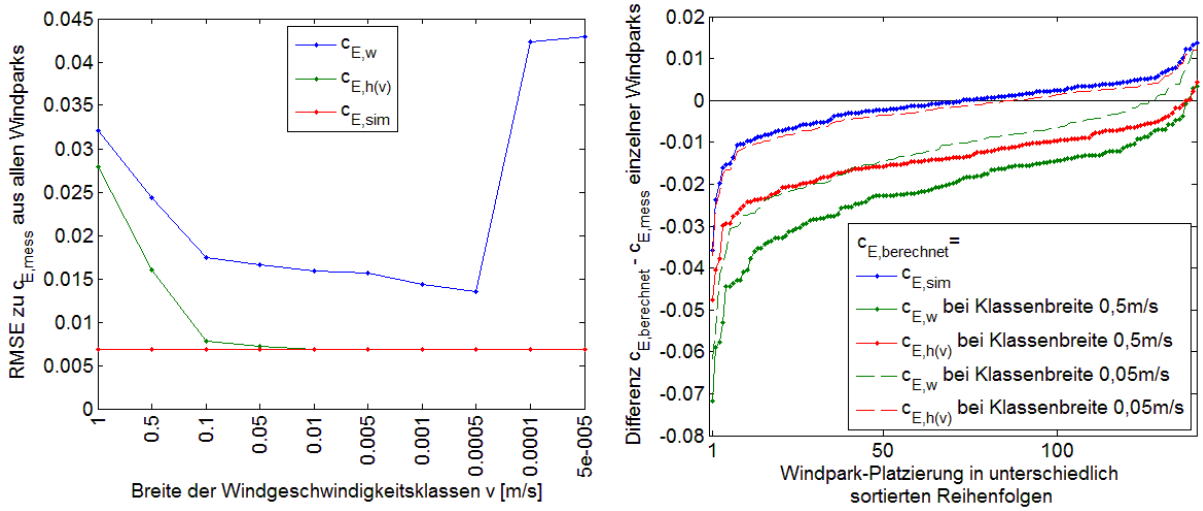


Abbildung A 28: Berechnung des Energieertrages eines Windparks mittels Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und Leistungskennlinie

Der rechte Teil der Abbildung zeigt die Differenzen $c_{E,berechnet}$ - $c_{E,mess}$ zwischen den gemessenen Kapazitätsfaktoren und den berechneten ($c_{E,sim}$, $c_{E,w}$, $c_{E,h(v)}$) für jeden Windpark für Windgeschwindigkeitsklassen der Breite 0,5m/s und 0,05m/s. Die Windparks der x-Achse wurden zur besseren Übersichtlichkeit nach ihrer jeweiligen Differenz sortiert. Es zeigt sich, dass die Kapazitätsfaktoren $c_{E,w}$ und $c_{E,h(v)}$ im Mittel kleiner ausfallen als die gemessenen. Die Verwendung von Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen bzw. der Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeiten zur Bestimmung der Energieerträge gemäß Formel (A 11) führt demnach bei der üblichen Verwendung von relativ breiten Windgeschwindigkeitsklassen in der Regel zu einer Unterschätzung der Energieerträge, was sich folgendermaßen erklären lässt: Bei der Klassenzuordnung fallen innerhalb des jeweiligen Klassenintervalls die exakten Windgeschwindigkeitswerte genauso ins Gewicht wie die niedrigeren. In dem Windgeschwindigkeitsbereich von ca. 5m/s bis 15m/s, in welchem die Leistungskennlinien ihren steilsten Anstieg aufweisen (siehe z.B. Abbildung A 27), geht mit der Klassenbildung entsprechend eine Unterschätzung der Erträge einher.

A3.4 Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien

A3.4.1 BIN-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien

Die Problemstellung der Bestimmung einer Windpark-Leistungskennlinie aus den gemessenen Leistungswerten und den Wettermodelwindgeschwindigkeitswerten eines Windparks entspricht der Problemstellung der Bestimmung reproduzierbarer WEA-Leistungskennlinien. Aus diesem Grund wird das Verfahren zur Ermittelung von WEA-Leistungskennlinien aus der IEC-Norm 61500-12 [64] weitestgehend auf die gemessenen Leistungs- und Wettermodellwindgeschwindigkeits-Werte von Windparks übertragen. Hierbei ist zu beachten, dass die Wettermodelldaten eine zeitliche Auflösung von einer Stunde haben, während die Windmessdaten zur Bestimmung von WEA-Leistungskennlinie laut IEC-Norm als 10min-Mittelwerte vorliegen müssen. Aus diesem Grund werden sämtliche Berechnungsvorschriften und Bedingungen aus der IEC-Norm an die zeitliche Auflösung von einer Stunde angepasst. Die in der IEC-Norm für die Vermessung von für WEA-Leistungskennlinien vorgesehene Luftdichtekorrektur (siehe Kapitel 3.3.3) wird für Windparks unter Verwendung der mittleren Windpark-Nabenhöhe (siehe Kapitel 1.1.2.4) durchgeführt. Die korrigierten Windgeschwindigkeits- bzw. Leistungswerte $v_{n,i,j}$ bzw. $P_{n,i,j}$ des Datensatzes j werden innerhalb äquidistanter Windgeschwindigkeitsklassen i gemittelt, wobei Klassen der Breite 0,5m/s verwendet werden, deren Zentren Vielfache von 0,5m/s sind.

$$\bar{v}_{BIN,i} = \frac{\sum_{j=1}^{n_i} v_{n,i,j}}{n_i} \qquad \bar{P}_{BIN,i} = \frac{\sum_{j=1}^{n_i} P_{n,i,j}}{n_i} \qquad \textbf{(A 14)}$$

Darin steht n_i für die Anzahl der Windgeschwindigkeits- und Leistungswerte in der Windgeschwindigkeitsklasse i. Dieses Verfahren wird analog zur IEC-Norm „BIN-Verfahren“ genannt.

Abbildung A 29 verdeutlicht die Erstellung von Windpark-Leistungskennlinien mittels des „BIN-Verfahrens“. In der Abbildung sind die Grenzen der Windgeschwindigkeitsklassen dargestellt, für die die Mittelungen durchgeführt wurden. Die Klassen von 0 bis 0,75m/s, von 19,25 bis 20,25m/s, von 21,25 bis 22,25m/s und von 22,25 bis 24,25m/s sind breiter als 0,5m/s. Die Breite einer Klasse wurde, wie in der IEC-Norm vorgeschlagen, vergrößert, sofern weniger als drei Datenwerte in ihr lagen. Die Vergrößerung wurde für ganzzahlige Vielfache von 0,5m/s vorgenommen. Die eingrenzenden Kriterien aus der IEC-Norm, die eine Klassenbreitenvergrößerung nur unter bestimmten Bedingungen bezüglich der Bemessungsleistung und des Jahresenergieertrages zulassen, wurden aus dem Grund nicht übernommen, dass Windparks wegen ihrer räumliche Verteilung in der Regel erst bei höheren Windgeschwindigkeiten als WEA ihre Nennleistung erreichen. Diese eingrenzenden Kriterien müssten für Windpark-Leistungskennlinien neu definiert werden. Der Datenwert mit der höchsten Windgeschwindigkeit von ca. 25m/s in Abbildung A 29 fließt nicht in die Windpark-Leistungskennlinie ein, weil keine Klasse mehr gebildet werden kann, die mindesten 3 Datenwerte enthält.

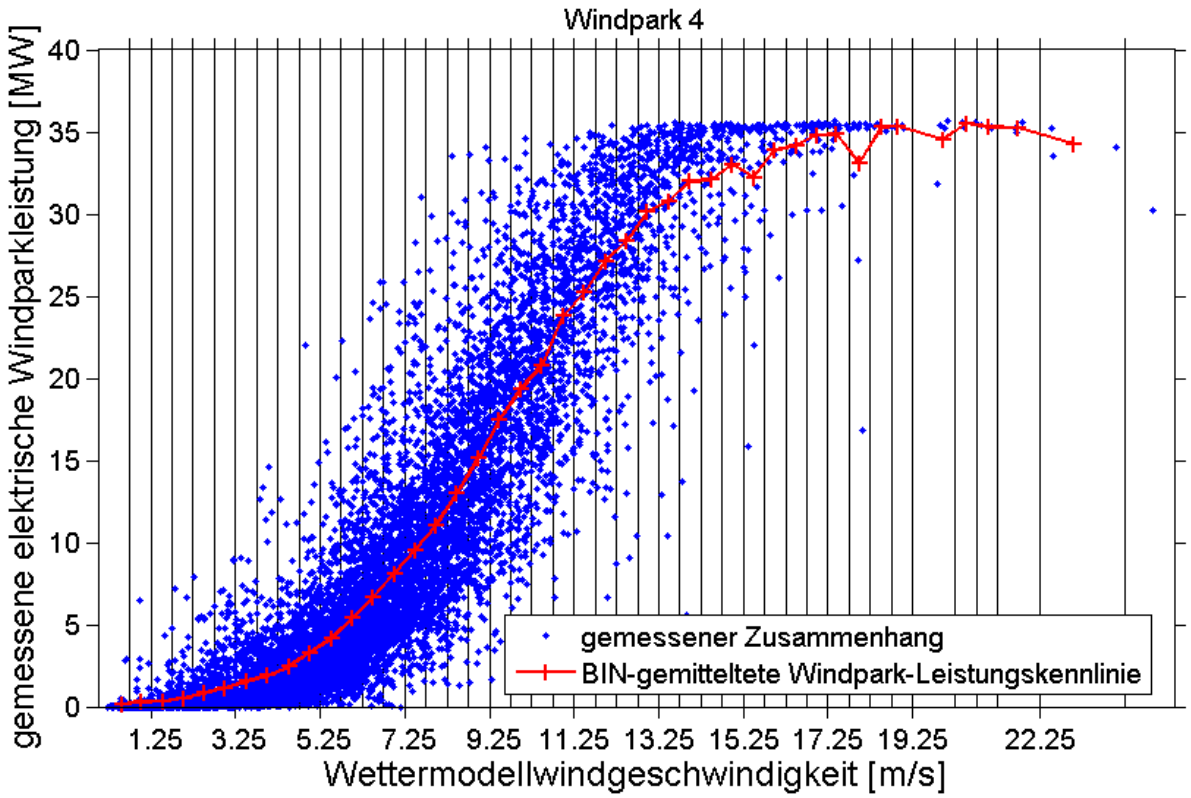


Abbildung A 29: BIN-gemittelte Windpark-Leistungskennlinie eines Referenzwindparks

Die Windpark-Leistungskennlinie zeigt den typischen sprunghaften Verlauf im hohen Windgeschwindigkeitsbereich. Dieser sprunghafte Verlauf ist darauf zurückzuführen, dass im hohen Windgeschwindigkeitsbereich nur wenige Datenwerte vorliegen. Für die wetterdatenbasierte Windleistungssimulation sind solche Sprünge problematisch. Bei Verwendung dieser Windpark-Leistungskennlinie würden den Wettermodell-windgeschwindigkeiten von 17,5, 18 und 18,5m/s die Leistungswerte 35, 33 bzw. 35,3MW zugeordnet werden. Auch wenn sich der Leistungsabfall bei 18m/s bei der vorliegenden Datengrundlage im Mittel ergibt, ist eine Abbildung dieser Eigenart in Simulationen, zumal sie für längere Zeiträume durchgeführt werden, nicht sinnvoll.
Die Übertragung des Verfahrens zur Zertifizierung von WEA-Leistungskennlinien auf Windpark-Leistungskennlinien steht in einem gewissen Zusammenhang zu den Netzanschlussrichtlinen [A 21] und [34] sowie der Verordnung [A 22]. In diesen wird zwar eine Zertifizierung der Leistungskennlinie von WEA, welche hier als Energieerzeugungseinheiten (EZE) bezeichnet werden, nach DIN-Norm gefordert. Für Windparks, hier als Energieerzeugungsanlagen (EZA) bezeichnet, besteht diese Forderung allerdings nicht. Die Forderungen für Windparks hinsichtlich zu erbringender Kennlinien beziehen sich auf Spannnungseinbrüche $\Delta U(t)$, Wirk-leistungsreduktionen bei Überfrequenz $\Delta P(f)$ und Blindleistungsregelungen durch eine Verschiebungsfaktor-Wirkleistungskennlinie $cos\varphi(P)$ oder eine Spannungs-Blindleistungskennlinie $U(Q)$ (oder auch $U(cos\varphi)$) sowie Blindstrom-Nennstrom-Kennlinie $\Delta I_{Blindstrom}(I_n)$ (siehe auch [A 23], [A 24], [A 25]).

A3.4.2 Anzahl-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien

Eine Windpark-Leistungskennlinie mit geringeren Sprüngen im hohen Windgeschwindigkeitsbereich kann dadurch erhalten werden, dass nicht Klassen mit gleicher Breite, sondern gleicher Anzahl an Datenwerten verwendet werden. Hierfür wird zunächst eine Umsortierung des Datensatzes mit den n Wettermodell-windgeschwindigkeiten v vorgenommen. Seine zeitliche Ordnung wird aufgehoben und stattdessen eine aufsteigende Sortierung nach den Beträgen der Windgeschwindigkeiten durchgeführt woraus sich die sortierten Windgeschwindigkeiten $v_{sortiert}$ ergeben. Die Umsortierung nach Windgeschwindigkeitsbeträgen wird ebenfalls auf die Leistungsdaten P angewendet, wobei die Zuordnung der P/v-Datenpaare beibehalten wird. Hieraus ergeben sich die sortierten Leistungen $P_{sortiert}$. Nach der Umsortierung erfolgt die Mittelung für eine feste Anzahl m an P/v-Datenpaaren gemäß folgenden Zusammenhängen:

$$\bar{v}_{anzahlgemittelt,i} = \begin{cases} \dfrac{\sum_{j=i\cdot m-m+1}^{i\cdot m} v_{sortiert,j}}{m} & i\cdot m < n \\ \dfrac{\sum_{j=i\cdot m-m+1}^{n} v_{sortiert,j}}{m} & i\cdot m > n \end{cases} \qquad \bar{P}_{anzahlgemittelt,i} = \begin{cases} \dfrac{\sum_{j=i\cdot m-m+1}^{i\cdot m} P_{sortiert,j}}{m} & i\cdot m < n \\ \dfrac{\sum_{j=i\cdot m-m+1}^{n} P_{sortiert,j}}{m} & i\cdot m > n \end{cases} .$$

(A 15)

Die unteren Varianten der Formeln werden nur auf die höchsten Windgeschwindigkeiten angewendet, wenn nicht mehr m Werte zur Verfügung stehen. Eine höhere Anzahl m an Datenwerten bei der Mittelung führt zu einer geringeren Streuung.

In Abbildung A 30 sind die sich ergebenden Leistungskennlinien für unterschiedliche Mittelungsanzahlen m dargestellt. Die Streuung der sich bei m=10 ergebenen schwarzen Punkte hat im Vergleich zu den ungemittelten Datenpaaren (blaue Punkte) abgenommen. Eine weitere Abnahme der Streuung wird durch die Verwendung einer noch höheren Anzahl m bei der Mittelung erreicht. Bis ca. 12m/s weist die mit m=50 ermittelte grüne Leistungskennlinie einen sprunghaften, danach einen glatteren Verlauf auf. Ab ca. 18m/s ist diese Windpark-Leistungskennlinie deutlich glatter als eine BIN-gemittelte, allerdings endet sie wegen der geringen Anzahl an P/v-Datenpaaren im hohen Windgeschwindigkeits-Bereich bereits bei ca. 20m/s. Je größer die Anzahl m zur Mittelung ist, bei desto niedrigeren Windgeschwindigkeiten endet die Leistungskennlinie. Für den letzten Punkt der grünen anzahl-gemittelten Windpark-Leistungskennlinie konnten nur noch 34 Datenwerte verwendet werden, da in diesem hohen Windgeschwindigkeits-Bereich nicht mehr vorlagen. Wegen ihrer sprunghaften Verläufe im unteren Windgeschwindigkeitsbereich und ihren frühen Ende bei relativ niedrigen Windgeschwindigkeiten eignen sich anzahl-gemittelte Windpark-Leistungskennlinien nicht zum Vergleichen der P/v-Zusammenhänge unterschiedlicher Windparks oder für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen.

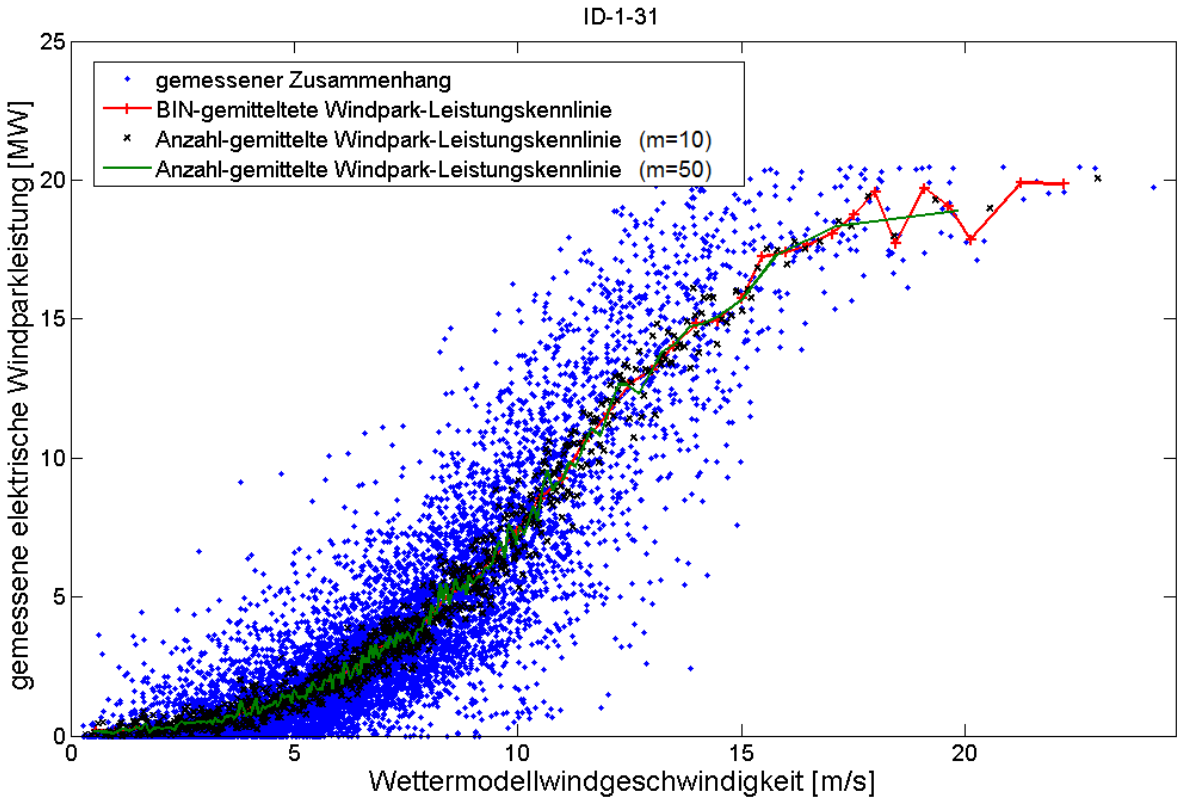


Abbildung A 30: Anzahl-gemittelte Windpark-Leistungskennlinie eines Referenzwindparks

A3.4.3 Gefittete Windpark-Leistungskennlinien

Durch Ermittelung eines Polynoms, welches den mittleren Zusammenhang zwischen gemessener Windpark-Leistung und Wettermodellwindgeschwindigkeit wiedergibt, kann eine durchgehend glatte Windpark-Leistungskennlinie erzeugt werden, welche bis in die höchsten Windgeschwindigkeits-Bereiche reicht. Das Polynom wird mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate bestimmt, wobei der Grad des Polynoms vorgegeben werden muss. Abbildung A 31 zeigt die gefittete Windpark-Leistungs-kennlinie eines Referenzwindparks für Polynome unterschiedlicher Gradzahlen. Beispielsweise erfüllt die gefittete Windpark-Leistungskennlinie des Polynoms 3. Grades den Zusammenhang: $P(v) = -0{,}019932v^3 + 0{,}73018v^2 + -3{,}7737v + 6{,}357$.
Es ist in der Abbildung ersichtlich, dass das Polynom 3. Grades keine ausreichend gute Approximation an den mittleren P/v-Zusammenhang liefert. Die Kurve hat ein Minimum von über 1MW bei ca. 2,5m/s. Einer Windgeschwindigkeit von 0m/s ordnet sie einen Leistungswert von ca. 6MW zu. In dem Windgeschwindigkeits-Bereich von ca. 19m/s bis ca. 24m/s liegt die Kurve oberhalb der Nennleistung des Windparks. Eine bessere Approximation des mittleren P/v-Zusammenhangs wird durch die Polynome 6. und 10. Grades erzielt. Diese liegen im unteren Windgeschwindigkeits-Bereich nahezu auf der BIN-gemittelten Windpark-Leistungskennlinie, sind aber ab ca. 14m/s deutlich glatter als diese. Der starke Ausreißer in der BIN-gemittelten Windpark-Leistungskennlinie bei ca. 20m/s, welcher sich durch die weite Streuung der P/v-Datenpaare in diesem Windgeschwindigkeits-Bereich ergibt, ist im Polynom 10. Grades aufgehoben. Die durch Polynome 6. und 10. Grades gefitteten Windpark-Leistungskennlinien gehen ab ca. 18m/s deutlich auseinander. Erstere beginnt ab ca. 20m/s deutlich anzusteigen, letztere ab ca. 22m/s. Diese Anstiege nehmen exponentiell zu und gehen bei ca. 22m/s über die Nennleistung des Windparks von 61,2MW hinaus. Dass die beiden Windpark-Leistungskennlinien im hohen Windgeschwindigkeitsbereich so stark ansteigen, liegt daran, dass im hohen Windgeschwindigkeitsbereich ab 20m/s nur sehr wenige Datenwerte vorliegen und die Koeffizienten der Polynome so bestimmt sind, dass eine bestmögliche Anpassung an alle P/v-Datenpaare erreicht wird. Diese hohen Gradienten am oberen

Ende des Windgeschwindigkeits-Bereiches sind typische für gefittete Windpark-Leistungskennlinien, welche durch Polynome höherer Ordnung ermittelt werden. Es kann, abhängig von den jeweiligen Werten der P/v-Datenpaare und dem Grad des Polynoms, anstelle von extremen Anstiegen auch zu extremen Abfällen kommen. Wegen dieser Unsicherheit im hohen Windgeschwindigkeits-Bereich ist die Bestimmung von Windpark-Leistungskennlinien durch Polynome kein reproduzierbares Verfahren. Es wäre allerdings möglich durch Polynome gefittete Windpark-Leistungskennlinien ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit „abzuschneiden“, d.h. höhere Windgeschwindigkeiten nicht mehr zu berücksichtigen. Die Windgeschwindigkeit müsste festgesetzt werden und könnte z.B. 20m/s betragen. Ebenfalls müsste die Ordnung der Polynome festgelegt werden. Polynomgrade von 5 bis 10 liefern ausreichend gute Approximation, höhere Grade bedeuten lediglich eine gestiegene Komplexität und Überanpassung an Ausreißer, aber nur geringe Approximationsverbesserungen.

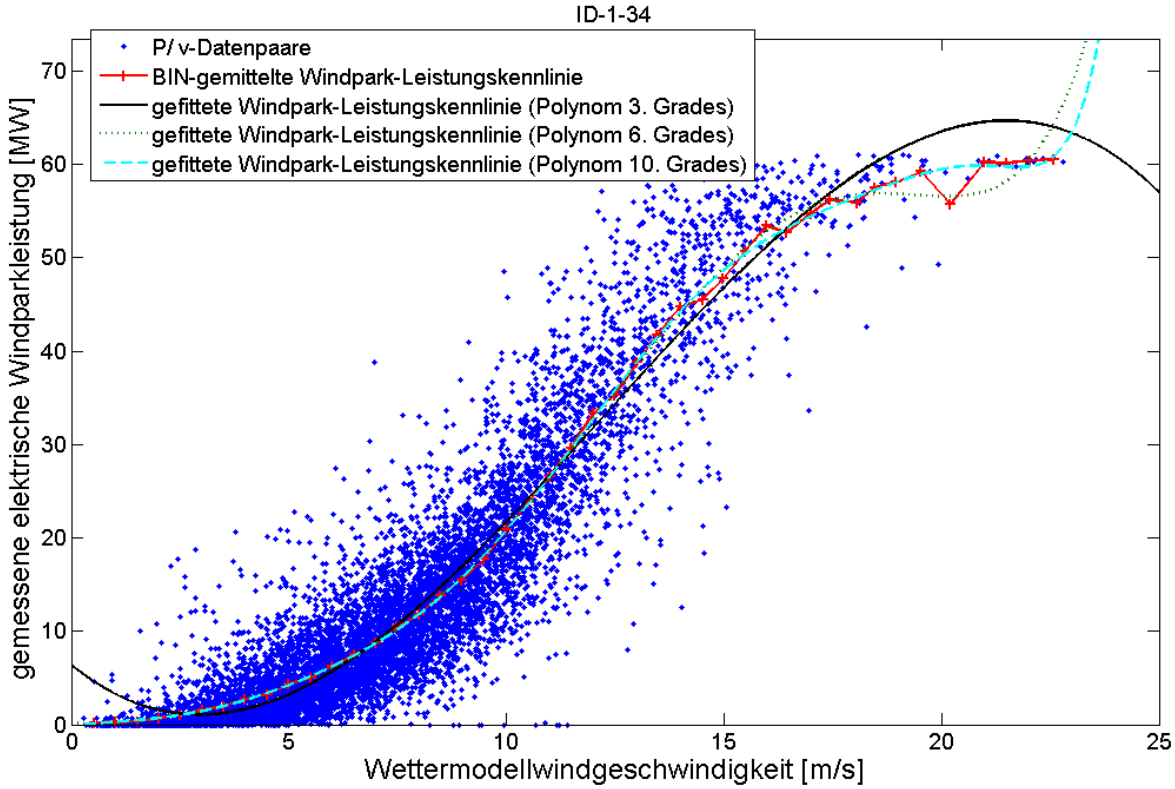


Abbildung A 31: Gefittete Windpark-Leistungskennlinien eines Referenzwindparks

A3.5 Gumbel-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

In [A 26] wurde eine modifizierte Form der Gumbel-Wahrscheinlichkeits-dichtefunktion (auch Fisher-Tippett-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion) als eine Funktion identifiziert, deren Dichtekurve bei korrekter Wahl der Funktionsparameter eine ähnliche Form wie Windpark-Leistungskennlinien aufweist.
Es wurde mit Y ein zusätzlicher Faktor eingeführt um eine Abweichung des Integrals der Dichtefunktion von dem Wert 1 bzw. eine Skalierung der Wahrscheinlichkeits-dichtefunktion auf die Nennleistung $P_{n,Windpark}$ eines Windparks zu ermöglichen:

$$P_{Gumbel,3}(v_w) = \frac{Y \cdot P_{n,Windpark}}{k} e^{\frac{A-v_w}{k} - e^{\frac{A-v_w}{k}}} \quad .$$

(A 16)

Außerdem wurde in [A 26]] anhand der Parameter, die sich durch Anpassung der um Y erweiterten modifizierten Gumbel-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion an den mittleren Zusammenhang der Leistungen und Windgeschwindigkeiten von 35 Windparks ergeben, ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen den Parametern A und k aufgezeigt. Dieser Zusammenhang wird anhand von 145 Windparks überprüft und bestätigt (siehe Abbildung A 32). Die Wurzel der mittleren quadratischen Abweichungen (RMSE) der blauen Datenpunkte um die blaue Regressionsgerade beträgt 0,5684. Diese Streuung ist wesentlich geringer als bei Y, hier beträgt der RMSE zu der entsprechenden Regressionsgeraden 5,0238.

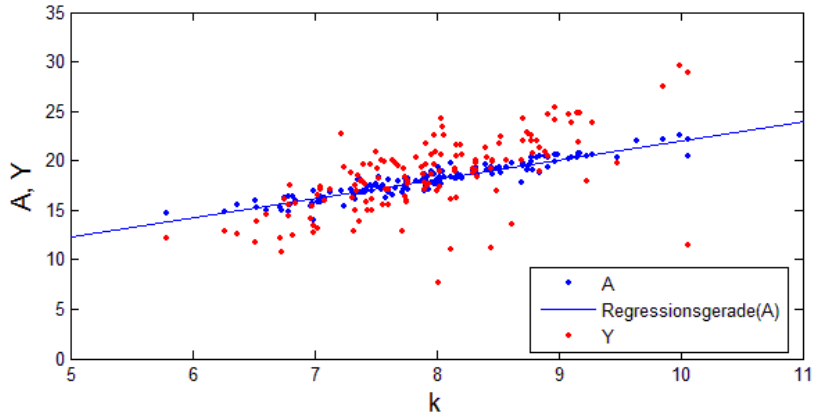


Abbildung A 32: Abhängigkeit der Parameter A und Y der modifizierten Gumbel-Funktion von k bei 145 Referenzwindparks

Wegen des nahezu linearen Zusammenhangs wird der Parameter A durch die Regressionsgerade $A(k)$=1,9551k+2,5037 substituiert. Die modifizierte und reduzierte, zweiparametrische Gumbel-Funktion genügt dann dem empirisch ermittelten Zusammenhang:

$$P_{Gumbel,2}(v_w) = \frac{Y \cdot P_{n,Windpark}}{k} e^{1{,}955 + \frac{2{,}5037-v_w}{k} - e^{1{,}955 + \frac{2{,}5037-v_w}{k}}} \quad .$$

(A 17)

Für die folgenden Betrachtungen wird der Faktor $P_{n,Windpark}$ auf 1 gesetzt, was gleichbedeutend mit einer Normierung der Zusammenhänge auf Nennleistung ist.

Die Auswirkungen von k und Y auf die Form der Funktion $P_{Gumbel,2}$ werden in Abbildung A 33 verdeutlicht.

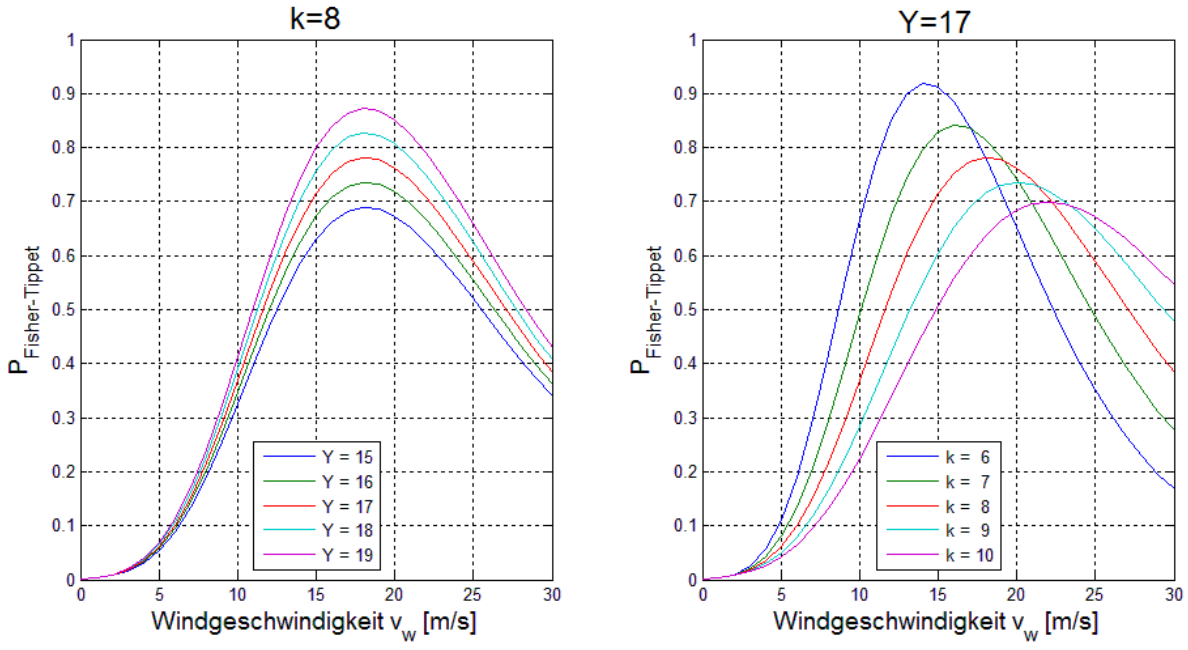


Abbildung A 33: Veränderung der Parameter Y und k der reduzierten modifizierten Gumbel-Funktion bei jeweils konstant gehaltenem anderen Parameter

Ein zunehmender Faktor Y bewirkt, wie erwähnt, eine Streckung in Richtung der Ordinaten-Achse. Der Parameter k ist maßgeblich für den Anstieg und den Abfall und somit für die Breite der Kurve. Mit zunehmenden k wird bei der Anpassung der Funktion an Windpark-Leistungskennlinien auch ein zunehmendes Y einhergehen, da (auch große) Windparks in der Regel bei hohen Windgeschwindigkeiten nahe an ihre Nennleistung kommen bzw. diese erreichen. Große Werte für Y und k lassen auf eine große Energieausbeute des Windparks schließen. Ein zunehmendes k verschiebt die Funktion zwar nach rechts, der Anstieg der Kurve wird geringer, allerdings wird sie auch breiter, wodurch (wenn auch nur bei den seltenen hohen Windgeschwindigkeiten) ein größerer Windgeschwindigkeitsbereich abgedeckt wird. Die einhergehende Zunahme von Y vergrößert die Fläche unter der Kurve.

Die roten Kurven in beiden Teilen der Abbildung A 33 sind identisch. Sie ergeben sich mit den Werten 8 und 17 für k bzw. Y. In diesem Bereich liegen die beiden Parameter üblicherweise bei der Anpassung an den Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten und auf Nennleistung normierten Windpark-Leistungen. Diese Werte werden als Startwerte für die Verwendung der Matlab-Funktion „lsqcurvefit“ verwendet, die imstande ist, nichtlineare Ausgleichsrechnungen (nonlinear curve-fitting) im Sinne der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durchzuführen. Auf diese Weise werden die optimalen Parameter der zweiparametrischen modifizierten Gumbel-Funktion für Referenzwindparks aus Kapitel 1.1.2.1 ermittelt. Hierfür wurden die auf Stunden gemittelten Leistungs-messdaten von 145 Referenzwindparks des Jahres 2008 sowie die zugehörigen, auf mittlere Windpark-Nabenhöhen interpolierten Windgeschwindigkeiten aus dem COSMO-EU-Wettermodell verwendet.

Die Streuung der Parameter Y um die Regressionsgerade, aber auch um die quadratische Regressionskurve ist groß. Der RMSE hat im Vergleich zur Anpassung durch die dreiparametrische modifizierte Gumbel-Funktion zugenommen (siehe Legende). Der angenommene Zusammenhang von zunehmenden Y bei zunehmenden k ist allerdings zu erkennen. Werden die 13 Windparks, deren Parameter den weitesten Abstand zur Regressionsgeraden aufweisen, entfernt, fällt der RMSE auf 1,7414. Wegen diesem relativ geringen Fehler wird im Folgenden auch die auf einen Parameter reduzierte, einparametrische modifizierte Gumbel-

Funktion $P_{Gumbel,1}(v_w)$ mitbetrachtet, für die Y in Formel (2-29) durch den linearen Zusammenhang Y=3,7471k -10,7762 substituiert wird.

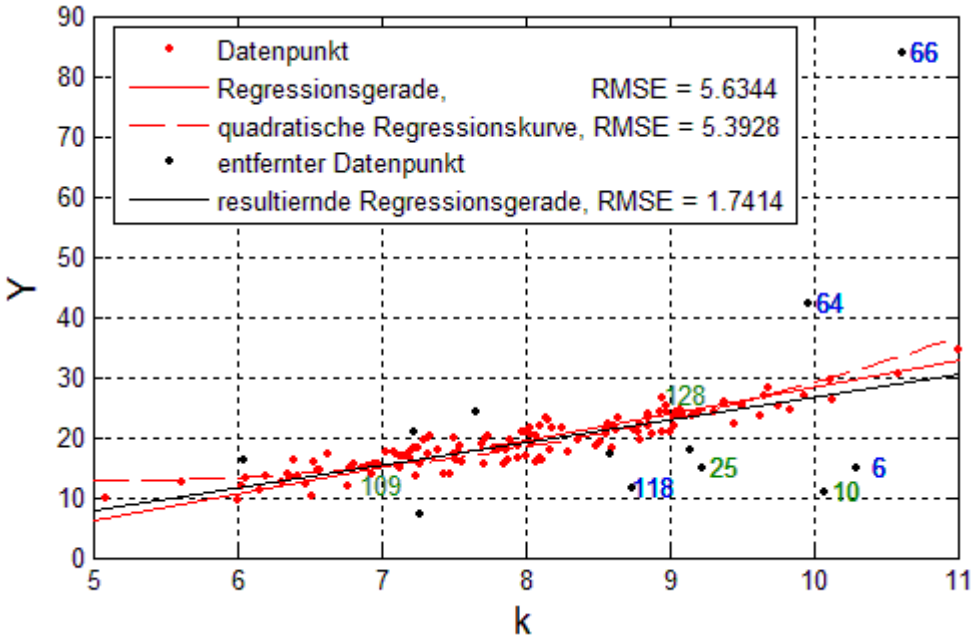


Abbildung A 34: Abhängigkeit der Parameter Y und k der zweiparametrischen modifizierten Gumbel-Funktion bei 145 Referenzwindparks

Abbildung A 35 und Abbildung A 36 zeigen die mit den ein- und zweiparametrischen modifizierten Gumbel-Funktionen $P_{Gumbel,1}(v_w)$ und $P_{Gumbel,2}(v_w)$ modellierten Leistungskennlinien von jeweils vier Windparks. In Abbildung A 35 sind die vier Windparks dargestellt, bei denen die modellierten Leistungskennlinien den kleinsten RMSE zu den $P_{normiert}$/v-Wertepaaren aufweisen. In Abbildung A 36 sind vier Windparks dargestellt, deren Y- und k-Parameter einen großen Abstand zur Regressionsgeraden aus Abbildung A 34 aufweisen. Die Nummern der dargestellten Windparks sind auch in Abbildung A 34 angezeigt.
Es ist in Abbildung A 35 zu erkennen, dass die zweiparametrische Funktion gut den mittleren Zusammenhang der Datenpunkte abbildet. Ihr RMSE zwischen Leistungs- und Windgeschwindigkeitswertepaaren ist stets nur geringfügig kleiner als der des Polynoms 10. Grades. Bei Windpark 25 und 10 scheint die angegebene Nennleistung zu hoch zu sein, was der Leistungskennlinien-Modellierungen jedoch keinen Abbruch tut. Windpark 10 besitzt den niedrigsten RMSE aller Windparks. Die einparametrische modifizierte Gumbel-Funktion bildet die Leistungskennlinie nur bei Windpark 109 akzeptabel, hier aber außerordentlich genau nach.
Abgesehen von Windpark 64 in Abbildung A 36, für den offensichtlich falsche Nennleistungsangaben vorliegen oder lang andauernde Einspeisedrosselungen vorgenommen wurden, wird der mittlere Zusammenhang der Datenpunkte durch die zweiparametrische Funktion gut abgebildet; sie liegt weitestgehend auf dem Regressionspolynom. Die hohen Abweichungen der Parameter Y und k der dargestellten zweiparametrischen Funktionen von der Regressionsgeraden in Abbildung A 34 sind durch die fehlerhaften Messwerte zu erklären. Es scheint sich bei allen 4 Abbildung A 36 in dargestellten Windparks um falsche Nennleistungsangaben zu handeln. Eine hohe Abweichung der Parameter Y und k von der Regressionsgeraden bedeutet nicht unbedingt eine schlechte Approximation der Leistungs-/Windgeschwindigkeitswertepaare durch die modifizierte Gumbel-Funktion. Bei Windpark 118 wurde der mittlere Zusammenhang gut nachgebildet, auch wenn Y durch die wohl zu hohe Nennleistungsangabe relativ klein ausfällt. Windpark 64 hingegen weist nicht nur relativ hohe Y- und k-Werte, sondern auch den höchsten RMSE aller Windparks auf.

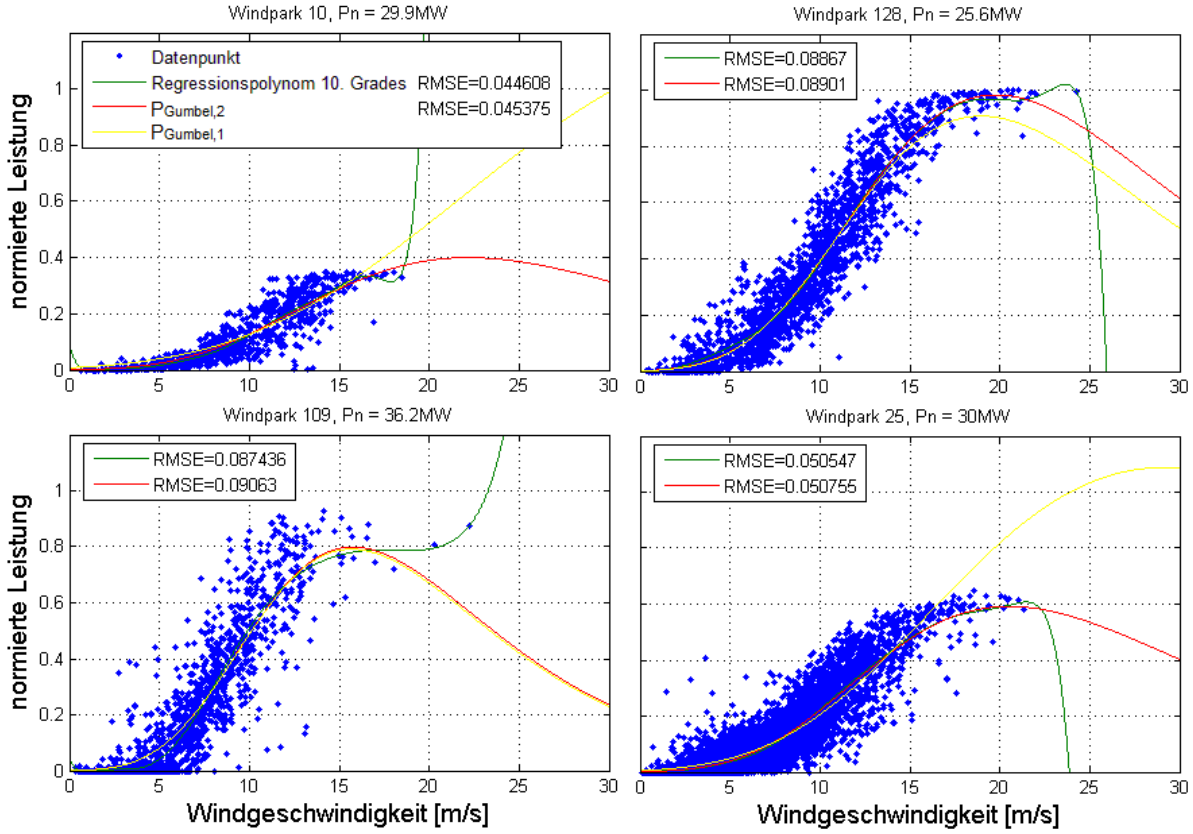


Abbildung A 35: Approximierte Windpark-Leistungskennlinien mit geringen Abweichungen

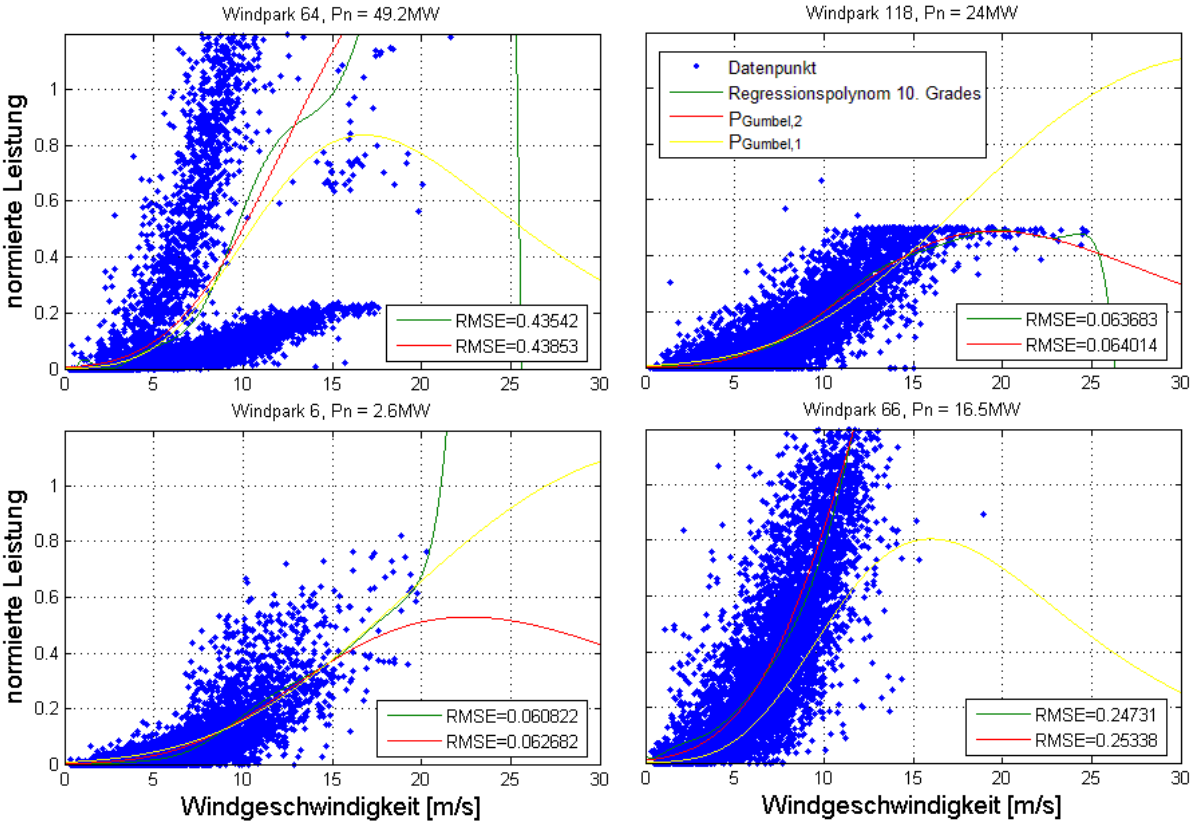


Abbildung A 36: Approximierte Windpark-Leistungskennlinien mit für Windparks ungewöhnlichen Zusammenhang der Parameter *Y* und *k*

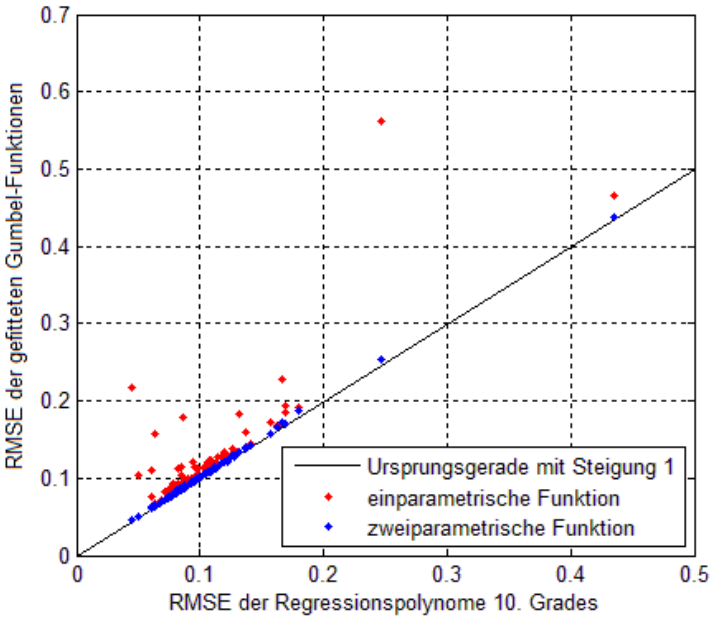


Abbildung A 37: Vergleich der sich durch Modellierung und Regression ergebenden RMSE zu den $P_{normiert}$/v-Wertepaaren

Abbildung A 37 zeigt den Zusammenhang zwischen den RMSE der an den Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten und auf Nennleistung normierten Leistungen aller betrachteten Referenzwindparks gefitteten modifizierten Gumbel-Funktionen und den RMSE der hieran gefitteten Polynome 10. Grades. Die einparametrische Funktion weist für manche Windparks deutlich höhere RMSE als die Polynome auf. Zudem bildet sie, wie in den beiden vorigen Abbildungen gezeigt, den mittleren Zusammenhang nur unzureichend nach und wird deswegen fortan nicht weiter betrachtet. Die zweiparametrische modifizierte Gumbel-Funktion hingegen führt zu fast den gleichen RMSE wie die Regressionspolynome. Dies ist besonders insofern beachtlich, dass die Regressionspolynome über deutlich mehr Freiheitsgrade verfügen, also anpassungsfähiger sind, sich allerdings nicht auf unterschiedliche Windparks übertragen lassen. Die modifizierte zweiparametrische Gumbel-Funktion führt zu vergleichbaren Approximationsgenauigkeiten, allerdings einem zweifellos natürlicheren Verlauf bei hohen Windgeschwindigkeiten und eignet sich mit ihrer geringen Anzahl von zwei Parametern als empirisch entwickeltes Modell für Windpark-Leistungskennlinien. Mit der modifizierten zweiparametrischen Gumbel-Funktion erstellte Windpark-Leistungskennlinien werden in Kapiteln 3.6.1 und 3.6.2 als Referenz zu den dort betrachteten Windpark-Leistungskennlinien verwendet.
Zur Überprüfung der Abhängigkeit der beiden Modellparameter Y und k von Eigenschaften der Windparks dient Abbildung A 38. Für alle 9 betrachteten Windparkeigenschaften ist kein eindeutiger Zusammenhang zu erkennen; die Streuungen von Y und k sind zu groß. Die Regressionsgeraden lassen bei einigen Eigenschaften zwar Tendenzen erahnen, so gehen z.B. mit einem größeren mittleren Verhältnis von Rotorfläche zur Nennleistung (A_r/P_n-Verhältnis) eher kleinere Werte für Y einher, die Modellierung einer Windpark-Leistungskennlinie auf Grundlage einer vorgegebenen Windparkeigenschaft ist jedoch nicht möglich. Nichtsdestotrotz lassen sich mit den durch die modifizierte zweiparametrische Gumbel-Funktion modellierten Windpark-Leistungskennlinien durch Einsetzen von Windgeschwindigkeitswerten v_{NWM} aus dem numerischen Wettermodell Windleistungswerte P_{sim} simulieren,

$$P_{sim}(t) = P_{Gumbel,2}(v_{NWM}(t)) \,, \qquad \textbf{(A 18)}$$

mit gemessenen vergleichen und Rückschlüsse auf die Güte dieser Windleistungssimulation ziehen.

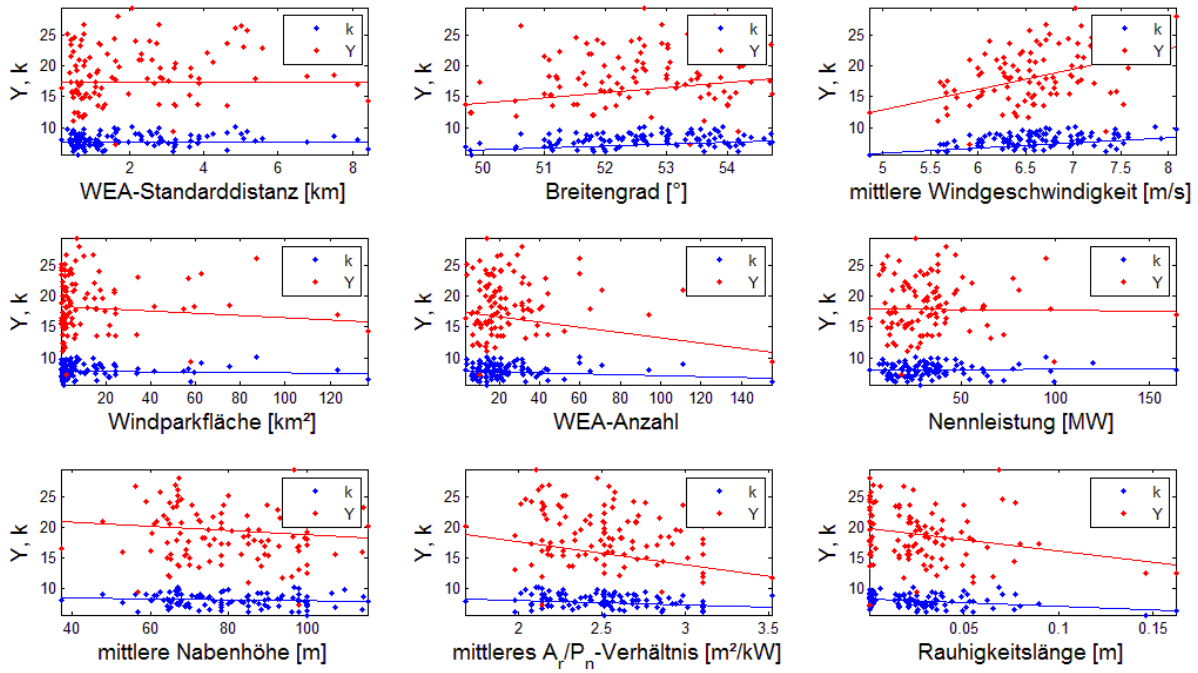


Abbildung A 38: Zusammenhang zwischen den Modellparametern Y und k und Eigenschaften der Referenzwindparks

Die simulierten Leistungswerte eines Referenz-windparks sind in Abbildung A 39 den gemessenen gegenübergestellt. Die transformierte Leistungszeitreihe ist im Zeitauschnitt in Abbildung A 39 links oben zu sehen. Dort ist gezeigt, dass die gemessenen und simulierten Leistungen ähnlichen Verlauf haben. Der Korrelationskoeffizient der beiden Zeitreihen beträgt 0,8831. Im Vergleich hierzu liegt der Korrelationskoeffizient von Leistungsmessung und Windgeschwindigkeit bei 0,8538, der von Windgeschwindigkeit und Leistungs-simulation bei 0,9664. Das Bild rechts oben zeigt die Leistungswerte über der Windgeschwindigkeit. Die simulierten Leistungen liegen ohne Streuung auf der Leistungskennlinie. In der Darstellung der Differenz der gemessenen und simulierten Leistungen über der Windgeschwindigkeit im Bild links unten fällt der Bogen im positiven Ordinatenbereich auf, den die Differenz nicht überschreitet. Der Bogen wird durch die Simulationswerte gebildet, die größer als die Messwerte sind. Da das Minimum der Messwerte Null ist entspricht der Verlauf des Bogens dem der Leistungskennlinie, die rot eingezeichnet ist. Durch den obersten Punkt im Bild wird deutlich bis zu welch hohen Windgeschwindigkeiten Leistungsmesswerte gleich Null vorliegen (11m/s).

Die Differenzen belaufen sich auf bis zu ca. +/-70% der Nennleistung, die Standardabweichung auf ca. 12%. Werden die positiven und negativen Differenzen getrennt betrachtet, ergibt sich für die positiven ein Mittelwert von 6,7% und eine Standardabweichung von ca. 7% (welche in Abbildung A 39 als rot gestrichelte Linie um den Mittelwert in positiver und in negativer Richtung dargestellt ist). Die entsprechenden Werte für negative Differenzen liegen bei ca. -10% und 11% (grün gestrichelte Linien). Die geringere Standardabweichung positiver Differenzen kann auf ihre die Begrenzung durch die Leistungskennlinie zurückgeführt werden. Die Streuung der Differenzen um Null weist ihr Maximum im mittleren Windgeschwindig-keitsbereich um die 10m/s auf, wie schon in der großen Spanne von Leistungswerten über der entsprechenden Windgeschwindigkeit im Bild rechts oben von Abbildung A 39 zu sehen war. Ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 15 m/s nehmen die Differenzen vorrangig negative Werte an, was auf die geringen Freiheitsgrade der modifizierten zweiparametrischen Gumbel-Funktion zurückzuführen ist.

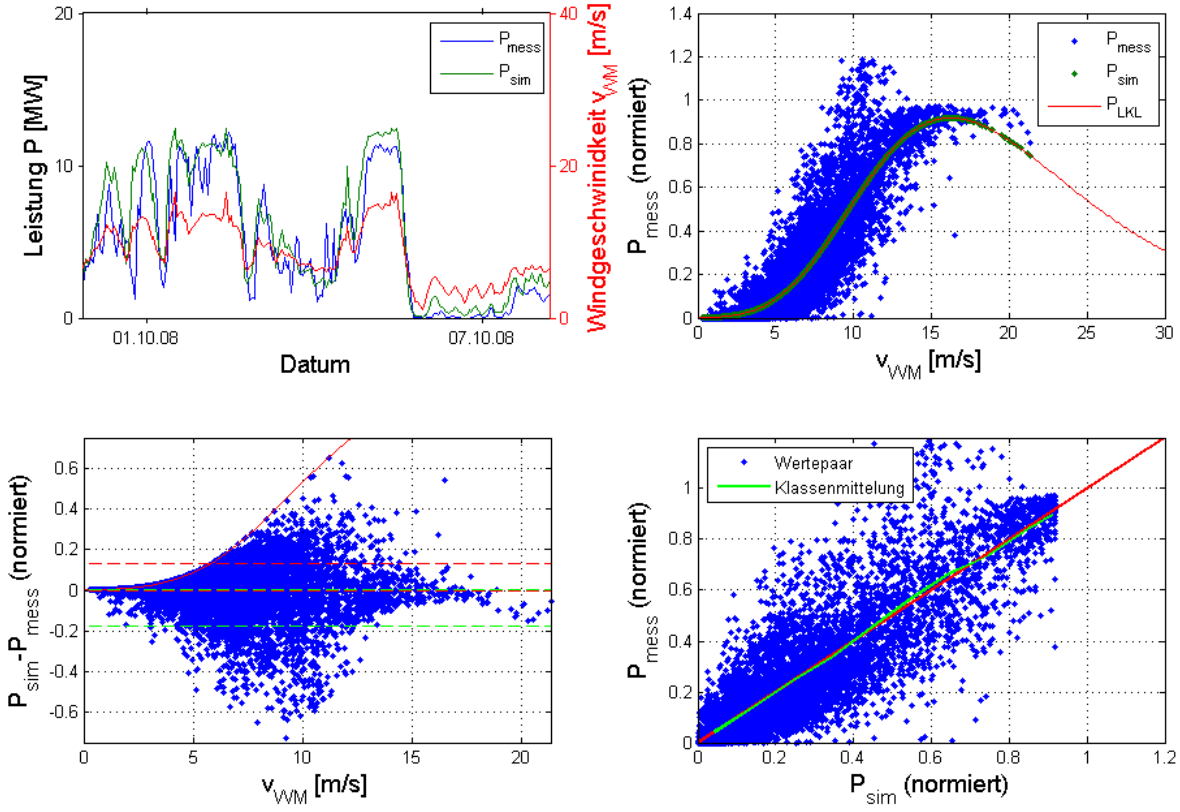


Abbildung A 39: Gegenüberstellung von gemessener und simulierter Leistung eines Referenzwindparks (Nr. 1)

Das Bild rechts unten zeigt, dass der nichtlineare Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und gemessener Leistung im darüberliegenden Bild durch die Transformation der Windgeschwindigkeit mittels der Windpark-Leistungskennlinie linearisiert wurde; die Streuung um die rote Ursprungsgerade mit der Steigung 1 entspricht der Streuung um die rote Leistungskennlinie im Bild rechts oben. Um zu Überprüfen, ob zwischen simulierten und gemessenen Leistungswerten ein linearer Zusammenhang besteht, wurden die Zeitpunkte ermittelt, zu denen die simulierten Leistungen in eine bestimmte Klasse fallen und die Mittelwerte der simulierten und gemessenen Leistungen zu diesen Zeitpunkten berechnet. Die resultierende, grüne Kurve der Klassenmittelwert liegt sehr genau auf dem linearen Zusammenhang (rot). Dies gilt für alle Referenzwindparks.

Neben dem direkten Zusammenhang zwischen den Mess- und Simulationswerten weisen die gemessenen und simulierten Leistungszeitreihen der Referenzwindparks auch ähnliche Charakteristiken auf wie Abbildung A 40 zeigt.

Während die Zusammenhänge von simulierten und gemessenen Energieerträgen (RMSE=1,55GWh) und Kapazitätsfaktoren (RMSE=0,0068) im linken bzw. mittleren Bild nahe bei der Ursprungsgeraden mit der Steigung von 1 liegen, also sehr gut simuliert wurden, fallen die simulierten Standardabweichungen im rechten Bild etwas geringer als die gemessenen aus. Die Variabilität der gemessenen 1h-Leistungsmittelwerte übertrifft die Variabilität der mit den Windparkleistungskennlinien transformierten 1h-Windgeschwindigkeitswerte aus dem Wettermodell etwas.

Die durchgeführten Windleistungssimulationen können insgesamt als sehr genau eingestuft werden, allerdings muss beachtet werden, dass Windpark-Leistungskennlinien verwendet wurden, die an den gemessenen Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Leistung angepasst waren.

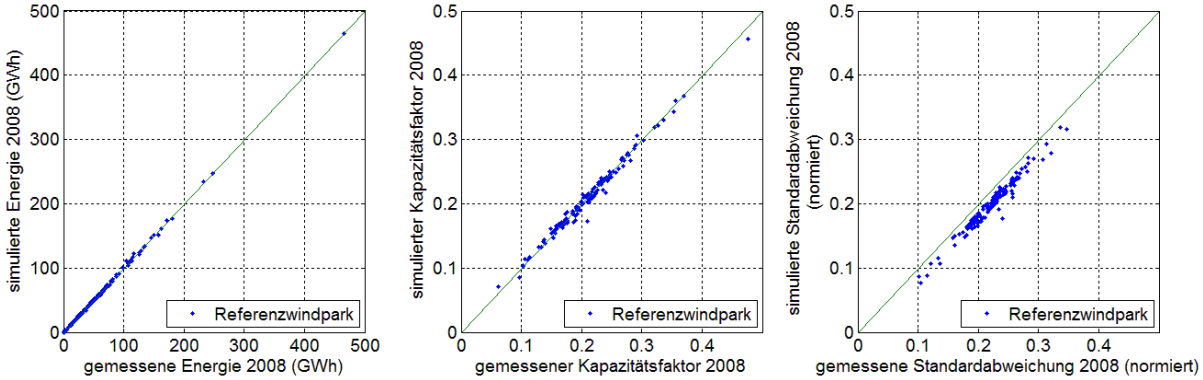


Abbildung A 40: Vergleich von Charakteristiken der simulierten und gemessenen Leistungszeitreihen der Referenzwindparks

A3.6 Glättung von summierten Referenzwindpark-Leistungskennlinien

In diesem Kapitel werden die Parameter der Modelle aus Kapitel 3.6.2 an die Messdaten von 97 Referenzwindparks angepasst. Hierfür ist eine umfangreiche Datenaufbereitung notwendig. Da für jeden Referenzwindpark die WEA-Typen bekannt sind, können zunächst die mittleren Windpark-Nabenhöhen nach Formel (1-28) berechnet werden. Auch die entsprechenden WEA-Leistungskennlinien können wie folgt aufbereitet werden:

- Erweiterung gemäß Kapitel 3.3.1 auf die Windgeschwindigkeit von 25m/s um den „letzten“ Leistungswert, sofern keine Leistungswerte für Windgeschwindigkeiten über 25m/s vorliegen.
- Höheninterpolation und –extrapolation auf mittlere Windpark-Nabenhöhe nach Formel (3-19) unter Verwendung von z_0.
- Summierung gemäß Formel (3-25).

Es erfolgt eine Extraktion von 1h-Windgeschwindigkeitswerten aus dem COSMO-DE für die Jahre 2007 bis 2010. Es werden diejenigen Windgeschwindigkeiten in ca. 36m, 73m, 122m und 184m Höhe extrahiert, in deren Gitterflächen die Referenzwindparks liegen. Die Windgeschwindigkeiten werden gemäß Formel (3-9) auf die mittleren Windpark-Nabenhöhen interpoliert und so die für die Referenzwindparks gültigen Windgeschwindigkeiten v_{WP} gebildet. Bei den Leistungsmessdaten der Referenzwindparks werden zunächst die Umstellungen auf Sommerzeit der Jahre 2007 bis 2010 rückgängig gemacht. Daraufhin werden die gemessenen 15min-Werte zu 1h-Werten gemittelt. Die Mittelung erfolgt jedoch nicht für die vollen Stunden, sondern für die vier aufeinander folgenden Viertelstundenwerte ab der 2. Viertelstunde der Stunden, bspw. von 0:15 bis 1:15. Bei dieser Bildung von 1h-Leistungswerten wird die höchste Korrelation zu den Windgeschwindigkeitswerten erreicht. Es werden auch dann 1h-Mittelwerte gebildet, wenn nur 1, 2 oder 3 15min-Werte für die jeweilige Stunde vorliegen. Die Modelle für Windpark-Leistungskennlinien aus Kapitel 3.6.2 und A3.5 werden für einen festen vorgegebenen Vektor $\vec{v}_{fixed}$, der von 0m/s bis 40m/s reicht und eine Schrittweite von 0,1m/s aufweist, erstellt. Anschließend werden für die aufbereiteten Windgeschwindigkeiten v_{WP} aus dem Wettermodell die zugehörigen Leistungswerte der Modelle für Windpark-Leistungskennlinien durch lineare Interpolation bestimmt. Die Matlab-Funktion „lsqcurvefit“ bildet daraufhin die Summe der Fehlerquadrate zwischen den auf diese Art modellierten und den gemessenen Leistungswerten und variiert den jeweiligen Glättungsparameter (σ_n oder σ_v bzw. Y und k bei der Gumbel-Funktion) bei der Bildung der Modelle für Windpark-Leistungskennlinien solange, bis die Summe der Fehlerquadrate ein Minimum erreicht hat. Bei der Kalibrierung der Modelle mit dem zusätzlichen

Modellparameter η_v erfolgt die lineare Interpolation nicht auf Basis der Windgeschwindigkeiten v_{WP}, sondern auf Basis der Windgeschwindigkeiten $\eta_v \cdot v_{WP}$. Die Matlab-Funktion „lsqcurvefit“ variiert in diesen Fällen beide Modellparameter solange, bis die Summe der Fehlerquadrate zwischen simulierten und gemessenen Leistungswerten ein Minimum erreicht hat. Es ist zu beachten, dass η_v ohne Berücksichtigung gegenseitiger WEA-Abschattungseffekte, sei es durch das windrichtungsabhängige Abschattungsmodell aus Kapitel 4.1.1 in Form von $\eta_{WP}(\omega,v_w)$ oder eine mittlere Windeffizienzkennlinie (siehe Kapitel 4.1.2) in Form von $\eta_{WP}(v_w)$, bestimmt wird. Bei Berücksichtigung dieser Effekte ist davon auszugehen, dass η_v höhere Werte annimmt, die pauschale Windgeschwindigkeitsreduzierung durch η_v also geringer ausfällt, da zusätzliche Reduzierungen durch die Abschattungseffekte abgebildet werden. Der in zwei Modellen zusätzlich eingeführte Faktor η_P beträgt 0,975 (siehe Ausführungen in Teil 4). Bei den Modellen, welche auf die Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zurückgreifen, werden die zugehörigen Parameter A und k aus den Windgeschwindigkeiten v_{WP} des jeweiligen Referenzwindparks bestimmt.

Tabelle A 5 gibt eine Übersicht über die verwendeten Modelle und gibt die Mittelwerte der sich für die 97 Referenzwindparks ergebenden Modellparameter sowie den mittleren RMSE an. Die mittleren Modellparameter $\overline{\sigma}_n$ fallen mit Werten um 0,3 höher aus als die konstanten Niveaus der Turbulenzintensitäten TI aus Abbildung 3-7 im Bereich zwischen 0,1 und 0,2. Grund hierfür könnte die Tatsache sein, dass sich die $\overline{\sigma}_n$ aus der Modellanpassung an Referenzwindparks ergeben, die TI hingegen an Messmasten gemessen wurden.

Tabelle A 5: Übersicht über die Modelle für Windpark-Leistungskennlinien und deren mittlere RMSE bei Kalibrierung auf RMSE

modellierte Leistung	Formel(n)	$\overline{RMSE}$ [%]	$\overline{\sigma}_n$	$\overline{\sigma}_v$ [m/s]	$\overline{\eta}_v$	$\overline{k}$	$\overline{Y}$ [s/m]
$P_{LKL,geglättet,1}(v_{WP})$	**(3-27) (3-28)**	16,10	0,32		1,00		
$P_{Gumbel,2}(v_{WP})$	(A 17)	10,14			1,00	8,52	21,03
$P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-29)**	10,31	0,33		0,82		
$P_{Gumbel,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	(A 17)	10,19			0,82	6,28	15,13
$\eta_P \cdot P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-30)**	10,32	0,31		0,83		
$\eta_P \cdot P_{Gumbel,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	(A 17)	10,18			0,83	6,42	15,50
$P_{LKL,geglättet,4}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-31)**	10,40	0,29		0,82		
$P_{LKL,Weibull,1}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-32) (3-33)**	10,18		1,55	0,87		
$P_{LKL,Weibull,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$	**(3-32) (3-34)**	10,30	0,15		0,88		

Abbildung A 41 zeigt die sich für das Modell aus Formel (3-29) ergebenden Modellparameter in Abhängigkeit von Eigenschaften der zugehörigen Referenz-windparks. Die breite Streuung der Modellparameter lässt keinen eindeutigen Zusammenhang zu einer Windpark-Eigenschaft erkennen. Lediglich Tendenzen lassen sich ablesen, etwa eine Abnahme des Parameters σ_n bei zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit.

Die Kalibrierung der Modellparameter kann nicht nur wie bisher beschrieben auf einen minimalen RMSE zwischen gemessenen Leistungen $P_{gemessen}$ und simulierten Leistungen $P_{sim,RMSE}$, sondern, je nach Zielsetzung, auch auf andere Optimierungs-größen erfolgen. Es bieten sich hierzu z.B. Kalibrierungen mit dem Ziel einer minimalen Differenz zwischen den Volllaststunden der gemessenen Leistungen und der simulierten Leistungen $P_{sim,Volllaststunden}$, eines maximalen Korrelationsko-effizientens zwischen den gemessenen Leistungen und den simulierten Leistungen $P_{sim,Korrelation}$ oder eines möglichst linearen Zusammenhangs zwischen den gemessenen Leistungen und den simulierten Leistungen $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ an.

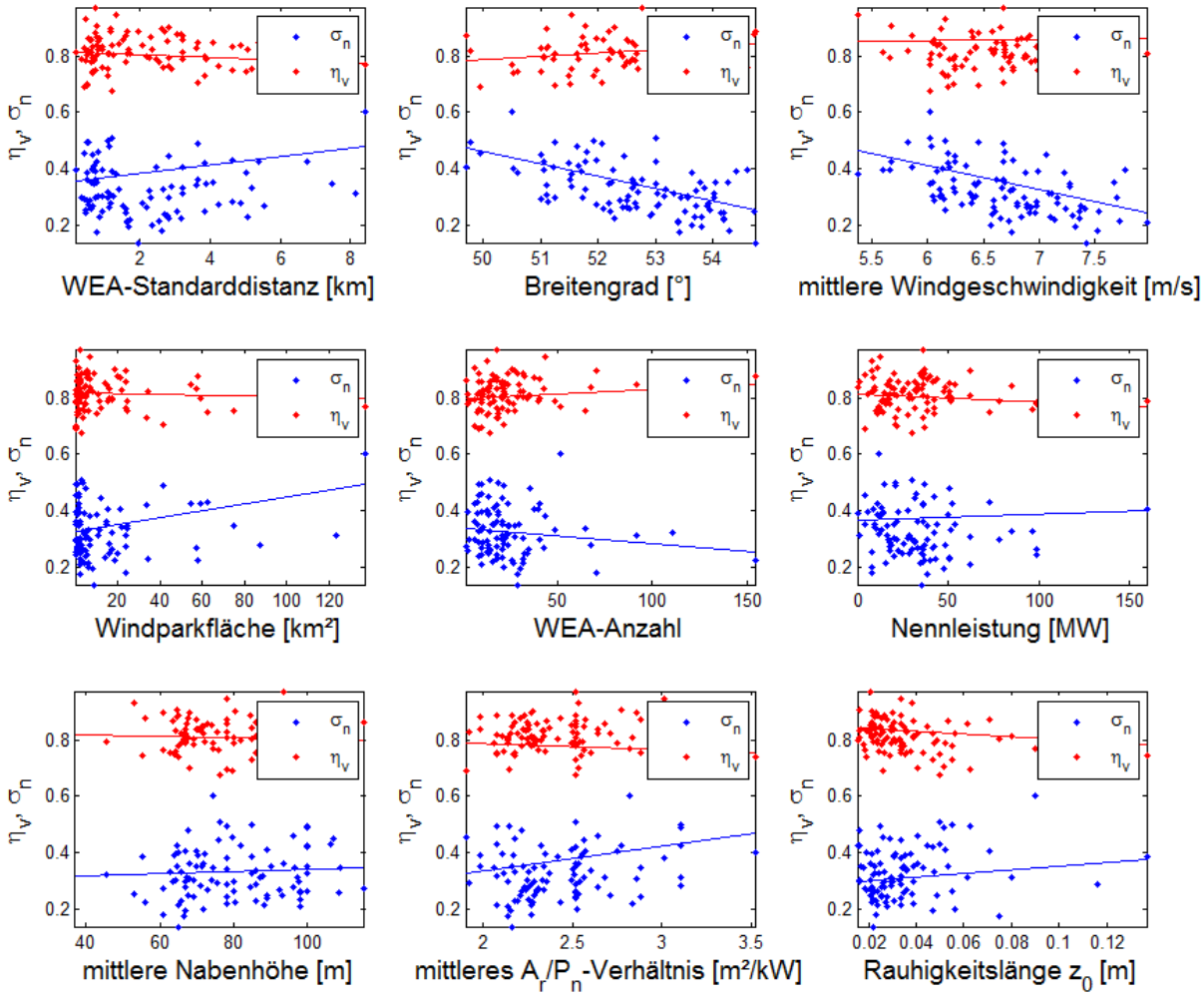


Abbildung A 41: Zusammenhänge zwischen den Parametern der auf RMSE kalibrierten Modelle $P_{LKL,geglättet,2}(\eta_v \cdot v_{WP})$ und Eigenschaften der Windparks

Abbildung A 42 zeigt als typisches Beispiel verschiedene Charakteristiken der mit diesen Optimierungsgrößen unter Verwendung der Matlab-Funktion "fminsearch“ und dem Modell aus Formel (3-29) erstellten Leistungen P_{sim} eines Referenzwindparks. Der RMSE zwischen $P_{gemessen}$ und $P_{sim,RMSE}$ beträgt bei diesem Windpark 0,1136. Die simulierten Leistungen im Bild links oben zeichnen geglättete Leistungskennlinien nach, die sich für die unterschiedlichen Optimierungsgrößen voneinander unterscheiden. Die stärkste Glättung erfolgt für die $P_{sim,RMSE}$ mit einem σ_n von 0,42, die geringste für die $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ mit einem σ_n von 0,17. $P_{sim,Volllaststunden}$ und $P_{sim,Korrelation}$ weisen mit den Werten 0,35 bzw. 0,34 zwar relative ähnliche σ_n auf, unterscheiden sich jedoch in ihren η_v mit 0,89 bzw. 0,83 relativ deutlich voneinander, was an den verschiedenen Positionen der Maxima ihrer Leistungskennlinien zu erkennen ist. Das Bild rechts oben stellt die simulierten Leistungen den gemessenen gegenüber. Dies erfolgt durch Darstellung des jeweiligen Regressionspolynoms 10. Grades. Im Fall der $P_{sim,RMSE}$ sind zusätzlich die Wertepaare der simulierten und gemessenen Leistungen abgebildet. Es wird deutlich, dass die simulierten Leistungen $P_{sim,RMSE}$, $P_{sim,Volllaststunden}$ und $P_{sim,Korrelation}$ im höheren normierten Leistungsbereich ab ca. 0,5 niedriger als die gemessenen ausfallen, was im Fall der $P_{sim,RMSE}$ und $P_{sim,Volllaststunden}$ auch für die anderen Referenzwindparks typisch ist. Ursache hierfür ist, dass durch die relativ starke Glättung die entsprechenden modellierten Leistungskennlinien nicht an die Nennleistung der Windparks heranreichen (siehe z.B. Bild links oben). Abhilfe hierfür könnte eine Skalierung der simulierten Leistungen in der Form schaffen, dass ihr Maximalwert den Wert der Nennleistung annimmt. Durch diese Skalierung würden sich jedoch im Mittel höhere Abweichungen zwischen Messung und Simulation ergeben. Bei den $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ kommt dieses Vorgehen nicht in Frage, da ihr

Regressionspolynom als Resultat der Optimierung bereits auf der Ursprungsgeraden mit der Steigung 1 liegt, was auch für die übrigen Referenzwindparks zutrifft. Der RMSE zwischen $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ und $P_{gemessen}$ liegt mit 0,128 folglich aber auch über den RMSE für die anderen simulierten Leistungen. Die unteren beiden Bilder zeigen die Häufigkeitsverteilungen der gemessenen und simulierten Leistungs- (links) bzw. Leistungsinkrementewerte (rechts) des Referenzwindparks, die auch typisch für die übrigen Referenzwindparks sind. Die Häufigkeits-verteilungen der simulierten Leistungswerte ähneln denen der gemessenen. Eine Ausnahme bildet bei $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ die Leistungsklasse mit dem Wert 0,9. Ihr Häufigkeitswert ist gegenüber den Häufigkeitswerten der übrigen Simulationen und der Messung erhöht. Die Häufigkeitsverteilungen der simulierten Leistungsinkremente fallen typischer-weise etwas breiter aus als die der gemessenen. Ursache hierfür könnte sein, dass die den simulierten Leistungen zugrunde liegenden Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell eine höhere Variabilität als die Leistungsmessungen aufweisen. Eine der Wind-zu-Leistungstransformation vorgelagerte Glättung der Windgeschwindig-keitszeitreihen gemäß Formel (2-18) würde einen gleichmäßigeren Verlauf der simulierten Leistungen bzw. schmalere Häufigkeitsverteilungen der simulierten Wind-leistungsinkremente bewirken. Grund für die breitere Häufigkeitsverteilung der Inkremente der $P_{sim,linearer\ Zusammenhang}$ gegenüber den übrigen könnte der steilere Anstieg ihrer Leistungskennlinie sein (siehe Bild links oben).

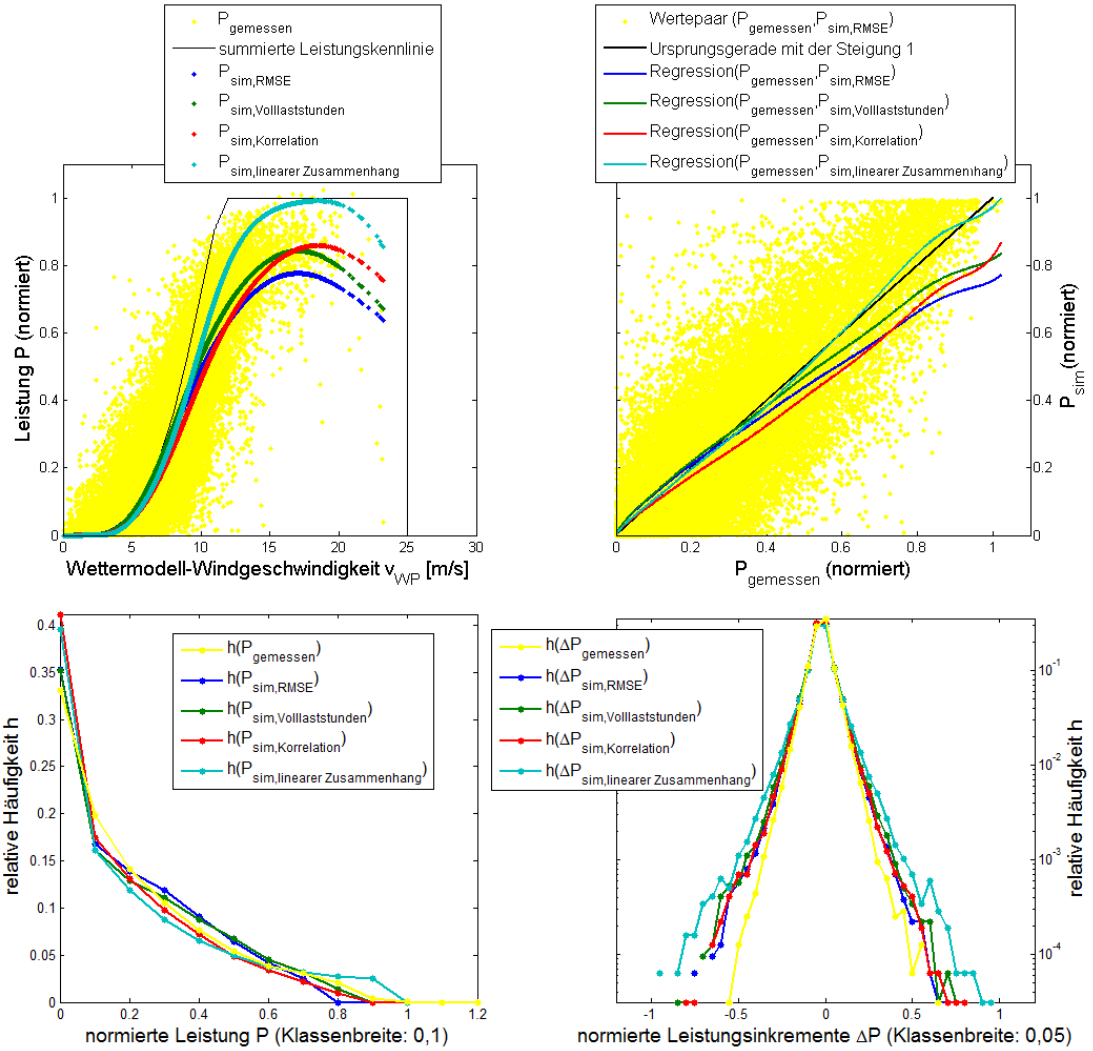


Abbildung A 42: Vergleich der Charakteristiken von mit unterschiedlichen Optimierungsgrößen modellierten Leistungswerten P_{sim} eines Referenzwindparks

A4 Anhang Teil 4

A4.1 Deutschlandweite WEA-Abschattungseffekte

In diesem Kapitel wird durch stark vereinfachte Methoden abgeschätzt, wieviele Windparks es in Deutschland nach aerodynamischen Gesichtspunkten gibt (vgl. Einleitung von Kapitel 1.1.2). Hierzu wird auf die 19221 WEA-Standorte aus Kapitel 1.1.1.1 zurückgegriffen, die gemäß Kapitel A1.1 mit einer Nabenhöhe, einem Rotordurchmesser, einer Schubbeiwert-kennlinie und einer Rauhigkeitslänge versehen wurden. Aus der Rauhigkeitslänge wird gemäß Formel (4-24) eine wake decay Konstante für jede WEA berechnet. Die relativen Windgeschwindigkeitsverluste $\zeta_{j,i}(\omega,v_{WP})$, die eine WEA j an einer WEA i bewirkt, ergeben sich gemäß Kapitel 4.1.1 und Formel (4-20), wobei alle Kombinationen der 24 Windgeschwindigkeiten v_{WP} von 2m/s bis 25m/s mit einer Schrittweite Δv_{WP}=1m/s und der 360 Windrichtungen ω von 0° bis 360° mit einer Schrittweite $\Delta\omega$=1° verwendet werden. Dabei wird nicht davon ausgegangen, dass jede WEA auf jede WEA einen Einfluss ausübt, da sich die Zahl der notwendigen Rechenschritte auf 19221 x 19221 x 24 x 360 = 3,2e^{12} belaufen würde. Stattdessen werden die 19221 WEA einer Clusterung gemäß Kapitel 1.1.2.3 unterzogen, in der eine Einzel-WEA-Distanz von 10km angesetzt wird. Für WEA, die mehr als 10km voneinander entfernt sind, wird von keinen gegenseitigen Abschattungseffekten bzw. einem $\zeta_{j,i}(\omega,v_{WP})$ = 0 ausgegangen. Es ergeben sich 303 Cluster, deren 21 größte etwa 85% der WEA beinhalten und in Abbildung A 43 dargestellt sind.

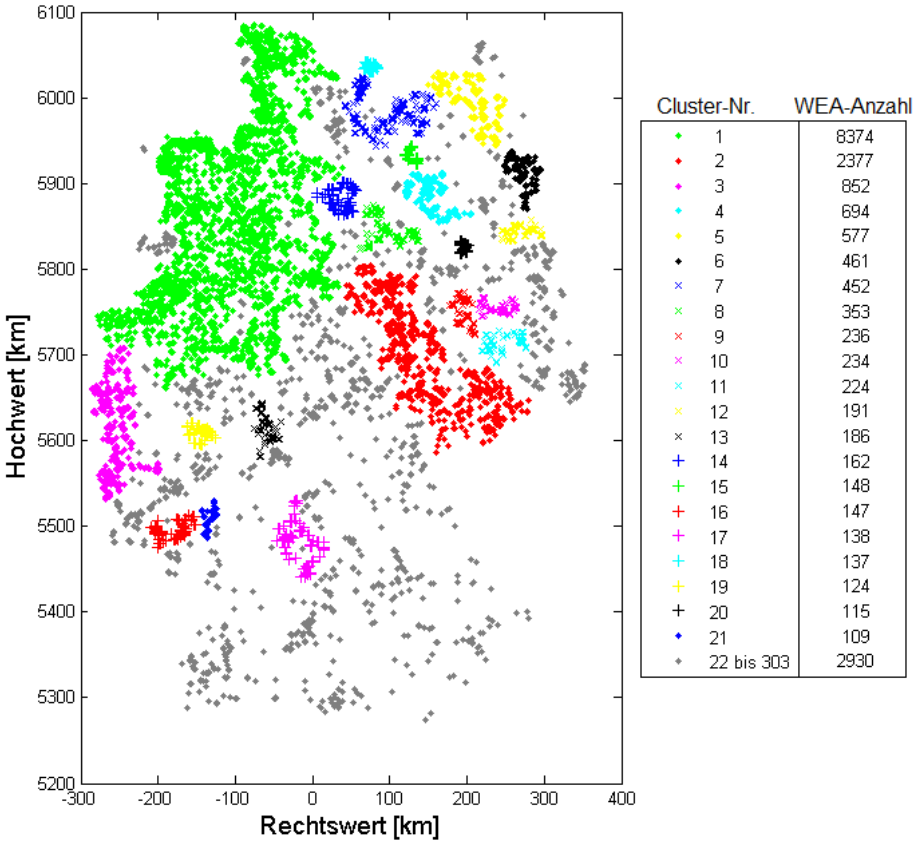


Abbildung A 43: Die 21 größten WEA-Cluster bei einer Einzel-WEA-Clusterungsdistanz von 10km

Dadurch, dass die Abschattungseffekte nicht aller 19221 WEA, sondern lediglich innerhalb der Cluster berechnet werden, reduziert sich die Anzahl der Rechenschritte auf 78352905 x 24 x 360 = 6,8e^{11}. Die Verwendung der Windgeschwindigkeiten v_{WP} als Vektor erlaubt eine weitere Reduzierung der Rechenschritte auf 78352905 x 360 = 2,8e^{10}. Von den berechneten $\zeta_{j,i}(\omega,v_{WP})$ werden nicht alle, sondern nur die Maximalwerte über alle ω und v_{WP} und nur der größere Teil der Wertepaare $\zeta_{j,i}$

und $\zeta_{i,j}$ abgespeichert. Mit den verbleibenden 19221²/2 $\zeta_{j,i}$-Werten wird ein agglomeratives Clusterverfahren gemäß Kapitel 1.1.2.3 durchgeführt.
Abbildung A 44 zeigt als Resultat die Clusterzahl in Abhängigkeit der für die Clusterungen verwendeten $\zeta_{j,i}$- bzw. 1-$\zeta_{j,i}$=$\eta_{j,i}$-Werte zwischen den WEA unterschiedlicher Cluster, die am nächsten beieinander liegenden (siehe hierzu „Einzel-WEA-Distanz“ in Kapitel 1.1.2.3). Die Abbildung wird in der folgenden Beschreibung von rechts nach links betrachtet. Die beiden WEA, welche von den 19221 WEA die größten Abschattungseffekte aufeinander ausüben ($\zeta_{j,i}$=0,64, $\eta_{j,i}$=0,36) werden im Clusterungsprozess zuerst zusammengefasst, woraus 19220 Cluster resultieren. Die nächsten WEA des Clusterungsprozesses weisen größere $\eta_{j,i}$ bzw. kleinere $\zeta_{j,i}$ auf. Wenn soviele WEA oder Cluster zusammengefasst wurden, dass nur noch 303 Cluster bestehen ($\zeta_{j,i}$=0,0001504 , $\eta_{j,i}$=0,999845960456332), weisen die noch nicht geclusterten WEA-Paare eine (Einzel-WEA-)Distanz von mindestens 10km auf. Die verbleibenden 303 Cluster werden in der Betrachtung nicht weiter zusammengefasst, da ab dieser Entfernung von keinen Abschattungseffekten ausgegangen wird ($\zeta_{j,i}$=0, $\eta_{j,i}$=1). Die Kurve unterscheidet sich in ihrer Charakteristik deutlich von der Clusterung nach Distanzmaßen in Abbildung 1-21 und weist beispielsweise Wendepunkte auf. Im Wertebereich von ca. 0,2 bis ca. 0,35 führen bereits relativ kleine Änderungen von $\zeta_{j,i}$ bei der Clusterung zu einer relativ deutlichen Änderungen der Clusterzahl. Der zugehörige Bereich der Clusterzahl erstreckt sich von ca. 6600 bis ca. 18000. In den Wertebereichen von ca. 0,35 bis ca. 0,64 und von 0,01 bis 0,2 führen relativ große Änderungen von $\zeta_{j,i}$ bei der Clusterung hingegen zu relativ kleinen Änderungen der Clusterzahl. Bei $\zeta_{j,i}$=0,01 beträgt die Clusterzahl ca. 2000.

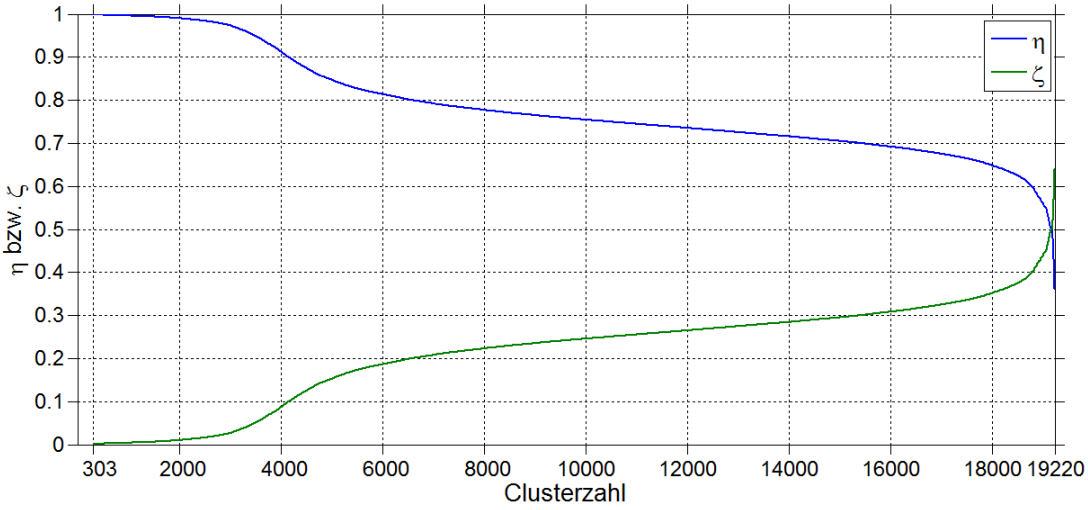


Abbildung A 44: Clusterzahl in Abhängigkeit der für die WEA-Clusterbildung verwendeten η bzw. ζ

Die Tatsache, dass bei der Clusterung ausschließlich die Maximalwerte der Maximalwerte von $\zeta_{j,i}$ hinsichtlich der WEA-Paare und aller Windgeschwindigkeiten und –richtungen verwendet wurde, führt zu einer Überschätzung der Abschattungseffekte, welche Abbildung A 44 zugrunde liegen. Gleiches gilt für den verwendeten Ansatz gleichhoher WEA innerhalb der einzelnen PLZ-Gebiete. Ob davon auszugehen ist, dass die Abschattungseffekte in der Realität deutlich geringer sind und die Steigungen der Kurven in Abbildung A 44 deutlich geringer ausfallen müssten, ist jedoch schwer abzuschätzen. Das relativ einfache Modell berücksichtigt z.B. nicht das Gelände und Hindernisse zwischen WEA und Windparks, wie etwa Berge und Hügel und setzt zudem eine einheitliche Windrichtung für alle WEA eines Clusters an.

Literaturverzeichnis des Anhangs

[A 1] S. Dutch, Converting UTM to latitude and longitude (or vice versa). Natural and Applied Sciences, University of Wisconsin-Green Bay, 2003, http://www.uwgb.edu/dutchs/UsefulData/UTMFormulas.HTM

[A 2] J. P. Snyder, Map Projections - A Working Manual. U.S. Geological Survey Professional Paper 1395, 383 pp. 1987

[A 3] European Environment Agency. 2009. Europe's onshore and offshore wind energy potential. Copenhagen : European Environment Agency, 2009. ISBN 978-92-9213-000-8.

[A 4] Büttner, G. et al.: Corine land cover 2006 technical guidelines, European Environment Agency - Technical report ; 2007 http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/raumordnung/flaechennutzung/corine/

[A 5] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Digitales Landschaftsmodell 1:25000, DLM250, Infrastrukturdaten (z. B. Straßen, Schienen, Stromleitungen), Frankfurt am Main, 19.09.2003

[A 6] Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland (AdV), Amtliche Topographisch-Kartographische Informationssystem (ATKIS), DGM - Digitales Geländemodell

[A 7] Bund-Länder Initiative Windenergie, Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten, 2012, www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ abstandsempfehlungen_bf.pdf

[A 8] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Raumordnungsgesetz, 1998, http://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/index.html

[A 9] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), URL: www.bsh.de, 2011

[A 10] Einig K. et al., Wieviel Platz braucht die Windkraft, neue energie – das magazin für erneuerbare energien, Nr. 8/2011 , http://www.neueenergie.net/fileadmin/ne/ne_inhalte/dokumente/neue_energie_08_2011_S.34-37.pdf

[A 11] K. Knorr, Abschätzung der Netzstabilität einer rein regenerativen Stromversorgung, Tagungsbandbeitrag zum 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2012

[A 12] Cutululis N. A., Vigueras-Rodrigues A., Jensen L. E., Hjerrild J., Donovan M., Madsen H., Models for Assessing Power Fluctuations from Large Wind Farms, Conference Proceedings from EWEC 2007, Milan, 2007

[A 13] Sørensen P., Cutululis N.A., Vigueras-Rodríguez A., Madsen H., Pinson P., Jensen L. E., Hjerrild J., and Donovan M., Modelling of power fluctuations from large offshore wind farms, Wind Energy, vol. 11, issue 1, pp. 29-43, 2008

[A 14] G. Czisch, B. Ernst, High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example, Vortrag auf der Konferenz ”Windpower 2001” der ”American Wind Energy Association” (AWEA), Washington DC, 2001

[A 15] B. Thies, Instationarität und räumliche Variabilität in Abflusszeitreihen aus Süddeutschland, Dissertation an der Fakultät für Biologie, Chemie und Geowissenschaften der Universität Bayreuth, 2009

[A 16] Cressie, N. A. C., Statistics for spatial data. New York u.a., Wiley., 1993

[A 17] Borradaile, G., Statistics of Earth Science Data - Their Distribution in Time, Space, and Orientation. Berlin, Springer, 2003

[A 18] Stoyan, D., H. Stoyan, Fractals, Random Shapes and Point Fields. Chichester, Wiley & Sons., 1995

[A 19] Bjørnstad, O. N., R. A. Ims, X. Lambin, Spatial population dynamics: analyzing patterns and processes of population synchrony, Tree 14: 427-432., 1999

[A 20] M. Bungert, Einfluss der Nestung auf die Ergebnisse meteorologischer Modelle, Dissertation and der Universität Hamburg, 2008

[A 21] Verband der Netzbetreiber, TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007.

[A 22] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV) vom 3. Juli 2009, zuletzt geändert durch die Zweite Verordnung zur Änderung der SDLWindV vom 13. April 2011.

[A 23] K. Rohrig, K. Knorr, L. Hofmann, Flexibilisierung der Erneuerbaren Energien insbesondere Windenergie, Beitrag zum Internationalem ETG-Kongress 2011 (ETG-FB 130), Würzburg, Deutschland, September 2011

[A 24] S. Stock, L. Faiella, K. Rohrig, L. Hofmann, K. Knorr, Improving Grid Integration of Wind Power Plants, DEWEK 2012, 7.-8.11.2012, Bremen

[A 25] B. Penaloza, Local voltage control and reactive power provision, Master-Arbeit an der RWTH Aachen, April 2012

[A 26] Fütterer C., Erstellung von Leistungskennlinien für Windparks, Bachelorarbeit an der Fachhochschule Nordhausen, vorgelegt am 20.08.2009

Danksagung

Hiermit möchte ich mich bei Herrn Professor Zacharias vielmals für die Betreuung dieser Arbeit bedanken. Bedanken möchte ich mich auch bei Herrn Professor Hoffmann für die Übernahme des 2. Gutachtens. Meinen Kolleginnen und Kollegen möchte ich für ihre Hilfsbereitsschaft und Unterstützung danken.
Meinen Eltern und Geschwistern danke ich für das Selbstvertrauen und die Steilvorlagen zur Ausübung einer wissenschaftlichen Tätigkeit.
Ganz besonders danke ich Dir, Johanna, für Deine Geduld in den vielen Stunden, in denen ich mich wegen dieser Arbeit nicht um die Familie kümmern konnte.