

Einspeiseverhalten von Offshore-Windparks

Ein Modell zur Analyse der fluktuierenden Einspeisung von geographisch verteilten Offshore-Windparks

Zur Erlangung des akademischen Grades

DOKTORINGENIEUR (Dr.-Ing.)

der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik
der Universität Paderborn
vorgelegte Dissertation
von

Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Splett
Paderborn

Referent: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. Michael Fette

Tag der mündlichen Prüfung: 03.09.2009

Paderborn, den 17.09.2009

Diss. EIM-E/257

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
1.1	Übersicht	2
2	OFFSHORE-WINDENERGIE.....	5
2.1	Begriffsdefinition	5
2.1.1	Offshore-Windpark	5
2.1.2	Windpark-Verbund	6
2.1.3	Ausschließliche Wirtschaftszone	6
2.2	Politische Vorgaben.....	7
2.2.1	Stand der deutschen Planung	8
2.3	Offshore-Forschungsplattformen.....	11
2.3.1	Der atmosphärische Aufbau.....	12
2.3.2	Turbulenzintensität	14
2.3.3	Thermische Schichtung.....	15
2.3.4	Anforderungen an die Offshore-Messungen	17
2.4	Potentiale der Parks	19
2.4.1	Measure-Correlate-Predict-Methode.....	19
2.4.2	MCP mittels der Weibull-Parameter	20
2.4.3	Reanalyse-Daten	21
2.4.4	Ertragsabschätzung	23
2.5	Messdaten vs. statistische Modellierung.....	24
2.5.1	Ansätze der Simulation von Windgeschwindigkeiten.....	24
2.5.2	ARMA-Modellierung	26
3	MODELLIERUNGEN VON NACHLAUFSTRÖMUNGEN UND ABSCHATTUNGSEFFEKTEN IM WINDPARK	31
3.1	Die Auswirkungen der Nachlaufströmung.....	31
3.2	Das Jensen-Modell.....	32
3.3	Das Frandsen-Modell	35
3.3.1	Wake-Einfluss auf nachgelagerte Anlagen	37
3.4	Das Larsen-Modell	39

3.5	Das Modell nach Ainslie.....	42
3.6	Bisherige Untersuchungen zum Thema Offshore-Nachlaufströmung.....	46
3.6.1	Untersuchte realisierte Offshore-Windparks.....	46
3.6.2	Untersuchungen an den Offshore-Windparks.....	49
3.6.3	Zusammenfassung der Untersuchungen.....	59
4	ZEITBEREICH UND DIMENSIONALITÄT DER BETRACHTUNG.....	61
4.1	Bilanzkreis-Ausgleich.....	61
4.2	Intermittente Böenstatistik.....	67
4.3	Dimensionalität des Modells.....	69
4.3.1	Betrachtung der thermischen Schichtung.....	69
4.3.1.3	Thermische Schichtung an einer Offshore-Forschungsstation in der Ostsee.....	76
4.3.2	Auswirkungen der thermischen Schichtung auf die Nachlaufströmungen im Windpark.....	78
5	DAS MODELL CEIVO.....	81
5.1	System, Modell und Modulbildung.....	81
5.2	Modellierungsziel.....	82
5.3	Modellstruktur.....	83
5.4	Anforderungen an ein nicht-aggregiertes Offshore-Windpark-Modell.....	84
5.4.1	Durchzug der Windfront.....	85
5.4.2	Veränderliche Parkgeometrie und k-Parameter-Variation.....	87
5.4.3	Windenergieanlagen im Parkmodell.....	88
5.4.4	Modellierung der Wake-Kombination und Wake-Interaktion.....	90
5.4.4.1	Wake-Kombination.....	90
5.4.4.2	Wake-Interaktion.....	91
5.4.4.3	Übergang der Wake-Modelle.....	95
5.4.4.4	Differenzierte Wake-Einflüsse.....	96
5.4.5	Zeitliche Veränderung der Windfront-Anteile innerhalb des einzelnen Parks.....	98
5.4.6	Park-Verbund und Wake-Regeneration.....	105
5.5	Modellvalidierung und -verifikation.....	107
6	SZENARIEN DER EINSPEISUNG.....	109
6.1	Einspeisung geographisch verteilter Windparks.....	109
6.1.1	Szenarien der Windbedingungen.....	110

6.1.2	Einspeiseverhältnisse der Parks	111
6.2	Einspeisung in einem Windpark-Verbund.....	126
6.3	Auswirkung der äußeren Parkgeometrie auf Einspeiseschwankungen.....	138
6.4	Quintessenz aus den Ergebnissen der Szenarien	142
7	FAZIT UND AUSBLICK	145
8	LITERATURVERZEICHNIS	149
9	LISTE EIGENER PUBLIKATIONEN.....	165
10	ANHANG	171

Abbildungsverzeichnis

Bild 2-1: Offshore-Parkstandorte in der deutschen Nordsee [Dena, 05].....	11
Bild 2-2: Deutsche Offshore-Forschungsplattformen [Google Earth, 09]	12
Bild 2-3: Zusammensetzung der Atmosphärischen Grenzschicht nach [Malberg, 05]	14
Bild 2-4: Konzeption der MCP-Methode.....	20
Bild 2-5: Weibull-Skalierungsfaktoren zu Multiplikation mit den Referenzdaten.....	23
Bild 2-6: FINO I Windrose	24
Bild 2-7: Differenz der ARMA (1,1)-Zeitreihe und der aufgenommenen Offshore-Messung.....	27
Bild 2-8: Darstellung der SFC in den bereinigten Inkrementen ($\pm 2\text{m/s}$)	28
Bild 2-9: Auftreten großer Inkremente einhergehend mit großen Differenzen zwischen modellierten und gemessenen Werten	29
Bild 3-1: Schematische Darstellung der Strömungsverhältnisse im Windpark [Bendfeld, 96]	31
Bild 3-2: Darstellung des Wake-Modells nach Jensen.....	33
Bild 3-3: Zylindrisches Kontrollvolumen um den Rotor einer Windenergieanlage.....	35
Bild 3-4: Nachlaufströmung zwischen zwei aufeinanderfolgenden, in Reihe stehenden Anlagen	38
Bild 3-5: Räumliche Anordnung der WEA im Park Horns Rev (im UTM-System).....	47
Bild 3-6: Räumliche Anordnung der WEA im Park Middelgrunden (im UTM-System)	48
Bild 3-7: Räumliche Anordnung der Windturbinen im Park Nysted (im UTM-System)	48
Bild 4-1: Leistungsbilanzierung aus Sicht des BKV [Schröder, 00].....	63
Bild 4-2: Regel- und Ausgleichsenergie im Bilanzausgleich.....	64
Bild 4-4: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2004 [Türk, 07].....	70
Bild 4-5: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2004 [Türk, 07].....	71
Bild 4-6: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2005	72
Bild 4-7: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2005	73
Bild 4-8: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2006	73
Bild 4-9: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2006	74
Bild 4-10: Mastbeeinflussung und Mastschattenberechnung.....	75
Bild 4-11: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für den Standort in der Nordsee 2006/2007 (ohne Masteinfluss)	76
Bild 4-12: Geometrie des Mastaufbaus.....	77
Bild 4-13: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für den Standort in der Ostsee, 2006/2007 (ohne Masteinfluss)	77
Bild 4-14: Energieeinspeisung einer Anlagenreihe bei einer Anfangswindgeschwindigkeit zwischen 8 m/s und 10 m/s [Barthelmie, 07a]	78
Bild 5-1: Grundlegende Systembegriffe (nach [Ossimitz, 03]).....	81
Bild 5-2: Reduktion des Netzes auf ein Punktmodell	83
Bild 5-3: Einwirkende Windfront auf einen Park-Verbund	85

Bild 5-4: Abstand der Windfront zu den einzelnen Anlagen im Park	86
Bild 5-5: CEIVO-Programmmaske	87
Bild 5-6: Auswirkungen der k-Parameter-Variation auf eine Anlagenreihe	88
Bild 5-7: Energiewandlungskette einer WEA (nach [Kaltschmitt, 06]).....	89
Bild 5-8: Auswirkung kombinierter Wakes auf eine WEA.....	90
Bild 5-9: Wake-Interaktion	92
Bild 5-10: Mögliche Wake-Einflüsse auf WEA.....	96
Bild 5-11: Einfluss von Wake-Interaktion auf Wake-Geraden	97
Bild 5-12: Anlagen und Wake-Schnittpunkte in einem planaren Graphen zusammengefasst	98
Bild 5-13: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_1 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)	100
Bild 5-14: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_1 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)	101
Bild 5-15: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_2 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)	102
Bild 5-16: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_2 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)	102
Bild 5-17: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_3 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)	103
Bild 5-18: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_3 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)	103
Bild 5-19: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_4 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)	104
Bild 5-20: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_4 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)	104
Bild 5-21: Verfügbare Leistung mit und ohne Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung	105
Bild 6-1: Rechteckförmige Parkgeometrie für die Simulation der Einspeiseverläufe.....	110
Bild 6-2: Einspeise-Szenario I	112
Bild 6-3: Einspeise-Szenario II	113
Bild 6-4: Einspeise-Szenario III.....	113
Bild 6-5: Einspeise-Szenario IV.....	114
Bild 6-6: Einspeise-Szenario V	115
Bild 6-7: Einspeise-Szenario VI.....	115
Bild 6-8: Einspeise-Szenario VII	116
Bild 6-9: Einspeise-Szenario VIII.....	116
Bild 6-10: Einspeise-Szenario IX.....	117
Bild 6-11: Einspeise-Szenario X.....	118
Bild 6-12: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario I.....	119
Bild 6-13: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario II	119
Bild 6-14: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario III	120
Bild 6-15: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario IV	120
Bild 6-16: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario V	121
Bild 6-17: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VI.....	121
Bild 6-18: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VII.....	122
Bild 6-19: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VIII	122
Bild 6-20: Inkrementelle Einspeiseverläufe im Szenario IX.....	123
Bild 6-21: Inkrementelle Einspeiseverläufe im Szenario X.....	123
Bild 6-22: Schematische Darstellung der Reduktion der Einspeiseschwankungen durch die Parkkombination.....	124

Bild 6-23: Relative Häufigkeit des Auftretens von Ausgleichspotentialen in den Szenarien	125
Bild 6-24: Relative Häufigkeit des Auftretens der Reduktion von Einspeiseschwankungen durch Ausgleichspotentiale.....	125
Bild 6-25: Szenario S1 des Park-Verbundes	127
Bild 6-26: Szenario S6 des Park-Verbundes	128
Bild 6-27: Windgeschwindigkeitsverlauf für die Verbund-Szenarien (ohne Cut-Out).....	128
Bild 6-28: Windgeschwindigkeitsverlauf für die Verbund-Szenarien (mit Cut-Out)	129
Bild 6-29: Windrichtungsverlauf für die Verbund-Szenarien	129
Bild 6-30: Szenario S1 ohne Cut-Out	130
Bild 6-31: Szenario S2 ohne Cut-Out	131
Bild 6-32: Szenario S3 ohne Cut-Out	131
Bild 6-33: Szenario S4 ohne Cut-Out	131
Bild 6-34: Szenario S5 ohne Cut-Out	132
Bild 6-35: Szenario S6 ohne Cut-Out	132
Bild 6-36: Gegenüberstellung der Gesamteinspeiseverläufe der Cluster-Szenarien (ohne Cut-Out).....	133
Bild 6-37: Inkrementelle Einspeiseveränderung in den Clusterszenarien (ohne Cut-Out)	133
Bild 6-38: Szenario S1 mit Cut-Out.....	134
Bild 6-39: Szenario S2 mit Cut-Out.....	134
Bild 6-40: Szenario S3 mit Cut-Out.....	135
Bild 6-41: Szenario S4 mit Cut-Out.....	135
Bild 6-42: Szenario S5 mit Cut-Out.....	136
Bild 6-43: Szenario S6 mit Cut-Out.....	136
Bild 6-44: Gegenüberstellung der Gesamteinspeiseverläufe der Cluster-Szenarien	137
Bild 6-45: Inkrementelle Einspeiseveränderung in den Cluster-Szenarien (mit Cut-Out).....	137
Bild 6-46: Trapezartige Parkform für das Einspeiseszenario (Parkgeometrie 2)	139
Bild 6-47: Vieleckige Parkform für das Einspeiseszenario (Parkgeometrie 3).....	139
Bild 6-48: Einspeiseverlauf der drei Parkgeometrien bei einer Windgeschwindigkeit von 7 m/s	140
Bild 6-49: Einspeiseverlauf der drei Parkgeometrien bei einer Windgeschwindigkeit von 13 m/s	140
Bild 6-50: Verhältnisse der Einspeiseverläufe aller drei Parkgeometrien bei 7 m/s	141
Bild 6-51: Verhältnisse der Einspeiseverläufe aller drei Parkgeometrien bei 13 m/s	141

Abkürzungen und Einheiten

ARMA	Auto Regressive Moving Average
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CEIVO	Cluster Estimation of Input Variability at Offshore Windfarms
CFD	Computational Fluid Dynamics
EEX	European Energy Exchange
EOG	Extreme Operating Gust
EU	Europäische Union
FPN	Forschungsplattform Nordsee
GW	Gigawatt
K	Kelvin
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LIDAR	Light Detection And Ranging
m	Meter
mbar	Millibar
MCP	Measure-Correlate-Predict
min	Minute
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Center for Environmental Prediction
NN	Normalnull
s	Sekunde

SAR	Synthetic Aperture Radar
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SFC	Stark-Fluktuations-Cluster
sm	Seemeile
SRÜ	Seerechtsübereinkommen
TSP	Travelling Salesman Problem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTC	Universal Time Coordinated
UTM	Universal Transverse Mercator
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Heutzutage wird es immer deutlicher, wie sehr ein Industrieland auf eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angewiesen ist. Die global schnell wachsende Energienachfrage führt zu steigenden Energie- und Strompreisen. Diese belasten die Privathaushalte und führen für energieintensive Unternehmen zu Nachteilen im weltweiten Wettbewerb. Europa ist in hohem Maße von Energieimporten abhängig. Der weltweit wachsende Energieverbrauch führt auch zu steigenden Emissionen von Treibhausgasen. Die damit einhergehende Erwärmung der Atmosphäre erhöht die Wahrscheinlichkeit drastischer Folgen gleichermaßen für Mensch und Natur. Erforderlich sind Konzepte, deren Kombination eine Versorgungssicherheit mit tragbaren Energiekosten sowie wirksamen Klimaschutz effizient ermöglicht. Im Jahr 2007 ist unter der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im europäischen Energierat sowie im Umweltrat vereinbart worden, dass die Europäische Union eine klare und eigenständige Verpflichtung eingeht, bis zum Jahr 2020 die regenerativen Energien um 20 % gegenüber dem Basisjahr 1990 auszubauen. Dabei werden alle Mitgliedsstaaten mit Anbindung zur Küste ermutigt, zur Erreichung dieser Ziele für den Strombereich ihr enormes Potential für Offshore-Windenergie zu nutzen. Deutschland will in diesem Kontext bis zum Jahr 2030 mindestens 25 Gigawatt Offshore-Windenergie installiert haben [EPW, 07].

Durch die kompakte Aufstellung der Windenergieanlagen an den potentiellen Offshore-Standorten werden die Offshore-Windparks eine installierte Leistung von mehr als 400 Megawatt pro Park erreichen. Damit entsprechen sie von ihrer installierten Leistung her einem konventionellen Kraftwerksblock. Somit ist es wichtig, die Offshore-Windenergie effizient und erfolgreich in das konventionelle Energieversorgungssystem in Deutschland zu integrieren.

Die unberechenbare Größe der Offshore-Windenergie sind jedoch - wie bei den meisten regenerativen Energien - die Einspeiseschwankung. Fluktuationen des Windes können entweder zu einer Überproduktion oder zu einem Einbruch in der Energieübertragung führen. Vor allem diese Unterdeckung kann Versorgungsstörungen bis hin zu einem Stromausfall verursachen.

Die Untersuchungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens der Offshore-Windparks zwecks Einbindung dieser in das konventionelle Kraftwerkssystem bestehen aus mehreren Problemen. Es bezieht sich nicht nur allein auf die Schwankungen der Windgeschwindigkeit. Wird ein kompletter Offshore-Windpark betrachtet, kann die kompakte Aufstellung der Windenergieanlagen zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Anlagen führen. In der Regel arbeitet ein Teil der Anlagen in einer Windströmung, die bereits durch vorstehende Anlagen beeinflusst ist. Dies wird auch Abschattung genannt. In Ab-

hängigkeit von der Windrichtung wird dadurch die momentane elektrische Energieumwandlung der Windenergieanlage vermindert. So können Windrichtungswechsel in Kombination mit der Energieertragsminderung durch die Abschattungseffekte zu den Energiefluktuationen beitragen. Eine Betrachtung aller einzelnen Windenergieanlagen eines Parks ist somit notwendig, um die Auswirkungen auf die Energieversorgung beschreiben zu können.

Ziel dieser Arbeit soll die Entwicklung eines Untersuchungsmodells für die Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks sein. Hierbei wird großen Wert auf die nicht-aggregierte Betrachtung der Windenergieanlagen und der einzelnen Abschattungseffekte im Park bei Windgeschwindigkeits- und Windrichtungswechsel gelegt. Für das Untersuchungsmodell sollen die Messdaten der deutschen Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee als Input genutzt werden. Das Untersuchungsmodell soll auch verschiedene Einstellungsmöglichkeiten zur Parkgeometrie und zur Ausbreitung der Abschattungen im Park aufweisen, um so auch die Untersuchung verschiedener Standorte künftiger Offshore-Windparks zu ermöglichen.

1.1 Übersicht

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in fünf Abschnitte. Kapitel 2 gibt einen Überblick über den Stand der deutschen Planung und zu den politischen Vorgaben zur Offshore-Windenergie. Es werden wichtige Begriffsdefinitionen wie auch die deutschen Offshore-Forschungsplattformen vorgestellt. Nach einer Abschätzung der Energieertragspotentiale der Offshore-Windparks werden Messdaten einer deutschen Offshore-Forschungsstation einer statistischen Zeitreihenmodellierung gegenübergestellt, um die Bedeutung der Offshore-Messungen hervorzuheben.

Im Kapitel 3 werden die Auswirkungen der Nachlaufströmungen in einem Windpark dargestellt und die grundlegenden Modellierungsansätze für die Nachlaufströmungen genauer betrachtet. Nach einer Gegenüberstellung aktueller Untersuchungen der Modellierungsansätze an europäischen Offshore-Windparks wird der für das Untersuchungsmodell verwendete Modellierungsansatz ausgewählt.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit dem Zeitbereich, der für die Betrachtung der Einspeiseschwankungen ausgewählt werden soll. Hierbei werden sowohl die Offshore-Forschungsstationen wie auch Bilanzkreismechanismen in den einzelnen Regelzonen herangezogen, um geeignete Grenzen des Zeitbereichs für das Untersuchungsmodell festzulegen. Im Anschluss daran erfolgt die Betrachtung der thermischen Schichtungsverhältnisse an unterschiedlichen Offshore-Forschungsstationen, um so eine Aussage über die Dimensionalität des Untersuchungsmodells treffen zu können. Die zentrale Frage ist hierbei, ob eine dreidimensionale Betrachtung über den gesamten Rotor für die Einspei-

seschwankungen notwendig oder ob eine zweidimensionale Betrachtung der Nachlaufströmung auf Nabenhöhe der Windenergieanlage ausreichend ist.

Unter Einbezug der Auswahl der grundlegenden Wakemodellierung aus Kapitel 3 und den Festlegungen zum betrachteten Zeitbereich und zur benötigten Dimensionalität in Kapitel 4 wird in Kapitel 5 das neu entwickelte Untersuchungsmodell für die Einspeiseschwankungen, CEIVO (**C**luster **E**stimation of **I**nput **V**ariability at **O**ffshore **W**ind-farms), vorgestellt. Hierbei wird auf die Variation der Parkgeometrie und des Ausbreitungsparameters für die Nachlaufströmungen genauso wie auf das Zusammenwirken von Nachlaufströmungen und ihren Einfluss auf nachgelagerte Windenergieanlagen eingegangen. Auch die zeitliche Veränderung der Windfront-Anteile innerhalb des einzelnen Parks wird genauer dargestellt.

Abschließend folgen im Kapitel 6 Szenarien-Analysen zur Einspeisung aus Offshore-Windparks. Hierbei werden drei grundlegende Richtungen für die Analysen eingeschlagen. Zuerst werden die Einspeiseschwankungen von drei geographisch weit verteilten Windparks simuliert und zusammen mit der Kombination der drei Parks als ein zusammengeschlossener Park verglichen. Aus der Analyse werden die möglichen Ausgleichspotentiale durch den Zusammenschluss der Parks über die Regelzongrenzen hinaus ermittelt. In der zweiten Szenarien-Analyse wird das Verhalten eines Offshore-Windpark-Verbundes und seiner Einspeiseschwankungen bei Veränderung der Parkabstände zueinander untersucht. In der letzten Szenarien-Analyse wird auf die durch die Windrichtungswechsel hervorgerufenen Einspeiseschwankungen eingegangen, indem drei unterschiedliche Parkgeometrien miteinander verglichen werden.

2 Offshore-Windenergie

In diesem einführenden Kapitel sollen zuerst häufig genannte Begriffe im Zusammenhang mit der Offshore-Windenergie definiert werden. Im Anschluss daran wird auf das Potential und die politischen Planungen im Bereich der deutschen Offshore-Windenergie eingegangen. Es folgt eine Darstellung der Forschungsstationen in den deutschen Gewässern, deren Daten der Bestimmung des Energieertrages aber auch der Windbedingungen und damit der möglichen Einspeiseschwankungen dienen. Um er-messen zu können, mit welchen jährlichen Einspeisungen gerechnet werden kann, wird ein Ertragspotential am Standort eines künftigen deutschen Offshore-Windparks dargestellt. Zuletzt werden bislang genutzte Zeitreihenmodellierungen mit den tatsächlichen Messdaten verglichen und die Schwierigkeiten der Modellierungen im Vergleich mit den tatsächlichen Zeitreihen aufgezeigt, um so die Bedeutung der Forschungsplattformen und ihrer Messdaten für die Offshore-Windenergie wie auch für eine frühzeitige Abschätzung der Einspeisefluktuationen herauszustellen.

2.1 Begriffsdefinition

Zunächst sollen wesentliche Begriffe für den Offshore-Bereich näher erläutert werden.

2.1.1 Offshore-Windpark

Windenergieanlagen (WEA) werden aufgrund der ausgewiesenen Windvorrangflächen sowie der Kostenreduktion durch die Bündelung der Stromtrassen in einem örtlichen Zusammenhang errichtet. In diesen Fällen spricht man von Windparks oder Windfarmen. Der angloamerikanische Begriff der Windfarm soll die Vorstellung eines produktiven Landwirtschaftsareals versinnbildlichen, auf dem ein für die Menschen benötigtes Produkt der Natur geerntet werden kann. Der Begriff hat den Vorteil, eine Betriebsform darzustellen, die ein regeneratives Naturgut dem Menschen nutzbar macht und einen dafür erforderlichen Flächenbedarf benötigt. Der Nachteil des Begriffs liegt in einem verklärten Bild der „Windernte“. Der Begriff des Windparks kann zu einem irritierenden Vorstellungsgehalt führen, da ein Park mit einer großflächigen Anlage mit räumlicher Verdichtung in Zusammenhang gebracht wird, die Naturerleben, Freizeit, Erholung und Vergnügen symbolisiert [Pestke, 08]. Im Folgenden soll jedoch der Begriff des Windparks verwendet werden, da er im technischen Bereich gängiger genutzt wird. Im Laufe der Arbeit wird auch der Begriff des Windkraftwerks verwendet. Aufgrund der Parkgröße und der damit verbundenden Anlagenanzahl im Park sowie der Bündelung der Parkanschlüsse ans Versorgungsnetz wird eine installierte Leistung an den Standorten erreicht, die konventionellen Kraftwerken ähnelt. Eine Weiterentwicklung der Windenergienutzung ist die Installierung der Windenergieanlagen auf dem Meer (sog.

Offshore-WEA). Eine einheitliche Definition der Offshore-Windparks konnte bislang nicht in der Literatur etabliert werden [Swider, 06]. Man unterscheidet jedoch zwischen Nearshore- und Offshore-Windparks. Diese Differenzierung lehnt sich an die finanzielle Förderung nach dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien [EEG, 09] an. Hier wird nach §3 Abs. 1 und 2 für die Anlagen eine erhöhte Vergütung festgesetzt, die eine Mindestentfernung von drei Seemeilen (sm) seewärts zur Küstenlinie gemessen aufweisen. Diese Nearshore-Windparks sind damit unmittelbar dem Festland vorgelagert. Ein Offshore-Windpark bezeichnet hingegen die Anlagen, die in einer Entfernung von 3 bis 200 Seemeilen von der Küstenlinie entfernt errichtet werden. Eine Unterteilung zwischen Anlagen, die innerhalb der 12-Seemeilen-Zone oder in der Ausschließlichen Wirtschaftszone liegen, wird nicht gemacht. Die an Land installierten Anlagen werden in der heutigen Zeit immer mehr als Onshore-Anlagen bezeichnet.

2.1.2 Windpark-Verbund

Der Begriff des Windpark-Verbunds (oder Park-Cluster) ist durch den Ansatz entstanden, geographisch verteilte Windenergieanlagen oder Windparks an Land zur Verbesserung der Betriebsführung zu einem großen (verteilten) Kraftwerk zusammen zu schließen. Dieser Begriff kommt aus der dezentralen Energieversorgung und beschreibt den wirtschaftlichen und technischen Zusammenschluss von Energieanlagen unterschiedlicher Struktur und Dynamik zu einem engen Verbund [Wiesner, 01] [Santjer, 02]. Zum Verbund werden die Anlagen und Parks zusammengeführt, die direkt oder indirekt an einem Netzeinspeisepunkt angeschlossen sind [Splett, 07b].

Durch die Zusammenfassung im Verbund erschließen sich neue Möglichkeiten zur optimierten Einbindung dargebotsabhängiger Erzeugung in das elektrische Energieversorgungssystem. Durch ein Cluster-Management können die geographisch verteilten Windparks zum Zwecke einer optimalen Netzbetriebsführung und der Minimierung des Reserve- und Regelenergiebedarfs zusammengefasst und als ein Kraftwerk gesteuert werden [Rohrig, 06]. Für Offshore-Windparks, bei denen viele geographisch verteilte Parks über eine gemeinsame Verbindung an das Versorgungsnetz angeschlossen sind, kann dieser Begriff ohne Weiteres übernommen werden.

2.1.3 Ausschließliche Wirtschaftszone

Der Begriff ist aus dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) entnommen worden [SRÜ, 82] [BGBI, 94]. Die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) ist eine seewärts des Küstenmeeres gelegene Wirtschaftszone. Ein Küstenstaat ist nach dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen befugt, bis hin zu einer Distanz von 200 sm ab der Basislinie eine solche Wirtschaftszone zu beanspruchen. Wird die maximal zu beanspruchende Küstenmeerzone von 12 sm abgezogen, ist eine maximale Breite der AWZ von 188 sm möglich. Eine Beanspruchung der AWZ erfolgt durch die

einseitige Erklärung des jeweiligen Küstenstaates. Die AWZ zählt nicht mehr zum Staatsgebiet des Küstenstaates. So kann keine territoriale Souveränität oder Hoheitsbefugnis geltend gemacht werden, die über die SRÜ hinausgeht [Pestke, 08]. Der Flächenbedarf für die Errichtung der Windparks, die eine 15 %ige Deckung des deutschen Strombedarfs erreichen könnten, entspricht einem Quadrat mit einer Seitenlänge von 42 km, also ca. 1.764 km². Damit würden ca. 5 % der deutschen AWZ ausschließlich für die Windenergieumwandlung beansprucht werden [Neumann, 01].

2.2 Politische Vorgaben

Im Strategiepapier der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Jahr 2002 [BMU, 02] wird bereits darauf verwiesen, dass die jährliche Zuwachsrate im Bereich der Windenergie auf Landstandorten zurückgehen wird. Eine deutliche Steigerung der installierten Nennleistung ist somit nur durch die Förderung des sogenannten Repowerings, dem Ersetzen von älteren Windenergieanlagen durch leistungsstärkere Windenergieanlagen, und vor allem durch die Förderung der Offshore-Windenergie möglich. Grundlage für diese Bemühungen war das damalige Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion - bezogen auf das Ausgangsjahr 2000 - bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Die Offshore-Windenergie sollte zu diesem Ziel einen erheblichen Beitrag leisten. Die Zielsetzung des Strategiepapiers sah eine installierte Offshore-Nennleistung von 500 MW bis zum Jahr 2006, 2.000 MW bis 3.000 MW bis zum Jahr 2010 und 20.000 MW bis 25.000 MW bis zum Jahr 2025 bzw. 2030 vor. Letzteres unter der Voraussetzung eines möglichen nachhaltig wirtschaftlichen Betriebs. Um dies zu erreichen, wurden Anreize zu einem beschleunigten Ausbau geschaffen. Als Ansatzpunkte wurden in dem Strategiepapier eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, die Ausweisung von Vorranggebieten für die Offshore-Windenergie und Lösungen der naturschutzfachlichen Belange genannt. Die gesetzten Ziele hinsichtlich der installierten Nennleistung konnten nicht umgesetzt werden, jedoch sind weitere wichtige Impulse für die Offshore-Windenergie getätigt worden.

Im Jahr 2007 sind unter der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im europäischen Energierat alle Mitgliedsstaaten mit Anbindung zur Küste ermutigt worden, zur Erreichung dieser Ziele für den Strombereich ihr enormes Potential für Offshore-Windenergie zu nutzen. Deutschland will in diesem Kontext bis zum Jahr 2030 mindestens 25 GW Offshore-Windenergie installiert haben [EPW, 07].

Neben dem später noch beschriebenen Infrastrukturbeschleunigungsgesetz tritt Anfang 2009 in Deutschland die Novellierung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) in Kraft. Das Gesetz sieht einen Anstieg der erhöhten Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen von 9,1 Ct/kWh auf 13 Ct/kWh vor. Darüber hinaus sollen für Offshore-WEA, die vor Ende 2015 in Betrieb genommen werden, eine sogenannte Sprinterprämie von 2 Ct/kWh gezahlt werden. Die Laufzeit der erhöhten Vergü-

tung soll dabei von der Entfernung des Offshore-Windparks von der Küste und der Wassertiefe am Standort abhängig gemacht werden. Der Beginn der jährlichen Vergütungsdegression ist auf das Jahr 2015 verschoben worden und die Verpflichtung des Energieversorgers, den Netzanschluss kostenlos bereitzustellen, wird von 2011 auf 2013 verlängert [EEG, 09]. Diese ca. 50 %ige Erhöhung der Offshore-Vergütung sollte den Anreiz für die Industrie erhöhen, Offshore-Windparks zu errichten.

2.2.1 Stand der deutschen Planung

Bei der Realisierung der Offshore-Projekte hat Deutschland im Vergleich zu den anderen europäischen Ländern mit einigen Schwierigkeiten zu kämpfen. Entlang der Nordseeküste liegen drei Wattenmeer-Nationalparks. Zusammen mit den zusätzlichen Vogelschutz- und Fauna-Flora-Habitatgebieten aus dem „Natura-2000“-Programm nehmen sie einen Großteil der Wasserfläche innerhalb der 12-Seemeilenzone ein. Hinzu kommen weitere Nutzungen durch Schifffahrtswege und der Verlauf von Seekabeln und Rohrleitungen. Daher sollen die Offshore-Windparks größtenteils in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) realisiert werden. Aufgrund der größeren Wassertiefen und Entfernung zum Festland sind kosten- und aufwandsintensivere Technologiekonzepte für die Gründung der Anlagen und den Anschluss an das konventionelle Energieversorgungsnetz notwendig. Ähnliches gilt in der deutschen Ostsee. Aufgrund der Nationalparks, der militärischen Übungsgebiete und der Seefahrts- wie auch Leitungslinien werden auch hier die Offshore-Parks an der Grenze zur AWZ geplant.

Trotz dieser doch abschreckenden Anforderungen wird eine Vielzahl von Offshore-Parks projektiert (vgl. Tabelle 2-1). Eine Konzentration auf die deutsche Nordsee ist ersichtlich, da man sich aufgrund der längeren, durch Landmassen unbeeinflussten Wind-Wirk-Wege (Fetch) einen höheren Energieertrag verspricht.

Tabelle 2-1: Deutsche Offshore-Park-Projekte

Projekt	Küstenabstand (in km)	Kapazität (in MW)	Wassertiefe (in m)	Status
Nordsee (Allgemeine Wirtschafts-Zone)				
Nordsee Ost	30	1.250	23	Genehmigt
Amrumbank West	35	400	24	Genehmigt
Borkum Riffgrund	34	746	23 – 29	Genehmigt
Borkum Riffgrund W.	40	1.800	30 – 35	Genehmigt
Alpha Ventus	43	60	30	Genehmigt

Projekt	Küstenabstand (in km)	Kapazität (in MW)	Wassertiefe (in m)	Status
Butendiek	35	240	29	Genehmigt
He Dreiht	80	536	40	Beantragt
Nordsee	80	2.286	40	Genehmigt
Dan-Tysk	45	1.500	30	Genehmigt
Meerwind	15	819	25 – 50	Beantragt
N.S. Windpower	40	1.205	26 – 34	Genehmigt
Sandbank 24	120	4.720	25	Genehmigt
Weißer Bank	83	600	35	Beantragt
Globaltech I	100	1.440	25 – 40	Genehmigt
Nördlicher Grund	86	2.195	50	Beantragt
Gode Wind	45	896	25 – 50	Beantragt
Uthland	49	400	24 – 27	Beantragt
H2-20	1.375	400	30 – 60	Beantragt
Forseti	75	17.500	25 – 50	Beantragt
Jules Verne	133	13.500	25 – 50	Beantragt
Nordergründe	15	90	15	In Planung
Weisse Bank 2010	60	2.700	10 – 50	Beantragt
Ventotec Nord I	130	600	25 – 50	Beantragt
Ventotec Nord II	112	600	25 – 50	Beantragt
WO 54° 25'''	75	2.286	25 – 50	Beantragt
Bard Offshore I	89	1.600	40	Beantragt
TGB North	100	2.550	25 – 50	Beantragt
Nordsee (12-Seemeilen-Zone)				
Ems-Emden	0	5	< 10	In Betrieb
Nordergründe	15	125	15	In Planung

Projekt	Küstenabstand (in km)	Kapazität (in MW)	Wassertiefe (in m)	Status
Riffgat	15	200	16 – 24	In Planung
Ostsee (Allgemeine Wirtschafts-Zone)				
Arkona-Becken Südost	33	1.005	20 – 35	Genehmigt
Beltsee	20	415	25 – 26	Beantragt
Kriegers Flak	32	321	20 – 50	Genehmigt
Ventotec Ost 2	36	600	26	Beantragt
Ostsee (12-Seemeilen-Zone)				
Baltic I	16	54	20	In Planung
Beta Baltic	19	150	20	Genehmigt
Breitling	0,3	3	<10	In Betrieb
	Gesamt	65.797		

In Deutschland gibt es keine von der Bundesregierung fest vorgegebenen Regionen für die potentiellen Offshore-Windpark-Standorte. Zwar sind vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) potentielle Eignungsgebiete für die Offshore-Windenergienutzung in Nord- und Ostsee ausgewiesen worden, doch die Projektierer sind mit der Auswahl der Projektstandorte nicht an diese Eignungsgebiete gebunden. Vielmehr erlaubt ein Standort innerhalb eines potentiellen Eignungsgebietes lediglich, dass für das Genehmigungsverfahren eines Offshore-Windparks kein Sachverständigenurteil bezüglich der Konformität des Projektes mit dem Bundesnaturschutzgesetz vorgelegt werden muss [SeeAnIV, 08].

Bei den beantragten und genehmigten Offshore-Windparks sind in der Nordsee eindeutig drei Gruppen von Standorten zu erkennen. Die Sylt-Gruppe umfasst die in der östlichen deutschen Bucht gelegenen Windparks. Die Borkum-Gruppe umfasst die Windparks oberhalb von Borkum. Dazu existiert eine kleine Gruppe zwischen Sylt und Borkum. Die letzteren beiden Gruppen besitzen jeweils eine Offshore-Forschungsplattform mit Messungen in unmittelbarer Nabenhöhe der künftigen Anlagen.

In der Ostsee sind zwei Hauptgruppen erkennbar. Einmal die Gruppe Rügen-Ost und die Gruppe Rügen-West. Beide Gruppen weisen ebenfalls jeweils eine Offshore-Forschungsplattform auf [Iken, 06].

Dank des neuen Infrastrukturbeschleunigungsgesetzes haben die Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen erfolgen soll, die Aufgabe, die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- und Verteilnetzes zu errichten und zu betreiben [InfraStr, 06]. So ist der Parkanschluss nicht mehr Aufgabe der Parkbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber versuchen dementsprechend die Standortgruppen an wenigen Standpunkten ans Netz anzuschließen. Dies ist auch durch die vorherrschende Infrastruktur des Übertragungsnetzes an der Küste vorgegeben. Es existieren nur wenige Einspeisepunkte in das 380-kV-Übertragungsnetz (drei Anschlüsse an der Nordseeküste, zwei an der Ostseeküste), da die Küste traditionell ein überwiegendes Verbrauchernetz darstellt [Dena, 05]. Für die Offshore-Parks ergibt sich damit eine Zusammenschaltung mehrerer Parks zu einem regelrechten Windpark-Verbund, der in das Energieversorgungsnetz einspeist.

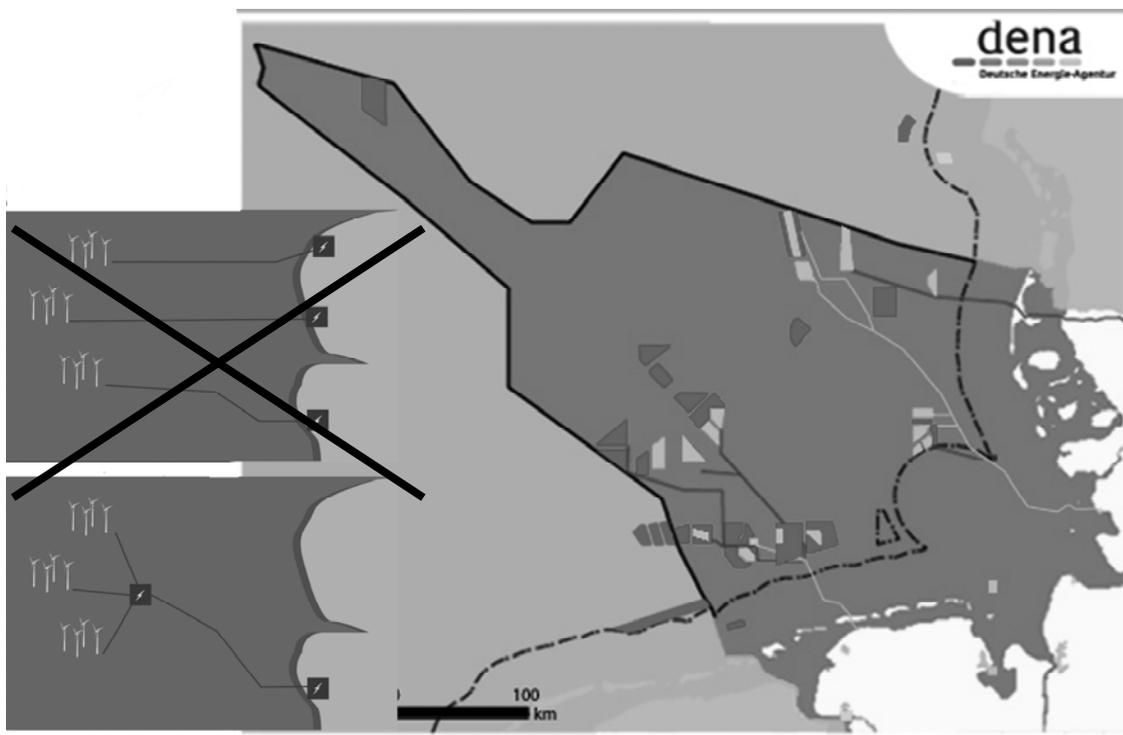


Bild 2-1: Offshore-Parkstandorte in der deutschen Nordsee [Dena, 05]

Die hohe installierte Leistung innerhalb eines solchen Verbundes verdeutlicht, dass man hier schon von Großkraftwerken sprechen kann. So ist es dringend notwendig, die durch die Offshore-Windenergie hervorgerufenen Einspeisefluktuationen zu untersuchen.

2.3 Offshore-Forschungsplattformen

Durch Messungen können im Vorfeld schon viele sehr wichtige Parameter untersucht und bewertet werden. Aufgrund der technologischen Herausforderungen im Offshore-

Bereich sind Messplattformen eine ideale Datenquelle und eine wichtige Möglichkeit schon vor dem Bau der Windparks wichtige Erkenntnisse für den späteren Betrieb der Windparks zu erlangen. Hierbei sollten viele Messparameter in Betracht gezogen werden. Einige Parameter sind für die Auslegung der Windkraftanlagen, andere zum Beispiel für die Dimensionierung der Fundamente wichtig. Erkenntnisse über die Zugänglichkeit der Plattformen können später in sinnvolle Wartungskonzepte eingearbeitet werden. Um das Windparkverhalten an einem Offshore-Standort zu untersuchen, muss zunächst das Windpotential und damit der Energieertrag ermittelt werden. Die sich daraus ergebenden langfristigen Energieertragspotentiale sind an den verschiedenen Standorten auf ihren Zusammenhang untereinander zu untersuchen. In den deutschen Gewässern nehmen bereits Messbojen über ein Jahrzehnt Daten über den Seegang und auch die Windverhältnisse an der Meeresoberfläche auf. Diesen Daten fehlt es aber an Aussagekraft, da die Messhöhen von ca. 2 m über Meeressniveau nicht vergleichbar sind mit den Nabenhöhen der künftigen Offshore-Windenergieanlagen (ca. 90 m). Eine Extrapolation dieser Daten auf Nabenhöhe führt zu einer Fehlabschätzung des Windpotentials und zu einer fehlerhaften Energieertragsermittlung von bis zu 30 % [Splett, 06]. Somit ist nur eine Messung auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen eine sichere Methode zur Ermittlung des Energieertrages am jeweiligen Standort. 2003 ist mit FINO I die erste Forschungsstation für Offshore-Windenergie in den deutschen Gewässern errichtet worden [Herklotz, 06]. In den Jahren 2005, 2006 und 2007 folgten weitere drei Stationen in der deutschen Nord- und Ostsee. Die Plattform „Amrumbank West“ liegt in der Nordsee, die Plattformen „Arkona-Becken Südost“ und FINO II liegen in der Ostsee.



Bild 2-2: Deutsche Offshore-Forschungsplattformen [Google Earth, 09]

2.3.1 Der atmosphärische Aufbau

Der Aufbau der Atmosphäre spielt eine bedeutende Rolle für das Verständnis der Messdaten, wie Windgeschwindigkeit und Windrichtung. Generell lässt sich sagen, dass die

Luft der Atmosphäre in ständiger Bewegung ist. Hierbei treten strukturierte großflächige Bewegungen, wie bei Tief- und Hochdruckgebieten, und unstrukturierte kleinflächige turbulente Bewegungen auf. Diese turbulenten Bewegungen beginnen bei Turbulenzen, die eine horizontale Ausdehnung von 0,1 m bis 100 m und eine Lebensdauer von 10 s bis 10 min besitzen und können Ausmaße annehmen, deren horizontale Ausdehnung 3.000 km bis 10.000 km bei einer Lebensdauer von 3 bis 8 Tagen beträgt. Sie werden durch zwei auftretende Kräfte, die Druckkraft und die Corioliskraft, hervorgerufen. Die Wirkung dieser beiden Kräfte ist von der atmosphärischen Schichtung abhängig. Zwischen dem Erdboden und der freien Atmosphäre befindet sich die sogenannte Planetarische oder Atmosphärische Grenzschicht (atmospheric boundary layer). Darunter versteht man allgemein den direkt an der Erdoberfläche grenzenden Teil der Troposphäre, in dem im Gegensatz zur freien Atmosphäre, die Luftbewegungen durch die Bodenreibung beeinflusst werden. Damit ist der Wind in der Grenzschicht gegenüber dem geostrophischen Wind im Betrag reduziert [Stull, 00]. Die Grenzschicht lässt sich in drei Bereiche einteilen:

- Laminar-Schicht
- Prandtl-Schicht
- Ekman-Schicht

Die Laminar-Schicht liegt direkt über der Erdoberfläche und ist nur wenige Millimeter hoch. Aber sie existiert nur über glatten Flächen und bei niedrigen Windgeschwindigkeiten [Malberg, 05]. Diese Eigenschaften führen dazu, dass sie keinen Einfluss auf die Offshore-Windenergieanlagen ausüben.

Die Höhe der darauf folgenden Prandtl-Schicht beträgt Onshore 60 m bis 100 m und in ihr finden ausgeprägte turbulente Transporte statt [Malberg, 05]. Je nach thermischer Schichtung ist in der Prandtl-Schicht eine vertikale Windgeschwindigkeitszunahme vorhanden, wobei sich die Schubspannungsgeschwindigkeit, der Impuls- und der Wärmefluss mit zunehmender Höhe nicht ändern. Die Schubspannungsgeschwindigkeit besagt, mit welcher Kraft der Wind durch die Reibung an der Erdoberfläche gebremst wird [Herwig, 04]. Durch den großen Einfluss der Reibungskräfte in dieser Schicht bleibt trotz der steigenden Corioliskraft die Windrichtung konstant [Warnecke, 97].

Die oberste Schicht, die Ekman-Schicht, bildet mit einer Höhe von 500 m bis 1.000 m den größten Teil der Planetarischen Grenzschicht. Da mit steigender Höhe die Reibungskräfte abnehmen, erlangen Druck- und Corioliskraft zunehmenden Einfluss. Aus diesem Grund kommt es auf der Nordhalbkugel der Erde zu einer Rechtsablenkung des Windes und auf der Südhalbkugel zu einer Linksablenkung [Malberg, 05]. Durch das ansteigende ausgeglichene Verhältnis zwischen Druck- und Corioliskraft wird die Ebene des geostrophischen Windes erreicht. Dieser Wind stellt eine reibungsfreie und von der Erdoberfläche unbeeinflusste Luftbewegung in der Atmosphäre dar [Focken, 03].

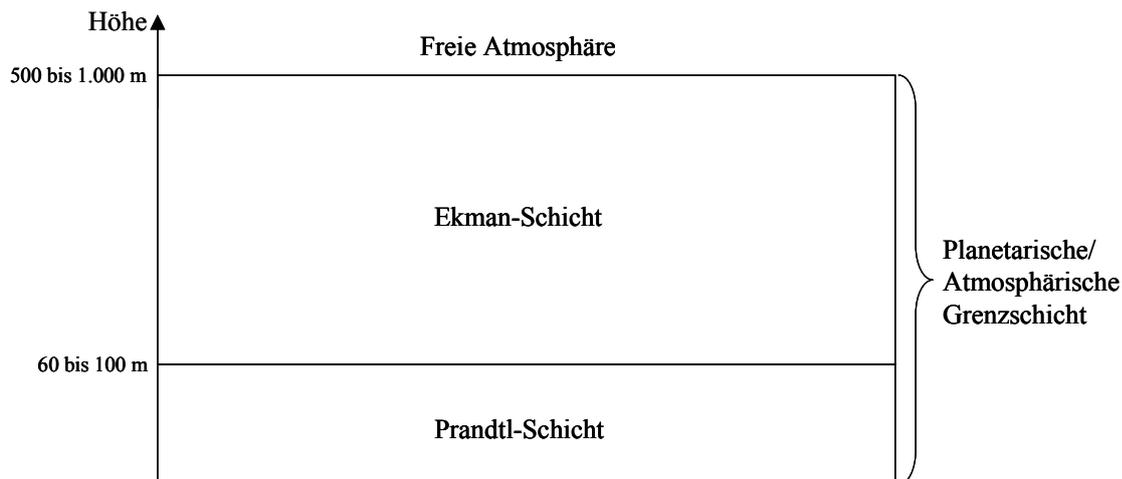


Bild 2-3: Zusammensetzung der Atmosphärischen Grenzschicht nach [Malberg, 05]

Für die Offshore-Standorte geht man von einer ähnlichen Zusammensetzung der Atmosphärischen Grenzschicht aus. Die geplante Nabenhöhe der Offshore-Windenergieanlagen von ungefähr 100 m liegt genau in dem Übergang zwischen Prandtl- und Ekman-Schicht und der Rotor reicht in beide Schichten hinein. Bei den Berechnungen geht man aber von der Annahme eines Vorliegens der Reibungskraft wie auch einer konstanten Schubspannungsgeschwindigkeit und Windrichtung aus. Das bedeutet, dass im Übergang zwischen diesen beiden Schichten von den Verhältnissen der Prandtl-Schicht ausgegangen wird, da im unteren Bereich der Ekman-Schicht nicht mit großen Kräfteänderungen zu rechnen ist.

Die marine Atmosphärische Grenzschicht unterscheidet sich von der Grenzschicht an Landoberflächen. Aufgrund der relativ homogenen Wasseroberfläche ist die Grenzschicht weitaus homogener und die Oberflächenrauigkeit um eine Größenordnung kleiner als über Land. Zudem weist die marine Atmosphärische Grenzschicht aufgrund der hohen Wärmekapazität von Wasser keinen Tagesgang, sondern vielmehr einen Jahresgang auf [Stull, 00].

2.3.2 Turbulenzintensität

Die Turbulenz ist, wie oben bereits erwähnt, eine charakteristische Erscheinung der Prandtl-Schicht. Sie kann den Einfluss auf die Verwirbelungseffekte hinter einer Windenergieanlage verstärken und somit die Energieumwandlung nachgelagerter WEA verändern. Deshalb ist ihre Berücksichtigung für die Betrachtung der Energieerträge und der Energiefluktuationen unumgänglich. Turbulenz bedeutet, dass zusätzlich zur geordneten Hauptströmung (mittlere Luftbewegung) des Windes wirbelartige und chaotische Luftströmungen auftreten. Es werden zwei Arten der turbulenten Luftbewegung unterschieden. Zum einen gibt es die mechanische Turbulenz, die durch die vertikale Windscherung und durch die Luftreibung an Unebenheiten der Erdoberfläche (Oberflächenrauigkeit) entsteht. Zum anderen wird die thermische Turbulenz beobachtet. Ihre Ent-

stehungsursache liegt im Aufsteigen warmer Luftmassen und im Absinken kalter Luftmassen begründet, wodurch Temperaturunterschiede hervorgerufen werden [Zmarsly, 07]. Das Maß für die Turbulenz bildet die Turbulenzintensität, die mit

$$ti = \frac{\sigma_0}{u} \cdot 100 \% \quad (2-1)$$

mit

- ti = Turbulenzintensität
- σ_0 = Standardabweichung der Windgeschwindigkeit
- u = Windgeschwindigkeit

berechnet wird [Türk, 07]. Die Turbulenzintensität ist der Quotient aus der Standardabweichung der untersuchten Windgeschwindigkeitszeitreihe und der Windgeschwindigkeit selbst. Aufgrund der geringen Oberflächenrauigkeit ist die Turbulenzintensität über See deutlich niedriger als über den meisten Landoberflächen [Türk, 08].

2.3.3 Thermische Schichtung

Die thermische Schichtung stellt ein Maß für die Vertikalgeschwindigkeit des Windes dar. Somit wird sie bestimmt, um eine Aussage hinsichtlich der Windverhältnisse über dem Flächeninhalt des Rotors der WEA treffen zu können und damit, ob eine Zwei- oder Dreidimensionalität in der Betrachtung der Anlage benötigt wird. Sie wird in drei verschiedene Zustände unterteilt:

- Neutral bzw. indifferent
- Stabil
- Labil

In der neutralen bzw. indifferenten Schichtung gilt der trockenadiabatische Temperaturgradient, der besagt, dass die Temperatur mit zunehmender Höhe um ungefähr 1 K pro 100 m abnimmt [Zmarsly, 07]. Ein Luftpaket, das bei neutraler/indifferenten Schichtung durch einen vertikalen Anstoß aus der Ruhelage gebracht wird, besitzt entweder die gleiche Temperatur wie die umgebende Luft oder die vertikale Temperaturänderung des Luftpaketes ist genauso groß wie die der umgebenden Luft. Dadurch wird das Luftpaket weder beschleunigt noch abgebremst, und es beruhigt sich durch die Reibung mit der Umgebungsluft wieder. Es kehrt jedoch nicht in seine Ausgangslage zurück.

Die Schichtung wird als stabil bezeichnet, wenn die Lufttemperatur im Gegensatz zur neutralen/indifferenten Schichtung mit der Höhe zunimmt. Die stabile Schichtung führt dazu, dass ein Luftpaket durch einen vertikalen Anstoß seine Ruhelage verlässt, aber sie nach kurzem Auf- und Abschwingen wieder erreicht. Bei der Aufwärtsbewegung kühlt sich dieses Luftpaket durch seine größere vertikale Temperaturänderung stärker ab als die Umgebungsluft, wodurch es gebremst wird und zum Stillstand kommt. Das kalte

Luftpaket sinkt ab und erwärmt sich hierbei stärker als die Umgebungsluft. Diese Abwärtsbewegung geht über die Ausgangslage hinaus. Da das Luftpaket nun wärmer ist als seine Umgebung wird es gebremst und steigt erneut auf. Es pendelt somit um seine Ausgangslage bis es sie aufgrund der Reibungsverluste wieder erreicht.

Bei der labilen Schichtung ist ein Luftpaket mit Aufwärtsbewegung wärmer bzw. bei Abwärtsbewegung kälter als die Lufttemperatur des Umfelds. Somit ist der Temperaturgradient des Luftpaketes kleiner als der der umgebenden Luft. Deshalb hat die labile Schichtung zur Folge, dass das nach oben angestoßene warme Luftpaket immer weiter aufwärts steigt und das nach unten angestoßene kalte Luftpaket immer weiter absinkt. Bei dieser Schichtung kehrt das in Bewegung gesetzte Luftpaket somit nie in die Ausgangslage zurück [Roedel, 00].

Das Verhältnis aus der Arbeitsleistung gegen die Auftriebskräfte, also die thermische Schichtung in einer turbulenten Strömung zum Gewinn an turbulenter kinetischer Energie aus der geordneten Strömung mit dem charakteristischen vertikalen Temperaturgradienten und den charakteristischen vertikalen Windgradienten kann durch die Richardson-Zahl

$$Ri = -\frac{g}{\bar{T}} \cdot \frac{\Delta_z T}{(\Delta_z u)^2} \quad (2-2)$$

mit

- g = Gravitationsbeschleunigung
- \bar{T} = Durchschnittliche Temperatur
- $\Delta_z T$ = Charakteristischer vertikaler Temperaturgradient
- $\Delta_z u$ = Charakteristischer vertikaler Windgradient

ausgedrückt werden. Für Höhen oberhalb von 10 m wird die durchschnittliche Temperatur durch die potentielle Temperatur ersetzt. Die Richardson-Zahl nimmt dabei Werte von kleiner 0 für eine labile Schichtung, ungefähr gleich 0 für eine neutrale und größer 0 für eine stabile Schichtung an. Die kritische Richardson-Zahl beträgt dabei 0,2. Dabei findet bei stabiler Schichtung der turbulente Austausch weitgehend nicht mehr statt und ein Umschlag in eine quasi laminare Strömung erfolgt [Foken, 06].

Eine gängige Profilmethode zur Energieaustauschbestimmung ist der Bulk-Ansatz. Das bedeutet, dass man von einem einfachen linearen Gradienten für die betrachtete Schicht ausgeht und nur Parameter an der Ober- und Untergrenze nutzt [Mahrt, 96]. Streng genommen ist dieses Verfahren nur über Wasserflächen anwendbar, da dort der Gradient zwischen den Oberflächen- und den Messwerten in einer festgesetzten Höhe eindeutig ermittelt werden kann. Für Landoberflächen lassen sich die Oberflächentemperaturen und -feuchte wegen der vorhandenen Rauigkeitselemente und der Orographie nicht exakt bestimmen. Die Bulk-Richardson-Zahl

$$Ri_B = -\frac{g}{T} \cdot \frac{\Delta T \cdot \Delta z}{(\Delta u)^2} \quad (2-3)$$

mit

g	=	Gravitationsbeschleunigung
\bar{T}	=	Durchschnittliche Temperatur
ΔT	=	Temperaturdifferenz
Δu	=	Windgeschwindigkeitsdifferenz
Δz	=	Höhendifferenz

beschreibt diese Methode. Für die Berechnung der Richardson-Zahl ist die Wahl der Windrichtung von entscheidender Bedeutung. Durch den Masteinfluss auf die Anemometrie kann die Richardson-Zahl verfälscht werden. Trifft eine Windfront zuerst das Anemometer und dann den direkt dahinter liegenden Gittermast, so entsteht ein Staudruck, der für eine geringere Windgeschwindigkeitsaufnahme durch die Anemometrie sorgt. Wird zuerst der Gittermast und erst dann das - aus Sicht der eingehenden Windfront - dahinterliegende Anemometer angeströmt, trifft das Anemometer nicht mehr der ungestörte Wind und die Windgeschwindigkeitsaufnahme ist geringer als die tatsächliche Windgeschwindigkeit. So können für die Berechnung der Richardson-Zahl nur bestimmte, von den oben genannten Beeinflussungen ungestörte Windrichtungssektoren verwendet werden.

2.3.4 Anforderungen an die Offshore-Messungen

An Offshore-Messungen werden hohe Anforderungen gestellt:

- Die Entfernung zur Küste beträgt mehr als 20 km.
- Die Wassertiefe liegt zwischen 20 m und 40 m.
- Die Messplattform muss nahezu autark arbeiten, da regelmäßige Wartungsfahrten die Kosten stark in die Höhe treiben würden. Dazu gehört auch eine möglichst umweltfreundliche Energieversorgung mit Backup-System.

Sinnvollerweise sollten sowohl ozeanographische Messungen wie auch meteorologische Messungen aufgebaut werden. Die Datenverfügbarkeit muss sehr hoch sein, um so ein genaues Bild der Windbedingungen vor Ort zu erhalten. Verschärfend kommt hinzu, dass ein langer Testbetrieb häufig aus Zeitgründen nicht machbar ist. Die Kosten müssen sich im Rahmen bewegen. Daraus ergeben sich besondere Vorgaben für die Messtechnik und die Energieversorgung: die Messgeräte müssen sehr zuverlässig arbeiten. Da häufig die Möglichkeit des Abgleichens mit benachbarten Messungen nicht gegeben ist, sollten die Messgeräte so ausgewählt werden, dass unterschiedliche aber bewährte Messtechnik zum Einsatz kommt. Neben dieser Diversifikation ist die Redundanz ein weiterer wichtiger Punkt [Bendfeld, 06]. Anders als an Land, wo Messmasten eine leichte Rohrkonstruktion mit meist nur zwei Anemometern aufweisen und über ein

Stahlseilsystem abgespannt sind, gelten Offshore gänzlich andere Bedingungen. Die Belastungen sind weit größer als an Onshore-Standorten. Neben den Einflüssen durch den Wind fallen hier auch Wellen- und Strömungslasten an. Hinzu kommen auch noch Extremereignisse wie Böen und Wellen (z.B. Orkan), die ebenfalls berücksichtigt werden müssen [Wiemann, 02]. Um den Wind- und Wellenlasten zu trotzen, muss auf der einen Seite eine stabile Konstruktion genutzt werden. Auf der anderen Seite darf diese Konstruktion nicht die Windmessungen beeinflussen.

Durch die rauen Bedingungen Offshore und die großen Zeiträume, in denen die Plattform wetterbedingt nicht erreichbar ist, müssen die wichtigsten Messgeräte redundant vorhanden sein. Um diesen Anforderungen zu genügen, sollten mindestens zwei unterschiedliche Messverfahren (Schalensternanemometer und Ultraschallanemometer) eingesetzt werden. Die Messebenen sollten wenn möglich ca. alle 10 m eingerichtet werden und jeweils mindestens die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungserfassung beinhalten. Weitere Messungen von Temperatur, Luftfeuchte und Druck sollten ebenfalls erfolgen, um atmosphärische Phänomene den Windbedingungen zuordnen zu können [Bendfeld, 07]. Auch ozeanographische Messungen (Strömung, Wellen, Wassertemperatur) sind für künftige Wartungs- und Instandhaltungsstrategien der Offshore-Windparks sinnvoll.

Diese Messplattformen sollen darüber hinaus - auch im Sinne der regenerativen Energien - autark arbeiten können. Wartungs- und Instandhaltungsfahrten sollen auf ein Minimum reduziert werden. Somit wird ein zuverlässiges Energieversorgungssystem benötigt. Dies gilt außerdem für die Datenaufnahme, die Datenübertragung sowie die Sicherheitstechnik. Im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung sollte das System so ausgelegt werden, dass die masteilige Stromversorgung zu 99 % durch regenerative Einspeisung erfolgt. Die Batterien können auf Basis von drei Systemelementen gespeist werden: Windgeneratoren, Solaranlage und Notstromdieselgenerator. Die Windgeneratoren und die Solaranlage werden so dimensioniert, dass sie die Messplattformen vollständig versorgen können. Kommt es zu einem Ausfall der regenerativen Einspeiser, greift bei schwachem Batterieladestatus die Notstromversorgung unterstützend ein [Splett, 06a].

Diese genannten Anforderungen sind an zwei Standorten vollständig in das Messkonzept der Forschungsstationen umgesetzt worden. Bei den übrigen sind ähnliche Ansätze in unterschiedlichen Detaillierungsgraden angewandt worden. Die Messungen erfolgen in 10-Minuten-Mittelwerten, teilweise liegt auch eine höhere Messwertaufnahme vor [Neumann, 04].

2.4 Potentiale der Parks

Mit der hohen installierten Leistung wird den Parks auch ein hohes jährliches Energiepotential zugeschrieben. In diesem auf ein Jahr hochgerechneten Potential sind die Einspeiseschwankungen im Energieertrag zwar nicht mehr erkennbar, jedoch kann an der Größenordnung des Potentials erkannt werden, wie wichtig eine höher aufgelöste Betrachtung der Einspeiseschwankungen eines Parks für die Einbettung der Offshore-Parks in das konventionelle Energieversorgungssystem ist. Auch an der Verteilung des Energieertrages auf die Windrichtungssektoren wird deutlich, wie sehr der Ertrag im Jahr durch Windrichtungswechsel schwankt und wie wichtig eine Betrachtung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung für das Einspeiseverhalten des Parks ist.

Für die Ermittlung der jährlichen Energieerträge sind Langzeit-Messungen notwendig, um so den Einfluss der Heteroskedastizität in den Daten weitgehend ausschließen zu können. Jedoch fehlt diese Langzeitaussage an Offshore-Standorten, da die Messungen erst seit 2005 erfolgen. So müssen andere Verfahren genutzt werden, um den Energieertrag abzuschätzen. Die Measure-Correlate-Predict-Methode (MCP-Methode) hat sich dabei in den letzten Jahren als anerkannte Methode etabliert (vgl. [Rogers, 05] [Strack, 04] [Winkler, 02]). Hier soll anhand der Messstation mit der längsten Messaufnahme gezeigt werden, wie hoch der Energieertrag an einem Offshore-Windpark abgeschätzt werden und mit welchem jährlichen Energieertrag Offshore gerechnet werden kann, um so zu sensibilisieren, welchen Einfluss Einspeiseschwankungen haben können.

2.4.1 Measure-Correlate-Predict-Methode

Die grundlegende Methode der MCP-Technik besteht darin, langfristige Windbedingungen an einem Zielstandort zu ermitteln, an dem lediglich eine kurze Messreihe vorliegt. Um dies zu erreichen, muss die Messreihe am Zielstandort zeitlich deckungsgleich mit dem entsprechenden Zeitbereich der langfristigen Messreihe an einem Referenzstandort sein. Somit werden für eine MCP-Anwendung drei Datensätze benötigt:

- Datensatz am Referenzstandort (langfristig)
- Datensatz am Zielstandort (kurzfristig), der zeitlich deckungsgleich ist mit dem
- Datensatz am Referenzstandort (kurzfristig)

Diese Datensätze können in verschiedenen Formaten wie z.B. Weibull-Daten oder Zeitreihen vorliegen. Im folgenden Bild 2-4 ist das grundlegende Modell bei der MCP-Anwendung dargestellt:

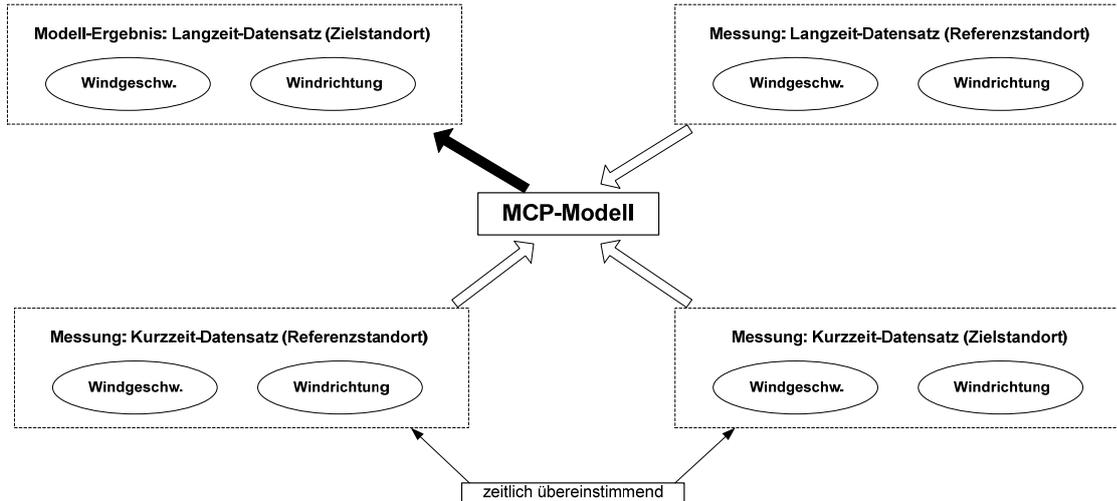


Bild 2-4: Konzeption der MCP-Methode

In der Praxis werden unterschiedliche MCP-Verfahren angewandt. Als eine an Offshore-Standorten sinnvoll einsetzbare Methode gilt das MCP mittels Weibull-Parameter [Splett, 08b] [WindPRO, 07].

2.4.2 MCP mittels der Weibull-Parameter

Es erweist sich als günstig, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit durch eine Verteilungsfunktion zu beschreiben. Dazu werden die einzelnen Werte der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion logarithmiert und durch eine lineare Funktion genähert, aus deren Verlauf die Parameter der Verteilungsfunktion ermittelbar sind. Dieser mathematische Ansatz bietet den Vorteil, einen Standort nicht mehr mittels eines riesigen Datensatzes, sondern nur noch durch zwei Parameter beschreiben zu können. Dies liefert eine ausreichende Genauigkeit für spätere Auswertungen und vereinfacht den Vergleich einzelner Messpunkte erheblich. Als beste Näherung hat sich dabei die Weibull-Verteilungsfunktion erwiesen:

$$f_w(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2-4)$$

mit

- v = Betrag der Windgeschwindigkeit [m/s]
- A = Weibull-Skalierungsparameter [m/s]
- k = Weibull-Formparameter

Bei dem MCP-Verfahren mittels der Weibull-Parameter wird folgende Beziehung sowohl für die Weibull-Verteilung als auch für die auftretende Häufigkeit unterstellt:

$$\lambda_{\text{Ziel}}^{\text{lang}} = \left[\frac{\lambda_{\text{Ziel}}^{\text{kurz}}}{\lambda_{\text{Referenz}}^{\text{kurz}}} \right] \cdot \lambda_{\text{Referenz}}^{\text{lang}} \quad (2-5)$$

Dabei entspricht λ den Verteilungsparametern (Weibull-Skalierungsparameter, Weibull-Formparameter) des vorliegenden Datensatzes des Ziel- und Referenzstandorts.

Bei der Durchführung des MCP-Verfahrens mittels der Weibull-Parameter werden zunächst die Weibull-Verteilungen miteinander verglichen. Darauf aufbauend wird eine Korrekturtabelle berechnet. Zuletzt wird mit dieser Korrektur die langfristige Parameterverteilung am Zielstandort ermittelt.

Um eine langfristige Zeitreihe zu erhalten, werden Reanalyse-Daten für den Langzeit-Datensatz am Referenzstandort verwendet.

2.4.3 Reanalyse-Daten

Die amerikanischen Einrichtungen „National Center for Environmental Prediction“ (NCEP) und „National Center for Atmospheric Research“ (NCAR) haben in Zusammenarbeit ein Reanalyse-Projekt entwickelt, um Analysen der Atmosphäre zur Unterstützung der meteorologischen und klimatischen Forschung zu ermöglichen. Im Gegensatz zur täglichen Wetteranalyse werden Wetterdaten der letzten Jahrzehnte mit einheitlichen Modellen und Datenassimilationsverfahren reproduziert. Somit können die Inhomogenitäten reduziert werden, die in den Wetteranalysen z. B. infolge von Modellwechseln, wechselnder Datenverfügbarkeit und -qualität aufgrund von Änderungen in der Datenassimilation vorhanden sind [Kalnay, 96]. Beispielsweise sorgt ein Wechsel in der Datenaufnahme von einem dreistündigen zu einem einstündigen Mittelwert für eine erhöhte Datenqualität und Aussage, jedoch wird ein Vergleich der Messzeiträume vor und nach dem Wechsel erschwert.

In dem Projekt wurden vergangene Datensätze aus einer Zeitspanne von mehr als 60 Jahren (seit 1948) nach verschiedenen Schwerpunkten analysiert. Die Analyse und Aufbereitung der Daten wird laufend ergänzt. Die Eingangsdaten für die Datenassimilation sind unterschiedliche atmosphärische Beobachtungen und Messwerte u.a. von Schiffen, Flugzeugen, Wetterballonen, Messstationen und Satelliten. Die Daten werden in einem dynamischen Modell auf Basis einer modellierten Atmosphäre miteinander kombiniert. Als Ausgangsparameter des Reanalyse-Prozesses erhält man Daten u.a. zu Windgeschwindigkeit, Temperatur, Luftfeuchte und Druck.

Für die Reanalyse wurde ein Gitternetz um die Welt gespannt. Die Eingangswerte wurden dem jeweils nächsten Gitterpunkt zugeordnet. Für jeden Gitterpunkt sind damit die Ausgangswerte aus dem Reanalyse-Prozess erhältlich. Da die Eingangsdaten auf verschiedene Messhöhen basieren, ist es sinnvoll, verschiedene Kategorien von Reanalyse-Daten zur Verfügung zu stellen. Es wird zwischen drei Kategorien unterschieden:

- In der ersten Kategorie werden Datensätze auf 17 verschiedenen Druck-Level von 1000 mbar bis 10 mbar zur Verfügung gestellt.
- In der zweiten angebotenen Kategorie sind die Datensätze auf einem Druck-Level von 995 mbar verfügbar.
- In der dritten Kategorie sind die Daten auf Oberflächen-Niveau von 10 Metern erhältlich.

Auch die Gitternetze sind für die jeweiligen Kategorien unterschiedlich. Die Oberflächen-Kategorie ist in einem Netz mit 94 x 192 Gitterpunkten verfügbar. Die Druckdaten liegen dagegen in einem Netz mit der Auflösung von $2,5^\circ \times 2,5^\circ$ vor [Atkinson, 03].

Die zeitliche Auflösung ist aber bei allen Kategorien gleich (0, 6, 12, 18 UTC).

Die verfügbare Datenmenge jedes einzelnen Gitterpunktes ist davon abhängig, wie viele Messungen im Einzugsbereich des Gitterpunktes durchgeführt worden sind. Beispielsweise verfügen Gitterpunkte, in deren Einzugsbereich feste Schifffahrts- oder Fluglinien vorhanden sind, über mehr Messdaten, als Gitterpunkte, in denen diese fehlen. Dies kann sich auf die Güte der Ausgangsparameter auswirken. Um hier eine Unterscheidung hinsichtlich der Aussagegüte bei den einzelnen Parametern an den Gitterpunkten treffen zu können, sind die Parameter in verschiedene Klassen eingeteilt worden. Die in dieser Betrachtung benutzten Windparameter entsprechen der Klassengüte A. Somit sind die Reanalyse-Daten mit real gemessenen Werten vergleichbar [Kistler, 01]. Die Einflüsse des dynamischen Modells können vernachlässigt werden.

Der große Vorteil der Reanalyse-Daten, die Datenassimilation und -zentrierung auf einen Gitterpunkt, wird aber zu einem Ausschlusskriterium, wenn sich ein Gitterpunkt am Übergang von Land zu Wasser befindet. In dem Gitterpunkt werden dann über Land aufgenommene Messdaten und über Wasser aufgenommenen Messdaten zusammengefügt. Die Daten sind dann hinsichtlich der klimatischen Einflüsse nicht mehr in sich stimmig [Splett, 07a]. Um diesem Fehler zu entgehen, werden nur Gitterpunkte genutzt, bei denen von ihrer Lage her ein Einfluss der Landmassen vernachlässigt werden kann.

Um die Anwendungsmöglichkeiten von Reanalyse-Daten für die Ertragsberechnung an künftigen Offshore-Windparkstandorten zu untersuchen, wurden einer vorangegangenen Studie [Bastide, 06] Korrelationsuntersuchungen zwischen den Messdaten aus dem Reanalyse-Projekt und der Forschungsplattform Nordsee (FPN) durchgeführt. Das Ergebnis ist, dass sowohl bei den Windgeschwindigkeitsverläufen wie auch bei den Windverteilungen starke Korrelationen zwischen den Reanalyse-Daten und den real gemessenen Daten vorhanden sind. Damit können die virtuellen Daten für die Ertragsabschätzung herangezogen werden [Splett, 07].

2.4.4 Ertragsabschätzung

Für die Abschätzung des Energieertrages wird die Forschungsstation mit der längsten aufgenommenen Messreihe als Zielstandort (FINO I) und der zu dieser Station nächstgelegene NCEP/NCAR-Reanalyse-Punkt als Referenzstandort verwendet. Die sich aus dem MCP-Verfahren bildenden Skalierungsfaktoren für die beiden Weibull-Parameter sowie für die Langzeithäufigkeit sind in Bild 2-5 dargestellt. Sie werden für die Abschätzung des langfristig zu erwartenden Energieertrages am Zielstandort verwendet.

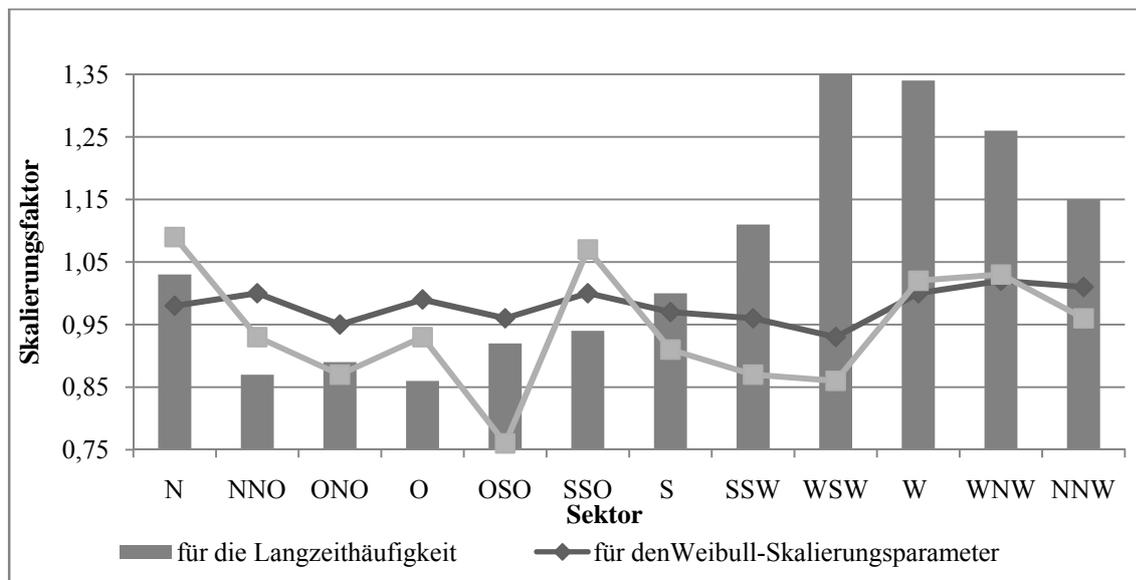


Bild 2-5: Weibull-Skalierungsfaktoren zu Multiplikation mit den Referenzdaten

Unter Anwendung des MCP-Verfahrens ergibt sich für einen Offshore-Windpark mit einer installierten Leistung von 400 MW eine geschätzte jährliche Anzahl von 4.146 Volllaststunden. Dies liegt bei ähnlichen Werten, wie die Abschätzungen des deutschen Offshore-Testfeldes „Alpha Ventus“ mit 4.333 jährlichen Volllaststunden [Gerdes, 06]. Die Unterschiede liegen in der Größe der Parks und hängen damit mit den verbundenen Minderungen infolge der Parkwirkung zusammen.

Die Parkwirkung ist auch von der Windrichtung abhängig. An Offshore-Standorten kann man nicht von einer exakten Hauptwindrichtung sprechen. Hier liegt vielmehr ein regelrechtes Windrichtungsband von Intervallgrößen von 90° bis 110° vor. Exemplarisch ist hier die Windrose an der oben verwendeten Forschungsstation gezeigt.

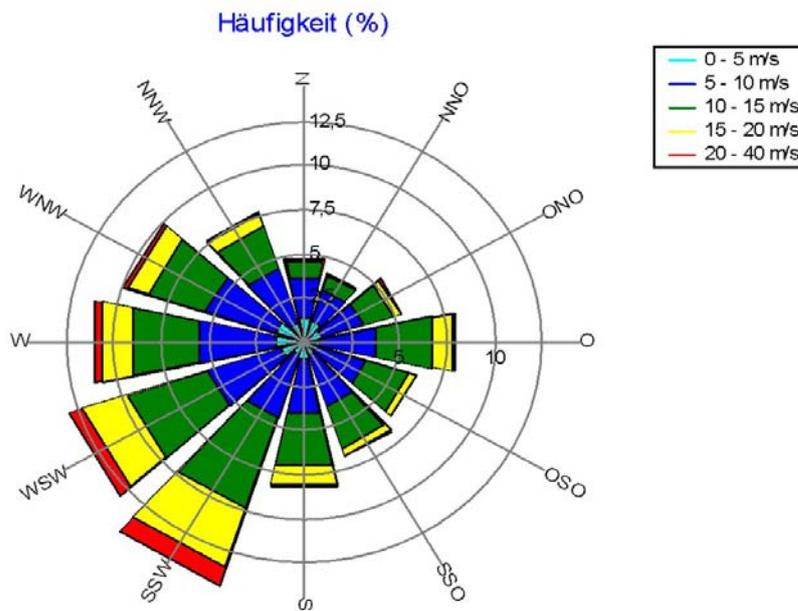


Bild 2-6: FINO I Windrose

Die hohe Zahl der jährlichen Volllaststunden in Kombination mit den häufigen Windrichtungswechseln lassen erkennen, wie wichtig eine Untersuchung der Einspeiseschwankungen der kompakt aufgestellten Offshore-Windparks für die Systemintegration der Offshore-Windenergie in das konventionelle Energieversorgungssystem ist.

2.5 Messdaten vs. statistische Modellierung

Eine Modellierung von Zeitreihen zur Überprüfung von Fluktuationen in der Offshore-Windenergie ist über lange Zeit ein notwendiges Mittel zur Bestimmung von Einspeiseszenarien sowohl für energietechnische wie auch energiewirtschaftliche Betrachtungen gewesen.

2.5.1 Ansätze der Simulation von Windgeschwindigkeiten

In der Vergangenheit sind verschiedene Verfahren zur Simulation von Windgeschwindigkeiten und somit zur Modellierung der elektrischen Energieumwandlung aus dem Wind entwickelt worden. Sie unterteilen sich in zwei Hauptgruppen: strömungsmechanische Verfahren und mathematisch-statistische Verfahren.

Bei den strömungsmechanischen Verfahren werden die Windgeschwindigkeiten anhand von strömungsmechanischen Gleichungssystemen in Bezug auf die Luftströmung und die Atmosphäre beschrieben und numerisch gelöst. Je nach Anwendungsbereich unterscheidet man die strömungsmechanischen Verfahren in die weniger aufwendigen diagnostischen und in die komplexeren prognostischen Modelle [Weigele, 97]. Die diagnos-

tischen Modelle haben ihr Einsatzgebiet in der Ertragsabschätzung möglicher Anlagenstandorte. Die Modelle nutzen langjährige Häufigkeitsverteilungen des Windes an einem Referenzstandort und transformieren diese in Häufigkeitsverteilungen an dem jeweils betrachteten Zielstandort. Dies erfolgt durch eine Interpolation der Messdaten mit einer anschließenden räumlichen Korrektur mittels strömungsmechanischer Gleichungssysteme, um so Orographie, Topographie und Hindernisse im Nahbereich zu berücksichtigen. Die prognostischen Modelle beschränken sich dagegen nicht auf eine räumliche Korrektur vorhandener Messdaten. Sie ermöglichen die Vorhersage von Windgeschwindigkeiten durch die Modellierung atmosphärischer Prozessabläufe auf Basis strömungsmechanischer Gleichungen.

Bei den mathematisch-statistischen Verfahren werden die Windgeschwindigkeitswerte als stochastische Zeitreihe angesehen. Die Verfahren basieren auf einer Analyse der statistischen Eigenschaften des Windgeschwindigkeitsverlaufs am Zielstandort. Dabei werden statistische Kenngrößen wie arithmetischer Mittelwert, Standardabweichung, Häufigkeitsverteilung, Autokorrelation und Kreuzkorrelation berücksichtigt [Bamberg, 07]. Das Ziel dabei ist die Erstellung einer Ganglinie des Windgeschwindigkeitsverlaufs. Die wesentlichen mathematisch-statistischen Verfahren sind autoregressive Verfahren und Verfahren der räumlichen Korrelation. Bei den autoregressiven Verfahren wird auf die (partielle) Autokorrelation von langfristigen, über dem Zeitraum von mehr als einem Jahr vorliegenden Windgeschwindigkeitszeitreihen zurückgegriffen. Die Autokorrelation gibt dabei die zeitliche Korrelation zwischen den Werten der betrachteten Zeitreihe an. Aufgrund der Tatsache, dass die zeitliche Korrelation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten mit zeitlich größer werdendem Abstand stark abnimmt, werden autoregressive Modelle nur zur kurzfristigen Vorhersage eingesetzt. Als ein grundlegendes autoregressives Verfahren wird das ARMA-Modell angesehen, das in Kapitel 2.5.2 näher beschrieben wird. Die Modelle räumlicher Korrelation sind für die Simulation zeitgleicher Windgeschwindigkeitsverläufe an beliebigen Standorten auf Basis von Messwerten entwickelt worden. Der Einfluss von großräumigen Wetterlagen wird durch eine Interpolation von Messwerten von einer Referenzstation hin zu einer Zielstation berücksichtigt. Lokalen kleinräumigen Schwankungen kann durch eine Zufallsvariable Rechnung getragen werden. Diese so entwickelten Windgeschwindigkeitsganglinien am Zielstandort werden an den Mittelwert der Windgeschwindigkeit am Zielstandort und somit an die dort vorherrschenden Bedingungen angepasst.

Geht es um die Darstellung von Fluktuationen und damit kurzfristigen Änderungen der Windgeschwindigkeiten, steht das zeitliche Auflösungsvermögen im Vordergrund der Eignung. Die strömungsmechanischen diagnostischen Modelle verwenden lediglich Windgeschwindigkeitsverteilungen. So kann mit ihnen nur eine statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Zielstandort ermittelt werden. Zeitreihen werden nicht erzeugt. Bei den strömungsmechanischen prognostischen Modellen können zwar Windgeschwindigkeitszeitreihen in einer hohen Auflösung erzeugt werden, jedoch aufgrund

der hohen erforderlichen Rechenkapazität ist die Auflösung der simulierten Zeitreihen sehr begrenzt [Sontow, 00].

So wird hier im Folgenden das mathematisch-statistische Verfahren ARMA auf seine Unterschiede zu den hochaufgelösten Messdaten einer Offshore-Forschungsplattform überprüft.

2.5.2 ARMA-Modellierung

Bekannte Zeitreihenmodelle basieren häufig auf dem ARMA (Auto Regressive Moving Average)-Ansatz. Wie der Name schon sagt ist das Modell eine Kombination eines autoregressiven Parts und eines gleitenden Durchschnitts. Bei der Modellierung wird für eine Beobachtungsgröße x_t der Ansatz

$$x_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i \cdot x_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j \cdot e_{t-j} + e_t \quad (2-6)$$

gewählt. Dabei sind e_t die Zufallsstörungen, θ und φ die Gewichtungparameter. Sowohl der AR- wie auch der MA-Anteil benötigen eine Schätzung der jeweiligen Gewichtungparameter. Diese Schätzung erfolgt oftmals über die Maximum-Likelihood-Methode [Swider, 06].

Die Anzahl aller genutzten zurückliegenden Werte in Reihenfolge ihres Auftretens wird auch als Lag bezeichnet. Der AR-Anteil hat die Ordnung p , der MA-Anteil die Ordnung q , d.h. in die zu prognostizierende Größe x_t gehen p zeitlich zurückliegende Größen $x_{t-i} \forall i \in \{1,2,3,\dots,p\}$ (Lag p) und q zeitlich zurückliegende Störterme $e_{t-j} \forall j \in \{1,2,3,\dots,q\}$ (Lag q) ein. Die Genauigkeit der Zeitreihenmodellierung resultiert zum einen aus den Schätzwerten und zum anderen aus dem Zurückgreifen von zeitlich vorangegangenen Modellwerten [Stier, 01].

Dem ARMA-Ansatz liegt die wichtige Annahme eines weißen Rauschens und der Normalverteilung der Störgrößen zugrunde. Das weiße Rauschen stellt dabei den grundlegendsten stationären Prozess dar und ist dadurch charakterisiert, dass die beobachteten Zufallsvariablen paarweise unkorreliert sind sowie einen Erwartungswert von Null und eine Varianz aufweisen [Rinne, 02]. Der ARMA-Ansatz kann durch die Berücksichtigung weiterer Einflussgrößen erweitert werden, so dass eine Vielzahl von Modellen auf diesem grundlegenden Ansatz beruhen. Hier soll nur das Basis-Modell diskutiert werden.

Lange Zeit fehlte bei Zeitreihen-Modellierungen auf Basis von ARMA-Ansätzen die Überprüfung anhand realer Messdaten an künftigen Offshore-Windpark-Standorten. Vergleiche mit Offshore-Messungen sind erst in den letzten Jahren möglich gewesen, siehe auch [Pinson, 07]. Die Ergebnisse von dänischen Offshore-Windparks sind jedoch nur begrenzt auf deutsche Parks anwendbar. Dies liegt vor allem an den Unterschieden in der Nähe zur Küste. Dänische Parks werden durch die atmosphärische Übergangszo-

ne zwischen Land und Wasser beeinflusst. So muss die Tauglichkeit für deutsche Standorte überprüft werden. Dies ermöglichen die deutschen Offshore-Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee, die bereits mehr als ein Jahr Winddaten in Nabenhöhe der künftigen Parks aufgenommen haben.

Hier sind Messreihen einer deutschen Offshore-Forschungsstation [DEWI, 08] mit einer ARMA (1,1)-Zeitreihensimulation verglichen worden. Mit dem ARMA (1,1)-Modell ist eine hochaufgelöste Zeitreihensimulation verwendet worden. Jede geringere Auflösung kann aufgrund der einfließenden Größen und Störterme zu Qualitätseinbußen in der Aussage führen.

Bei dem Vergleich zwischen den modellierten Windgeschwindigkeitszeitreihen mit der Messzeitreihe der Offshore-Forschungsstation in Bild 2-7 wird deutlich, dass neben Intervallen mit guten Übereinstimmungen immer wieder Intervalle mit großen Differenzen zwischen den beiden Zeitreihen vorliegen. In Bild 2-7 ist exemplarisch ein Monat herausgegriffen worden.

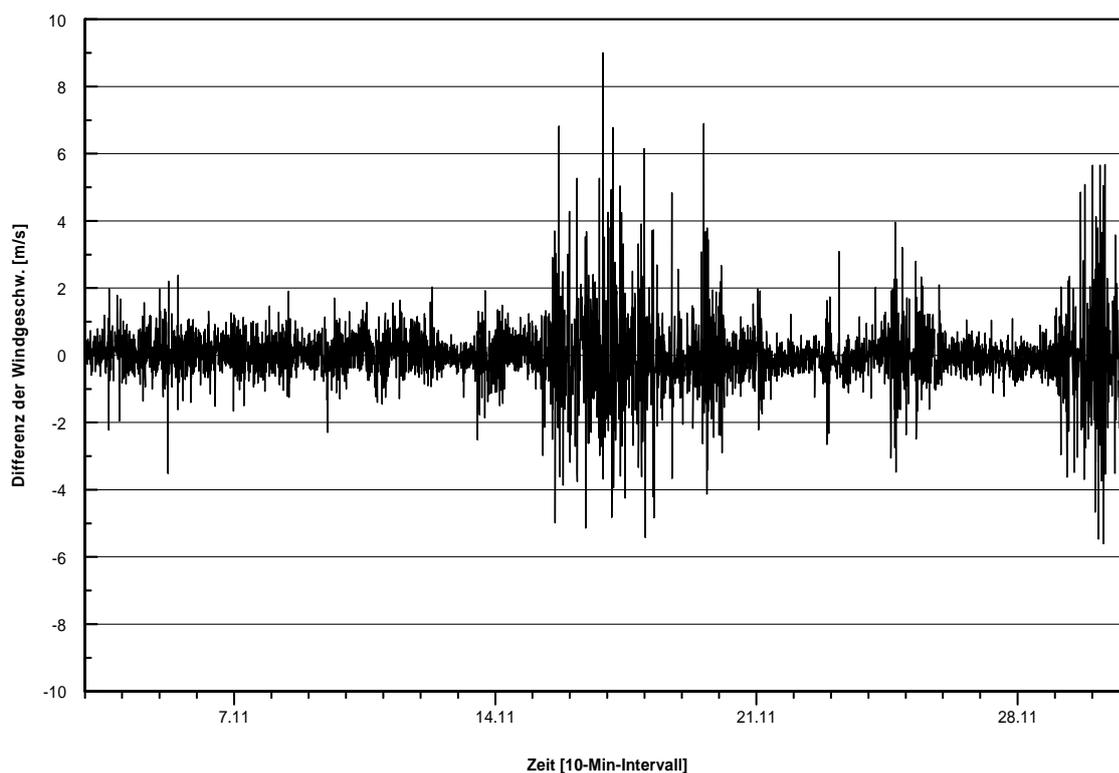


Bild 2-7: Differenz der ARMA (1,1)-Zeitreihe und der aufgenommenen Offshore-Messung

Um diese Problematik genauer untersuchen zu können, wurde eine Inkrementen-Analyse der Fluktuationen durchgeführt. Als Inkrement bezeichnet man den positiven wie negativen Zuwachs einer Größe. Durch diese Analyse kann dann die Reaktion der ARMA-Modellierung bei großen sprunghaften Windgeschwindigkeitsänderungen herausgearbeitet werden. Bei einer stufenweisen Bereinigung der Inkrement-Schritte bis hin zu einem Sprung von 2 m/s werden die geringfügigen Fluktuationen herausgefiltert,

um so das Auftreten ausgeprägter Fluktuationen untersuchen zu können. Bei der statistischen Auswertung dieser Inkremente über einen Zeitraum von 29 Monaten ist aufgefallen, dass starke Sprünge in den Windgeschwindigkeiten oftmals gruppiert auftreten. Es entstehen regelrechte Stark-Fluktuations-Cluster (SFC). Die statistische Auswertung über einen Zeitraum von mehr als 2 Jahren ergibt, dass bei zwei aufeinander folgenden Sprüngen von mindestens 2 m/s mit einer Wahrscheinlichkeit von 60 % ein SFC entsteht, was mehrere Stunden anhalten kann [Splett, 07b]. Es kommt zu einem regelrechten Aufschaukeln sowie Abklingen des SFC, wie es in Bild 2-8 dargestellt ist.

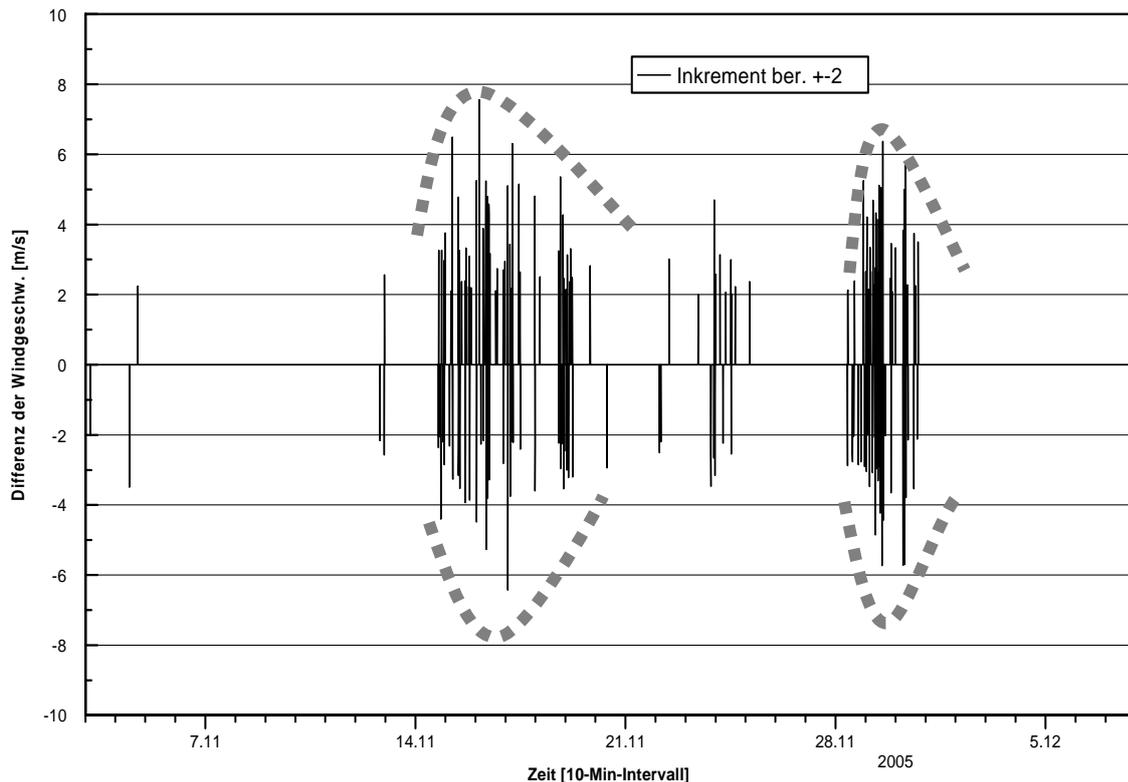


Bild 2-8: Darstellung der SFC in den bereinigten Inkrementen (± 2 m/s)

Diese SFC können einen möglichen Grund darstellen, wieso eine Modellbeschreibung mittels eines ARMA-Ansatzes zu Diskrepanzen zwischen dem Modell und den Messwerten in den Intervallen großer Fluktuationen führt. Die SFC behindern das ARMA-Modell bei der Zeitreihenmodellierung. Das ARMA-Modell kann auf diese Dynamiken nicht ausreichend schnell reagieren und modelliert zu statisch. So brechen die modellierten Zeitreihen bei den SFC aus, und die Differenzen zu den tatsächlichen Windgeschwindigkeiten steigen an (vgl. Bild 2-9).

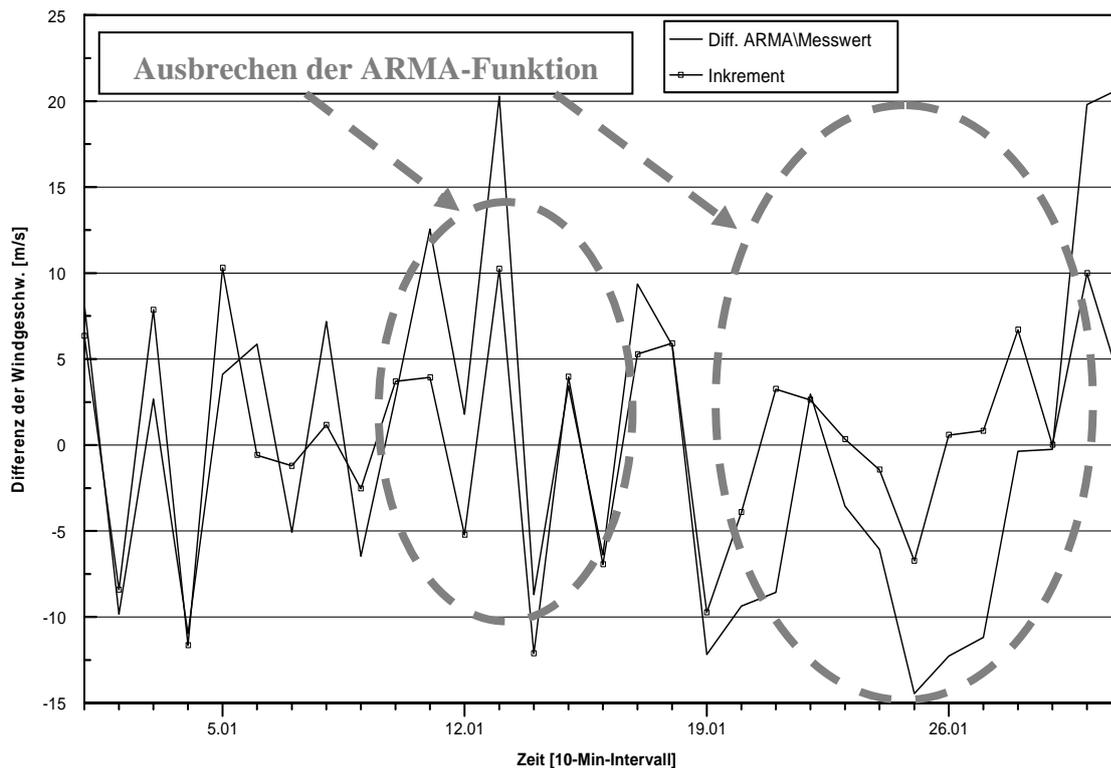


Bild 2-9: Auftreten großer Inkremente einhergehend mit großen Differenzen zwischen modellierten und gemessenen Werten

Als Ergebnis kann gesagt werden, dass die Modellierung der beobachteten Zeitreihen durch ein ARMA-Modell oder einem höherrangigen, aus der gleichen Familie stammenden Modell, nur bedingt nutzbare Ergebnisse liefert. Dies beruht auf der Tatsache, dass die Clusterbildung der stark ausgeprägten Fluktuationen einer Zeitreihengenerierung Grenzen setzt. Diese SFC treten auf und die ARMA-Modellierung ist nicht dynamisch genug, diese Schwankungen nachzuzeichnen. Da der ARMA-Ansatz mit hoch aufgelöstem Lag die größte Eignung hat, stellt sich sowieso die Frage, ob nicht sofort Messdaten genutzt werden sollten. Insgesamt ist zu sagen, dass im Offshore-Bereich eine Modellierung der Windgeschwindigkeitszeitreihen mit einem mathematisch-statistischen Verfahren beruhend auf einem autoregressiven Ansatz nicht zu einem zufriedenstellenden Ergebnis für die Untersuchung der Einspeisefluktuationen durch die Windparks führt. Die Messwerte an Ort und Höhe der künftigen WEA stellen eine Verbesserung der bisherigen modellierten Annahmen über die Windgeschwindigkeits- und damit die Einspeisefluktuationen dar. So sind Messdaten den Modellierungen vorzuziehen, wenn die Einspeiseschwankungen im Fokus der Betrachtung liegen.

3 Modellierungen von Nachlaufströmungen und Abschattungseffekten im Windpark

Für die Darstellung der Einspeiseschwankungen ist eine hinreichend genaue Modellierung der Windparkeffekte notwendig. Vor allem die Nachlaufströmung muss besonders betrachtet werden. Nach einer kurzen Beschreibung der Nachlaufströmung und ihrer Auswirkungen werden die grundlegenden Modellierungsansätze für die Nachlaufströmung und die Windverhältnisse im Windpark dargestellt. Die Entscheidung für oder gegen einzelne Modelle zur Weiterverwendung im Analyse-Modell erfolgt im Anschluss an die Betrachtung der bisherigen Untersuchungen zu den Offshore-Nachlaufströmungen.

3.1 Die Auswirkungen der Nachlaufströmung

Die kompakte Aufstellung von Windenergieanlagen in einem Windpark kann zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Anlagen führen. In der Regel arbeitet ein Teil der Anlagen in einer Windströmung, die bereits durch vorstehende Anlagen beeinflusst ist (vgl. Bild 3-1). Diese Strömung wird Nachlaufströmung oder Wake genannt [Beyer, 95].

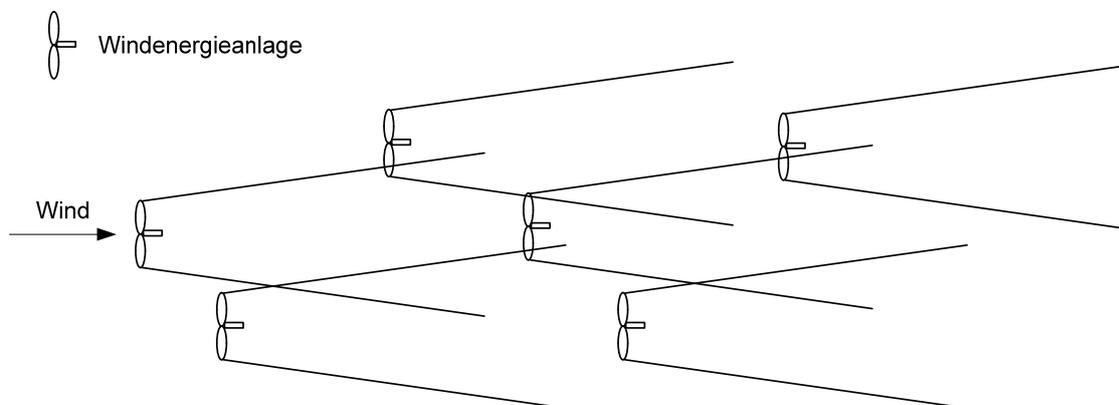


Bild 3-1: Schematische Darstellung der Strömungsverhältnisse im Windpark [Bendfeld, 96]

Wird ein kompletter Offshore-Windpark betrachtet, kann die kompakte Aufstellung der Windenergieanlagen zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Anlagen führen. In Abhängigkeit von der Windrichtung und der unbeeinflussten Windgeschwindigkeit, die auf den Park trifft, wird dadurch die momentane Leistungsabgabe vermindert und damit der Parkwirkungsgrad reduziert. Diese Größe gibt das Verhältnis der Leistungsabgabe des Parks zur theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl von ungestört angeströmten Anlagen an [Albers, 97]. Diese technische Kenngröße zur Berechnung des

jährlichen Energieertrages hat eine wirtschaftliche Bedeutung für die Rentabilität des jeweiligen betrachteten Parks [Jeske, 05].

Vor allem die Windrichtungswechsel sind ein Faktor für die Einspeisefluktuationen, der bislang für die Windparks an Land eine untergeordnete Rolle gespielt hat. Onshore existieren z. T. eindeutige Hauptwindrichtungen. Daran wird sich bei der Aufstellung des Parks und der einzelnen Windenergieanlagen orientiert [Eping, 07]. Zudem sind in Haupt- und Nebenwindrichtung eindeutige Vorgaben für den Abstand von Windenergieanlagen vorgegeben. An Offshore-Standorten kann man dagegen nicht von einer exakten Hauptwindrichtung sprechen. Hier liegt oftmals vielmehr ein regelrechtes Windrichtungsband von 90° bis 110° vor (vgl. Bild 2-6).

Zudem scheidet eine Aufstellung nach der Hauptwindrichtung bzw. dem Windrichtungsband an den klaren Flächenvorgaben, die mit der Genehmigung dieser Parks einhergehen - es sei denn, ein Parkbetreiber verzichtet auf die ausgewiesenen Vorranggebiete und nimmt zusätzliche finanzielle Ausgaben und zeitliche Verzögerungen durch erweiterte Umweltforschungen in Kauf. In diesen Genehmigungen ist auch die Anlagenanzahl vorgeschrieben. Oftmals sind die wie an Onshore-Standorten vorgeschlagenen Abstände der einzelnen Windenergieanlagen nicht einhaltbar [Splett, 08a].

In Parks solcher Größenordnungen mit den auftretenden Abschattungen haben die Fluktuationen einen größeren Einfluss als auf lediglich einer Anlage. Je nach Windrichtungen wird eine unterschiedliche Anzahl von Anlagen abgeschattet bzw. die Abschattung von nachgelagerten Anlagen verstärkt. So können Anlagen, die von der jeweiligen Windfront zuerst getroffen werden, noch im Nennleistungsbereich arbeiten, während weiter hinten positionierte Anlagen schon nicht mehr den Nennleistungsbereich erreichen. So treten die Fluktuationen, die auf die umgewandelte Energie der ersten Anlagenreihen keinen Einfluss haben, bei den nachgelagerten Anlagen in ihrem Leistungsabgabeverhalten auf. Somit ist eine nicht-aggregierte Betrachtung eines Parks notwendig, um die Auswirkungen auf einen einzelnen Park sowie einem Park-Verbund beschreiben zu können [Splett, 08].

Die Modelle für die Wakes sind in erster Linie für die Ermittlung des Langzeit-Energieertrages für Standort-Gutachten entwickelt worden. Über die Jahre kam es durch neue Erkenntnisse zu Weiterentwicklungen. Heutzutage sind in der Fachwelt vier grundlegende Modelle anerkannt und werden genutzt. Sie basieren auf meteorologischen, strömungsmechanischen Gesetzmäßigkeiten, den Newton'schen Axiomen und empirischen Ansätzen. Im Folgenden sollen diese Modelle vorgestellt werden.

3.2 Das Jensen-Modell

Das Wake-Modell nach Jensen ist weit verbreitet. Jensen nutzt für sein Modell die wenigsten Parameter. Wie Bild 3-2 zeigt, wird für dieses Wake-Modell eine zweidimen-

sionale Ausbreitung genutzt. Dieses Modell unterscheidet sich von den anderen folgenden Modellen im Wesentlichen in der Tatsache, dass hier keine Turbulenzen und Betrachtungen der thermischen Schichtung sowie nur wenige andere Parameter berücksichtigt werden.

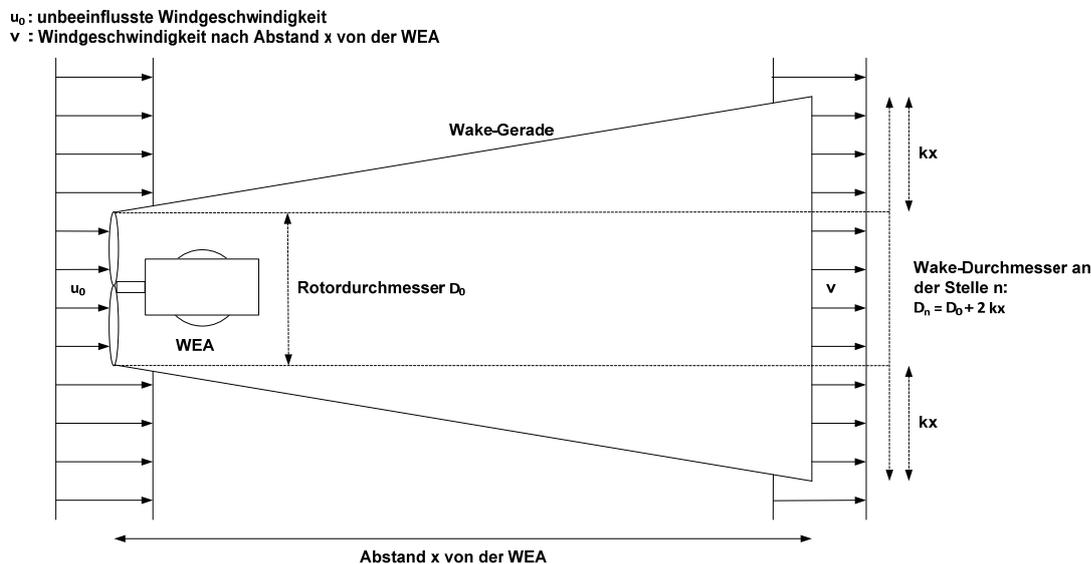


Bild 3-2: Darstellung des Wake-Modells nach Jensen

Das Modell folgt einem einfachen geometrischen Aufbau. Die Geschwindigkeit in der Nachlaufströmung wird erst ab einer Entfernung von ungefähr dem vierfachen Rotordurchmesser der zur verursachenden WEA exakt dargestellt. Das Modell nimmt eine lineare Ausbreitung der Nachlaufströmung an. Die Ausbreitung wird durch die Wake-Ausbreitungskonstante

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{z_H}{z_0}\right)} \quad (3-1)$$

mit

$$\begin{aligned} z_H &= \text{Nabenhöhe} \\ z_0 &= \text{Rauigkeitslänge} \end{aligned}$$

beschrieben [Jensen, 86]. Diese Konstante (auch k-Wert oder k-Parameter genannt) bildet die lineare Ausbreitung der Nachlaufströmung auf der Wake-Geraden ab. Die Rauigkeitslänge ist dabei ein Maß für die Oberflächenbeschaffenheit des Erdbodens respektive der Meeresoberfläche. Die Rauigkeitslänge entspricht dem theoretischen Abstand über dem Boden, bei dem der Mittelwert der Windgeschwindigkeit den Wert Null aufweist. Im europäischen Windatlas werden für verschiedene Typen von Geländeoberflächen unterschiedliche Rauigkeitsklassen und -längen angegeben. Für Wasserflächen wird eine Rauigkeitslänge von 0,002 m vorgeschlagen [EWA, 89].

Der k-Parameter wird nach [Jensen, 86] auf Basis empirischer Untersuchungen mit dem Faktor 0,04 angenommen.

Das dimensionslose Windgeschwindigkeitsdefizit ΔV in der Nachlaufströmung berechnet sich aus

$$\Delta V = \left(1 - \frac{v}{u}\right) = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + \frac{2 \cdot k \cdot x}{D_0}\right)^2}, \quad (3-2)$$

wobei die gesuchte Windgeschwindigkeit v an einer nachfolgenden Turbine durch

$$v = (1 - \Delta V) \cdot u = u - \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + \frac{2 \cdot k \cdot x}{D_0}\right)^2} \cdot u \quad (3-3)$$

mit

$$C_t = \text{Schubbeiwert}$$

ermittelt werden kann. Der Term

$$\frac{2 \cdot k \cdot x}{D_0} \quad (3-4)$$

beschreibt dabei das Verhältnis der Trichterbreite zum Rotordurchmesser. Die Variable C_t ist der Schubbeiwert (Thrust Coefficient) und berechnet sich durch die Axialkraft, der Luftdichte, der Drehzahl sowie dem Rotordurchmesser. Der Schubbeiwert ist abhängig von der Windgeschwindigkeit [Burton, 01].

3.3 Das Frandsen-Modell

Das analytische Wake-Modell nach [Frandsen, 04] verwendet ebenfalls geometrische Grundformen. Das Modell ist, im Vergleich zu dem von Jensen, um die dritte Dimension erweitert worden. Bild 3-3 zeigt die wichtigen Parameter.

u_0 : unbeeinflusste Windgeschwindigkeit
 u : Windgeschwindigkeit am Ende des Kontrollvolumens
 A_0 : Flächeninhalt des Rotors
 A : Flächeninhalt der Nachlaufströmung nach Abstand x von der WEA

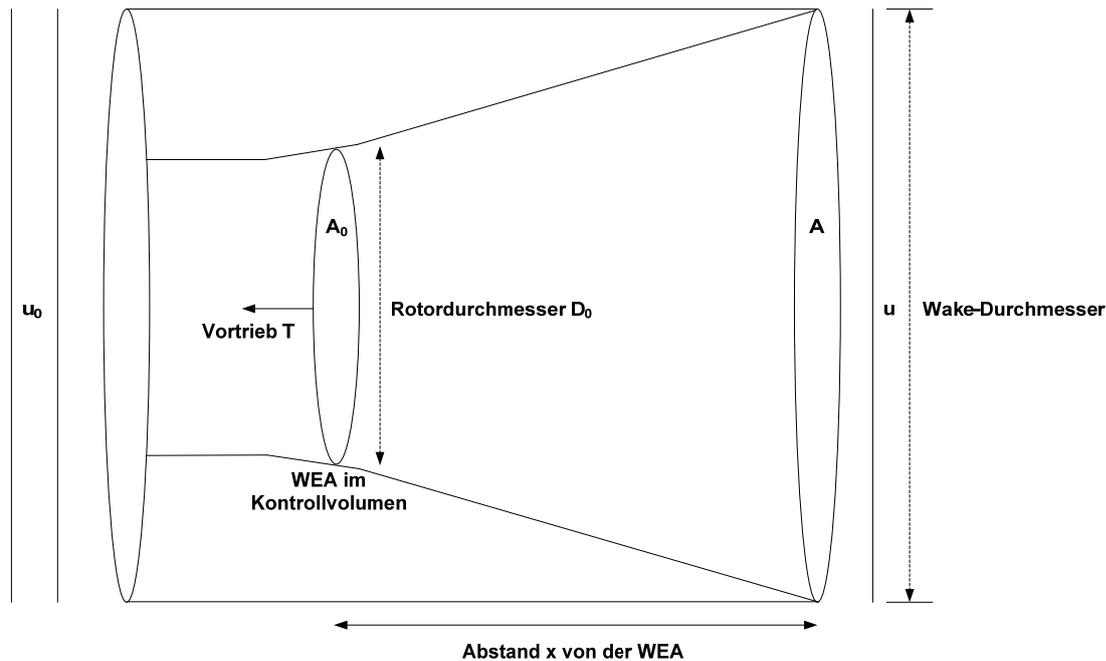


Bild 3-3: Zylindrisches Kontrollvolumen um den Rotor einer Windenergieanlage

Die Komponenten x und A beschreiben die beobachtete Strecke sowie die dazugehörige Fläche des Zylindermantels und bilden einen Kontrollabschnitt. Der Rotordurchmesser D_0 der WEA ist dem System gegeben. Die Variable D beschreibt den Durchmesser der Nachlaufströmung an der Stelle x und geht in die Flächenberechnung

$$A = \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot D^2 \quad (3-5)$$

mit ein. Die unbeeinflusste Anfangswindgeschwindigkeit wird durch u_0 beschrieben. Die Windgeschwindigkeit u im Abstand x von der WEA, die die Nachlaufströmung induziert, wird durch

$$u = u_0 \cdot (1 - a) \quad (3-6)$$

beschrieben. Dabei wird a als Windgeschwindigkeitsdefizit angesehen.

Neben der Betrachtung der dritten Dimension ist die Nutzung des Vortriebs T eine wichtige Erweiterung. Durch diesen Parameter werden alle wichtigen Momente der Anlage beschrieben.

Frandsen legt den Impulserhaltungssatz zugrunde und nimmt an, dass das Volumen des Luftstromes zu Beginn des Kontrollzylinders gleich dem am Ende sein muss [Tipler, 06]. Auch setzt Frandsen die Inkompressibilität der Gase voraus. Diese Annahme ermöglicht es ihm, den Erhaltungssatz für Flüssigkeiten auf sein Modell anzuwenden. Somit ergibt sich für das durchflossene Zylinder-Kontrollvolumen mit einer Stirnfläche A und einem Volumen X folgender Zusammenhang der wirkenden Kräfte:

$$\int_x \rho \cdot \frac{\partial u}{\partial t} dx + \int_A \rho \cdot u \cdot (udA) = - \int_A p dA + \int_x \rho \cdot g dx + T + \int_A \tau dA . \quad (3-7)$$

Aufgrund des zylindrischen Kontrollvolumens (Bild 3-3) kommt es zu keiner Veränderung der potentiellen Energie oder zu einer Veränderung der Stirnfläche A . So können sowohl Beschleunigung wie auch Druck und Schwerkraft vernachlässigt werden.

Wird darüber hinaus innerhalb des Kontrollzylindervolumens eine laminare Strömung vorausgesetzt, treten keine turbulenten Scherungen innerhalb des Volumens auf. Unter Windscherung versteht man dabei die räumliche Veränderlichkeit des Windes, da sich unmittelbar benachbarte Schichten des Windes mit unterschiedlicher Geschwindigkeit fortbewegen [Pekrul, 95]. Hierbei interessiert die vertikale Windscherung, die vertikale Veränderung des Windes über den Rotor der WEA [Kraus, 04]. Das Auftreten von Scherungen kann höchstens außerhalb des Volumens vorliegen. Da dieser Bereich vernachlässigt wird, kann der Zusammenhang der wirkenden Kräfte zu

$$T = - \int_A \rho \cdot u(udA) = - \int_Q \rho \cdot udQ \quad (3-8)$$

vereinfacht werden. Da der Vortrieb (Thrust) der Bewegung des Windes gegenläufig ist, wird ein negatives Vorzeichen gesetzt. Q ist dabei der Volumenfluss auf der Stirnfläche A . Dieser Volumenfluss muss dem Defizit zwischen den Windgeschwindigkeiten an den Enden des Kontrollvolumens entsprechen:

$$Q = \int_A \rho \cdot u_0 dA - \int_A \rho \cdot u dA . \quad (3-9)$$

Damit folgt

$$T = \int_A \rho \cdot u \cdot (u_0 - u) dA \quad (3-10)$$

und für einen Rotordurchmesser einer Windenergieanlage mit der Rotorlänge D

$$T = \rho \cdot u \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot (u_0 - u) . \quad (3-11)$$

Der Vortrieb ist die effektive Kraft, die am Körper oder am System in Bewegungsrichtung wirkt. Ein negativer Vortrieb entspricht einer Bremskraft.

3.3.1 Wake-Einfluss auf nachgelagerte Anlagen

Der Vortrieb T kann auch als

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_0 \cdot u_0^2 \cdot C_t \quad (3-12)$$

beschrieben werden. Diese Gleichung liefert erst mit einer entsprechenden Entfernung zum vorgelagerten Rotor sinnvolle Ergebnisse. Sie ist aufgrund ihrer experimentellen und empirischen Aufstellung nicht für den nahen Nachlaufströmungsbereich am Rotor einer Anlage nutzbar. Zusammen mit dem Faktor für das Windgeschwindigkeitsdefizit aus Gleichung (3-6) und dem durch diesen Faktor ausgedrückten Schubbeiwert

$$C_t = a \cdot (2 - a) \Rightarrow a = 1 - \sqrt{1 - C_t} \quad \text{mit } C_t < 1 \quad (3-13)$$

kann die Relation

$$\frac{A}{A_0} = \frac{1 - (a/2)}{1 - a} \quad (3-14)$$

zwischen den Wake-Ausbreitungen aufgestellt werden.

Aus Gleichung (3-11) und Gleichung (3-12) kann ein Zusammenhang zwischen der ursprünglichen Windgeschwindigkeit an der frei angeströmten und der einer nachgelagerten Windenergieanlage bestimmt werden:

$$\begin{aligned} u_0^2 &= \frac{2 \cdot T}{\rho \cdot A_0 \cdot C_t} \wedge u = \frac{u_0}{2} \pm \sqrt{\frac{u_0^2}{4} - \frac{T}{\rho \cdot A}} \\ \Rightarrow \frac{u}{u_0} &= \frac{1}{2} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - \frac{T}{\rho \cdot A \cdot u_0^2}} \\ \Rightarrow \frac{u}{u_0} &= \frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2 \cdot C_t \cdot \frac{A_0}{A}} . \end{aligned} \quad (3-15)$$

Mit der in [Frandsen, 04] angewandten Näherung der Gleichung (3-11)

$$T \approx \rho \cdot u_0 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_0^2 \cdot (u_0 - u) \quad (3-16)$$

entsteht analog zu (3-15) der Näherungsansatz

$$\frac{u}{u_0} \approx 1 - \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot \frac{A_0}{A} \approx 1 - a \cdot \frac{A_0}{A} \quad (3-17)$$

für die Berechnung der Windgeschwindigkeit in einer Nachlaufströmung.

Dabei muss die nachgelagerte Anlage nicht direkt auf die Anlage folgen, an der die unbeeinflusste Windgeschwindigkeit anliegt. Zeigt zwei Anlagen, die in einer von einer weiteren WEA induzierten Nachlaufströmung liegen.

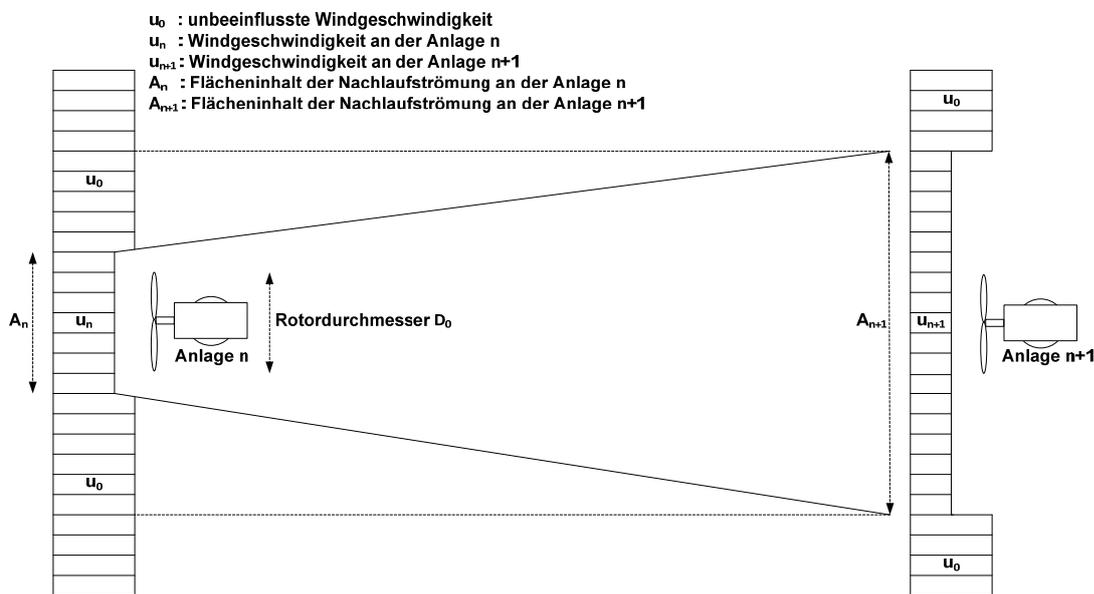


Bild 3-4: Nachlaufströmung zwischen zwei aufeinanderfolgenden, in Reihe stehenden Anlagen

Für das Kontrollvolumen (innerhalb der gestrichelten Linien) gilt

$$\rho \cdot A_{n+1} \cdot u_{n+1} \cdot (u_0 - u_{n+1}) = \rho \cdot (A_{n+1} - A_n) \cdot u_0 \cdot (u_0 - u_n) + \rho \cdot A_n \cdot u_n \cdot (u_0 - u_n + T), \quad (3-18)$$

wobei der Zuwachs der Stirnfläche als $dA_i = A_{n+1} - A_n$ angenommen wird. Daraus folgt:

$$c_{n+1} \cdot (1 - c_{n+1}) = \frac{A_n}{A_{n+1}} \cdot c_n \cdot (1 - c_n) + \frac{1}{2} \cdot \frac{A_0}{A_{n+1}} \cdot c_n^2 \cdot C_t \quad (3-19)$$

mit $c_n = \frac{u_n}{u_0}$, $c_{n+1} = \frac{u_{n+1}}{u_0}$.

Unter Verwendung des Näherungsansatzes aus Gleichung (3-16) vereinfacht sich die Berechnung der gesuchten Windgeschwindigkeit zu

$$c_{n+1} = 1 - \left[\frac{A_n}{A_{n+1}} \cdot (1 - c_n) + \frac{1}{2} \cdot \frac{A_0}{A_{n+1}} \cdot C_t \cdot c_n^2 \right]. \quad (3-20)$$

Für beide Ansätze ist erkennbar, dass eine geeignete Berechnung der Ausbreitung der Wake benötigt wird. Im analytischen Modell kann auch auf eine lineare Ausbreitung der Wake zurückgegriffen werden, wie sie auch im Jensen-Modell angewandt wird.

3.4 Das Larsen-Modell

Beim Larsen-Modell wird der Fokus des Modells auf die Betrachtung der Grenzschichten sowie der Reibung der Luft gelegt. Die Grenzschichten beschreiben die unterschiedlichen Luftschichten der Erdatmosphäre und ihre Aerodynamik [Surek, 07]. Larsen bezieht in seine Gleichung die Prandtl-Grenzschichtgleichung mit ein. Die Grenzschichttheorie beschreibt das Verhalten eines Strömungsfeldes. Wird ein Körper reibungsfrei umströmt, so ist die Geschwindigkeit des Fluides in Tangentialrichtung von Null verschieden. Jedoch besagt die Haftbedingung, dass die relative Geschwindigkeit an einer Oberfläche gleich Null sein muss. Prandtl zeigt, dass die Strömungsgeschwindigkeit an einer wandnahen Schicht (die Grenzschicht) von nahe Null auf die Geschwindigkeit der Außenströmung ansteigt. Dies geschieht durch den hohen Reibungswiderstand an der angrenzenden Schicht, welche durch die Reynolds-Zahl beschrieben wird. Sie misst das Verhältnis der Größenordnungen von Trägheitskräften zu viskosen Kräften. Die Reynolds-Zahl charakterisiert dabei das Strömungsverhalten einer Flüssigkeit. Diese kann laminar bzw. turbulent ein Kontrollvolumen durchströmen. Dies hängt maßgeblich von ihrer Geschwindigkeit ab, mit der sie eine Schicht umströmt und kann schnell von einem Typ in den anderen übergehen [Kuhlmann, 07]. Die Reynolds-Zahl wird durch die mittlere Strömungsgeschwindigkeit v , der Dichte ρ , der charakteristischen Länge L_z (kleinräumiger vertikaler Längenmaßstab), sowie der Viskosität η wie folgt beschrieben:

$$Re = \frac{L_z \rho \cdot v}{\eta}. \quad (3-21)$$

Dies bedeutet, dass sich die Reynolds-Zahl aus einem Verhältnis der Trägheitskraft und der viskosen Kraft bildet. In dem Modell von Larsen wird die Reynolds-Zahl durch eine Multiplikation des Rotordurchmessers D_0 , der Geschwindigkeit v und einer Konstanten definiert [Larsen, 88]:

$$Re = 69 \cdot 10^3 \cdot v \cdot D_0. \quad (3-22)$$

Darüber hinaus wird für die Luft eine Inkompressibilität unterstellt. In dem Modell von Larsen wird angenommen, dass es sich um inkompressible und stationäre Strömungen

im zweidimensionalen Bereich handelt. Zudem liegt eine konstante kinematische Viskosität vor. Äußere Kräfte und laminare Grenzschichtströmungen können vernachlässigt werden. So wird für die Wake-Ausbreitung eine gleichmäßige Ausbreitung eines Flächenvolumens in axialer Richtung angenommen.

Für die Berechnung der Strömung werden die Navier-Stokes-Gleichungen, die die Bilanz aller Kräfte in der Erdatmosphäre - ausgenommen der Zentrifugalkraft - beschreiben, durch die oben genannten Annahmen zusammen mit großen Reynolds-Zahlen soweit vereinfacht, dass sie in die Prandtl-Grenzschichtgleichungen übergehen [Siekmann, 08]. Zur Berechnung der Nachlaufströmungen im Larsen-Modell gibt es zwei Untermodelle: ein Wake-Modell erster Ordnung und ein Wake-Modell zweiter Ordnung. Das Modell zweiter Ordnung beschreibt die nahe Wake-Zone, die sich bis ca. vier Rotordurchmesser in der Lee einer Turbine befindet. Es wird hauptsächlich dafür eingesetzt, um mechanische Belastungen an WEA-Komponenten zu überprüfen [Wessel, 06]. Da die Anlagen im Park einen Abstand von mehr als vier Rotordurchmesser aufweisen, wird für die Berechnung der Windgeschwindigkeit das Modell erster Ordnung

$$(u + v) \cdot \frac{\partial v}{\partial x} + v_r \cdot \frac{\partial v}{\partial r_w} = \frac{1}{r_w} \cdot \frac{\partial}{\partial r_w} \left[l_p^2 \cdot r_w \cdot \left(\frac{\partial v}{\partial r_w} \right)^2 \right] \quad (3-23)$$

mit

- u = Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
- v = Windgeschwindigkeit an der betrachteten Stelle in der Wake
- r_w = Radius der Wake-Ausbreitung
- l_p = Prandtlsche Mischlänge
- v_r = Windgeschwindigkeit an der betrachteten Stelle in radialer Richtung

betrachtet. Die Prandtlsche Mischlänge ist ein Längenmaß für die Turbulenz [Herwig, 06]. Sie ist dafür zuständig, dass die Geschwindigkeitsschwankungen in der Nachlaufströmung wieder mit den ursprünglichen Umgebungsgeschwindigkeiten verknüpft werden. Sie gibt an, wie lang der Weg eines turbulenten Windelementes ist, bis es sich durch die Mischung mit der Umgebungswindgeschwindigkeit wieder auflöst. Die Prandtlsche Mischlänge ist vom jeweiligen Standort abhängig. Um sie genau zu bestimmen fehlt noch ein allgemeines Verfahren. Es existieren aber mathematische Annäherungen [Oertel, 01].

Durch geeignete Umformung wird im Larsen-Modell die Windgeschwindigkeit in der Nachlaufströmung wie folgt berechnet:

$$v = -\frac{u}{9} \cdot (c_w \cdot A \cdot x^{-2})^{\frac{1}{3}} \cdot \left\{ r_w^{\frac{3}{2}} \cdot (3 \cdot c_1^2 \cdot c_w)^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{\frac{3}{10}} \cdot (3 \cdot c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right\}^2. \quad (3-24)$$

Dabei entspricht

$$r_w = \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{\frac{1}{5}} \cdot (3 \cdot c_1^2)^{\frac{1}{5}} \cdot (c_w \cdot A \cdot x)^{\frac{1}{3}} \quad (3-25)$$

mit

- c_w = Luftwiderstandskoeffizient
- c_1 = Dimensionsloser Mischlängenkoeffizient
- A = Rotorfläche
- x = Länge der Wake

dem Wake-Radius, der die Wake-Ausbreitung bestimmt. Der Mischlängenkoeffizient c_1 ist das Verhältnis der Prandtschen Mischlänge l_p zum Schubbeiwert und der Rotorfläche der WEA

$$c_1 = \frac{l_p}{(C_t \cdot A \cdot x)^{\frac{1}{3}}} \quad (3-26)$$

und nimmt starken Einfluss auf die Gleichungen (3-24) und (3-25), die den Geschwindigkeitsverlust in der Nachlaufströmung und den Radius berechnen. Dabei muss der Mischlängenkoeffizient möglichst genau bestimmt werden, um eine gute Aussage über die Geschwindigkeitsverhältnisse hinter der Turbine treffen zu können. So ist eine Messung direkt hinter dem Rotor erforderlich, um die Prandtsche Mischlänge für den Standort genau bestimmen zu können. Da dies in einem Park schlecht realisiert werden kann, wird für c_1 die mathematische Näherung

$$c_1 \approx \left(\frac{D_0}{2}\right)^{-\frac{1}{2}} \cdot (C_t \cdot A \cdot x_0)^{-\frac{5}{6}} \quad (3-27)$$

mit

- D_0 = Rotordurchmesser
- C_t = Schubbeiwert (Thrust Coefficient)
- x_0 = Approximationsparameter

getroffen. Um den Approximationsparameter x_0 genau zu bestimmen, sind ebenfalls Messungen der Windgeschwindigkeit in der Wake nötig [Larsen, 88]. Liegen keine Messdaten vor, kann x_0 ebenfalls durch die mathematische Annäherung

$$x_0 \approx 9,5 \cdot D_0 / \left(\frac{2 \cdot r_{9,5}}{D_0} \right)^3 - 1 \quad (3-28)$$

mit

$$\begin{aligned} r_{9,5} &= 0,5 \cdot [r_{nb} + \min(\text{Nabenhöhe}, r_{nb})] \\ r_{nb} &= \max[1,08 \cdot D_0, 1,08 \cdot D_0 + 21,7 \cdot D_0 \cdot (I_a - 0,05)] \end{aligned}$$

bestimmt werden. Dabei ist I_a die Umgebungsturbulenz auf Nabenhöhe der WEA. Die angegebenen Gleichungen für c_l und x_0 sind gültig, wenn folgende Annahmen getroffen werden:

- Der Wake-Radius hinter dem Rotor ist gleich dem Rotordurchmesser der WEA.
- Die Umgebungsturbulenz beträgt mindestens 5 %.

Die Umgebungsturbulenz errechnet sich aus der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit im Verhältnis zur mittleren Windgeschwindigkeit. Das Larsen-Modell besitzt somit eine direkte Verknüpfung mit der Turbulenzintensität.

3.5 Das Modell nach Ainslie

Das Ainslie-Modell basiert auf einem Eddy-Viscosity-Modell unter Verwendung einer zweidimensionalen Thin-Layer-Approximation. Die Navier-Stokes-Gleichungen für inkompressible Fluide ohne äußere Kräfte werden mittels der Reynolds-Postulate in die zweidimensionale Reynoldssche Gleichung

$$u_x \frac{\partial u_x}{\partial x} + u_r \frac{\partial u_r}{\partial r_w} = - \frac{1}{r_w} \cdot \frac{\partial (r_w \cdot \overline{uv})}{\partial r_w} \quad (3-29)$$

mit

$$\begin{aligned} u_x &= \text{Axiale Windgeschwindigkeit} \\ u_r &= \text{Radiale Windgeschwindigkeit} \\ r_w &= \text{Wake-Radius} \\ \overline{uv} &= \text{Reynolds-Druck-Kreuzkorrelation} \end{aligned}$$

überführt [Durst, 06] [Hahm, 01]. Die Reynolds-Druck-Kreuzkorrelation beschreibt dabei die Ableitung der axialen Windgeschwindigkeit nach der radialen Richtung und damit das Verhältnis der Windgeschwindigkeit zum jeweils zurückgelegten radialen Streckenabschnitt. Die Reynoldssche Gleichung in Kombination mit dem Impulserhaltungssatz bildet ein Differentialgleichungssystem, das auf numerischer Lösungsart die Nachlaufströmungen berechnet. Jedoch bildet sich hierbei durch die Reynolds-Druck-Kreuzkorrelation ein Schließungsproblem. So finden halbempirische Turbulenzmodelle Anwendung, bei denen man einen bestimmten funktionalen Zusammenhang für die Reynoldsschen Spannungen annimmt und die Koeffizienten experimentell bestimmt.

Ainslie nutzt dabei die Eddy-Viskosität

$$\overline{uv} = \varepsilon(x) \cdot \frac{\partial u_x}{\partial r_w} \quad (3-30)$$

für die Darstellung der Reynolds-Druck-Kreuzkorrelation [Ainslie, 88]. Diese Viskosität wird durch zwei Terme beschrieben:

$$\varepsilon(x) = F(x) \cdot \varepsilon_w(x) + \varepsilon_a \quad (3-31)$$

Sie setzt sich aus der Umgebungsviskosität in atmosphärischer Fließrichtung ε_a sowie der Windscherung ε_w zusammen. $F(x)$ entspricht einer Filterfunktion. Experimentelle Beobachtungen an Windenergieanlagen haben gezeigt, dass unmittelbar leeseitig der Rotorfläche bis zu einer Strecke von ungefähr dem 5,5-fachen des Rotordurchmessers die Reynolds-Druck-Kreuzkorrelation im Vergleich zu Messungen zu kleineren Ergebnissen führt. Da jedoch die Ergebnisse für Strecken größer dem 5,5-fachen des Rotors ausreichend genau ausfielen wurde eine Filterfunktion $F(x)$ kreiert, die diese Ungenauigkeit in der Gesamtaussage durch

$$\begin{aligned} F(x) &= 0,65 + \left(\frac{x-4,5}{23,32}\right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{für } x < 5,5 \text{ Rotordurchmesser} \\ F(x) &= 1 \quad \text{für } x > 5,5 \text{ Rotordurchmesser} \end{aligned} \quad (3-32)$$

korrigiert [Ainslie, 88]. Der Teil ε_a der Eddy-Viskosität setzt sich aus

$$\varepsilon_a = \frac{\kappa \cdot I_a \cdot u_0 \cdot z_H}{2,4} \quad (3-33)$$

mit

- u_0 = Unbeeinflusste Windgeschwindigkeit
- z_H = Zielhöhe (hier Nabenhöhe)
- I_a = Umgebungsturbulenz
- κ = Von Karman Konstante

zusammen. So wird durch die Umgebungsviskosität der Einfluss der Turbulenzintensität in das Ainslie-Modell aufgenommen. Der Teil ε_w der Eddy-Viskosität wird durch

$$\varepsilon_w(x) = \frac{k_l \cdot r_w \cdot \Delta V_x}{\Phi\left(\frac{z_H}{L}\right)} \quad (3-34)$$

mit

- ΔV_x = Windgeschwindigkeitsdefizit an der Stelle x
- z_H = Zielhöhe (hier Nabenhöhe)
- r_w = Wake-Radius
- k_l = Empirisch ermittelte Konstante

- L = Monin-Obukhov-Länge
 Φ = Windscherung (in Abhängigkeit von Nabenhöhe und L)

bestimmt. Der Parameter k_l ist eine empirisch ermittelte Konstante. Durch Vergleiche von achsensymmetrischen Versuchsanordnungen mit unterschiedlichen Schubspannungskoeffizienten im Windtunnel ist dieser Konstanten der Wert 0,015 zugeordnet worden [Ainslie, 88].

In ε_w gehen die Windscherung und die thermische Schichtung stellvertretend durch die Monin-Obukhov-Länge L ein. Die Windgeschwindigkeit wird mit der Höhe als logarithmisch zunehmend angesehen. Darauf basieren die vertikalen Höhenextrapolations-Modelle [Gasch, 05]. Um auch den Einfluss der thermischen Schichtung zu berücksichtigen, wird die Monin-Obukhov-Theorie verwendet. Sie ergänzt das vertikale Höhenprofil durch diese Berücksichtigung [Focken, 03]:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \cdot \left(\ln \left(\frac{z_H}{z_0} \right) - \Psi_m \cdot \frac{z_H}{L} \right) . \quad (3-35)$$

mit

- $u(z)$ = Windgeschwindigkeit in Höhe z
 Ψ_m = Korrekturfaktor
 κ = Von Karman Konstante
 u_* = Schubspannungsgeschwindigkeit
 z_0 = Rauigkeitslänge

Die Monin-Obukhov-Theorie ist für die Extrapolation der Windgeschwindigkeit von einer Referenzhöhe auf die gesuchte Höhe einsetzbar. Sie lässt sich vereinfachen, wenn die Windgeschwindigkeit v_{ref} auf der Referenzhöhe z_{ref} bekannt ist:

$$u(z) = v_{\text{ref}} \cdot \frac{\ln \left(\frac{z_H}{z_0} \right) - \Psi_m \cdot \frac{z_H}{L}}{\ln \left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_0} \right) - \Psi_m \cdot \frac{z_{\text{ref}}}{L}} . \quad (3-36)$$

Somit wird die Berechnung der Schubspannungsgeschwindigkeit überflüssig. Um von der Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe auf die in der gesuchten Höhe zu schließen, ist die Bestimmung eines Korrekturfaktors Ψ_m und der Monin-Obukhov-Länge L notwendig. Dieser Korrekturfaktor

$$\Psi_m = \begin{cases} 2 \cdot \ln \left(\frac{1 + \Phi \left(\frac{z}{L} \right)}{2} \right) - 2 \cdot \tan^{-1} \left(\left(1 - \gamma \cdot \frac{z_H}{L} \right)^{\frac{1}{4}} \right) + \frac{\pi}{2} & \text{für } \frac{z}{L} < 0 \text{ (labil)} \\ -\beta \cdot \frac{z_H}{L} & \text{für } \frac{z}{L} > 0 \text{ (stabil)} \end{cases} \quad (3-37)$$

unterscheidet zwischen labiler und stabiler atmosphärischer Schichtung. Bei neutraler Schichtung nimmt der Korrekturfaktor den Wert von 0 an, wodurch sich die Monin-Obukhov-Theorie zum vertikalen logarithmischen Höhenprofil vereinfacht. β und γ

bilden hier empirische Konstanten, die 1988 durch die Reanalyse der Kansas-Messdaten von Högström bei einer Karman-Konstanten $\kappa = 0,4$ auf die Werte $\beta = 4,8$ und $\gamma = 19,3$ festgesetzt wurden [Högström, 88][Högström, 96].

Die Grundlage für die Extrapolation der Windgeschwindigkeit nach der Monin-Obukhov-Theorie bildet die Monin-Obukhov-Länge L . Diese Länge ist nicht direkt messbar [Focken, 03], kann aber über verschiedene Methoden berechnet werden (siehe dazu u.a. [Lange, 02]).

Um nun die Windscherung zu betrachten muss die Fallunterscheidung

$$\Phi\left(\frac{z_H}{L}\right) = \begin{cases} 1 + 4,8 \cdot \frac{z_H}{L} & \text{für } \frac{z_H}{L} \geq 0 \\ \left(1 - 15,2 \cdot \frac{z_H}{L}\right)^{-1} & \text{für } \frac{z_H}{L} < 0 \end{cases} \quad (3-38)$$

erfolgen, die von der Monin-Obukhov-Länge abhängt. Weiterhin wird für die Bestimmung des Windgeschwindigkeitsdefizits innerhalb der Nachlaufströmungen die Begrenzung der Wake-Ausbreitung benötigt. Durch r_w und das Geschwindigkeitsdefizit nach zwei Rotordurchmesser ΔV_{2D} ist diese Begrenzung gegeben. Auch diese Werte sind in Windtunneltests experimentell bestimmt worden [Ainslie, 88]:

$$r_w = \sqrt{\frac{3,56 \cdot c_t}{4 \cdot \Delta V_{2D} \cdot (2 - \Delta V_{2D})}} \quad (3-39)$$

mit

$$\Delta V_{2D0} = c_t \cdot 0,05 - (16 \cdot c_t - 0,5) \cdot \frac{I_a}{1000} .$$

Somit ergibt sich die Eddy-Viskosität zu:

$$\varepsilon(x) = \frac{F(x) \cdot \kappa_l \cdot r_w \cdot \Delta V_x}{\Phi\left(\frac{z_H}{L}\right)} + \frac{\kappa \cdot I_a \cdot z_H \cdot u}{2,4} . \quad (3-40)$$

So wird für die Wake-Modellierung nach Ainslie die Turbulenzintensität, die thermische Schichtung, die Monin-Obukhov-Länge und somit die Windscherung benötigt, um Aussagen über die Wake-Verläufe und damit die Windgeschwindigkeit zu machen. Die Aufnahme bzw. Berechnung dieser Parameter setzt eine ständige Messung und Überwachung an jeder Windenergieanlage voraus. Die Berechnung der Windgeschwindigkeit muss zusätzlich stets numerisch in einer CFD-Kodierung durch geeignete Software bestimmt werden und ist somit rechenintensiver als die anderen Wake-Modelle. Für diese Wake-Modellierung sind aufwendige Messungen und Berechnungen an jeder einzelnen Windkraftanlage notwendig. Auf einen gesamten Offshore-Windpark bezogen stellt dies einen erhöhten Mehraufwand dar.

3.6 Bisherige Untersuchungen zum Thema Offshore-Nachlaufströmung

Für die Plausibilisierung und Validierung der Offshore-Modellierungsansätze sind Überprüfungen an realisierten Offshore-Windparks notwendig. Die deutschen Parkprojekte sind noch in ihrer Planungsphase. Dagegen sind die Offshore-Windparks in Dänemark schon mehrere Jahre im Betrieb. So sind an ihnen bereits Wake-Untersuchungen durchgeführt worden. Dies kann erste Aufschlüsse für die Modellierung deutscher Offshore-Windparks ergeben, auch wenn die dänischen Ergebnisse hinsichtlich des Energieertrages und der Einspeisefluktuationen nur begrenzt auf die deutschen Projekte anwendbar sind. Dies liegt vor allem an den Unterschieden der Parkstandorte in ihrer Nähe zur Küste. Dänische Parks werden durch die atmosphärische Übergangszone zwischen Land und Wasser beeinflusst. Im Folgenden sollen sechs Arbeiten einer näheren Betrachtung unterzogen werden, die sich in jüngster Vergangenheit und damit bereits im Bezug auf realisierte Offshore-Windparks mit der Fragestellung der Offshore-Wake-Modellierung befasst haben. Zuvor werden die Parkprojekte kurz vorgestellt, die die Grundlage für die Untersuchung darstellen.

3.6.1 Untersuchte realisierte Offshore-Windparks

Der dänische Windpark „Horns Rev“ ist der erste große Offshore-Windpark in der Nordsee. Er besteht aus 80 Windturbinen der 2-MW-Klasse. Diese weisen eine Nabenhöhe von 70 m und einen Rotordurchmesser von 80 m auf. Die geringste Distanz zwischen Windpark und Küste beträgt 14 km [Mørch, 04].

Der Park selbst besteht aus 8 Reihen mit jeweils 10 Anlagen. Die Gesamt-Parkgeometrie entspricht einem Parallelogramm. Die Turbinenabstände zwischen den einzelnen Anlagen betragen sowohl in Nord-Süd- wie auch in Ost-West-Ausdehnung den siebenfachen Rotordurchmesser (ca. 560 m). Die Diagonalabstände der Anlagen von Süd-West zu Nord-Ost liegen bei jeweils 9,4-fachem Rotordurchmesser (ca. 750 m). Für die Distanz der Anlagen von Nord-West nach Süd-Ost liegt jeweils ein 10,4-facher Rotordurchmesser (ca. 833 m) vor.

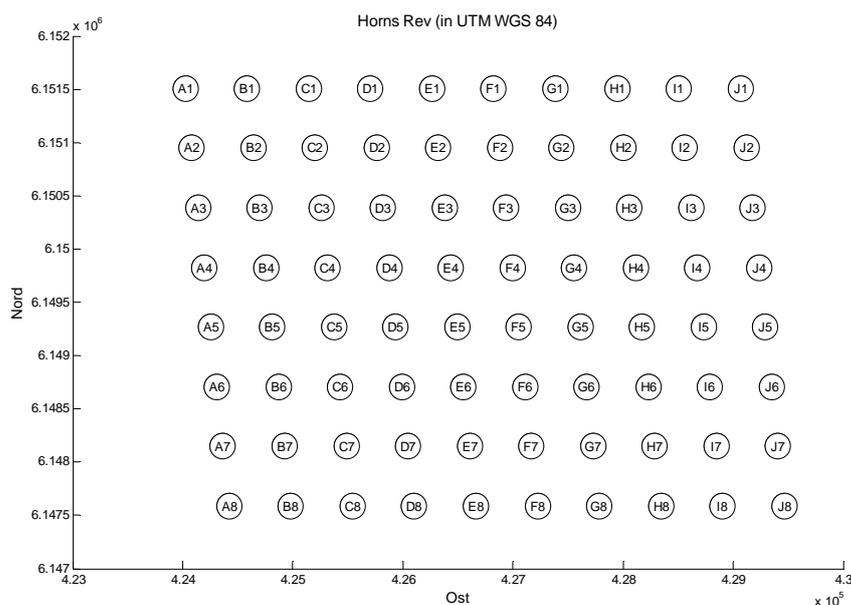


Bild 3-5: Räumliche Anordnung der WEA im Park Horns Rev (im UTM-System)

Der Fetch, d.h. der von den Landmassen unbeeinflusster Wind-Wirk-Weg, ist ein wichtiger Indikator dafür, wie groß der Einfluss der thermischen Schichtung der Landmassen auf den jeweiligen Offshore-Standort ist. Aufgrund der großen Fetchlänge bei „Horns Rev“ wird erwartet, dass der Einfluss des Landes nur bei Winden aus Richtung Nord-Ost nach Süd-Ost zu beobachten ist.

Für die Untersuchungen des Offshore-Windparks sind drei Forschungsmasten an unterschiedlichen Positionen in der Nähe des Windparks errichtet worden. Der Mast M2 befindet sich rund 2 km Nord-Nord-West von der ersten Turbine des Parks entfernt, die Masten M6 und M7 stehen 2 km respektive 6 km östlich von der jeweils ersten Turbine des Parks entfernt.

Der Windpark „Middelgrunden“ ist etwa 2 km vor dem Hafen von Kopenhagen entfernt errichtet und weist eine Bogenform auf. Der Park besteht aus zwanzig 2-MW-Anlagen mit einer jeweiligen Nabenhöhe von 64 m und einem Rotordurchmesser von 76 m. Zwischen den einzelnen Turbinen beträgt die Distanz einem 2,4-fachen Rotordurchmesser [Hansen, 00]. Diese geringe Distanz wird durch die Bogenform kompensiert. Diese Form erschwert auch die genaue Untersuchung der Wake-Effekte.

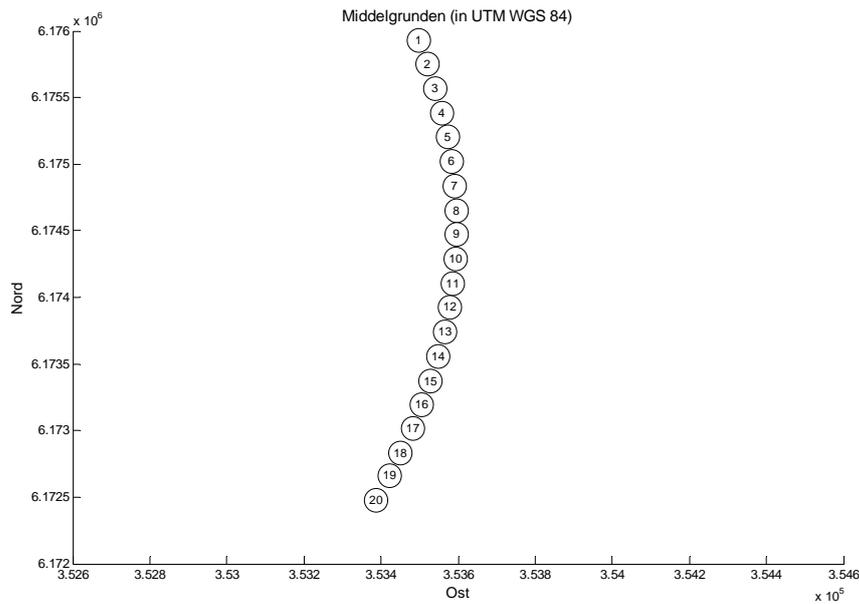


Bild 3-6: Räumliche Anordnung der WEA im Park Middelgrunden (im UTM-System)

Der dänische Windpark „Nysted“ ist 11 km südlich von Lolland gelegen. Er besteht aus 72 Turbinen mit einer jeweiligen Nennleistung von 2,3 MW. Der Windpark weist die geometrische Form eines Parallelogramms auf. Die Anlagen sind in einer 8x9-Matrix angeordnet. Die Nabhöhe der Turbinen beträgt 68,8 m, der Rotordurchmesser 82,4 m [Volund, 04]. Durch die Anordnung der Turbinen im Park ergibt sich eine Distanz zwischen den einzelnen Anlagen aus Richtung Nord-Süd von 5,8-fachem Rotordurchmesser (ca. 481 m) und aus Richtung Ost-West von 10,5-fachem Rotordurchmesser (ca. 857 m).

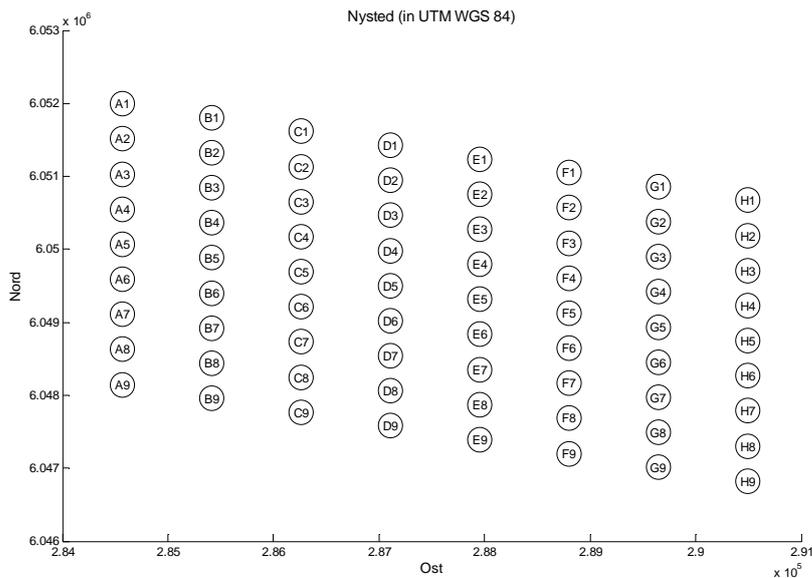


Bild 3-7: Räumliche Anordnung der Windturbinen im Park Nysted (im UTM-System)

Vor Errichtung des Parks sind zwei Forschungsmasten aufgestellt worden. Einer dieser Masten stand an der damals zukünftigen Position des Parks, der andere 11 km östlich auf der Insel Falster. Nach der Errichtung des Windparks sind vier zusätzliche Masten errichtet worden, von denen zwei in relativer Nähe des Parks windaufwärts, d.h. südwestlich der vorherrschenden Windrichtung, stehen. Die verbleibenden Masten sind windabwärts in einem Gebiet der vorrangigen Windrichtung in 2 km und 6 km Entfernung aufgestellt.

3.6.2 Untersuchungen an den Offshore-Windparks

Im Folgenden werden die Untersuchungen [Nielsen, 02], [Barthelmie, 05], [Sørensen, 06], [Rathmann, 06], [Méchali, 06], [VanLuvanee, 06] und [Cleve, 08] näher betrachtet.

In einer der ersten Studien zum Thema Nachlaufströmungen in Offshore-Windparks wird in [Nielsen, 02] das Jensen-Modell in Bezug auf die Genauigkeit zur Abschätzung des Energieertrages in einem solchen Windpark untersucht. Darüber hinaus wird auch ein Vergleich zwischen dem Jensen- und dem Ainslie-Modell durchgeführt. Die Studie betrachtet verschiedene Windparks Onshore, Nearshore und Offshore. Aus diesen Parks sind diejenigen näher aufgeführt, die Off- oder Nearshore liegen:

- Torrild, Dänemark
- Tunø Knob, Dänemark
- Klim, Dänemark
- Modi Kreta, Griechenland
- Esperance, Australien
- Cronalaght, Irland

Diese Parks haben kleinere Dimensionen als die oben beschriebenen und die in Deutschland geplanten Offshore-Windparks. Jedoch geben sie erste Aussagen über die Genauigkeit der Wake-Modelle. Diese Annahme wird aufgrund dessen getroffen, dass zwischen Parks an ertragsschwachen und -starken Standorten keine grundsätzlichen Unterschiede in der durch Nachlaufströmungen induzierten Ertragsminderung auftreten.

Die Eingabedaten für die Windrichtungen in dieser Studie teilen sich in zwölf Sektoren von jeweils 30° auf. Die zusammengefasste durchschnittliche Windgeschwindigkeit dieser Sektoren wird für die Wake-Berechnung genutzt. Für jeden Park wird als Kennzahl das Verhältnis des modellierten Energieertrages zum tatsächlich realisierten Ertrag dargestellt. Für das Jensen-Modell wird ein k -Parameter von 0,04 verwendet. Die in [Nielsen, 02] ermittelte Standardabweichung beträgt ca. 3,7 % zwischen gemessenem und berechnetem Energieertrag der Windparks mit dem Jensen-Modell. Dieses erweist sich somit bei diesen Windparks als gute Methode, um den Energieertrag zu berechnen.

Der Windpark „Klim“ ist darüber hinaus auch mit dem Ainslie-Modell berechnet worden. Ein Vergleich zwischen dem Ainslie-Modell mit einer Turbulenzintensität von ca. 10 % bzw. 5 %, und dem Jensen-Modell mit einem Wake-Verzögerungskoeffizienten von 0,075 liegt in dieser Studie vor. Der Koeffizient ist von 0,04 auf 0,075 angehoben worden, da aufgrund der integrierten Turbulenzintensität beim Ainslie-Modell der Wake-Verzögerungskoeffizient angepasst werden muss. Das Ergebnis der Untersuchung zeigt, dass beide Modelle bei der Wake-Berechnung wenige Unterschiede aufweisen. Beide Modelle simulieren den Geschwindigkeitsverlust in der Wake zufriedenstellend. Die Modelle überschätzen leicht den Geschwindigkeitsverlust in den ersten Reihen und unterschätzen ihn leicht in den hinteren Reihen. Beim Jensen-Modell beträgt in diesem Fall das Verhältnis zwischen berechnetem und gemessenem Energieertrag 1,02. Daraus folgt eine Überschätzung des Energieertrages um 2 %. Das Ainslie-Modell gleicht mit einer Turbulenzintensität von 5 % sehr stark den Werten des Jensen-Modells. Wie dieses Beispiel zeigt, ist es von enormer Bedeutung, die Turbulenzintensität und damit den Wake-Verzögerungskoeffizienten richtig zu bestimmen. Die Ergebnisse des Jensen-Modells ergeben in dieser Untersuchung gute Abschätzungen des Energieertrages für Windparks.

Nachteilig in dieser Studie [Nielsen, 02] ist zum einen eine Betrachtung von lediglich zwei Wake-Modellen. Zum anderen sind hier nur - die in der Zeit vorliegenden - Windparks mit geringer Anlagenanzahl betrachtet worden. Die Wake-Effekte vor allem für Anlagen weit hinten in einer langen Reihe von Turbinen kann hier nicht untersucht werden.

In [Barthelmie, 05] wird eine Überprüfung des Modell-Ansatzes von Frandsen anhand der Daten von „Horns Rev“ und „Middelgrunden“ durchgeführt. Ziel der Betrachtung ist der durch die direkte Wake-Beeinflussung hervorgerufene Energieabfall innerhalb einer Anlagenreihe.

Dafür wird im Offshore-Windpark „Horns Rev“ nur eine einzelne Anlagenreihe betrachtet. Der einfallende Windrichtungssektor wird mit 4° festgelegt und es wird nur eine direkte Wake-Beeinflussung an den Anlagen angenommen. So haben benachbarte Anlagenreihen keinen Einfluss auf die betrachtete Reihe. Um auch weitere Randeffekte vernachlässigen zu können wird eine Anlagenreihe mitten im Park für die Betrachtung herausgenommen. Der betrachtete Einfallwinkel der Windfront ist $269^\circ \pm 2^\circ$. Somit wird nur der Offshore-Einfluss ohne Landbeeinflussung betrachtet. Für den Windpark „Middelgrunden“ ist die Wake-Beeinflussung aufgrund seiner Parkgeometrie schwierig zu ermitteln. Eine direkte Wake-Beeinflussung der Anlagenreihe ist aufgrund der Bogenform nicht vorhanden. Zudem fehlen Forschungsmasten, die die Windbedingungen noch einmal separat aufnehmen. So müssen die Windrichtungswerte der Anlagen selbst genutzt werden. Da sich diese Messaufnahmen bei jeglicher Windrichtung stets hinter dem Rotor befinden, kann es aufgrund der vom Rotor induzierten Turbulenzen zu leichten Abweichungen von den tatsächlichen Windrichtungen kommen. So kommt in

die Untersuchung ein Unsicherheitsfaktor mit hinein. Es wird die Windrichtung in einem Sektor von 2° untersucht, in dem die Anlagen eine ungefähre gradlinige Anlagenreihe bilden.

Für die Untersuchung wird das Frandsen-Modell herangezogen. Für die Wake-Ausbreitung wird ein genereller Ausbreitungsansatz

$$D_x = \left(\left(\frac{1}{2} \cdot \frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{\sqrt{1 - C_t}} \right)^{n/2} + \alpha \cdot \frac{x}{D_0} \right)^{1/n} D_0 \quad (3-41)$$

mit

- x = Abstand
- D_0 = Wake-Radius am Startpunkt der Betrachtung
- D_x = Wake-Radius an der betrachteten Stelle x
- C_t = Schubspannungsbeiwert
- α = Ausbreitungskoeffizient
- n = Parameter

angenommen. Der Parameter n nimmt nach [Schlichting, 00] den Wert 3 an.

Bei dem Vergleich der gemessenen Daten mit den Modellwerten ergibt sich eine gute Übereinstimmung für den Windpark „Horns Rev“ in der betrachteten Windgeschwindigkeitsklasse 8 m/s bis 10 m/s. Die Modellierung überschätzt den Energieertrag der beiden jeweils leeseitig liegenden letzten Anlagen einer jeden Reihe leicht. Eine Veränderung des Ausbreitungskoeffizienten führt vor allem bei der zweiten Anlage einer Reihe zu großen Defiziten zwischen den gemessenen und berechneten relativen Leistungsabfällen. Jedoch fehlen hier weiterführende Daten, um diese Aussagen genauer analysieren zu können.

Als Ergebnis dieser Untersuchung [Barthelmie, 05] ist festzuhalten, dass die durchschnittliche Leistung der einzelnen nachgelagerten Anlagen innerhalb einer Anlagenreihe ca. 65 % der ersten, frei angeströmten Anlage ausmachen. Zwischen der ersten und zweiten Anlage kommt es zu dem größten relativen Leistungsabfall. Die Differenzen zwischen der zweiten und der letzten Anlage der Reihe liegen bei moderaten 2 % bis 5 % der relativen Leistung. Es wird hier auch schon angedacht, eine andere, vereinfachte Wake-Ausbreitung zu nutzen. Für eine solche Kalibrierung sind aber weitere Untersuchungen an anderen Offshore-Parks notwendig.

Negativ bei dieser Untersuchung ist die reduzierte Betrachtung der Wake-Effekte auf die direkten Wakes. So sind auch Zusammenhänge und die Interaktion zwischen benachbarten Anlagenreihen nicht beachtet worden. Die Idee einer vereinfachten Wake-Ausbreitung ist auch schon nach [Frandsen, 04] Gegenstand der Überlegung. Hier wird die lineare Wake-Ausbreitung nach Jensen vorgeschlagen. Dieser Ausbreitungsmöglichkeit wird aber in [Barthelmie, 05] nicht nachgegangen.

Eine Anpassung der Wake-Modellparameter durch den operativen Betrieb eines Offshore-Windparks ist Gegenstand der Untersuchung von [Sørensen, 06]. Ziel hierbei ist die Verbesserung der Ergebnisse aus den Wake-Modellierungen und die Verifikation von Eingangsparametern respektive von Parameteränderungen. Bei der Untersuchung sind die windrichtungsunabhängigen Parkwirkungsgrade mit den Modellen von Jensen, Ainslie und Larsen ermittelt worden. Für diese Berechnung wird die Ertragsprognose-Software WindPROTM verwendet.

Als Betrachtungszeitraum wird das Jahr 2005 gewählt. Zwar ist der Offshore-Windpark bereits 2002 errichtet worden, doch für die ersten Jahre ist nur eine geringe Anzahl von Messdaten und somit eine geringe Aussagekraft vorhanden. Für das Jahr 2005 liegt dagegen eine Datenverfügbarkeit von 95 % vor.

Bei den Untersuchungen werden den Modellberechnungen der Park- und Turbulenzverluste die tatsächlichen gemessenen Verluste im Park gegenübergestellt. Dazu werden die an den Ecken des Parks errichteten Windenergieanlagen - je nach Windrichtung - als frei angeströmte Referenzanlagen genutzt. Die Leistungsabgabe der jeweiligen frei angeströmten Referenzanlage ist mit der Gesamtanzahl der Anlagen im Park multipliziert worden und ergibt somit eine idealisierte Gesamteinspeisung. Durch die Messung der tatsächlichen Einspeisung des Windparks und die anschließende Differenz zwischen idealisierter und tatsächlicher Einspeisung werden dann die Park- und Turbulenzverluste ermittelt.

Diese Analyse und Berechnung erfolgt für durchschnittlich zusammengefasste Windgeschwindigkeiten in zwölf Sektoren von jeweils 30°. Als Ergebnis ist herausgefunden worden, dass je nach Verwendung eines der unterschiedlichen drei Modelle die Ertragsverluste infolge des Wake-Einflusses über- bzw. unterschätzt werden. Bis auf das ursprüngliche Jensen-Modell mit einem k-Parameter von 0,04 werden die Wake-Effekte von den übrigen betrachteten Modellen unterschätzt und damit die Energieerträge überschätzt. Auch eine Veränderung des k-Parameters auf 0,075 sorgt für eine Verschlechterung der Aussagegüte, da diese Parameterwahl mit einer erheblichen Zunahme der Unterschätzung der Wake-Effekte und somit zu einer Überschätzung der sich einstellenden Energieerträge einhergeht. Um die Neigung der Modelle hin zu einer Überschätzung des Energieertrages abzumildern, wird für die WEA in den hinteren Reihen eine interne Bodenrauigkeitslänge von 0,05 m angenommen. Durch diese Erhöhung der Bodenrauigkeitslänge erfolgt eine Verbesserung der Ergebnisse für das Larsen-, das Ainslie- und auch das Jensen-Modell mit einem k-Parameter von 0,075. Das Ainslie- und Larsen-Modell unterschätzen die Wake-Effekte immer noch, das Jensen-Modell mit einem k-Parameter von 0,075 unterschätzt nun den Wake-Effekt mit einem ungefähr gleichen prozentualen Wert wie es bei der vorherigen Untersuchung ohne Rauigkeitslängenangepassung das Jensen-Modell mit einem k-Parameter von 0,04 getan hat. Auffallend bei dieser Rauigkeitsveränderung ist, dass das Jensen-Modell mit einem k-Parameter von

0,04 nun den Wake-Effekt um knapp 5% verstärkt überschätzt, als es dies bei der vorherigen Untersuchung getan hat.

Als Ergebnis dieser Untersuchung hat sich herausgestellt, dass das Jensen-Modell mit einem k -Parameter von 0,04 die gemessenen Verluste infolge der Parkwirkung am besten berechnen kann. Die übrigen Modelle unterschätzen die Wake-Verluste um 6 bis 8 % und überschätzen damit den Energieertrag des Offshore-Windparks „Horns Rev“. So ergibt das hinsichtlich des Energieertrages konservativste Wake-Modell die besten Übereinstimmungen mit den realen Werten, auch wenn es zu einer leichten Überschätzung der Wake-Effekte kommt.

Nachteilig bei der Untersuchung [Sørensen, 06] mit einer veränderlichen Rauigkeitslänge ist der Widerspruch, dass trotz Vergrößerung der Bodenrauigkeitslänge für die Windturbinen im hinteren Parkbereich keine Veränderung der für diese Anlagen verwendeten k -Parameter erfolgt. Die k -Parameter sind nach Gleichung (3-1) von der Bodenrauigkeitslänge abhängig. Zudem sind die betrachteten Windrichtungssektoren zu jeweils 30° zusammengefasst. Die unterschiedlichen Wake-Beeinflussungen auf die einzelnen Anlagen können durch diese aggregierte Betrachtung nicht im Detail untersucht werden. Für eine solche Betrachtung ist das Softwarepaket WindPROTM auch nicht ausgelegt. Mit seinem umfangreichen Funktionsumfang setzt WindPROTM durchaus hohe Maßstäbe im Softwarebereich für die Windpark-Planung [Quaschnig, 03]. Jedoch ist die Software auf eine langfristige Ertragsabschätzung fokussiert. Dynamische Energieertragsveränderungen und damit eine zeitliche Betrachtung von Einspeiseschwankungen können nicht durchgeführt werden.

In der Studie [Rathmann, 06] wird das Frandsen-Modell anhand der aufgenommenen Daten an den Offshore-Windparks „Middelgrunden“ und „Horns Rev“ überprüft. Dabei werden hier auch Wake-Kombinationen durch die gegenseitige Beeinflussung verschiedener Anlagenreihen berücksichtigt. Ziel dieser Untersuchung ist die Überprüfung der Eignung des Frandsen-Modells auch bei Überlagerungen einzelner Nachlaufströmungen.

Bei „Horns Rev“ werden die Messdaten der Forschungsstationen als Eingabeparameter für das Frandsen-Modell verwendet. Diese Ergebnisse werden mit den Ertragsdaten des Offshore-Windparks verglichen. Bei „Middelgrunden“ fehlen Messdaten von Forschungsstationen. So werden die Windgeschwindigkeiten aus der Energieproduktion des Offshore-Windparks abgeleitet. Die Windrichtung wird durch den Gierwinkel der Anlagen im Park ermittelt. Für die weitere Untersuchung werden drei Windgeschwindigkeitsklassen herausgegriffen: 6 m/s, 9 m/s, 12 m/s.

Für die Wake-Ausbreitung wird der gleiche Ausbreitungsansatz wie in [Barthelmie, 05] verwendet (Gleichung (3-41)). Jedoch wird dem Parameter n der Wert 0,5 zugewiesen. Bei „Horns Rev“ werden die überprüften Windrichtungen so gewählt, dass entlang einer Linie die maximale Anlagenzahl und damit die größten Wake-Effekte vorliegen. Dies

wird durch die Richtungsvorgaben von 207° und 222° erreicht. Bei „Middelgrunden“ soll ebenfalls der maximale Wake-Effekt betrachtet werden. Aufgrund der Bogenform der Parkgeometrie erweist sich dies als schwierig. So werden zwei Windrichtungen ausgewählt. Bei 173° wird ein maximaler Wake-Effekt vermutet, da so eine gerade Verbindungslinie zwischen den mittleren Turbinen 10 und 11 (Nummern entsprechen denen in Bild 3-6) entsteht und so alle Turbinen einen anteiligen oder kompletten Einfluss durch die jeweils davor liegenden Anlagen erfahren. Die zweite Richtungsauswahl (186°) verläuft entlang der Verbindungslinie der beiden südlichsten Turbinen 20 und 19, um einen maximalen Wake-Effekt für die letzten Anlagen in einer WEA-Reihe untersuchen zu können.

Als Ergebnis der Untersuchung [Rathmann, 06] wird festgehalten, dass das Frandsen-Modell generell nutzbar ist. Das Windgeschwindigkeitsdefizit nach der ersten Turbine wird realitätsnah modelliert. Für die nachfolgenden Anlagen kommt es zu einer Unterschätzung des jeweiligen Energieertrages. Die Wake-Ausbreitung wird realitätsnah dargestellt, jedoch bei den Wake-Überschneidungen kommt es zu einer Überschätzung der Wake-Verluste. Dies kann die Ursache für die Unterschätzung des Energieertrages der in einer Anlagenreihe weiter leeseitig liegenden Turbinen sein. So wird hier gefolgert, dass eine Verbesserung der Modellierung der Nachlaufströmungen notwendig ist.

Nachteilig bei dieser Untersuchung sind wieder die Beobachtungen einzelner Klassen. Das gesamte Windgeschwindigkeitsspektrum und die Reaktion des Modells werden nicht betrachtet. Zudem werden an jedem Offshore-Windpark nur zwei Windrichtungen betrachtet. Eine Betrachtung und Gegenüberstellung weiterer verschiedener Windrichtungen kann weit mehr die Interaktion zwischen den Anlagen und vor allem der Anlagenreihen herausstellen. Dies ist besonders für die Turbinen am jeweiligen leeseitigen Ende einer betrachteten Reihe interessant, da diese von den anderen Turbinenreihen beeinflusst werden. Für die Modellierung der Wake-Ausbreitung wird zwar eine Parameteranpassung durchgeführt, aber auf einen Vergleich mit einem anderen Ausbreitungsmodell oder einer von Jensen und Frandsen vorgeschlagenen linearen Ausbreitung wird verzichtet.

In der Untersuchung [Méchali, 06] wird der relative Leistungsabfall in einer Reihe positionierten Turbinen und die Abhängigkeit von der Windrichtung relativ zur Reihenausrichtung analysiert. Der relative Leistungsabfall beschreibt das Verhältnis der aktuellen Leistung der betrachteten Anlage zur Leistung der ersten, frei angeströmten WEA der jeweiligen Reihe. So kann das Ausmaß der Wake-Effekte beschrieben werden.

Bei der Untersuchung werden die Ergebnisse aus dem Frandsen-Modell mit den Ertragsdaten der Anlagen des Windparks „Horns Rev“ aus dem SCADA-System (Supervisory Control and Data Acquisition) verglichen. Die SCADA-Messungen beinhalten unter anderem Leistung, Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Laufzeit der Turbine.

Als Eingangsdaten für die Modellierung werden die Messdaten der drei Forschungsmasten um den Standort „Horns Rev“ benutzt. Als Betrachtungszeitraum werden die Daten vom 01.01.05 bis zum 31.12.05 verwendet. Die beobachteten Windgeschwindigkeiten sind in drei Klassen unterteilt: 7-8 m/s, 8-9 m/s, 9-10 m/s.

Die Analyse hat drei Zielrichtungen. Zum ersten den Vergleich zwischen dem verwendeten Frandsen-Modell mit den Ertragsdaten aus dem SCADA-System. Hierbei zeigt das Modell eine gute Übereinstimmung mit den gemessenen Daten. Nur bei den jeweils hinteren zwei Anlagen einer Reihe mit 10 Turbinen überschätzt das Modell die abgegebene Leistung der betrachteten WEA leicht.

Als zweite Zielrichtung wird auf die beobachtete Windrichtungssektorenbreite eingegangen. Hierbei entsteht ein Dilemma. Entweder kann eine Vielzahl der Messdaten für einen breiten Windrichtungssektor genutzt werden oder nur eine geringe, weniger aussagekräftige Messdatenmenge für einen kleinen Windrichtungssektor. Jedoch nur der zweite Ansatz ergibt eine genaue Darstellung der Wake-Effekte. So ist hier im Vergleich ein Windrichtungssektor von 30° einem Sektor von 4° entgegengestellt. Der Wake-Effekt wird durch den relativen Leistungsabfall der in einer Anlagenreihe nachgelagerten Windturbinen beschrieben. Zwischen den Darstellungen eines 30° -Sektors und eines 4° -Sektors ist vor allem der Leistungsabfall von der ersten zur zweiten Anlage innerhalb einer Reihe aufgefallen. In dem kleineren Sektor ist ein im Vergleich zum breiten Sektor um den Faktor 0,1 stärkerer relativer Leistungsabfall zu beobachten. Dies liegt auch daran, dass bei der Betrachtung des kleinen Windrichtungssektors die Windfront senkrecht auf die Anlagenreihen trifft und somit die Wake-Effekte deutlicher auftreten. Im breiten Sektor gehen diese Beobachtungen in der Mittelung über 30° verloren.

Als dritte Zielrichtung wird auf den Einfluss der Landmassen eingegangen. Dabei wird ein schmaler Windrichtungssektor von 4° aus Ost (88° - 92°) untersucht. Hier ist die Entfernung zum Land am geringsten und damit der Onshore-Einfluss am höchsten. Dies zeigt sich auch in den verstärkten Leistungsabfällen innerhalb einer Anlagenreihe.

Insgesamt zeigt sich in [Méchali, 06], dass das Frandsen-Modell einen guten Ansatz für die Wake-Beschreibung liefert. Der Vorteil der Wahl kleiner Windrichtungssektoren wird dargestellt. Für weitere Untersuchungen rät [Méchali, 06] den Einbezug von Stabilitätsmaßen (u.a. die thermische Schichtung). Nachteilig dabei sind aber zum einen die geringe Datenmenge, die für diese Betrachtung untersucht wird und zum anderen das Fehlen des Modellabgleichs mit den Daten der kleinen Sektoren. Auch ein direkter Vergleich mit den anderen Modellen fehlt. Des Weiteren sind hier weiterführende Betrachtungen auch anderer Windgeschwindigkeitsklassen oder Windrichtungssektoren nicht aufgeführt.

In der Arbeit [VanLuvanee, 06] liegt der Fokus der Untersuchung direkt auf den Energieverlusten durch die auftretenden Wakes. Dazu werden die Ergebnisse aus dem Jen-

sen-, dem Larsen- und dem Ainslie-Modell mit den Ertragsdaten des Offshore-Windparks „Horns Rev“ verglichen. Ziel dieser Untersuchung ist es, die Aussagegenauigkeit der Wake-Modelle hinsichtlich des Energieertrages zu vergleichen. In dieser Analyse werden das Softwareprogramm WindPROTM wie auch eine kleinskalige Betrachtung durch eine MATLAB-Implementierung verwendet. Für den Vergleich der Modelle werden die Daten des am Standort „Horns Rev“ eingesetzten SCADA-Systems verwendet. Als Untersuchungszeitraum werden die Messdaten der Windbedingungen und Turbinenerträge von 2005 verwendet. Für die Untersuchung werden vier Windgeschwindigkeitsklassen betrachtet: 7-8 m/s, 8-9 m/s, 9-10 m/s und 10-11 m/s. Die untersuchten Windrichtungen sind West, Nord-West, Süd-West und Ost. Damit entsprechen sie dem Hauptwindrichtungsintervall am Standort des Offshore-Windparks zuzüglich einer Betrachtung der Windrichtung, die die geringste Distanz zur Küste aufweist.

Bei der Untersuchung wird die Größe der zusammengefassten Windgeschwindigkeitssektoren variiert. Zum einen werden zusammengefasste Windrichtungssektoren über 30° und zum anderen Sektoren über 4° betrachtet. Bei der Analyse der 4°-Sektoren wird eine MATLAB-Programmierung verwendet. Diese Programmierung nutzt den gleichen Ansatz für die Wake-Kombination wie WindPROTM. Die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten werden mit den Modellen immer relativ zu den Messdaten im Verhältnis Energieertrag von der ersten angeströmten Turbine zur jeweiligen Turbine n in der gleichen Anlagenreihe ausgewertet. Für den Wind aus Nord- bzw. Süd-West ist Turbine 2 als diejenige definiert, die als erstes in Windrichtung hinter Turbine 1 steht.

Bei der Berechnung des Energieertrages über eine Sektorbreite von 30° zeigt das Jensen-Modell eine gute Ertragsabschätzung für alle Turbinen innerhalb einer Reihe bei einer direkten Anströmung aus West oder Ost. Aus Nord-West und Süd-West werden in einer Anlagenreihe die Energieerträge der weiter hinten positionierten Turbinen überschätzt und damit die Wake-Effekte unterschätzt. Im Larsen- und Ainslie-Modell werden die ersten beiden Anlagen einer angeströmten Turbinenreihe hinsichtlich ihres Energieertrages relativ genau abgeschätzt. Für die weiteren Anlagen einer jeden Reihe kommt es dann aber in beiden Modellierungsansätzen zu einer Überschätzung des Energieertrages und somit zu einer Unterschätzung der Wake-Effekte. Damit ähnelt dieses Ergebnis den Untersuchungen von [Sørensen, 06]. Bei der Betrachtung der 4°-Sektoren zeigen die Ergebnisse, dass für Modellierungen von direkten Wake-Verlusten über diesen engen Windrichtungssektor das Ainslie-Modell eine geeignete Wahl darstellt. Das Larsen-Modell überschätzt permanent den Energieertrag, das Jensen-Modell unterschätzt ihn dagegen. Eine Anpassung des k -Parameters im Jensen-Modell von 0,04 auf 0,075 liefert jedoch ähnlich gute Ergebnisse wie das Modell nach Ainslie. Diese Aussage steht im Widerspruch zu [Sørensen, 06], der eine Verschlechterung der Modellierungsergebnisse bei einer Anpassung der k -Parameter auf 0,07 sieht.

Das Larsen-Modell weist bei beiden Sektor-Betrachtungen die größten Unterschiede zu den gemessenen Werten auf. Es modelliert stets eine Überschätzung des Energieertrages

und damit eine Unterschätzung der Wake-Effekte. Die Ergebnisse beider Untersuchungen sind in der Tabelle 3-1 übersichtlich aufgeführt.

Tabelle 3-1: Übersicht der Ergebnisse von [VanLuvanee, 06]

Wake-Modell	Windrichtung					
	West	Nord-West	Süd-West	Ost		
Ainslie	Durchschnittliche zusammengefasste Windgeschwindigkeit für Bereiche von	4°	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Unterschätzung des Energieertrages	gute Abschätzung für alle Turbinen, teilweise aber minimale Unterschätzung des Energieertrages	gute Abschätzung für alle Turbinen, vereinzelt Überschätzungen des Energieertrages	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Unterschätzung des Energieertrages
		30°	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbinen 2 und 3 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages
Larsen		4°	Permanente Überschätzung des Energieertrages	Permanente Überschätzung des Energieertrages	Permanente Überschätzung des Energieertrages	Permanente Überschätzung des Energieertrages
		30°	Turbinen 2 - 4 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbine 2 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbinen 2 und 3 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages
Jensen		4°	Permanente Unterschätzung des Energieertrages	Permanente Unterschätzung des Energieertrages	Größtenteils Unterschätzung des Energieertrages	Permanente Unterschätzung des Energieertrages
		30°	Gute Abschätzung für alle Turbinen	Turbinen 2 - 5 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Turbinen 2 - 5 gute Abschätzung, dann Überschätzung des Energieertrages	Gute Abschätzung für alle Turbinen

In [VanLuvanee, 06] wird dem Jensen-Modell die beste Eignung für die Modellierung der Wake-Effekte zugesprochen. Jedoch wird auch deutlich gemacht, dass es sich nicht um das physikalisch genaueste Modell handelt. Es bietet jedoch die beste Balance zwischen positivem und negativem Unsicherheitsbereich. Als nachteilig sind hier die reduzierten Betrachtungen auf feste Windgeschwindigkeitsklassen und Windrichtungssektoren zu nennen. So können die Übergänge zwischen den Vektoren nicht dargestellt werden. Auch fehlen hier die Veränderung der Windgeschwindigkeiten und die Reaktion des Modells auf diese dynamischen Veränderungen.

In der Untersuchung [Cleve, 08] werden die Energieertragsdaten des Offshore-Windparks „Nysted“ mit dem Jensen-Modell verglichen. Hauptsächliches Ziel dieser Untersuchung ist eine Anpassung des k-Parameters für eine realitätsnahe Modellierung.

Es werden dabei die Ertragsdaten des Offshore-Parks sowie die Messdaten der drei Forschungsstationen im Zeitraum von September 2006 bis März 2007 verwendet. Die zeitliche Auflösung der Daten beträgt 10 Minuten. In dieser Untersuchung sollen die Wake-Effekte statisch betrachtet werden. Eine dynamische Betrachtung ist aufgrund der zehnmütigen Mittelwertbildungen nicht möglich. So werden die Messdaten Filterkriterien unterworfen. Unter anderem werden nur Winddaten betrachtet, deren Windgeschwindigkeitsdifferenz zwischen zwei aufeinander folgenden Messzeitpunkten nicht mehr als 0,4 m/s beträgt. Ähnliches gilt für die Windrichtungsänderung zwischen zwei aufeinander folgenden Messdatenaufnahmen. Hier werden nur die Winddaten betrachtet, deren Windrichtungsdifferenz nicht mehr als 4° beträgt. Durch die Filterungen fallen ca. 36 % der betrachteten Daten heraus.

Mit den betrachteten und gefilterten Daten werden dann die gemessenen und mittels des Jensen-Modells modellierten Ertragswerte miteinander verglichen. Dabei bestimmt das Minimum von

$$\varepsilon = \min_{k, \Theta} \left(\frac{\sum_i |P_i - P_i^m|}{\sum_i P_i} \right) \quad (3-42)$$

mit

- k = k-Parameter
- i = Anzahl der WEA im Park
- Θ = Windrichtung
- P_i = Leistung an WEA i
- P_i^m = Modellierte Leistung an WEA i

die besten Anpassungswerte für den k-Parameter für unterschiedliche Einfallsrichtungen der Windfront. Ein qualitativer Vergleich der verschiedenen Anpassungswerte kann dann über

$$q = \frac{\sum_i P_i}{\sum_i P_i^{\text{fit}}} \quad (3-43)$$

mit

P_i^{fit} = Mit dem jeweiligen k-Wert modellierte Leistung an WEA i

erfolgen.

Als Ergebnis dieser Untersuchung stellt sich heraus, dass das Jensen-Modell geeignet ist, das Wake-Verhalten des Parks realitätsnah darzustellen. Jedoch liegt der in dieser Untersuchung ermittelte durchschnittliche k-Parameter von 0,028 deutlich unter dem von Jensen vorgeschlagenen Wert von 0,04. So wird davon ausgegangen, dass der Durchschnitt der Offshore-Wakes eine geringere Ausbreitung des Wake-Trichters in seiner Breite aufweist, als bislang angenommen wurde. Darüber hinaus ergibt sich für die Eintrittswinkel der Windfront, die im Park eine Achsensymmetrie hervorrufen, ein erhöhter k-Wert, der zwischen 0,03 und 0,05 liegt. So wird hier angenommen, dass eine von der Windrichtung abhängige Parametrisierung des k-Parameters notwendig sein wird. Dies wird vor allem von der Parkgeometrie abhängen, in der der Weg durch eine Anlagenreihe und damit der Wind-Wirk-Wege unterschiedliche Längen aufweisen kann.

Nachteilig bei der Untersuchung [Cleve, 08] ist der geringe Messzeitraum, der betrachtet wird. Durch die Filterung werden insgesamt nur 6 Monate überprüft. So ist nicht einmal ein kompletter Jahreszeitenwechsel dargestellt. Durch die Filterung werden auch hochturbulente Zeiträume, in denen die Windgeschwindigkeit und Windrichtung sich stark ändern, nicht betrachtet. Diese Zeiträume spielen aber auch eine große Rolle bei der Ertragsermittlung und dem Parkverhalten. Ein weiterer Vergleich mit Modellen, die dem Jensen-Modell ähneln, wäre empfehlenswert gewesen. Die Wake-Interaktion wird durch die Annahmen dargestellt, die auch im Programm WindPROTM genutzt werden. Die Parametrisierung des k-Wertes wird nur als durchschnittlicher Wert dargestellt. Eine Betrachtung, ob dieser Wert für alle Anlagen gleich ist, oder ob durch eine Anpassung des k-Wertes bestimmter Anlagen im Park das Wake-Verhalten verbessert beschrieben werden kann, wird außen vorgelassen.

3.6.3 Zusammenfassung der Untersuchungen

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass nur wenige Studien die verschiedenen Wake-Modelle direkt miteinander vergleichen. Oftmals wird nur ein Modell mit Messdaten von Offshore-Windparks verglichen. Das Jensen-Modell und das Frandsen-Modell werden von vielen unabhängigen Quellen favorisiert. Im direkten Vergleich zu anderen Modellen ermöglichen beide realitätsnahe Aussagen zu dem Wake- und Einspeiseverhalten von Offshore-Parks. Zudem ist der zeitliche Rechenaufwand in beiden Modellen weit geringer als bei den anderen.

Hier muss vor allem Wert auf die Untersuchungen des Offshore-Windparks „Horns Rev“ gelegt werden. Nicht nur aufgrund seiner Anlagenzahl von 80 Turbinen ähnelt er den künftigen deutschen Offshore-Windparks. Auch seine Lage in der Nordsee ermöglicht Untersuchungen des Einflusses von Windgeschwindigkeiten aus Windrichtungen mit einem großen Fetch. Damit können seine Ergebnisse aus bestimmten Windrichtungen denen deutscher Offshore-Windparks ähneln. Ein großer Unterschied zu den deutschen Parks wird die thermische Schichtung ausmachen. Aufgrund der Nähe des Parks „Horns Rev“ zur Küste hat die thermische Schichtung einen stärker vom Land geprägten Einfluss auf die Windbedingungen. Die künftigen deutschen Offshore-Parks liegen weit von der Küste entfernt. Dementsprechend ist die thermische Schichtung an den deutschen Standorten nicht mehr vom Land beeinflusst. Diese Vermutung wird in Studien bereits aufgestellt, jedoch nicht weiter untersucht. Bisherige Studien zeigen aber bereits den Einfluss der thermischen Schichtung [Barthelmie, 07].

Das Ainslie-Modell liefert ebenfalls realitätsnahe Ergebnisse. Sein großer Nachteil zu den Modellen nach Jensen und Frandsen liegt in dem erhöhten Rechenaufwand. Das Modell wird in einer CFD-Umgebung eingesetzt. Es eignet sich aber für Berechnungen im Near-Wake-Bereich [Ivanell, 08] [Laursen, 08]. Dabei wird der Fokus der Betrachtung mehr auf die einwirkenden Kräfte auf den Rotor und damit verbunden auf die bautechnischen Maßnahmen für die Rotorblätter gelegt. Die Betrachtung des Energieertrages aus den einzelnen Turbinen spielt eine untergeordnete Rolle.

Das Larsen-Modell steht in der Rangfolge der präferierten Modelle weit hinten oder wird gar nicht mehr berücksichtigt. Dies liegt vor allem an der Vielzahl der benötigten Eingangsparameter für das Modell, die nur durch einen erhöhten Messaufwand am jeweiligen Standort ermittelt werden können. Da diese Parameter nicht alle vollständig an den bisherigen Offshore-Standorten aufgenommen und berechnet werden können, leiden auch die Ergebnisse der Modellierung.

So werden die Modellierungsansätze von Jensen und Frandsen in das Modell zur Untersuchung der Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks eingehen. Vor allem das Problem der Wake-Interaktion ist bislang nur von Frandsen detaillierter erkannt worden. Bei Jensen handelt es sich um ein Einzel-Wake-Modell, wobei die lineare Wake-Ausbreitung in den verschiedenen Studien eine hohe Realitätsnähe gezeigt hat und damit auch in den weiteren Untersuchungen dieser Arbeit Verwendung finden soll. Auch soll in der Modellierung der Einspeiseschwankungen der k -Parameter einen variablen Wert aufweisen. Die vorangegangenen Studien haben gezeigt, dass die Parametrisierung des k -Wertes ein großes Problem darstellt. In den Untersuchungen sind unterschiedliche, teils auch divergierende Parametrisierungsvorschläge gemacht worden. So ist die Spannweite der möglichen k -Parameter entsprechend groß.

4 Zeitbereich und Dimensionalität der Betrachtung

Nach der Wahl der Wake-Modellierung im Untersuchungsmodell für die Einspeiseverläufe in Offshore-Windparks besteht nun die Notwendigkeit, einen Zeitbereich mit geeigneten Ober- und Untergrenzen für die Modellbetrachtung festzulegen. Für die Modellierung der Offshore-Windparks stellt sich darüber hinaus die Frage nach der Dimensionalität. Hierbei muss festgelegt werden, ob eine der Energieertragsabschätzung ähnelnde Betrachtung der Nabenhöhe der Anlage ausreichend oder aber die Berechnung über den gesamten Rotordurchmesser die zielführendere Methode ist. So werden in diesem Kapitel der Bilanzausgleich und die intermittente Böenstatistik für die Begrenzung des Zeitbereichs herangezogen. Im Anschluss an die Zeitbereichsbetrachtung wird für die Dimensionalität auf die thermische Schichtung an deutschen Offshore-Standorten eingegangen.

4.1 Bilanzkreis-Ausgleich

Messwerte in einer Auflösung von einer Stunde oder mehr sind für die Betrachtung der Einspeiseschwankungen nicht nützlich, da diese dabei heraus gemittelt und somit die tatsächlichen Verläufe verfälscht werden. Ein möglicher Ansatz für die Obergrenze sind die viertelstündigen Bilanzausgleiche zwischen Einspeisung und Abnahme innerhalb der einzelnen Regelzonen. „Ein Bilanzkreis ist die Zusammenfassung physikalischer Einspeisungen und Entnahmen oder Energiebezüge und -lieferungen innerhalb einer Regelzone zu dem Zweck, Abweichungen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklungen von Handelstransaktionen zu ermöglichen“ [VVIIplus, 01]. Ein Bilanzkreis (BK) ist daher nicht als geographisches Gebilde, sondern vielmehr als Kontierungssystem zu verstehen, in dem die zugehörigen Entnahmestellen und das Beschaffungsportfolio bilanziert werden.

Dabei muss der Bilanzkreis aus mindestens einer Einspeise- und Entnahmestelle bestehen. Als physikalische Einspeisung werden dabei Einspeisungen von Erzeugern an Netzanschlüssen innerhalb des Bilanzkreises bezeichnet. Dementsprechend betreffen physikalische Entnahmen die Ausspeisung an Endverbraucher, deren Netzanschluss innerhalb des zugeordneten Bilanzkreises liegt [StromNZV, 05].

Daneben können allerdings auch reine Energielieferungen Gegenstand eines Bilanzkreises sein. Diese Lieferungen können zwischen einzelnen Bilanzkreisen innerhalb einer Regelzone sowie auch regelzonenübergreifend erfolgen und sind zentrales Element des Energiehandels. Die Errichtung eines Bilanzkreises erfolgt innerhalb einer Regelzone, da die für die jeweilige Regelzone verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Ausgleich der Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme der Bilanzkreise zuständig sind. Der ÜNB saldiert die Bilanzkreise seiner Regelzone unterei-

inander und beschafft die nötige Regelenergie, um das mögliche Ungleichgewicht auszugleichen.

Rechtlich erfolgt daher auch die Errichtung eines Bilanzkreises durch den Abschluss eines Bilanzkreisvertrags zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem ÜNB, der die Rolle des Bilanzkoordinators einnimmt und damit die Verantwortung für die technischen und wirtschaftlichen Aspekte des Bilanzausgleichs übernimmt. Der Bilanzkreisverantwortliche ist in der Regel ein Lieferant oder ein Händler, kann aber auch ein Endverbraucher wie ein industrieller Großkunde sein, der die Stromakquise eigenständig betreibt. Der Bilanzkreisverantwortliche trägt im Rahmen des Bilanzkreisvertrags die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen innerhalb seines Bilanzkreises. Er hat im Falle einer unausgeglichenen Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme für die zum Bilanzausgleich anfallenden Regelenergiekosten aufzukommen [Konstantin, 07].

Zur Abwicklung des Bilanzausgleichs zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Bilanzkreiskoordinator muss im Viertelstunden-Takt dem Bilanzkreiskoordinator die Summe der Einspeisungen und Entnahmen der Bilanzkreise übermittelt werden. Dabei muss zwischen den physikalischen Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Bilanzkreises und zwischen handelsgeschäftlichen Energielieferungen an andere Bilanzkreise bzw. Regelzonen differenziert werden.

Die Bilanzierung physikalischer Einspeisungen (<100 MW) und Entnahmen (>0,1 MWh pro Jahr) erfolgt auf Basis der aggregierten Leistungsmesswerte an den jeweiligen Netzanschlüssen. Einspeisungen aus Kraftwerken mit einer auf den Netzanschlusspunkt bezogenen Leistungsabgabe von über 100 MW werden in der Praxis über Einspeisefahrpläne bilanziert und bei der Energieversorgung des Kleinkundenbereichs mit einem Jahresverbrauch größer als 0,1 MWh erfolgt die Bilanzierung der Leistungswerte mit standardisierten Lastprofilen, die sich an typischen Kleinverbraucher-Abnahmeprofilen orientieren. Die Aufgabe der Erfassung und Übermittlung dieser Messwerte trägt dabei der für die Einspeise- und Entnahmestellen zuständige Netzbetreiber. Daher wird in einem Rahmenvertrag zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und den für das Netzgebiet zuständigen Verteilernetzbetreiber (VNB) festgehalten, welche Einspeise- und Entnahmestellen dem jeweiligen Netzgebiet zuzuordnen sind. In diesem Rahmenvertrag werden außerdem Rechte, Pflichten und Rahmenbedingungen in Zusammenhang mit der Endkundenbelieferung und der Datenübertragung geregelt.

Die Abwicklung der Energielieferungen zwischen einzelnen Bilanzkreisen erfolgt mittels festgelegter Fahrpläne. Der Bilanzkreisverantwortliche muss in diesen Fahrplänen angeben, welche Leistungsmengen er für die Lieferung an einen anderen Bilanzkreis (innerhalb oder außerhalb der eigenen Regelzone) einplant und zu welcher bestimmten Viertelstunde die Einspeisung geplant ist. Der diese Einspeiseleistung beziehende Bilanzkreisverantwortliche teilt wiederum dem Übertragungsnetzbetreiber in seinem Fahrplan die dazu korrespondierende Abnahmemenge mit. Darauf kann der Übertra-

gungsnetzbetreiber die Einspeisung an den abnehmenden Bilanzkreis liefern. Die Übermittlung der Fahrpläne kann maximal einen Monat im Voraus erfolgen. Jedoch muss die verbindliche Fahrplananmeldung spätestens am Vortag der geplanten Lieferung bis 14.30 Uhr bereitgestellt werden. Die Angabe der Fahrpläne erfolgt konform mit den Einspeise- und Entnahme-Messwerten auch als viertelstündige Leistungsmittelwerte für die gesamten 24 Stunden der jeweiligen Folgetage. Um auch den immer wichtiger werdenden zwischentäglichen Handel (sog. Intra-Day Handel) zu ermöglichen, kann der BKV kurzfristige Fahrplanänderungen mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens 45 Minuten vor der zeitlichen Erfüllung der geplanten Fahrplanlieferung durchführen. Damit bilden die Fahrpläne ein informatives Bindeglied zwischen der Handels- und der physikalischen Ebene und werden wie auch die gemessenen physikalischen Einspeisungen und Abnahmen in die Ausgleichsbilanzierung zwischen ÜNB und BKV mit einbezogen [Horstmann, 06] (vgl. Bild 4-1).

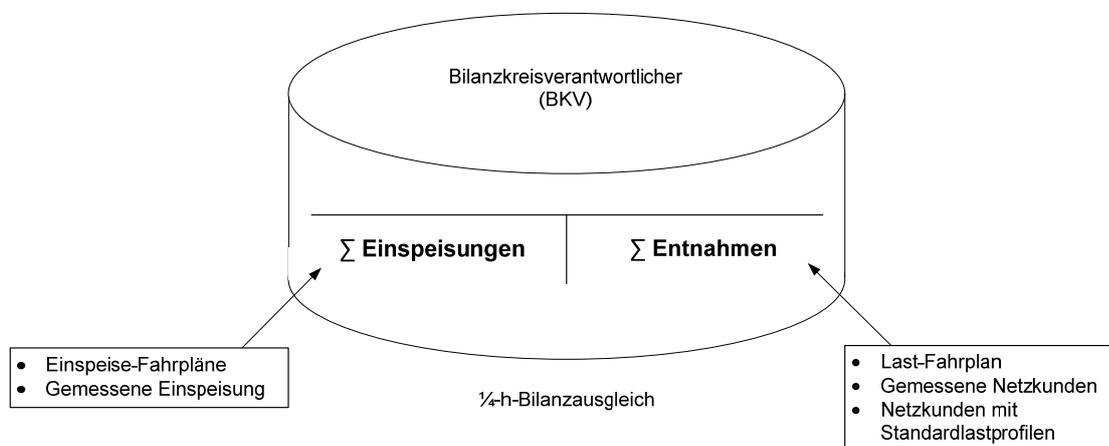


Bild 4-1: Leistungsbilanzierung aus Sicht des BKV [Schröder, 00]

Wie bereits erwähnt, hat der ÜNB in der Funktion als Bilanzkoordinator die Aufgabe den Bilanzausgleich durchzuführen. Der ÜNB beschafft einen Bestandteil der Frequenz-Leistungs-Regelung von vertraglich gebundenen Kraftwerken bzw. Lasten als Regelenenergie, um den Saldo aller Abweichungen physisch auszugleichen. Dabei wird mit den betreffenden BKV die Abweichung der Bilanzkreise abgerechnet, d.h. diejenige Ausgleichsenergie, die tatsächlich für den Ausgleich des einzelnen Bilanzkreises notwendig ist (vgl. Bild 4-2).

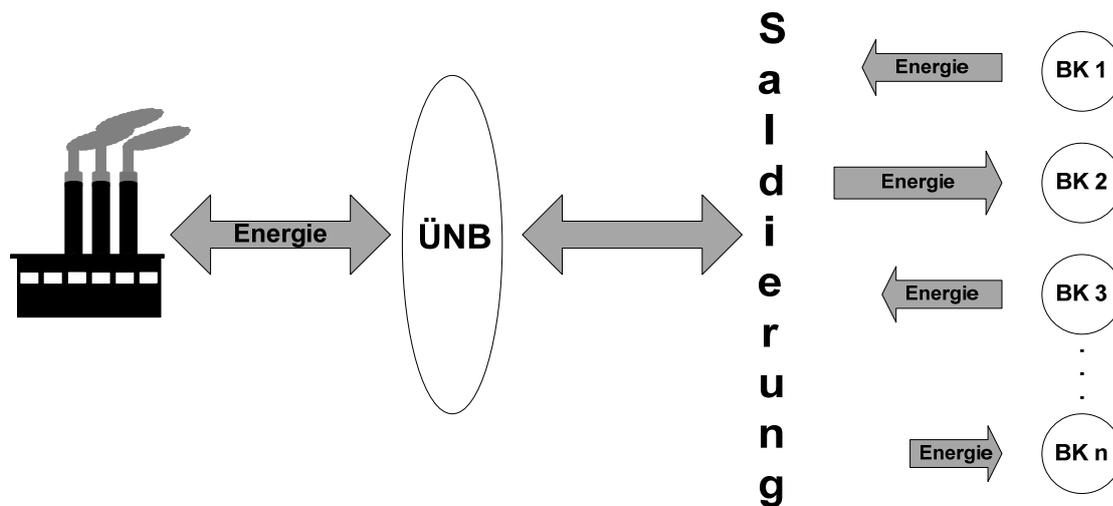


Bild 4-2: Regel- und Ausgleichsenergie im Bilanzausgleich

Für eine negative Bilanz (Einspeisung < Entnahme) zahlt der BKV die zum Ausgleich benötigten Energiemengen und im Falle einer positiven Bilanz (Einspeisung > Entnahme) wird die Überschussmenge vom ÜNB vergütet, da diese zum Ausgleich anderer Bilanzkreise eingesetzt werden kann. Der Ausgleichsenergiepreis hängt dabei unmittelbar von der Saldierung über alle Bilanzkreise ab. Kann der Großteil der Abweichungen über andere Bilanzkreise ausgeglichen werden, muss der ÜNB lediglich eine geringe Menge Regelenergie beschaffen um den Saldo physisch auszugleichen. Dementsprechend wäre der Ausgleichsenergiepreis niedriger als wenn der ÜNB eine größere Menge Regelenergie beschaffen müsste [ET, 03].

Die Einspeisungen aus regenerativen Quellen werden durch eigene Bilanzkreise (sog. EEG-Bilanzkreise) berücksichtigt. Dabei werden alle EEG-Einspeisungen innerhalb einer Regelzone von den zur Abnahme verpflichteten Verteilnetzbetreibern aufgenommen und an den Bilanzkreis EEG weitergeleitet (wobei dieser Bilanzkreis entgegen der allgemeinen Definition lediglich aus Einspeisestellen besteht). Dadurch werden innerhalb einer Regelzone alle Einspeisungen aus EEG-Anlagen zusammengefasst und der jeweilige Regelzonenverantwortliche ÜNB nimmt die Rolle des BKV ein. Als BKV hat der ÜNB damit die Pflicht, den Bilanzkreis EEG auszugleichen. Die Ausgleichsregelung der EEG-Mengen erfolgt gemäß § 14 EEG, durch die gewährleistet wird, dass die eingespeisten EEG-Mengen bundesweit zu gleichen Anteilen (EEG-Quote) an die Endverbraucher gewälzt werden. Dabei erfolgen der finanzielle und der physische Wälzungsprozess über einen vertikalen und einen horizontalen Ausgleichsmechanismus.

Der vertikale Ausgleich erfolgt zwischen ÜNB (Bilanzkreisverantwortlicher für den Bilanzkreis EEG) und den in der Wertschöpfungsstufe vor- und nachgelagerten Marktteilnehmern (Erzeuger, VNB, Lieferanten bzw. Stromhändler und Verbraucher) innerhalb einer Regelzone. Anhand der Leistungsdaten der einspeisenden EEG-Anlagen erstellen die ÜNB konstante Monatsbänder, die sie an die Energieversorger liefern. Dabei wird das Monatsband zum einen durch die Einspeisung aus EEG-Anlagen mit einer gut prognostizierbaren und konstanten Einspeisecharakteristik (z.B. Biomasse) bestimmt, zum anderen aber auch durch die eingeschränkt prognostizierbare und fluktuierende Windenergieeinspeisung. Das Summenprofil beider Anteile wird vor allem durch die fluktuierende Windenergieeinspeisung beeinflusst, da der Anteil der Windenergieeinspeisung deutlich höher ist als der Anteil der restlichen erneuerbaren Energien.

Anhand der langfristigen Einspeiseprognose sowie Erfahrungswerte wird das Monatsband erstellt, das dem Stromhändler im Folgemonat geliefert werden soll. Um das konstante Monatsband an den VNB zu liefern, muss das durch Schwankungen geprägte prognostizierte Profil vom ÜNB geglättet (veredelt) werden. Prinzipiell muss die Glättung jedoch über Energiebeschaffungen durch Handelsgeschäfte realisiert werden. Zunächst erfolgt eine langfristige Beschaffung auf Basis einer langfristigen Prognose sowie den Erfahrungswerten.

Im kurzfristigen Zeitbereich müssen die Prognosefehler sowie die Fluktuationen durch kurzfristige (Intra-Day) Handelsgeschäfte ausgeglichen werden. Mit einem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien am Kraftwerksportfolio werden kurzfristige Handelsgeschäfte immer dringender benötigt. Das wird auch sehr stark für die Integration der Offshore-Windenergie notwendig sein, denn insbesondere die Erzeugung aus Wind- und Solarenergie ist nur unzulänglich auf längere Sicht planbar, so dass auf der Energiebörse die Differenzen zwischen Vorhersage und aktueller Leistung ausgeglichen werden müssen.

Der Vorteil der Energiebörse als zentraler Handelsplatz liegt in der Zusammenführung vieler Marktteilnehmer. Das Handeln von vereinheitlichten Produkten über eine Börse verkürzt die Verhandlungszeit und führt zu einem schnellen Vertragsabschluss. Auf diese Weise rechtfertigen sich auch die zusätzlich erhobenen Transaktionskosten, die beim Handel an der Börse entstehen [Grichnik, 02]. Die Liberalisierung des Strommarktes machte dieses Werkzeug des Handels erforderlich. Als Börsenhandelsparkett hat sich in Deutschland die European Energy Exchange (EEX) etabliert. Dieser Handelsplatz hat sich inzwischen zu einer der größten Energiebörsen in Europa entwickelt und bietet neben Strom auch den Handel von weiteren Energieträgern, wie Kohle, Öl und Erdgas an.

Vor allem für kurzfristige Stromlieferungen ist der Spotmarkt von großem Interesse. Bei einem Spotmarkt handelt es sich um einen Börsenhandel, bei dem das vereinbarte Geschäft inklusive der physischen Erfüllung innerhalb einer kurzen Zeit abgewickelt

werden muss. Wird der Lieferzeitpunkt vom Vertragsabschluss weiter in die Zukunft gelegt, so werden diese Kontrakte als Termingeschäfte bezeichnet [Kirschen, 04]. Durch den Handel am Spotmarkt wird den Börsenteilnehmern die Möglichkeit gegeben, auf den aktuellen Bedarf und unerwartete Abweichungen der bisherigen Pläne zu reagieren. Seit September 2006 ist es für die Marktteilnehmer möglich, ihre Handelsprodukte an der Börse auch zwischentäglich (Intra-Day) anzubieten. Gehandelt werden, wie beim Day-Ahead Spotmarkt, Stundenkontrakte mit konstanter Leistung. Allerdings geschieht dies zeitlich deutlich näher am Liefertermin. Spätestens 75 Minuten vor der tatsächlichen physischen Lieferung kann an der EEX ein Vertrag am Intra-Day Markt zustande kommen. Der gesamte Intra-Day Spotmarkt findet mit Hilfe einer internetbasierten Software statt, so dass an 365 Tagen im Jahr und 24 Stunden pro Tag gehandelt werden kann. Die Mindestmenge eines Kontraktes beträgt 0,1 MWh. Kontrakte kommen jedoch nicht wie beim Day-Ahead Handel über eine Auktion zu einem definierten Stichpunkt zustande, sondern werden kontinuierlich gehandelt. Sobald ein Kauf- und ein Verkaufsangebot zueinander passen, werden diese zusammengeführt und zum Abschluss gebracht [EEX, 07]. Ab 15 Uhr des Vortages können Angebote eingereicht werden. Diese werden daraufhin in ein offenes, anonymes Auftragsbuch eingetragen und zunächst nach Preis und dann nach Eingangsdatum sortiert. Stehen sich nun zwei ausführbare Angebote in dem Auftragsbuch gegenüber, so werden diese sofort ausgeführt. Andernfalls werden beide Angebote bis 75 Minuten vor dem Liefertermin gespeichert und fortlaufend mit weiteren eingehenden Angeboten verglichen. Aufträge mit dem niedrigsten Verkaufs- und dem höchsten Kaufangebot werden aufgrund der Sortierung zuerst ausgeführt.

Durch diesen kurzfristigen Ausgleich wird letztendlich auch im kurzfristigen Bereich das Einspeiseprofil der Windenergie derart veredelt, dass Tagesbänder entstehen, die wiederum in das Monatsband integriert werden. Entstehen innerhalb der einzelnen Regelzonen Abweichungen zwischen EEG-Einspeisung und -Auspeisung (Monatsbandlieferung), wird diese durch den Einsatz von Ausgleichsenergie zwischen den einzelnen Bilanzkreisen oder Regelenergiebeschaffung ausgeglichen [Zander, 04].

Neben dem vertikalen Ausgleich innerhalb einer Regelzone, ist auch ein sog. Horizontalausgleich notwendig. Der Horizontalausgleich gewährleistet den unmittelbaren Ausgleich der veredelten Einspeiseprofile, so dass (gem. § 14 EEG) alle vier Regelzonen bundesweit die gleiche EEG-Quote erfüllen und die Belastung für alle Endverbraucher gleich hoch ist. Dies spielt jedoch für die kurzfristige Betrachtung keine entscheidende Rolle. Für den kurzfristigen Ausgleich der Einspeiseschwankungen sind in erster Linie die an der Küste und damit an den Netzeinspeiseknoten liegenden ÜNB interessant.

Vor allem aber die Ausgleichsbestrebungen im Viertelstundentakt werden von großer Bedeutung sein, wenn die Offshore-Windenergie-Einspeisungen in das konventionelle Energieversorgungssystem erfolgen. In diesem Betrachtungszeitraum wird deutlich, ob eine Regelzone durch die Summe ihrer Bilanzkreise genügend Ausgleichsenergie be-

sitzt, um Ungleichheiten zwischen Einspeisung und Abnahme auszugleichen, oder die Regelzone gezwungen ist, benötigte kurzfristige Energieeinkäufe auf dem Börsenparkett zu tätigen. Hierfür sind Erfahrungswerte und Charakteristiken der Einspeiseschwankungen aus der Offshore-Windenergie von großer Bedeutung für die zukünftigen Handelsaktivitäten. Um die Auswirkungen zu sehen, müssen die Einspeiseschwankungen mindestens im 15-Minuten-Takt betrachtet werden. Um eine Reaktionszeit garantieren zu können, sollte die Taktung auch geringer ausfallen. So soll sich das Modell hinsichtlich der Obergrenze seines Betrachtungszeitraums an den Zeitintervallen des Bilanzausgleiches orientieren.

Die Festlegung einer Untergrenze für das Modell erweist sich aufgrund des Auftretens von Windböen als schwieriger.

4.2 Intermittente Böenstatistik

An On- und Offshore-Standorten treten Böen auf. Sie finden besondere Berücksichtigung in Untersuchungen zur Strukturbelastung der WEA. Sie haben aber auch Auswirkungen auf die Energieumwandlung und damit auf die Einspeiseschwankungen der Offshore-Windparks. In einer sehr allgemeinen und offen gehaltenen Definition werden die Windböen als „Abweichung von der mittleren Geschwindigkeit, die durchschnittlich einmal pro Referenzperiode T überschritten wird“ [Kristensen, 91] bezeichnet. Die Böen werden auch über die Definition eines Böenfaktors

$$G = \frac{u_{max}}{\bar{u}} \quad (4-1)$$

mit

$$\begin{aligned} u_{max} &= \text{Maximale Windgeschwindigkeit} \\ \bar{u} &= \text{Mittelwert der Windgeschwindigkeiten} \end{aligned}$$

bestimmt, mit dessen Hilfe sie sich quantitativ für unterschiedliche meteorologische und orographische Gegebenheiten vergleichen lassen [Wieringa, 73] [Agustsson, 04].

Jedoch fehlt eine anerkannte Mittelungszeit für das Auftreten der Windböen. Eine detailliertere Klassifikation von Windböen findet sich in der Norm IEC 61400-1 [IEC61400-1, 05]. Hier wird zwischen fünf Böenarten unterschieden. Exemplarisch wird hier die Windböenart „Extreme Operating Gust“ (EOG) dargestellt. Sie wird durch die Formel

$$u_{gust, N} = \beta \cdot \left(\frac{\sigma}{1 + \frac{D}{10 \cdot \Lambda}} \right) \quad (4-2)$$

mit

Λ	=	Skalenparameter (typischerweise 21 m)
σ	=	Standardabweichung der Geschwindigkeitskomponente in Hauptwindrichtung
β	=	Risikoparameter proportional zu N
D	=	Rotordurchmesser
N	=	Wiederkehrzeit einer Böe in Jahren

beschrieben. Der zeitliche Verlauf der EOG ist durch

$$u(t) = u_0 - 0,37 \cdot u_{\text{gust}, N} \cdot \sin\left(\frac{3 \cdot \pi}{T} \cdot t\right) \cdot \left[1 - \cos\left(\frac{2 \cdot \pi}{T} \cdot t\right)\right] \quad (4-3)$$

mit

u_0	=	Geschwindigkeit vor und nach der Böe
T	=	Böendauer (Bei EOG ca. 10,5 s)

definiert. Die anderen vier Böenarten nach IEC 61400-1 sind im Anhang zusammengefasst.

Der Schwachpunkt bei der Charakterisierung der Windböen liegt in ihrer Beschreibung durch die empirischen Faktoren Mittelwert und Standardabweichung. Dies impliziert das Vorliegen einer vollständigen Beschreibung durch die Gauß-Statistik. Genau dies ist jedoch nicht der Fall. In der Turbulenzforschung geht man nicht von einem normalverteilten Auftreten aus. Vielmehr werden hier intermittente Turbulenz- und Böenstatistiken angewandt, die auf Messungen im Bereich von 4 Hz beruhen [Böttcher, 05]. Offshore liegen solche Messreihen bislang nicht in ausreichender Form vor. So können keine Aussagen über das Auftreten und damit der Wirkungen von Böen auf die Windgeschwindigkeit und die Energieumwandlung in diesem Zeitbereich bis zu 12 Sekunden (längstes Auftreten einer einzelnen Böe) gemacht werden. So ist es nicht möglich im Zeitbereich der Primärregelung die Windverhältnisse zu beschreiben. Die technische Verzögerung durch die Reaktionszeit der WEA selbst ist auch noch nicht einbezogen worden. So ist es sinnvoll, den Bereich unter zwei Minuten als Unsicherheitsbereich für das mögliche Modell nicht in Betracht zu ziehen.

Mit den Grenzen aus der Betrachtung der intermittenten Böenstatistik und des Bilanzkreismodells soll das Modell Eingabewerte mit einem Intervall von 2 bis 15 Minuten nutzen können, um so die Betrachtung der Einspeiseschwankungen und der Interaktion zwischen den Windparks und Clustern zu ermöglichen. Um - wie oben bereits genannt - eine Reaktionszeit des Energieversorgungssystems zu gewährleisten, bietet sich das Zeitintervall von 10 Minuten an. In diesem Intervall werden die Windbedingungen an deutschen Offshore-Standorten gemessen. So können diese Messungen direkt als Eingabeparameter für die Modellierung der Windparks genutzt werden.

4.3 Dimensionalität des Modells

Für die Modellierung der Offshore-Windparks stellt sich die Frage nach der Dimensionalität. Die Abschätzungen des langfristigen Energieertrages werden oftmals zweidimensional mit der Berechnung des umgewandelten jährlichen Energieertrages auf Nabenhöhe der Anlagen durchgeführt. Eine Betrachtung des kompletten Rotorradius wird vernachlässigt. Die Berechnung erfolgt mit der Leistungskennlinie der jeweiligen Windenergieanlage. So ist eine Punktbetrachtung des Rotors möglich. Die Nachlaufströmung hinter einer WEA breitet sich dreidimensional in Höhe, Breite und Tiefe aus. So muss diese eigentlich dreidimensional betrachtet werden, da eben auf den verschiedenen Höhen in der Atmosphäre unterschiedliche Windgeschwindigkeiten herrschen und somit streng genommen die Wake-Ausbreitung in sich nicht geschlossen ist.

Die thermische Schichtung stellt - wie in den vorangegangenen Kapiteln bereits beschrieben - ein Maß für die Vertikalgeschwindigkeit des Windes dar. Durch die Betrachtung der thermischen Schichtung kann diese gesamte Problematik vereinfacht werden. Je nach Schichtungsart der Atmosphäre kann von einer gleichmäßigen Windgeschwindigkeit über den gesamten Rotor oder eben von einer höhenabhängigen Windgeschwindigkeit über die Rotorfläche ausgegangen werden. Vor allem das Eintreten des ersten Falles würde eine Vereinfachung ermöglichen, in dem der Rotor wieder zu einer Punktbetrachtung zusammengeführt und die Windenergieanlage wie bei der langfristigen Ertragsabschätzung durch die Leistungskennlinie dargestellt werden kann. Zur Untersuchung der Schichtungsart werden die Messungen an drei deutschen Offshore-Windenergie-Standorten herangezogen.

4.3.1 Betrachtung der thermischen Schichtung

Für die Untersuchung der thermischen Schichtung wird die Ermittlung der Richardson-Zahl mit dem Bulk-Ansatz verwendet. Um eine Aussage für die Nord- und Ostsee zu erhalten, werden Messergebnisse von deutschen Offshore-Forschungsstationen in beiden Gewässern für diese Untersuchung genutzt. Der Vorteil bei der Betrachtung der Stationsmessungen liegt darin, dass die Ergebnisse ohne Weiteres miteinander verglichen werden können, da Einflüsse auf die thermische Schichtung wie z.B. Landschaftseigenschaften (Berge oder Täler) nicht vorher aus den Messdaten herausgerechnet werden müssen [Badger, 07].

4.3.1.1 Thermische Schichtung an der Station FINO I

Für die Station FINO I sind bereits Untersuchungen der thermischen Schichtung durch [Türk, 07a] durchgeführt worden. In dieser Studie wurde eine Referenzhöhe von 40 m gewählt. Δz ist die Differenz zwischen der Referenzhöhe und der Wasseroberfläche und ΔT ist die Differenz zwischen der Temperatur in 40 m Höhe und der Temperatur an der Wasseroberfläche. Aufgrund des Problems des Seegangs und der Gezeiten kann die

Temperatur nicht exakt an der Wasseroberfläche gemessen werden. Deshalb wird hier auf die Temperatur, die ca. 3 m unter der Wasseroberfläche gemessen wird, zurückgegriffen. Hinter Δu verbirgt sich die Differenz zwischen der Windgeschwindigkeit in 40 m Höhe und der Windgeschwindigkeit an der Wasseroberfläche, die den Wert Null beträgt. Als Grenzen zwischen den unterschiedlichen Zuständen der thermischen Schichtung sind auch aufgrund von Messunsicherheiten folgende Werte festgelegt worden:

- $Ri_B < -0,0625$ Labile Schichtung
- $-0,0625 \leq Ri_B \leq 0,0625$ Neutrale Schichtung
- $0,0625 < Ri_B < 0,2$ Stabile Schichtung

Bild 4-3 zeigt die ermittelte Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2004. Mit der Häufigkeitsuntersuchung der Schichtzustände kann eine Aussage darüber getroffen werden, welcher Zustand Offshore dominiert. Um den Einfluss des Gittermastes auszuschließen sind ausschließlich Windrichtungen zwischen 210° und 280° betrachtet worden. Für die weiteren Untersuchungen der Folgejahre an der Station FINO I werden diese Vorgaben für einen besseren Vergleich übernommen.

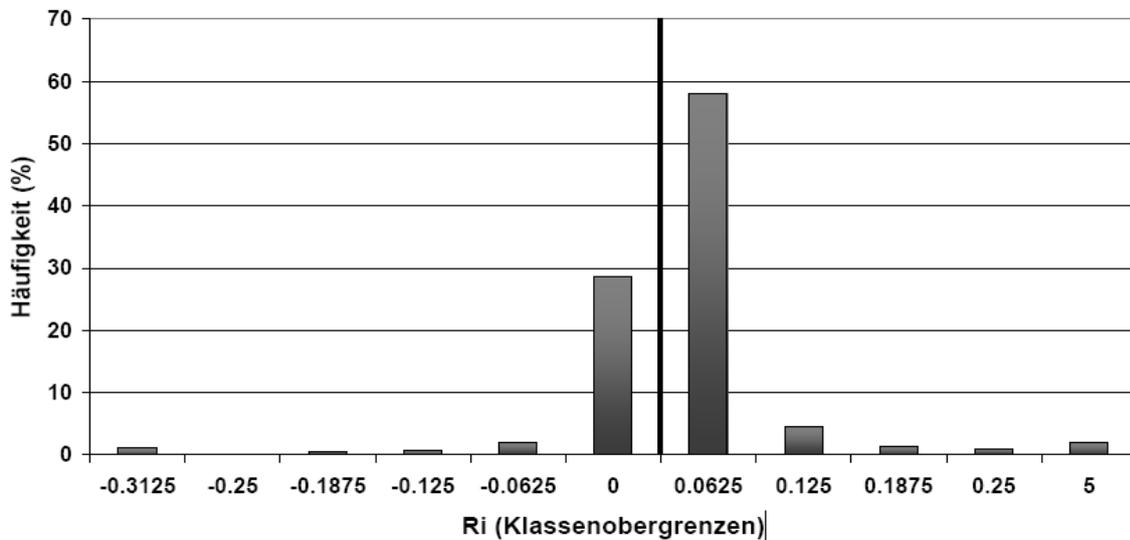


Bild 4-3: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2004 [Türk, 07]

Nach Bild 4-3 tritt mit einer Häufigkeit von knapp 60 % eine Richardson-Zahl von 0 bis 0,0625 auf. Am zweit häufigsten liegt mit knapp 30 % eine Richardson-Zahl zwischen -0,0625 und 0 vor. In diesem Bereich wird die thermische Schichtung als neutral definiert. Daraus folgt, dass die thermische Schichtung zu 90 % neutral ist. Die anderen Klassen der Richardson-Zahl treten mit einer Häufigkeit von unter 5 % auf. Somit liegt mit einer Häufigkeit von ungefähr 5 % jeweils eine labile oder stabile Schichtung vor.

Bild 4-4 stellt den mittleren Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit der Schalenstern-Anemometer in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl für die Windrichtungen

von 210° bis 280° in den Monaten April bis Juli 2004 dar. In diesem Diagramm werden nur die vier häufigsten Klassen, die eine Bulk-Richardson-Zahl von $-0,125$ bis $+0,125$ berücksichtigen, betrachtet. So sind die Höhenverläufe der Windgeschwindigkeit bei labiler, stabiler und neutraler Schichtung abgebildet. Bei der stabilen Schichtung ist hier zwischen den Klassen $[-0,0625 \dots 0]$ und $[0 \dots 0,0625]$ unterschieden worden. Die Verläufe dieser beiden Klassen sind jedoch sehr ähnlich und vor allem ab der Höhe 70 m annähernd gleich.

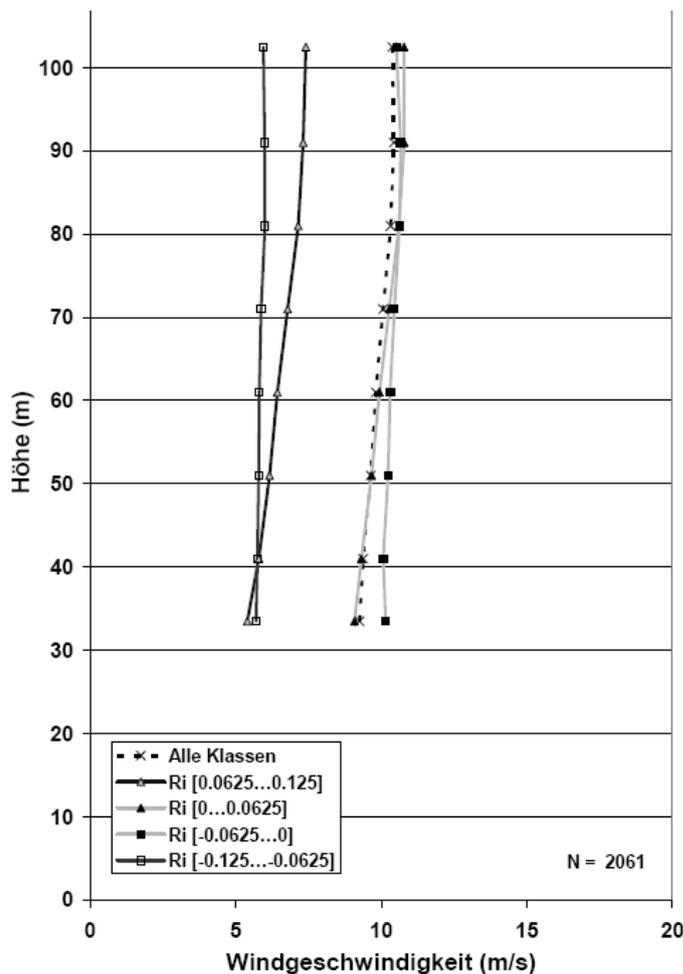


Bild 4-4: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2004 [Türk, 07]

Die Verbindungslinien zwischen den berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten der jeweiligen Schichtung dienen der Veranschaulichung. Sie bilden an dieser Stelle keine Funktion ab. Bei labiler thermischer Schichtung ist aufgrund der guten Luftvermischung kaum eine Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe festzustellen. Wenn eine neutrale thermische Schichtung vorliegt, ist ein vernachlässigbar geringer Vertikalgradient der Windgeschwindigkeit beobachtbar. Die stabile thermische Schichtung lässt die höchste Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe zu.

Im Folgenden wird die thermische Schichtung anhand der FINO I-Messdaten für die Folgejahre 2005 und 2006 bestimmt. Dabei wird die oben beschriebene Methode übernommen, um eine Vergleichbarkeit zwischen den Jahren zu ermöglichen. Für das Jahr 2005 können in der Auswertung nur die Monate Januar bis Mai berücksichtigt werden, da in den anderen Monaten das Messinstrument zur Bestimmung der Wassertemperatur keine Daten erfasst hat. Aus dem gleichen Grund beinhaltet die Auswertung für das Jahr 2006 nur die Monate Februar bis Juni [Türk, 07] [DEWI, 08].

Bild 4-5 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl in 40 m Höhe für die Windrichtung von 210° bis 280° im Jahr 2005. Diese Häufigkeitsverteilung verdeutlicht ebenfalls, dass die neutrale thermische Schichtung am häufigsten auftritt. Hier kommt sie mit einer Häufigkeit von knapp 84 % vor. Im Gegensatz zu der Betrachtung von 2004 ist hier die thermische Schichtung häufiger stabil als labil. Ungefähr 8 % der Zeit im Jahr 2005 ist die thermische Schichtung stabil. Eine labile thermische Schichtung tritt mit einer Häufigkeit von etwa 3 % auf.

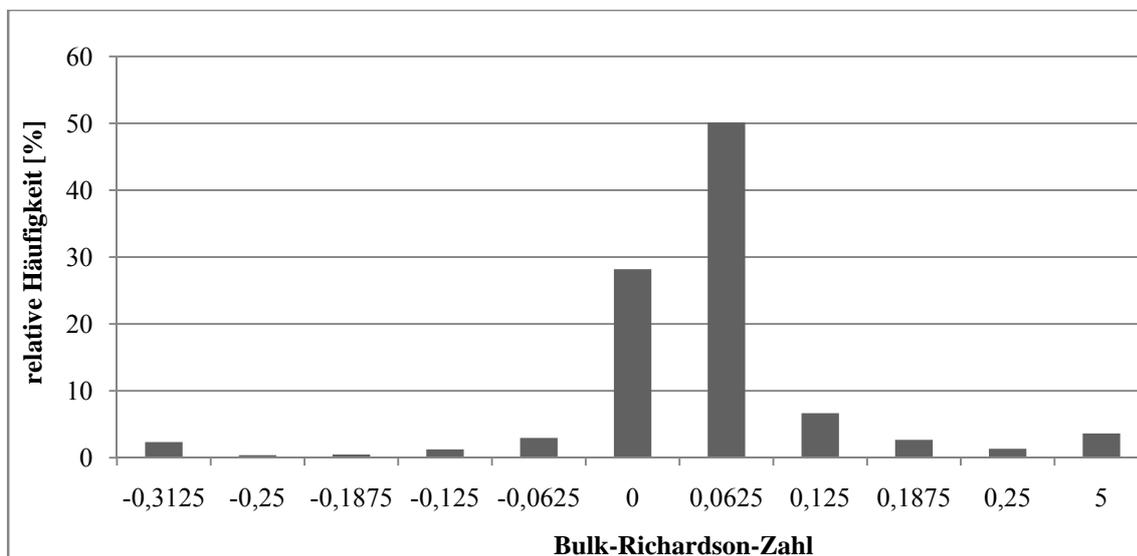


Bild 4-5: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2005

Auch für diesen betrachteten Zeitraum wird der mittlere Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit für die Windrichtungen von 210° bis 280° in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl dargestellt (Bild 4-6). Die Verbindungslinien dienen der Veranschaulichung. Hier ist ebenfalls zu sehen, dass labile Schichtungsverhältnisse die geringste vertikale Windgeschwindigkeitsaufnahme aufweisen. Dagegen verursacht eine stabile Schichtung die größten Windgeschwindigkeitszunahmen mit der Höhe. Die labile Schichtung offenbart, wie auch in der vorherigen Betrachtung des Jahres 2004, eine leichte vertikale Geschwindigkeitszunahme. Wie auch bei der Untersuchung des Jahres 2004 tritt eine neutrale thermische Schichtung im Vergleich zu den anderen Schichtungen bei höheren Windgeschwindigkeiten auf.

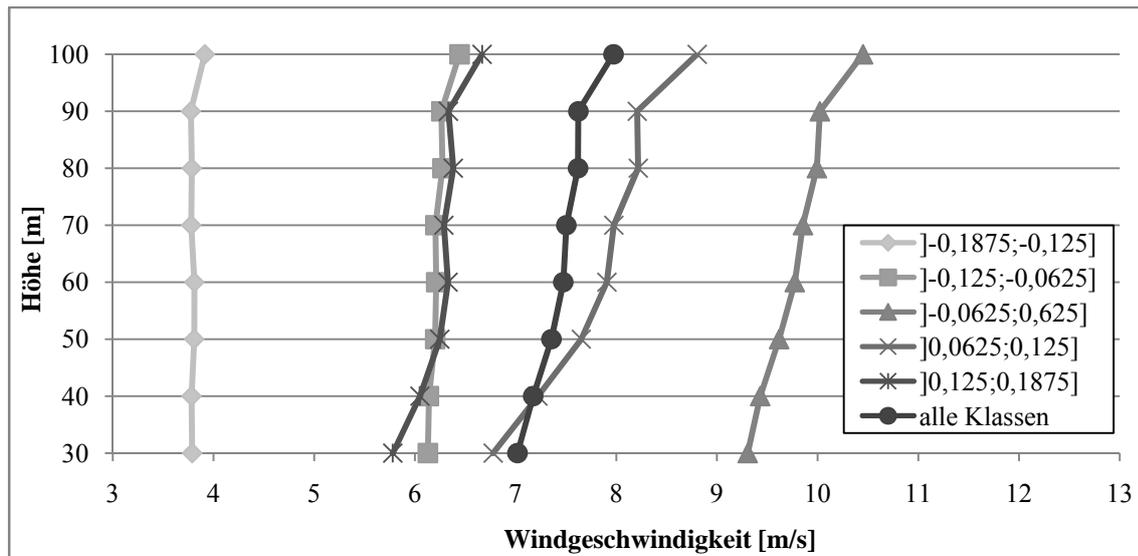


Bild 4-6: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2005

Weiterhin sind die Messdaten von FINO I für das Jahr 2006 zur Bestimmung des mittleren Höhenverlaufs der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Bulk-Richardson-Zahl für die Windrichtungen 210° bis 280° herangezogen worden. Dazu wird wieder zu Beginn die Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl betrachtet (vgl. Bild 4-7). Hier zeigt sich, dass im Vergleich zu den Jahren 2004 und 2005 die Häufigkeit der neutralen thermischen Schichtung auf einen Wert von ungefähr 53 % zurückgegangen ist. Auch die labile thermische Schichtung tritt nur noch mit knapp 2 % auf. Dafür hat die Häufigkeit der stabilen thermischen Schichtung deutlich zugenommen und beträgt nun über 35 %.

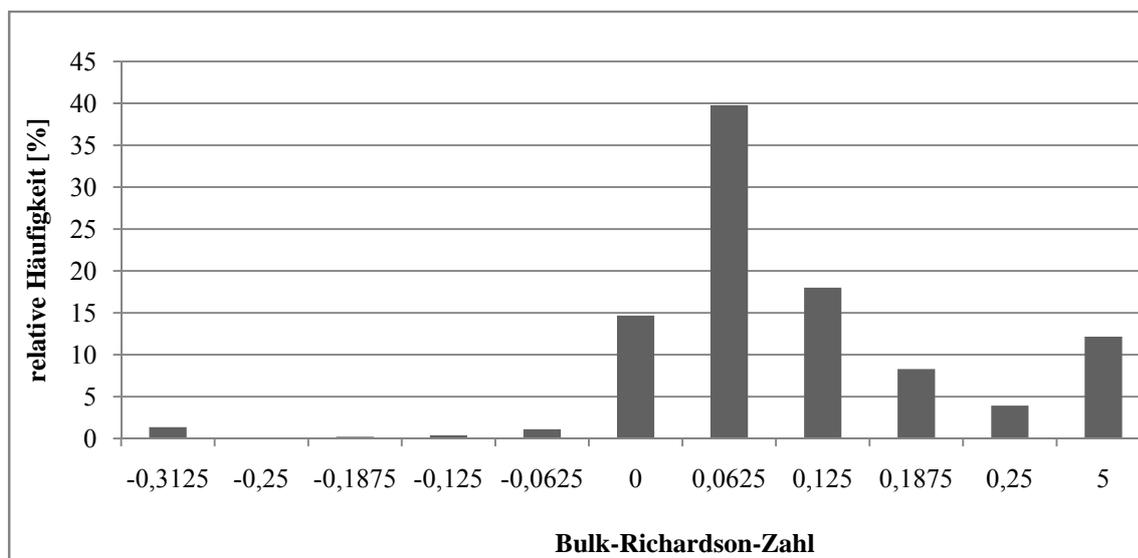


Bild 4-7: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für das Jahr 2006

Die Zunahme der vertikalen Windgeschwindigkeit im Jahr 2006 ist mit den Jahren 2004 und 2005 vergleichbar (vgl. Bild 4-8). Die labile und die neutrale Schichtung weisen

nur geringe Zunahmen mit der Höhe auf, die stabile dagegen die stärkste Zunahme. Der Knick im Bereich von 90 auf 100 m tritt bei allen Schichtungsarten auf. Es ist davon auszugehen, dass es sich hier um ein messspezifisches Problem handelt und somit nicht auf die Schichtung zurückzuführen ist. Ein Unterschied zu den vorhergegangenen Jahren liegt darin, dass die stabile Schichtung und nicht mehr die neutrale Schichtung vermehrt bei den höheren Windgeschwindigkeiten auftritt.

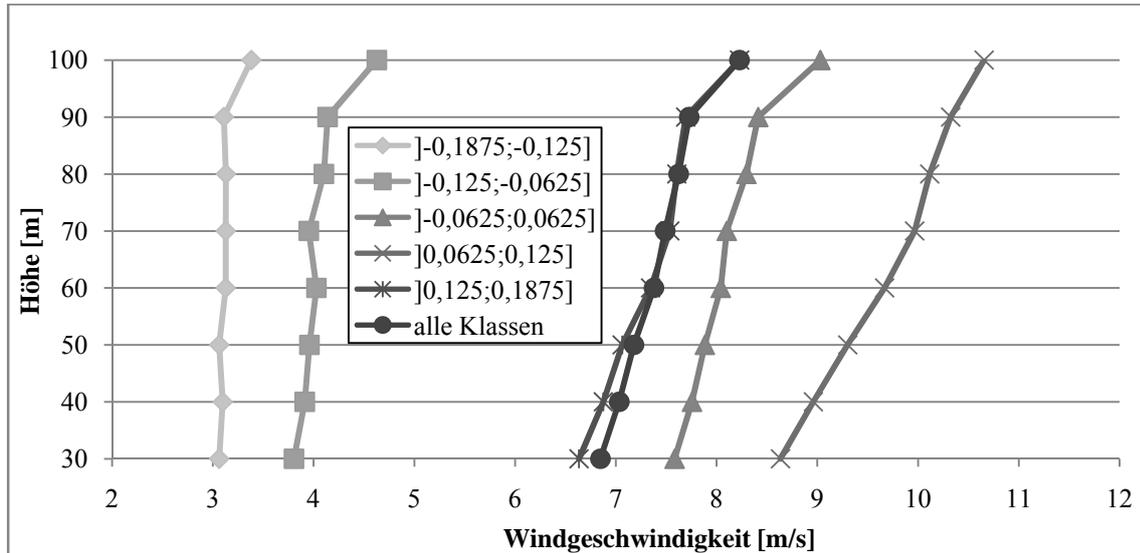


Bild 4-8: Mittlerer Höhenverlauf der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Bulk-Richardson-Zahl im Jahr 2006

Die Betrachtung der thermischen Schichtung über die drei Jahre an der Forschungsstation FINO I zeigt, dass die neutrale Schichtung dominiert. Sie weist geringe vertikale Windgeschwindigkeitszunahmen auf.

4.3.1.2 Thermische Schichtung an einer weiteren Offshore-Forschungsstation in der Nordsee

Für die Untersuchung der thermischen Schichtung an dieser Station erfolgt ebenfalls eine Anpassung des beobachteten Windrichtungssektors, um auch dort eine Unabhängigkeit vom Masteinfluss zu gewährleisten. Anhand der Konstruktionszeichnungen lässt sich erkennen, dass vor allem auf der Achse entlang der Ausleger die höchsten Turbulenzen auftreten. So muss der beeinflusste Winkelbereich aus der Betrachtung herausgenommen werden.

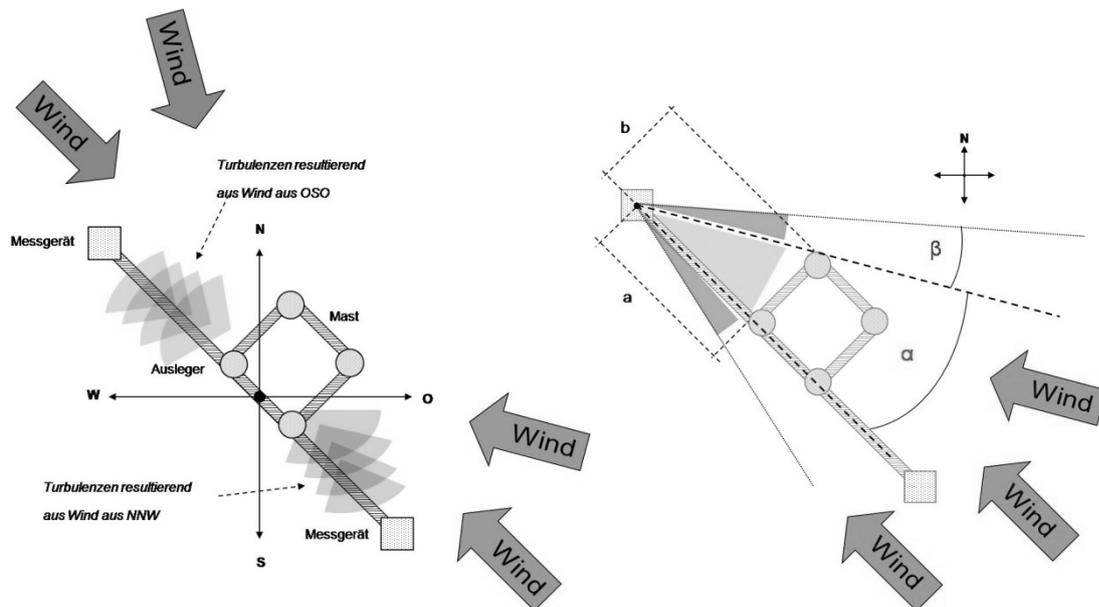


Bild 4-9: Mastbeeinflussung und Mastschattenberechnung

Bild 4-9 zeigt den beeinflussten Winkelbereich, welcher sich durch die Abmaße des Mastes und der Entfernung des Messgerätes zum Mast ergibt. Da auf unterschiedlichen Messhöhen verschiedene Auslegerlängen vorliegen, wird bei der Bestimmung der Mastabschattung der oberste und zugleich kürzeste Ausleger gewählt, da dieser aufgrund des geringsten Abstandes von Messgerät und Mast den größten Beeinflussungen von mastinduzierten Turbulenzen unterliegen muss. Der sich ergebende Winkel wird über eine einfache Winkelbeziehung errechnet. Da gerade an den äußeren Kanten des Mastes auch über die Abmaße hinaus Verwirbelungen zu erwarten sind, ist der errechnete Winkel mit einem weiteren Sicherheits-Aufschlag zu belegen. Insgesamt wird ein Winkel von 50° für die Untersuchung der thermischen Schichtung ausgeschlossen.

Für die Station wird der Zeitraum Herbst 2006 bis Ende 2007 betrachtet. Die Ausfallquote ist marginal, so dass die Betrachtung kontinuierlich über mehr als ein Jahr durchgeführt werden kann. Zusätzlich wird die thermische Schichtung zwischen der Wasseroberfläche und der Referenzhöhe der Anlagennabe betrachtet. So ergibt sich für die Berechnung der Bulk-Richardson-Zahl eine Höhendifferenz von 90 m. Für den besseren Vergleich zur Station FINO I werden die Intervall-Grenzen für die unterschiedlichen Zustände der thermischen Schichtung beibehalten.

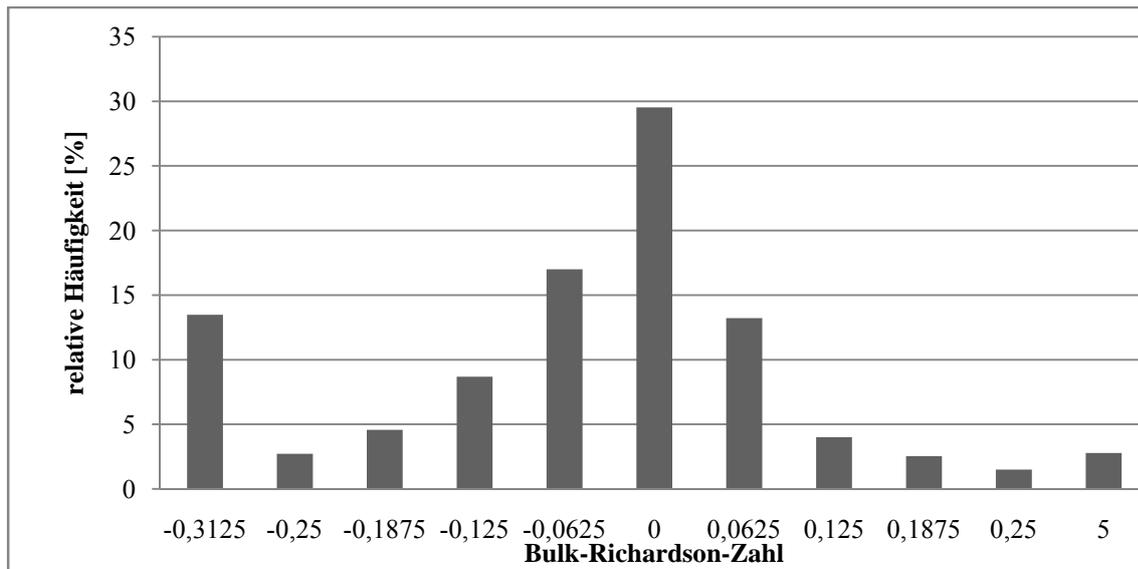


Bild 4-10: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für den Standort in der Nordsee 2006/2007 (ohne Masteinfluss)

In Bild 4-10 ist ersichtlich, dass hier an der Station ebenfalls die neutrale Schichtung mit einer Häufigkeit von ca. 60% dominiert. So gilt auch an dieser Station für den Betrachtungszeitraum eine geringe Zunahme der vertikalen Windgeschwindigkeiten.

4.3.1.3 Thermische Schichtung an einer Offshore-Forschungsstation in der Ostsee

Auch für diese Forschungsstation wird der Einfluss des Mastes für die Betrachtung der thermischen Schichtung herausgerechnet. Aufgrund der Dreiecks-Geometrie des Mastes und der drei Messgeräte pro Messebene, wirken die Abschattungseffekte weit geringer auf die Messaufnahme ein. Dies ist der große Vorteil der Dreiecks-Geometrie gegenüber einer Rechtecks-Geometrie mit jeweils 2 Messgeräten pro Ebene (vgl. Bild 4-11).

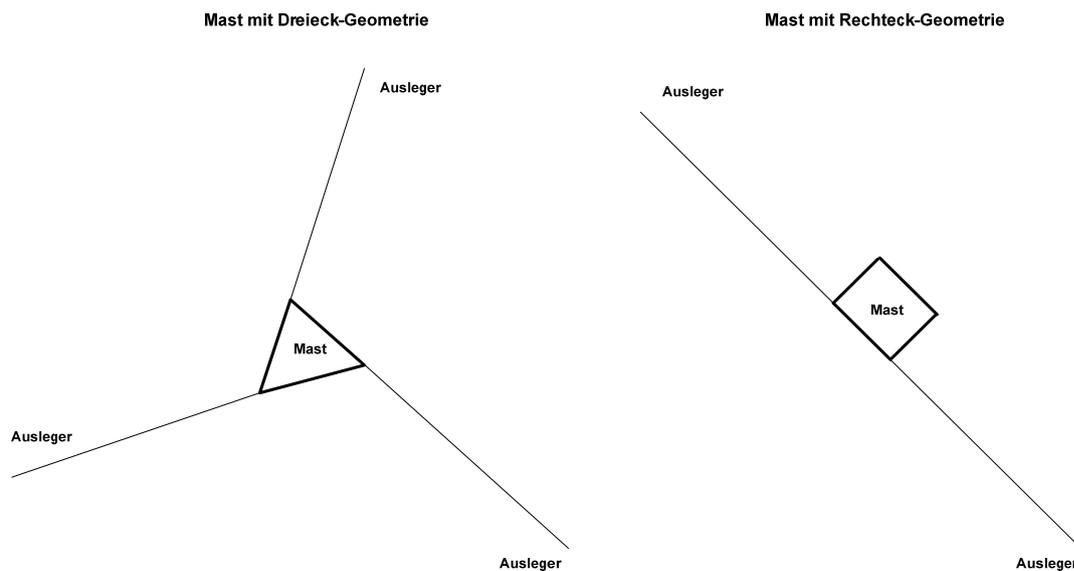


Bild 4-11: Geometrie des Mastaufbaus

Für diese Station wird der gleiche Zeitraum wie für die vorherige Offshore-Station in der Nordsee betrachtet. Für die Berechnung der Bulk-Richardson-Zahl liegt auch hier eine Höhendifferenz von ca. 90 m vor. Die Häufigkeitsverteilung ist in Bild 4-12 dargestellt.

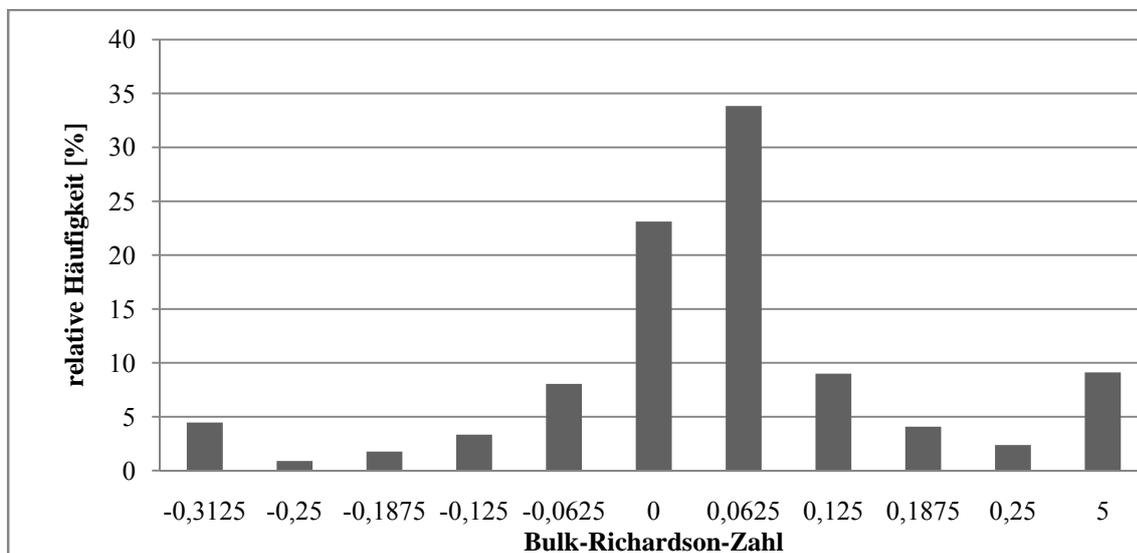


Bild 4-12: Häufigkeitsverteilung der Bulk-Richardson-Zahl für den Standort in der Ostsee, 2006/2007 (ohne Masteinfluss)

Auch hier fällt auf, dass die neutrale Häufigkeit eindeutig dominiert. Hier liegt der Anteil der neutralen Schichtung bei ca. 63 %. Der Einfluss der labilen Schichtung liegt bei knapp 10 %.

Für alle drei Offshore-Standorte hat sich herausgestellt, dass die neutrale thermische Schichtung mit einer großen Häufigkeit im Vergleich zu den anderen Schichtungen auf-

tritt. Somit ist nur mit einer geringen Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe zu rechnen. Damit kann bei der weiteren Modellierung der Offshore-Windparks die Vertikalgeschwindigkeit vernachlässigt werden und die Vereinfachung einer zweidimensionalen Betrachtung der Windenergieanlage sowie die Modellierung einer solchen durch die Leistungskennlinie erfolgen.

4.3.2 Auswirkungen der thermischen Schichtung auf die Nachlaufströmungen im Windpark

Die jeweilige thermische Schichtung hat ebenfalls Auswirkungen auf die innerhalb des Offshore-Windparks generierten Nachlaufströmungen und damit indirekt Einfluss auf die Energieverluste und Einspeiseschwankungen infolge der Parkwirkung. Untersuchungen sind an den dänischen Offshore-Windparks „Horns Rev“ und „Nysted“ durchgeführt worden. Als Ergebnis beider Untersuchungen ist festgestellt worden, dass die elektrischen Energieumwandlungsverluste durch die innerhalb des Parks generierten Wakes am stärksten bei stabiler atmosphärischer Schichtung ausgeprägt sind. Bei neutralen und instabilen Schichtungsverhältnissen sind die Verluste geringer [Barthelmie, 07a]. Das folgende Bild 4-13 zeigt den normalisierten Verlauf der Energieeinspeisung einer Anlagenreihe von 7 WEA des Parks „Nysted“ bei einer unbeeinflussten Anfangswindgeschwindigkeit zwischen 8 und 10 m/s.

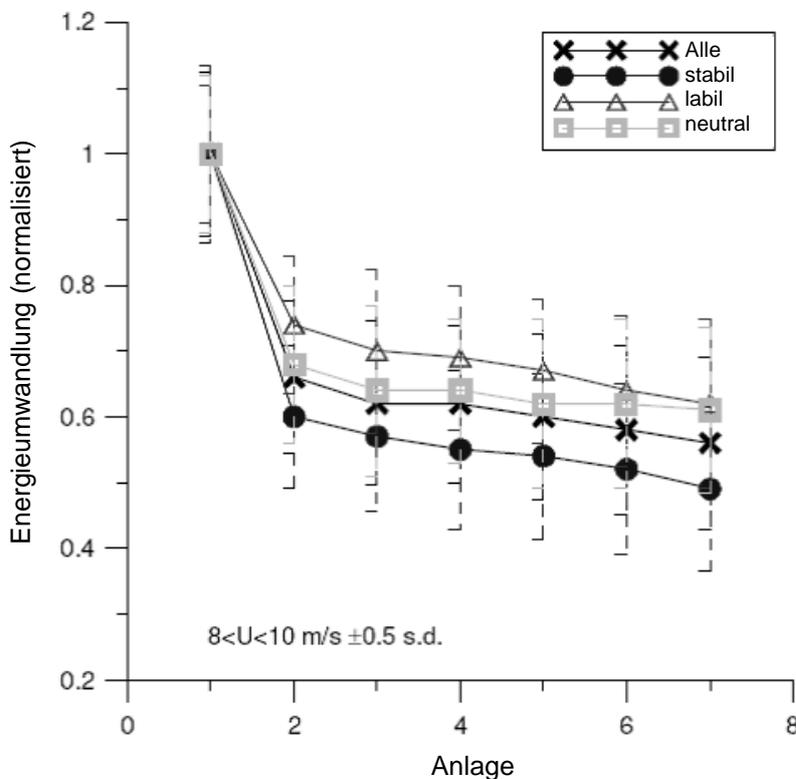


Bild 4-13: Energieeinspeisung einer Anlagenreihe bei einer Anfangswindgeschwindigkeit zwischen 8 m/s und 10 m/s [Barthelmie, 07a]

Deutlich sind die normalisierten Energieverluste durch die Nachlaufströmungen bei stabiler thermischer Schichtung zu erkennen. Der Unterschied zwischen neutraler und stabiler Schichtung bezüglich der Wakes liegt bei der siebten Anlage innerhalb einer angeströmten Anlagenreihe bei mehr als 10 % bezogen auf die normalisierte Energieeinspeisung.

Auch beim Windpark „Horns Rev“ treten die Wake-Verluste auf. Jedoch liegt bei diesem Park hauptsächlich eine neutrale thermische Schichtung vor. Diese Erkenntnis deckt sich mit den vorangegangenen Untersuchungen an den drei deutschen Offshore-Forschungsstationen. Der Park „Nysted“ ist aufgrund seiner Lage durch die in annähernd umschließenden Landmassen einem starken Festlandeinfluss unterlegen. Dies erklärt auch eine annähernde Gleichverteilung aller drei thermischen Schichtungsarten.

So hat die thermische Schichtung Einfluss auf die Einspeiseschwankungen und auf die Modellierung des Offshore-Windparks. Aufgrund der Wahl des Jensen-Modells muss eine Anpassung des k -Parameters möglich sein, um den Wake-Einfluss realistisch darzustellen.

5 Das Modell CEIVO

Nach der Festlegung des Zeitbereiches und der Dimension der Betrachtung wird in diesem Abschnitt unter Bezugnahme auf die Ausführungen im Kapitel 3 das Untersuchungsmodell CEIVO (Cluster Estimation of Input Variability at Offshore Windfarms) vorgestellt. Zuerst erfolgt eine kurze Einführung in die Modellbildung, bevor das Modellierungsziel und die -struktur beschrieben werden. Anschließend werden wichtige Anforderungen an ein nicht-aggregiertes Offshore-Windpark-Modell erläutert.

5.1 System, Modell und Modulbildung

Ein System ist nach DIN 19226 [DIN, 94] eine gegenüber einer „Umwelt“ abgegrenzte Gesamtheit von Elementen. Zwischen diesen Elementen bestehen Beziehungen. Diese Beziehungen sowie die Abgrenzung zur Umwelt ermöglichen die Behandlung der Elemente als eine Einheit (z. B. eine Maschine). Die Interaktion mit der Umwelt oder Systemumgebung erfolgt über festgelegte Systemein- und -ausgänge. Jedes Element erhält seine Bedeutung erst durch das System. Man kann die Teile eines Systems deshalb nicht ohne den Systemzusammenhang analysieren oder gestalten, da das System Leistungen erbringt, die mehr und anders als die Summe der Leistungen aller einzelnen Systemelemente sind. In Bild 5-1 sind die grundlegenden Systembegriffe dargestellt.

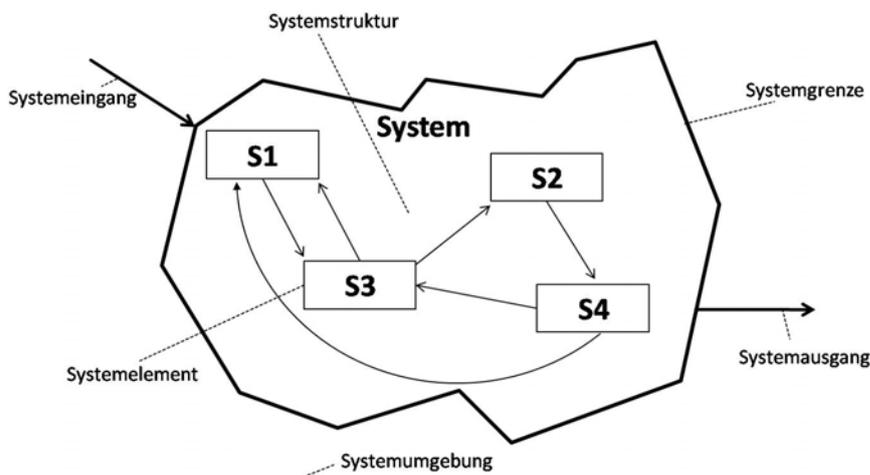


Bild 5-1: Grundlegende Systembegriffe (nach [Ossimitz, 03])

Das Modell ist eine Veranschaulichung von Systemen. Es stellt ein unverzichtbares Instrument zur Beherrschung komplexer technischer und natürlicher Systeme dar, indem das Modell das System in seiner Struktur, seinem Verhalten oder in seiner Funktion vereinfachend nachbildet [Fischer, 08]. „Ein Modell ist ein bewusst konstruiertes Abbild der Wirklichkeit, das auf der Grundlage einer Gegenstands- Struktur-, Funktions- oder Verhaltensanalogie zu einem entsprechenden Original von einem Subjekt eingesetzt bzw. genutzt wird, um eine bestimmte Aufgabe lösen zu können, deren Durchfüh-

„... die Realisierung mittels direkter Operation am Original zu aufwendig und nicht zweckmäßig ist“ [Klaus, 76]. Im Bereich der Systemmodellierung stellt ein Modell ein abstraktes dynamisches System dar, welches anstelle des gewollten, geplanten oder gegebenen Systems betrachtet wird. Es weist nur eine gewisse Menge ausgewählter, gerade interessierender Sachverhalte des realen Systems auf. Die Auswahl der durch ein System abgedeckten Sachverhalte beruht stets auf Zweckmäßigkeitsüberlegungen und hängt naturgemäß stark vom Kontext ab (Situation, Adressaten, interessierende Systemmerkmale, etc.), in dem ein Modell erstellt wird [Tabeling, 06].

Bei der Implementierung eines Modells in eine Simulationsumgebung ist die Verwendung von Modulen vorteilhaft. Ein Programm eines Modells, bestehend aus einzelnen voneinander unabhängigen Modulen, ist leichter verständlich als ein monolithischer Programmblock mit einer unübersichtlich hohen Anzahl von Programmierzeilen [Merker, 06]. Das grundlegende Designprinzip bei der Programmentwicklung wie auch bei der Modellierung ist die Modularisierung des Gesamtkomplexes, d. h. ein System soll aus Einzelmodulen bestehen. Nach dem caesarischen Leitsatz „divide et impera“ handelnd, kann dann ein komplexes Problem in überschaubare Teilprobleme aufgeteilt werden. Die Eigenschaften der Verwendung eines Moduls sind, dass ein Modul eine abgeschlossene, eindeutige Aufgabe erfüllt und nur über eindeutig definierte Schnittstellen mit der Außenwelt kommuniziert. Das Modul trennt dabei zwischen Schnittstellen und Implementierung. Den eigentlichen Programmcode enthält die Implementierung. Die Schnittstelle beschreibt die Aufrufmöglichkeiten und die Ein- und Ausgaben des Moduls. Vorteilhaft bei der Modularisierung ist der übersichtliche und gleichzeitig gegliederte und strukturierte Aufbau des Gesamtsystems. Die Summe der abgeschlossenen Untersysteme ist besser verständlich als ein großes Einzelsystem. Dadurch ist auch die Testbarkeit des Gesamtmodells vereinfacht, da die Module einzeln getestet werden können. Auch Abänderungen sind einfacher umzusetzen. Darüber hinaus ist auch eine Arbeitsteilung und Parallelentwicklung möglich.

5.2 Modellierungsziel

Ziel ist die Modellierung der Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks, um so das Einspeiseverhalten dieser Parks einzeln wie auch in einem Windpark-Cluster darzustellen. So können die auf das Versorgungssystem einwirkenden Einspeiseschwankungen aus der Offshore-Windenergie wie auch die möglichen natürlichen Kombinationspotentiale aus dem Zusammenwirken einzelner Parks und Cluster ermittelt werden. Als Eingangsparameter sollen die Messdaten von Offshore-Forschungsstationen wie z.B. FINO I dienen. Wie bereits in Kapitel 2.5 dargestellt, bieten diese Daten eine realitätsnahe Darstellung der Windverhältnisse auf hoher See. Auf eine aggregierte Betrachtung eines Parks wird verzichtet. Stattdessen werden die einzelnen Anlagen und ihre Abstände zueinander betrachtet. So werden innerhalb des Modells die einzelnen Nach-

laufströmungen der Anlagen sowie die Wake-Einwirkung auf die leeseitigen Anlagen berechnet. Zusätzlich wird die Wake-Kombination und -Interaktion innerhalb eines Parks berücksichtigt (Näheres dazu in diesem Kapitel). So ermöglicht dieses Modell die Beschreibung des Parkverhaltens bei unterschiedlicher Parkgeometrie und veränderlichen Windverhältnissen. Darüber hinaus soll nicht nur der einzelne Park und sein Einspeiseverhalten untersucht werden, sondern auch der über eine gemeinsame Anbindung an das konventionelle Energieversorgungsnetz entstehende Park-Verbund und sein Einspeiseverhalten, abhängig von den Entfernungen der einzelnen Parks zueinander und somit der Parkinteraktion, in den Fokus der Betrachtung gerückt werden. Die Abstände der Parks zueinander sind dabei ebenfalls eine variabel einstellbare Größe. Die in dem Modell verwendeten Zeitreihen als Eingangsfaktor ermöglichen darüber hinaus auch die Betrachtung der zeitlichen Verschiebung der vorherrschenden Windbedingungen an den verschiedenen Standorten und damit die möglichen Interaktionen im Park-Verbund wie auch zwischen Parks an unterschiedlichen Standorten wie z.B. Nordsee/Ostsee.

5.3 Modellstruktur

In der Modellvorstellung sind die Offshore-Windparks zusammen geschaltet und speisen über eine Anbindung in das konventionelle Energieversorgungsnetz ein. Dies gilt für einzelne Parks an geographisch verteilten Standorten wie auch für einen Park-Verbund (Park-Cluster). Da die Einspeiseschwankungen der Parks und die damit verbundenen Ausgleichspotentiale im Fokus der Betrachtung stehen, werden hier die Übertragungswege und Netzverluste innerhalb des einzelnen Parks wie auch in der Anbindung ans Energieversorgungsnetz vernachlässigt und ein Punktmodell betrachtet (Bild 5-2).

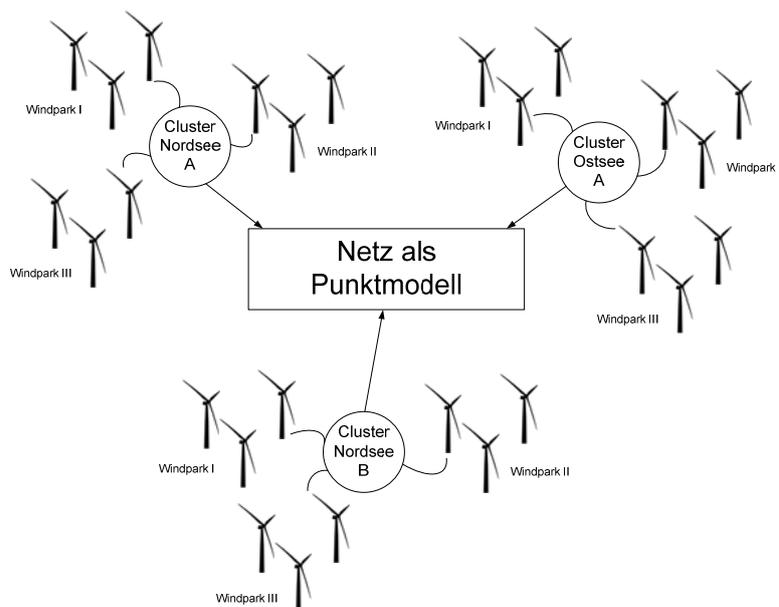


Bild 5-2: Reduktion des Netzes auf ein Punktmodell

Als Eingangsparameter werden Windgeschwindigkeits- und Windrichtungszeitreihen von Offshore-Messstandorten mit Messungen in unmittelbarer Nabenhöhe verwendet. Die Dimensionalität und der Zeitbereich der Betrachtung sind bereits im vorherigen Kapitel diskutiert worden. Das Modell CEIVO basiert auf einer zweidimensionalen Darstellung der Wakes und einer Punktbetrachtung des Rotors auf Nabenhöhe der Anlage. Die zu verwendenden Zeitreihen der Windbedingungen sind an Offshore-Standorten durch die Forschungsplattformen aufgenommen und von etwaigen Einflüssen des Mastes und anderen Signaleinflüssen bereinigt worden. Der Zeitbereich der Betrachtung basiert auf Intervalle der zehnmütigen Mittelwerte.

Weitere variabel einstellbare Größen sind die äußere Parkform, der Abstand der Anlagen zueinander und der Abstand der Parks innerhalb des jeweils zu betrachtenden Park-Verbundes. Zudem soll auch die Weite der Ausbreitung der Nachlaufströmung über den k -Parameter variabel einstellbar sein. Die Ausbreitung selbst folgt dem Ansatz von Jensen und wird als linear festgelegt. Somit muss innerhalb des betrachteten Offshore-Windparks die Berechnung der einzelnen Wake-Verläufe, der Schnittpunkte der Wakes sowie die der anteiligen Beeinflussungen auf die einzelnen Anlagen innerhalb eines Parks durchgeführt werden.

Das Modell besteht aus einzelnen Berechnungsmodulen für einen einzelnen Park. Da mehrere Parks zu einem Cluster zusammengeschaltet werden und über einen Netzknoten einspeisen, ermöglicht die Modularisierung des Modells sowohl eine Betrachtung eines einzelnen Offshore-Windparks wie auch die Interaktion einer beliebigen Anzahl von Parks in einem Verbund.

Für das Modell CEIVO wird die Simulationsumgebung MATLAB/SIMULINK genutzt. Diese bietet verschiedene Vorteile. Zum einen ist die Anbindung selbst-entwickelter Modelle in die Simulationsumgebung möglich. Dadurch wird eine große Flexibilität erreicht, die sich bei der Entwicklung des Park- wie auch Clustermodells als ein großer Vorteil erweist. Das Systemverhalten kann mit komplizierteren Modellen untersucht werden. Dabei kann die Schrittweite der Simulation variabel gestaltet werden. Durch die Module in dem Simulationsmodell sind dann auch Ergänzungen des Modells weit einfacher durchzuführen.

5.4 Anforderungen an ein nicht-aggregiertes Offshore-Windpark-Modell

Aufgrund der nicht-aggregierten Betrachtung eines Parks muss jede einzelne Anlage und ihre Auswirkungen auf nachgelagerte Anlagen betrachtet werden. Hier sollen die wichtigen Modellierungsschritte dargestellt und erläutert werden.

5.4.1 Durchzug der Windfront

Die hauptsächlichen Input-Variablen für den Windpark sind die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung. Der Wind kann als eine makroklimatische Größe angesehen werden, die somit großflächig entsteht und bei Vernachlässigung lokaler Gegebenheiten wie Oro- und Topographie als gleichmäßig angesehen werden kann [Christen, 01]. Vor allem für Offshore-Standorte ist dies der Fall. So kann hier die Hypothese der eingefrorenen Turbulenz nach Taylor verwendet werden [Taylor, 38] [Hinze, 76]. Diese besagt, dass die Windgeschwindigkeit u_0 an der Stelle $x+\Delta x$ mit derjenigen übereinstimmt, die zu einem um Δt früheren Zeitpunkt an der Stelle x aufgetreten ist:

$$u_0(x + \Delta x, t) = u_0(x, t - \Delta t) \quad (5-1)$$

mit

$$\Delta t = \frac{\Delta x}{\overline{u_0}}$$

$\overline{u_0}$ = durchschnittliche Windgeschwindigkeit

Die Charakteristika zeitlicher Fluktuationen an einem Betrachtungspunkt und die Charakteristika räumlicher Fluktuationen zu einer festen Zeit entsprechen einander [Fröhlich, 06]. In Anlehnung an [Matics, 07] wird in dieser Modellierung der auf den Park treffende Wind als eine Windfront angesehen, die auf ihrer gesamten Breite eine konstante Windgeschwindigkeit aufweist. Da die einlaufende Front wesentlich breiter als der Offshore-Windpark bzw. der gesamte Park-Verbund ist, gilt für das gesamte Wind-Modell eine einheitliche einlaufende Windfront, die sich dann innerhalb eines zeitlichen Verlaufs durch den betrachteten Park bewegt (vgl. Bild 5-3).

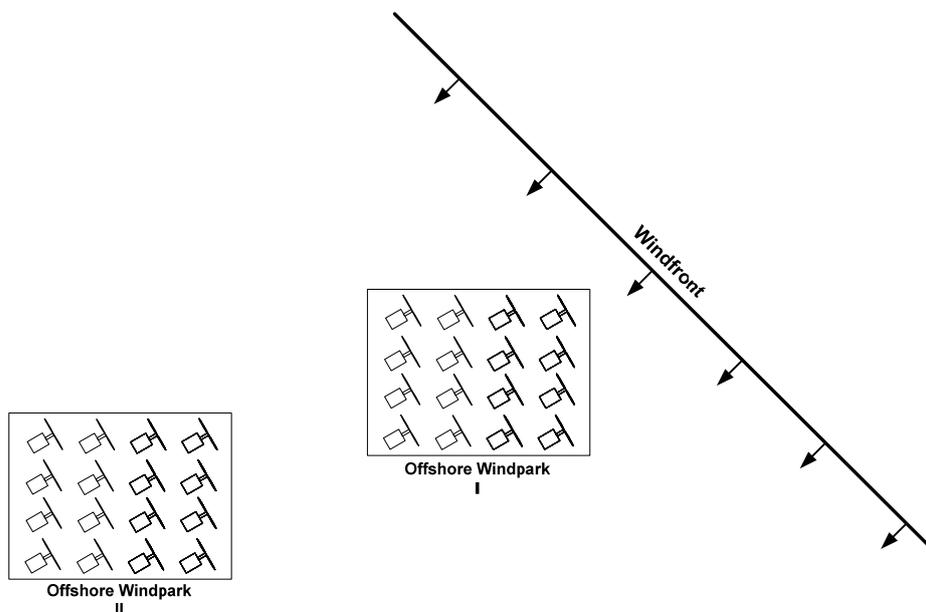


Bild 5-3: Einwirkende Windfront auf einen Park-Verbund

Trifft die Windfront auf die - aus ihrer Sicht - erste Anlage eines Parks oder Clusters, wird die Berechnung gestartet. Die weiteren Anlagen werden zeitlich versetzt getroffen, je nachdem mit welcher Windgeschwindigkeit und welcher Windrichtung die Windfront auf den Park trifft und durch diesen zieht. Hierbei muss der Abstand der Anlagen zu der die Berechnung einleitenden Windfront berechnet werden. Die Windfront wird in Bild 5-4 durch die Tangente an der ersten von dem Wind angeströmten WEA beschrieben. Die Strecke von der Windfront zur jeweils nachfolgenden WEA beschreibt die Orthogonale zu dieser Tangente.

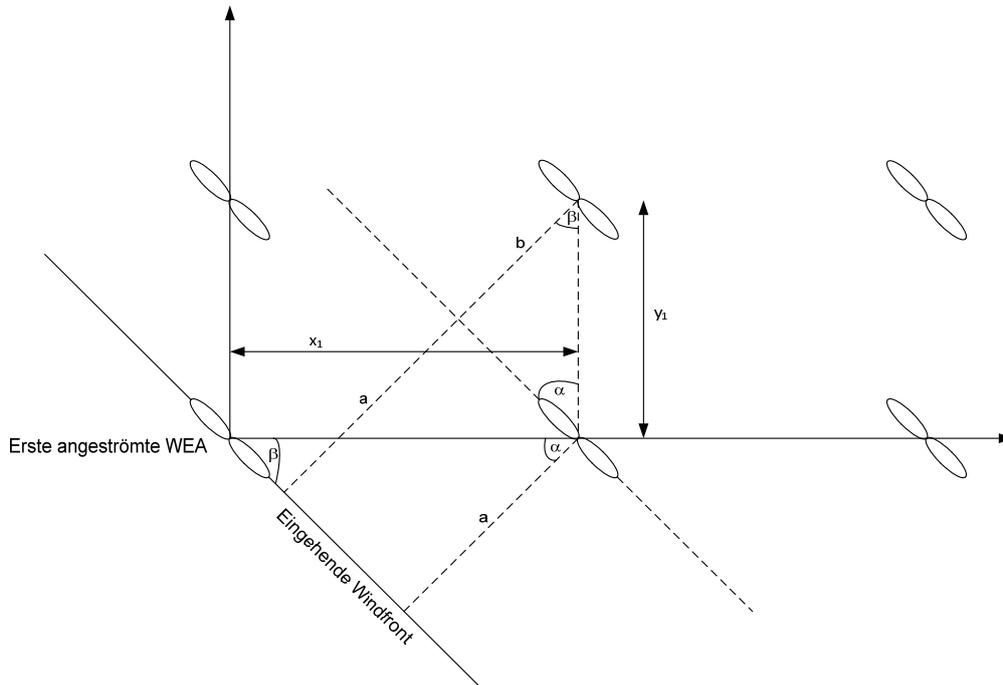


Bild 5-4: Abstand der Windfront zu den einzelnen Anlagen im Park

Aus Bild 5-4 wird deutlich, dass sich die Berechnung der Entfernung

$$l(\alpha, x_1, y_1) = a + b = [\cos(\alpha) \cdot x_1 + \sin(\alpha) \cdot y_1] \quad (5-2)$$

mit

- x_1 = Abstand der WEA zur ersten angeströmten WEA in x-Richtung
- y_1 = Abstand der WEA zur ersten angeströmten WEA in y-Richtung

aus zwei Termen zusammensetzt. Der erste Term beschreibt die Entfernung von der Windfront zur ersten Anlagenreihe, zu der auch die zuerst angeströmte WEA gehört, und wird durch a dargestellt. Im zweiten Term wird die Entfernung von der ersten durch die Windfront angeströmten Anlagenreihe zur betrachteten Anlage im Park ermittelt. Wie in Bild 5-4 dargestellt, kann die Windfront hierzu parallel um a verschoben werden. Für den zweiten Term muss b ermittelt werden. Dies erfolgt ebenfalls über eine

Winkelfunktion. Aus der Addition beider Terme folgt die gesamte Strecke von der Windfront zur jeweils angestrahlten WEA.

5.4.2 Veränderliche Parkgeometrie und k-Parameter-Variation

Aufgrund der Parks und der Flächenvorgaben spielt die Geometrie eine besondere Rolle. Je nach eingehender Windfront wird der Park anders angeströmt, die Anlagen stehen in einer anderen Relation zur freien, unbeeinflussten Windgeschwindigkeit. So ist in dem Programm vorgesehen, dass der Nutzer die Parkgeometrie der zu untersuchenden Offshore-Windparks vor der Berechnung einstellen kann. Dies erfolgt über eine Eingabemaske, die eine Binärmatrix für die weiteren Berechnungen an das Programm weitergibt.

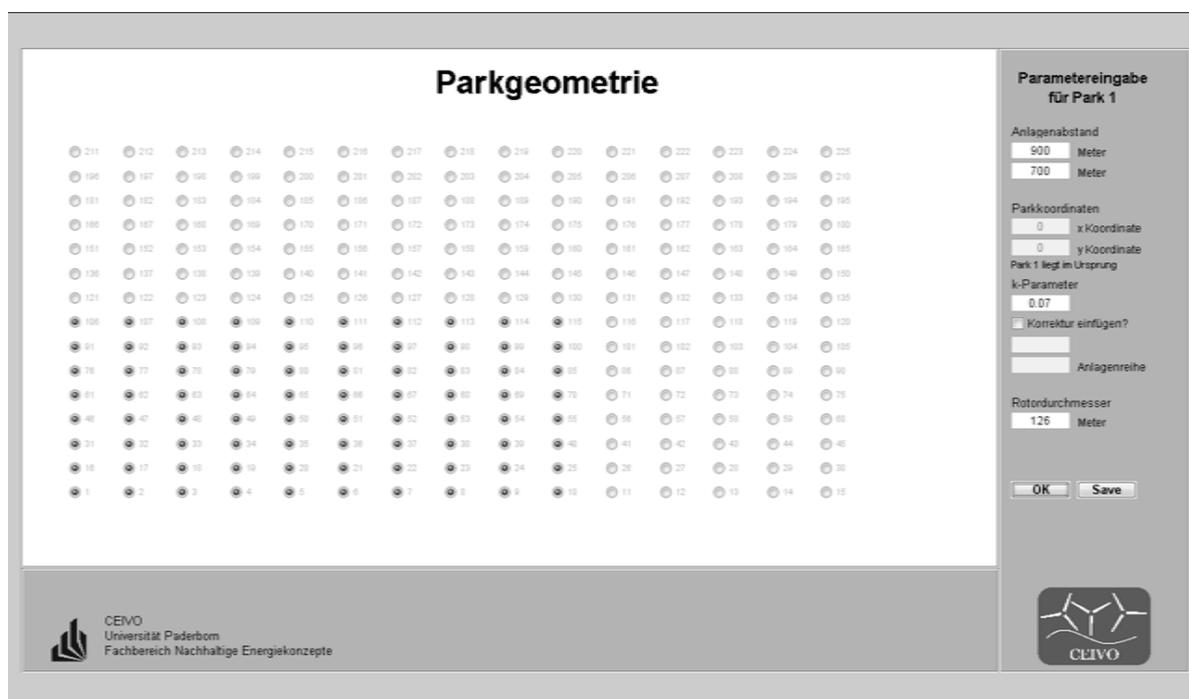


Bild 5-5: CEIVO-Programmmaske

In dieser Programmmaske (Bild 5-5) können auch Anlagen innerhalb des Parks weglassen und so Regenerationszonen für den Wind bestimmt werden.

In einem Vergleich zwischen den modellierten und den realen elektrischen Einspeisungen an den bislang wissenschaftlich untersuchten Offshore-Windparks sind große Unterschiede in den k-Parametrisierungen aufgefallen. Der Parameterwert variiert zwischen 0,03 und 0,09, wobei sich die Werte nicht nur von Park zu Park unterscheiden, sondern auch unterschiedliche Studien zum selben Park unterschiedliche k-Parameterwerte vorschlagen. So ist es notwendig, diesen Parameter für die Parkbetrachtung variabel zu halten. Dies wird ebenfalls von CEIVO berücksichtigt, wobei hier nicht nur der k-Parameter für jede einzelne Anlage verändert werden kann. Nach den Untersuchun-

gen von [Gill, 08] muss eine Anpassung des k-Parameters innerhalb des Parks durchgeführt werden. Ähnliches unterstützt auch [Nielsen, 03]. Eine solche Feinabstimmung des k-Parameters ist aber erst bei einem Vergleich der Ertragsdaten im operativen Betrieb des Offshore-Windparks möglich. Um diese Möglichkeit dem CEIVO-Programm zu geben, können alle k-Parameter der Anlagen variabel eingestellt werden. Die Veränderung des k-Parameters ist von großer Bedeutung bei der Abschätzung der elektrischen Energieumwandlung aus dem Wind. Vor allem das Jensen-Modell reagiert bei seinen Aussagen zur Einspeisung empfindlich auf die Einstellung des k-Parameters. Bild 5-6 zeigt die Auswirkung des verwendeten k-Parameters auf die Jensen-Modellierung der elektrischen Energieumwandlung aus dem Wind. Die 10 Anlagen stehen in einer Reihe. Bei einem niedrigen Wert liegen auch an den nicht frei angeströmten Turbinen immer noch relativ hohe Windgeschwindigkeiten in Bezug auf die ursprüngliche Windgeschwindigkeit vor, während bei einem hohen k-Wert gerade bei den beiden letzten Anlagen deutliche höhere Windgeschwindigkeitsabfälle zu sehen sind.

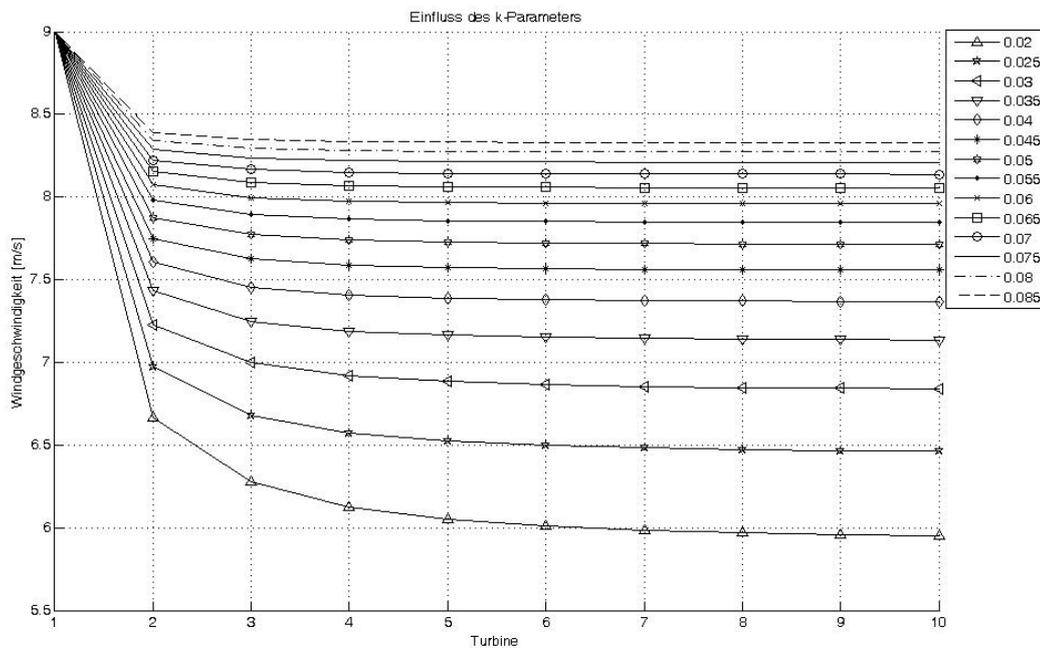


Bild 5-6: Auswirkungen der k-Parameter-Variation auf eine Anlagenreihe

5.4.3 Windenergieanlagen im Parkmodell

Die durch die WEA der Windfront entzogene kinetische Energie wird über eine Energieumwandlungskette in elektrische Energie umgewandelt. Die kinetische Energie des Windes trifft auf den Rotor und wird anteilig in eine Rotationsbewegung und damit in die mechanische Energie des Triebstrangs umgewandelt. Da eingesetzte Synchron- und Asynchrongeneratoren oftmals eine deutlich über die des Rotors liegende Drehzahl benötigen, wird ein mechanischer Drehzahlwandler (Getriebe) im Triebstrang zwischengeschaltet. Es gibt aber auch Anlagen, die drehzahlvariabel ausgelegt sind. Damit kann

das Getriebe entfallen. Daran anschließend erfolgt im Generator die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische Energie. Je nach Bedarf für die Netzintegration der WEA ist ein weiterer elektrisch-elektrischer Wandler einzusetzen. Im einfachsten Fall ist dies ein Transformator. Bild 5-7 stellt die Energiewandlungskette graphisch dar.

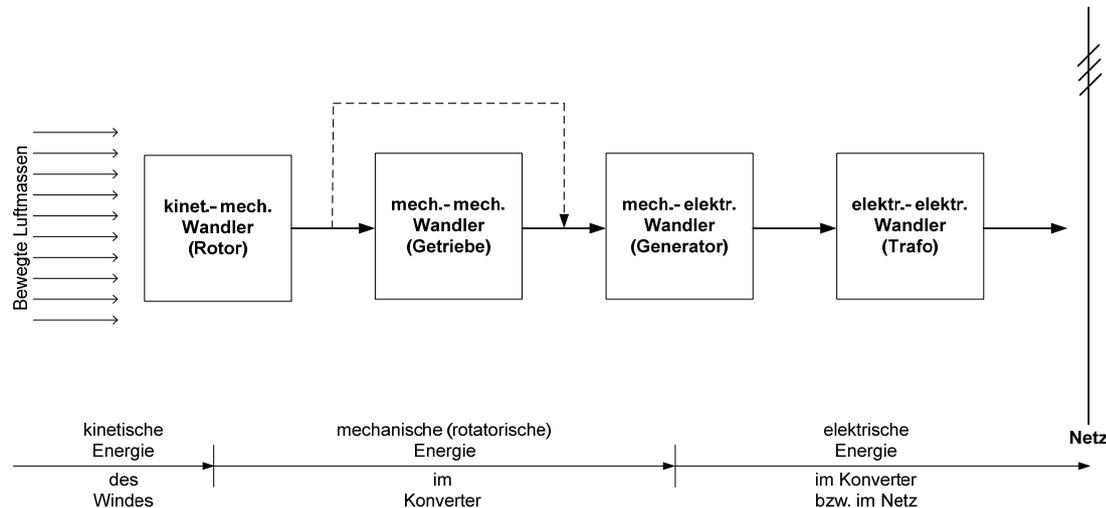


Bild 5-7: Energiewandlungskette einer WEA (nach [Kaltschmitt, 06])

In den verschiedenen Umwandlungsschritten kommt es zu unterschiedlichen Verlustmechanismen. Diese bewirken einerseits einen geringeren Nutzungsgrad des Gesamtsystems Windenergieanlage als der theoretische maximale Leistungsbeiwert nach Betz von 59,3 %. Andererseits ist im kleinskaligen Zeitbereich eine gewisse zeitliche Verzögerung zwischen dem Input-Parameter Windgeschwindigkeit und dem Output-Parameter elektrische Energie vorhanden. Wie bereits beschrieben, soll das CEIVO-Modell die Windgeschwindigkeitsveränderungen und damit die Einspeiseveränderungen der Parks im Bereich von 10-Minuten-Intervallen untersuchen. Damit kann die zeitliche Verzögerung innerhalb des Systems WEA vernachlässigt werden. Zudem liegt hier der Fokus der Betrachtung auf dem durch die Wake-Interaktion und -Kombination beeinflusste System Offshore-Windpark bzw. Windpark-Verbund. Eine Modellierung der einzelnen Elemente einer WEA ist für diese Betrachtung nicht zweckdienlich.

Die Modellierung der Windenergieanlage basiert deshalb auf ihrer Leistungskennlinie. Die Leistungskennlinie stellt das offizielle Leistungszeugnis einer Windenergieanlage dar. Die atmosphärischen Voraussetzungen basieren auf der Normatmosphäre nach [IEC61400-12, 05] (Luftdichte $1,225 \text{ kg/m}^3$ bei NN, Temperatur 15°C). Nach den Standards von [IEA, 99] und [BWE, 05] beinhaltet die Kennlinie u.a. die Einschaltgeschwindigkeit, die Nennwindgeschwindigkeit und die Abschaltgeschwindigkeit der Windenergieanlage. Die Einschaltgeschwindigkeit ist die Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage beginnt elektrische Leistung abzugeben. Die Nennwindgeschwindigkeit ist die Geschwindigkeit, bei der die Anlage die Generatornennleistung abgibt. Die Abschaltgeschwindigkeit ist die höchste Windgeschwindigkeit, in der die Anlage mit Leistungsabgabe betrieben werden darf. In der Kennlinie ist die Leistung als Nettoleistung

nach Abzug aller für den Eigenbedarf der Anlage notwendigen Leistungsverluste zu verstehen. Dabei wird der Leistungsverlust des Netztransformators unberücksichtigt gelassen.

Der Eingang für die Leistungskurvenberechnung ist die Windgeschwindigkeit an der jeweiligen Anlage. Als Ausgangsgröße wird die umgewandelte elektrische Leistung der WEA durch eine lineare Interpolation aus der Leistungskurve ermittelt. In dieser Betrachtung wird ein direktes, sich zeitlich deckendes Input-Output-Verhalten der jeweiligen Anlage vorausgesetzt. Gleiches gilt für die Kennlinie der Schubbeiwerte (C_t -Werte).

Für die Untersuchungen werden Anlagen der 5-MW-Klasse genutzt. Im CEIVO-Modell können alle Anlagen - auch unterschiedlicher MW-Klassen - mit vorliegender Leistungs- und C_t -Kennlinie verwendet werden. Jedoch sind die Anlagen der 5-MW-Klasse auf die Nutzung an Offshore-Standorten fokussiert. Aufgrund ihrer Rotorblattlängen, ihres Gewichtes des Generatorhauses und auch der Turmhöhe ist ein Aufbau höchstens noch an Küstenstandorten denkbar. Im Binnenland wie auch an schwer zugänglichen Standorten ist ihr Einsatz aufgrund der großen Transport- und Aufstellungsprobleme nicht vorgesehen.

5.4.4 Modellierung der Wake-Kombination und Wake-Interaktion

Die vorgestellten Wake-Modelle in Kapitel 3 sind hauptsächlich Einzel-Wake-Betrachtungen. In einem Windpark spielen jedoch die Interaktionen von Nachlaufströmungen sowie kombinierte Wake-Einflüsse eine Rolle bei der Auswirkung auf nachgelagerte Anlagen innerhalb der Parkgeometrie. Für das Modell muss eine Ablaufstruktur für die Wake-Kombination und -Interaktion gefunden werden.

5.4.4.1 Wake-Kombination

Stehen Anlagen in einer Reihe zueinander und trifft eine Windfront - wie in Bild 5-8 dargestellt - frontal auf diese Reihe, so wirken auf die hinteren Anlagen nicht nur die Nachlaufströmung der jeweiligen direkt davor positionierten Anlage, sondern auch die der davor stehenden Anlagen. Die einzelnen Wakes haben sich in ihrer Auswirkung auf die gerade betrachtete Anlage und damit auf die elektrische Energieumwandlung kombiniert.

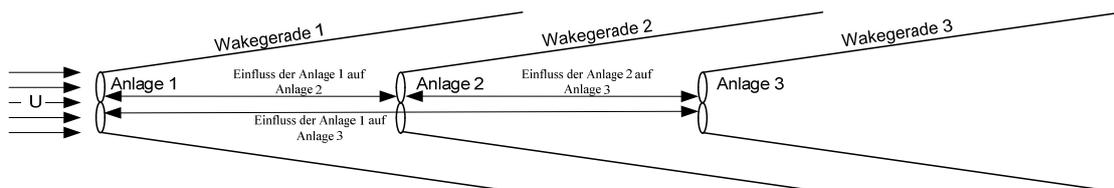


Bild 5-8: Auswirkung kombinierter Wakes auf eine WEA

Verschiedene Ansätze für die Wake-Kombination werden verfolgt. Darunter fällt eine einfache Mittelung der Ergebnisse aus den Einzel-Wake-Betrachtungen, wie der Ansatz bei [Lange, 03]. Weitere Ansätze basieren auf der Energiebilanz, der axialen Kräfteberechnung der geometrischen Summe sowie der linearen Superposition [Schepers, 03]. Die beiden zuletzt genannten Methoden sind dabei laut den Ergebnissen von [Djerf, 00] unvorteilhaft. Ein häufig präferierter Ansatz ist die Methode der „Summe der quadrierten Wakedefizite“, der auch in der CEIVO-Modellierung Verwendung findet. Dieser Ansatz beruht auf [Jensen, 86]. Das Windgeschwindigkeitsdefizit

$$\Delta V = 1 - \frac{v(x)}{u_0} \quad (5-3)$$

ist eine relative Größe in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit $v(x)$ an der betrachteten Stelle x innerhalb einer Nachlaufströmung und der frei anströmenden Windgeschwindigkeit u_0 . Durch die Summation der quadrierten Windgeschwindigkeitsdefizite

$$\Delta V_n = \sqrt{\sum_{k=1}^{n-1} (\Delta V_{kn})^2} \quad (5-4)$$

wird die kombinierte Wake-Auswirkung auf die Geschwindigkeit einer sich in einer Anlagenreihe befindenden WEA nach Bild 5-8 berechnet.

Für die ersten Anlagen ergibt sich eine gute Näherung der Wake-Effekte, jedoch nach hinten nimmt der Abstand zwischen den gemessenen Werten und der Modellierung ab [VanLuvanee, 06]. Diese Modelle für die Wake-Kombination sind für direkte Auswirkungen von Wakes auf Anlagen gedacht. Dies gilt vorrangig für Anlagen in einer Anlagenreihe. Eine Interaktion von Wakes verschiedener Anlagen zueinander, die aufeinander treffen und die sich daraus ergebenden Windgeschwindigkeitsdefizite in den neu entstehenden Wake-Bereichen werden nicht berücksichtigt. Dies ist der wichtige Unterschied zwischen der Wake-Kombination und der Wake-Interaktion. So müssen beide getrennt voneinander betrachtet werden und für die Wake-Interaktion einzelner Anlagenreihen zueinander ein anderer Ansatz gewählt werden.

5.4.4.2 Wake-Interaktion

Anders als bei Jensen wird bei Frandsen nicht nur die Auswirkung einer Anlage auf die nachfolgende in den Fokus der Betrachtung gestellt. Auch die Interaktion der generierten Nachlaufströmung wird berücksichtigt. Dies ist vor allem für Parks mit großer Anlagenanzahl von Notwendigkeit. Frandsen nutzt dabei in seinem Modell ebenfalls den Impulserhaltungssatz und setzt die Wake-Flächen ins Verhältnis.

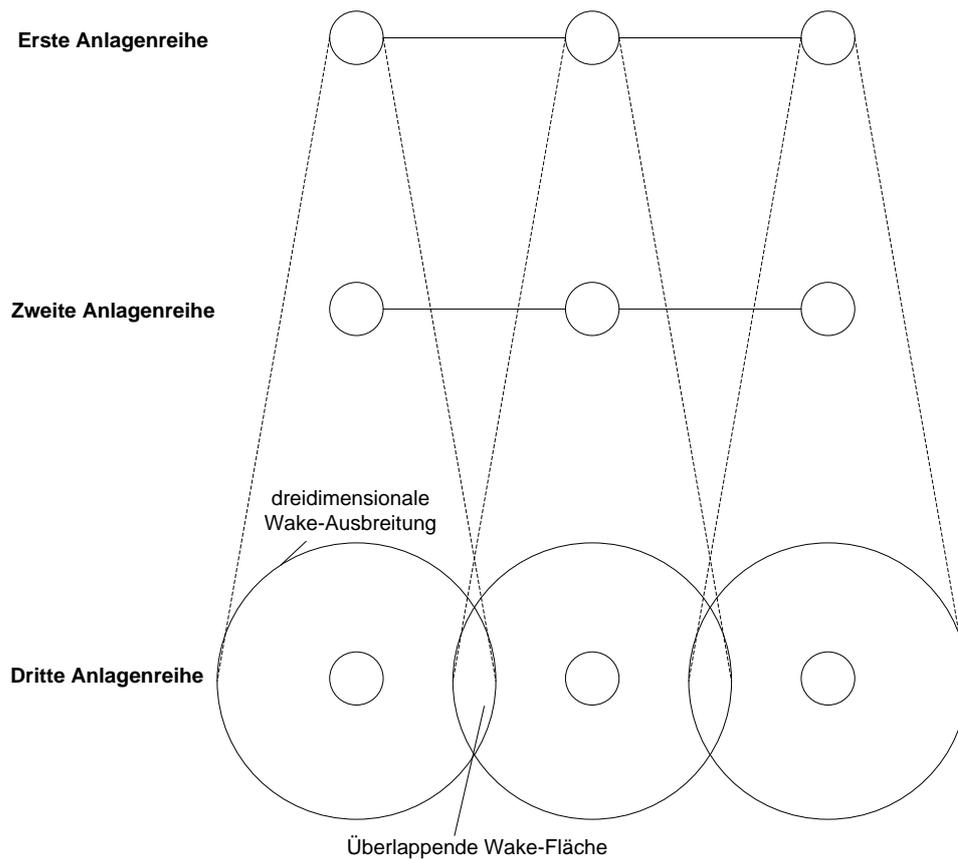


Bild 5-9: Wake-Interaktion

Bild 5-9 zeigt, dass [Frandsen, 04] vor allem auf die Wake-Flächenverhältnisse achtet. Dabei werden die Vortriebe T - wie bereits in Kapitel 3.3 beschrieben - durch

$$T_1 = A_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) \quad (5-5)$$

und

$$T_2 = A_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) \quad (5-6)$$

beschrieben. Hieraus ergibt sich der Gesamtvortrieb

$$T_{ges} = T_1 + T_2 = A_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) + A_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) , \quad (5-7)$$

der durch

$$T_{ges} = A_T \cdot u_T \cdot (u_0 - u_T) \quad (5-8)$$

ersetzt wird. Daraus folgt der Zusammenhang:

$$A_T \cdot u_T \cdot (u_0 - u_T) = A_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) + A_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) . \quad (5-9)$$

Da an dem Punkt, wo sich die Nachlaufströmungen treffen, der Flächeninhalt der neuen gesamten Wake

$$A_T = (A_1 + A_2) \quad (5-10)$$

beträgt, lautet die Gleichung (5-9) nach geeigneter Umstellung:

$$u_T \cdot (u_0 - u_T) = c \quad (5-11)$$

mit

$$c = \frac{A_1}{(A_1+A_2)} \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) + \frac{A_2}{(A_1+A_2)} \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) .$$

Damit kann am Schnittpunkt der beiden Nachlaufströmungen die Windgeschwindigkeit

$$u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - c} \quad (5-12)$$

ermittelt werden. Die negative Lösung der Wurzel wird vernachlässigt. Es wird somit angenommen, dass ab dem Punkt, wo sich die beiden Wakes treffen und sich gemeinsam ausdehnen, die ursprünglichen Winddefizite der beiden einzelnen Wakes innerhalb der Ausbreitung der neuen Wake auflösen und „überschrieben“ werden.

Hier fehlt auch weiterhin eine Modellierung der Wake-Ausbreitung, um so die Fläche A wirklichkeitsgerecht abzubilden. Aufgrund der hohen Ähnlichkeit zu dem Jensen-Modell, wird im Weiteren für die Frandsen-Modellierung ebenfalls eine lineare Wake-Ausbreitung verwendet. So sind beide Modellierungsansätze im CEIVO-Modell kombinierbar.

Bei der Betrachtung der Wake-Interaktion in diesem analytischen Modell von Frandsen tritt eine Fallunterscheidung auf. Entweder sind zwei benachbarte Anlagen demselben Vortrieb T ausgesetzt oder Wakes mit derselben Länge treffen innerhalb des Parks aufeinander.

Im Folgenden soll der erste Fall diskutiert werden. Da an beiden Turbinen der gleiche Vortrieb vorliegt, gilt

$$A_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) = A_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) \quad (5-13)$$

und damit nach Gleichung (5-9)

$$u_T \cdot (u_0 - u_T) = 2 \cdot \frac{A_1}{(A_1 + A_2)} \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) \quad (5-14)$$

sowie

$$u_T \cdot (u_0 - u_T) = 2 \cdot \frac{A_2}{(A_1 + A_2)} \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) . \quad (5-15)$$

Eine Substitution

$$2 \cdot r_1 = 2 \cdot \frac{A_1}{A_1 + A_2} \quad \text{und} \quad 2 \cdot r_2 = 2 \cdot \frac{A_2}{A_1 + A_2} \quad (5-16)$$

vereinfacht den Ausdruck zu

$$u_T \cdot (u_0 - u_T) = 2 \cdot r_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1) \quad (5-17)$$

und

$$u_T \cdot (u_0 - u_T) = 2 \cdot r_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2) . \quad (5-18)$$

Nach der gesuchten Geschwindigkeit an der Stelle, an der sich die beiden Nachlaufströmungen treffen, aufgelöst, ergibt sich

$$u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - 2 \cdot r_1 \cdot u_1 \cdot (u_0 - u_1)} \quad (5-19)$$

sowie

$$u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - 2 \cdot r_2 \cdot u_2 \cdot (u_0 - u_2)} . \quad (5-20)$$

Eine Beschreibung des Vortriebs T kann auch nach (3-11) erfolgen. Eingesetzt in Gleichung (5-19) oder Gleichung (5-20), ergibt sich für beide der Zusammenhang

$$u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - 2 \cdot \frac{1}{A_T} \cdot \frac{T}{\rho}} \quad (5-21)$$

wobei $A_T = A_1 + A_2$ gilt. Wird nun für T die Gleichung (3-12) verwendet, ergibt sich

$$u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - 2 \cdot \frac{\left(\frac{1}{2} \cdot A_R \cdot u_0^2 \cdot C_t\right)}{A_T}} \quad (5-22)$$

A_R ist dabei der Rotor der Anlage, die den Vortrieb generiert.

Das Frandsen-Modell betrachtet also genau die Stelle, an der sich die beiden Flächen A gerade berühren. Exakt an diesem Punkt werden die Stirnflächen der betrachteten Wake-Trichter zu einer Gesamtfläche A_T addiert und dann ins Verhältnis zu den Teilflächen gesetzt. Anhand Ursprungswindgeschwindigkeit und Flächenverhältnis kann die Windgeschwindigkeit im exakten Schnittpunkt der Wakes, somit im Entstehungspunkt einer sogenannten vermaschten Nachlaufströmung ermittelt werden [Frandsen, 04].

Die Berechnung bezieht sich auf den Fall benachbarter Anlagen, die versetzt und nicht auf einer Linie zueinander stehen. Tritt der Fall auf, dass die Anlagen durch einen gemeinsamen Vortrieb beeinflusst werden und die Anlagen auf einer Linie parallel zueinander stehen, kommt es zu einer gleichen Wake-Ausbreitung hinter den beiden Anlagen und im Schnittpunkt der Nachlaufströmungen müsste bei beiden ursprünglichen Wakes das gleiche Windgeschwindigkeitsdefizit vorliegen. Aus dieser Betrachtung ist dann die Vermutung anzustellen, dass die neue, sich generierende Nachlaufströmung die gleiche Regenerierung aufweist, wie die beiden ursprünglichen Nachlaufströmungen. So kann die Berechnung der sich einstellenden Windgeschwindigkeit am Schnittpunkt der Nachlaufströmungen einfacher erfolgen.

Treffen zwei gleich lange Nachlaufströmungen aufeinander, haben die Stirnflächen A dieselbe Ausprägung. Dies impliziert, dass die Geschwindigkeiten $u_1=u_2$ und die daraus resultierende Geschwindigkeit u_T identisch sind:

$$u_1 = u_2 = u_T = \frac{u_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{u_0}{2}\right)^2 - \frac{\left(\frac{1}{2} \cdot A_R \cdot u_0^2 \cdot C_t\right)}{A_1}} \quad (5-23)$$

Treffen mehrere Nachlaufströmungen der gleichen Länge aufeinander, gilt selbiger Sachverhalt.

5.4.4.3 Übergang der Wake-Modelle

Wie bereits im Kapitel 3.6.3 beschrieben, sollen in der CEIVO-Modellierung das Jensen- und das Frandsen-Modell Anwendung finden, da sie sowohl realistische und ausreichend genaue Ergebnisse liefern, als auch aufgrund der Rechenzeit und -leistung in der Lage sind, Hilfestellungen im operativen Park- und Energiemanagement geben zu können. Aufgrund der linearen Ausbreitung der Nachlaufströmungen, die in beiden Modellen genutzt werden kann und in der Praxis oftmals präferiert wird, ist ein Übergang von einem ins andere Modell möglich.

Vor allem für die ersten angeströmten Anlagen innerhalb eines Parks ist die Wake-Modellierung nach Jensen sehr realistisch [VanLuvanee, 06]. So wird in dem CEIVO-Modell die Jensen-Modellierung für direkt angeströmte Anlagen im Park solange angewandt, bis es zu einer Beeinflussung einer WEA durch Wake-Interaktion kommt. Diese Anlage wird dann mit der Frandsen-Modellierung berechnet. So sind dann auch die Geschwindigkeiten in den Wake-Schnittpunkten und die Flächen der neu entstandenen Nachlaufströmungen bekannt, die für die zeitliche Betrachtung notwendig sind.

5.4.4.4 Differenzierte Wake-Einflüsse

Die Wake-Einwirkung auf eine Anlage kann unterschiedlich ausfallen. Die Anlage kann direkt in einer Nachlaufströmung liegen (vgl. Bild 5-8), anteilig von mehreren Wakes getroffen werden, Anteile der freien ungestörten Windgeschwindigkeiten aufweisen oder auch in einer aus der Wake-Interaktion hervorgegangenen vermaschten Nachlaufströmung liegen. Eine Kombination dieser Fälle kann ebenfalls auftreten. In Bild 5-10 ist eine Auswahl von möglichen Wake-Einflüssen dargestellt.

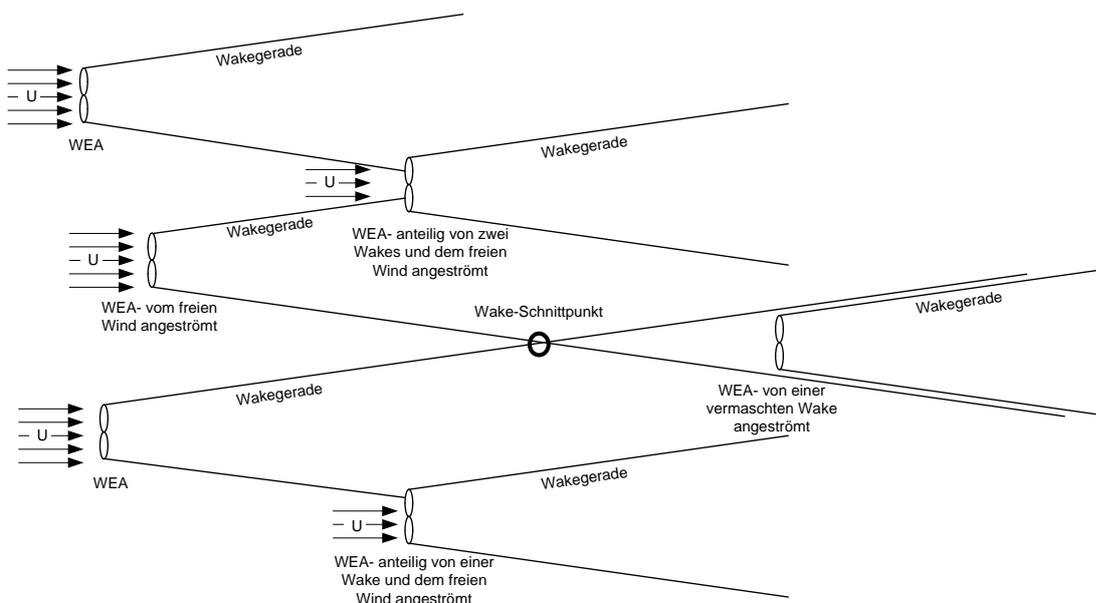


Bild 5-10: Mögliche Wake-Einflüsse auf WEA

Aufgrund der linearen Ausbreitung ist einer Anlage eindeutig zuzuordnen, welche Wake-Geraden sie treffen. Die Anlagen, die auf dem Weg bis zur betrachteten Anlagen auf die Wake-Geraden einwirken, müssen aber ermittelt werden. Die Auswirkungen von Kantenproblemen in der Graphentheorie werden oftmals durch Entscheidungsbaumstrukturen gelöst [Diestel, 06].

In der Modellierung des Windparks ist jedoch die Geschwindigkeit zwischen jeder Anlage innerhalb der Parks von Interesse. Ein sich wiederholender, den jeweiligen Kantenzug optimierender Graphendurchlauf im Sinne eines TSP (Travelling Salesmen Problem) oder Dijkstra-Algorithmus würde die Berechnungslaufzeit des CEIVO-Modells

stark erhöhen. Hier wird ein ähnlicher, heuristischer Ansatz auf Basis des Pascalschen Dreiecks verwendet, der die in einem Ablauf bereits berechneten Kanten selbst nutzen kann sowie die Informationen für die weiteren Berechnungen für den gesamten Park abspeichert und somit zur Verfügung hält.

Die Vorgehensweise soll hier anhand eines Beispiels erläutert werden. Die eingehende Windfront trifft die Anlagenreihen zeitlich versetzt. So muss im Park die Berechnung der Windgeschwindigkeiten an den einzelnen Anlagen in Reihenfolge des Auftreffens der Windfront auf ebensolche Anlage erfolgen. In Bild 5-11 trifft die unbeeinflusste Windgeschwindigkeit zuerst die Anlagen 1 bis 4 auf der eingezeichneten Abszisse des Parkkoordinatensystems.

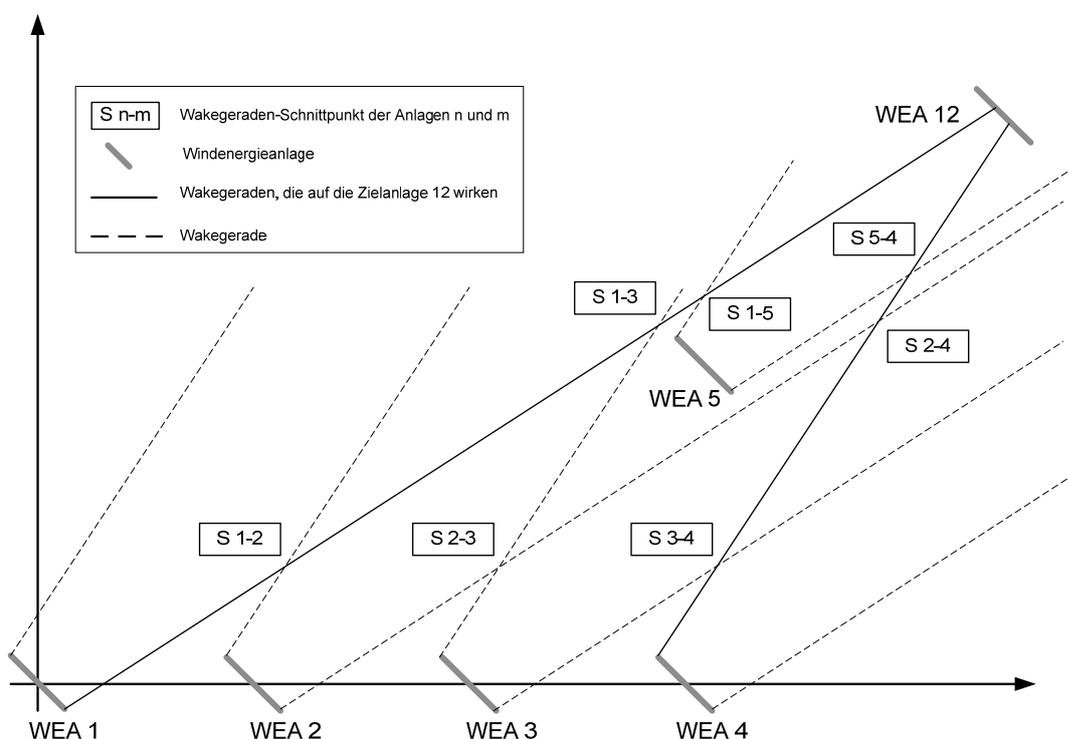


Bild 5-11: Einfluss von Wake-Interaktion auf Wake-Geraden

Die Geschwindigkeit an der Anlage 5 kann erst nach der Berechnung der Windgeschwindigkeit der Wake-Interaktion 2-3 erfolgen. Für die Berechnung der an der Anlage 12 wirkenden Windgeschwindigkeit zeigt sich, dass nicht nur unmittelbar benachbarte Anlagen betrachtet werden dürfen. Auf die Anlage 12 wirken die Wake-Geraden der Anlagen 1 und 4, jedoch sind diese Geraden von verschiedenen Wake-Interaktionen beeinflusst. Diese müssen auch mit berücksichtigt werden. Die Anlagen und die einzelnen Wake-Interaktions-Schnittpunkte können in einen planaren Graphen eingetragen werden (Bild 5-12).

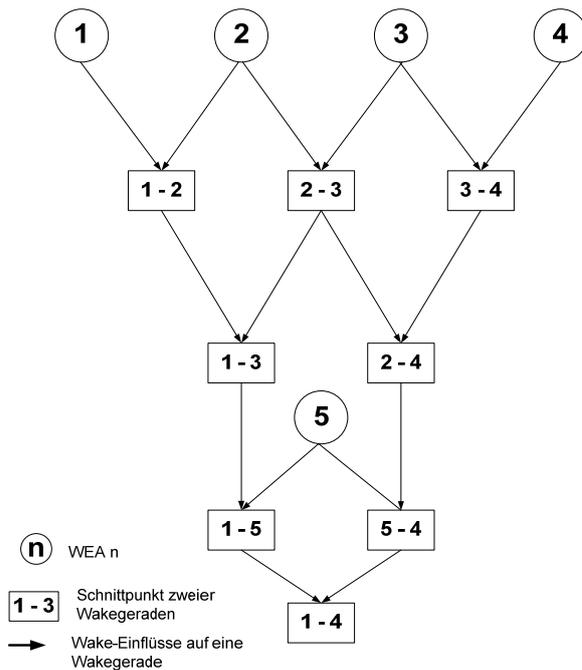


Bild 5-12: Anlagen und Wake-Schnittpunkte in einem planaren Graphen zusammengefasst

Der Algorithmus geht entlang der beiden Kantenzüge, ausgehend von der die Wakegeraden bildenden Anlage hin zu der von der Wakegeraden getroffenen Anlage. So können dann sukzessiv die einzelnen Wake-Interaktionen berechnet und in einer Matrix hinterlegt werden, bis der Graph zu dem, die betrachtete Anlage darstellenden, Element gelangt. Hier kann dann die jeweilige auf die Anlage wirkende anteilige Windgeschwindigkeit berechnet und schlussendlich die einzelnen Geschwindigkeitsanteile über den Rotor zur Gesamtgeschwindigkeit der Anlage zusammengefasst werden. Mit diesem Verfahren können die Beeinflussungen der Anlagen untereinander bei beliebigem Abstand wie auch geographischer Lage im Park berechnet werden. Dadurch, dass alle Geschwindigkeiten in den Wake-Interaktions-Schnittpunkten bekannt und gespeichert sind, kann auf diese sowohl bei der Aufstellung weiterer Graphen und Berechnung weiterer Anlagen im Park als auch bei der zeitlichen Betrachtung der Nachlaufströmungen zurückgegriffen werden. Dadurch beschleunigt sich auch die Berechnung beim Parkdurchlauf.

5.4.5 Zeitliche Veränderung der Windfront-Anteile innerhalb des einzelnen Parks

Als Input gehen die Messzeitreihen von Offshore-Windparks in Intervallen von 10 Minuten in das Programm ein. Dabei darf nicht von der Annahme ausgegangen werden, dass die den Windpark anströmende einheitliche Windfront innerhalb des Intervalls Δt stets den gesamten Park durchströmt und damit jede Anlage in dem betrachteten Zeitraum von der eingehenden Windfront beeinflusst wird. Vielmehr gibt die Windgeschwindigkeit vor, welche Strecke und damit Parkfläche innerhalb von Δt zurückgelegt

wird. So müssen bei der Betrachtung des einzelnen Parks wie auch bei dem Park-Verbund die Leistungen der einzelnen Anlagen zu verschiedenen Zeitpunkten bzw. Zeitintervallen betrachtet werden.

Aufgrund der hier angestrebten nicht-aggregierten Betrachtung kann innerhalb des Parks keine einheitliche Windfront angenommen werden. Je nach Einfallswinkel der Windfront entstehen verschiedene Nachlaufströmungen und Wake-Interaktionen. In den einzelnen Nachlaufströmungen können unterschiedliche Windgeschwindigkeiten vorliegen. Die einzelnen Streckenabschnitte werden von unterschiedlichen Nachlaufströmungen beeinflusst. Daher ist jeder Streckenabschnitt mit anderen Windgeschwindigkeiten zu bewerten. So ist es notwendig, die Geschwindigkeiten zwischen jeder beeinflussten Anlage und beeinflussenden Anlage zu bestimmen.

Aufgrund der linearen Zusammenhänge in der Wake-Modellierung kann für die Bestimmung der Streckenabschnitte ein geometrischer Zusammenhang verwendet werden. Von den zu untersuchenden Anlagen im Park wird jeweils eine Senkrechte zur eingehenden Windfront gebildet. Die Schnittpunkte der Senkrechten mit den jeweils vorliegenden Wake-Geraden oder Rotorgeraden ergeben die einzelnen Streckenabschnitte.

Sowohl mit dem Modellierungsansatz von Jensen wie auch von Frandsen kann in jedem Punkt innerhalb der Nachlaufströmung die Windgeschwindigkeit berechnet werden. Da in beiden Modellierungen der Faktor Zeit nicht explizit in der mathematischen Formulierung Verwendung findet, wird hier eine Annäherung über die Streckenberechnung verwendet:

$$t = \sum_{n=0}^{n-1} \frac{2 \cdot (s_{n+1} - s_n)}{v_n + v_{n+1}}. \quad (5-24)$$

mit

$$v_n = \text{Berechnete Geschwindigkeit am Punkt } S_n$$

Um eine ausreichend exakte Aussage über die Windgeschwindigkeiten über einen Streckenabschnitt treffen zu können, werden auf diesem Abschnitt im Intervall von 1 m die Windgeschwindigkeiten berechnet. Die Zeiten für die zurückgelegten Strecken von 1 m werden für den jeweils gesamt betrachteten Streckenabschnitt addiert. So ermöglicht die Summierung der aufwendig errechneten Windgeschwindigkeiten auf jeweils Strecken von 1 m eine hohe Genauigkeit der Geschwindigkeitsveränderung im Wakeverlauf.

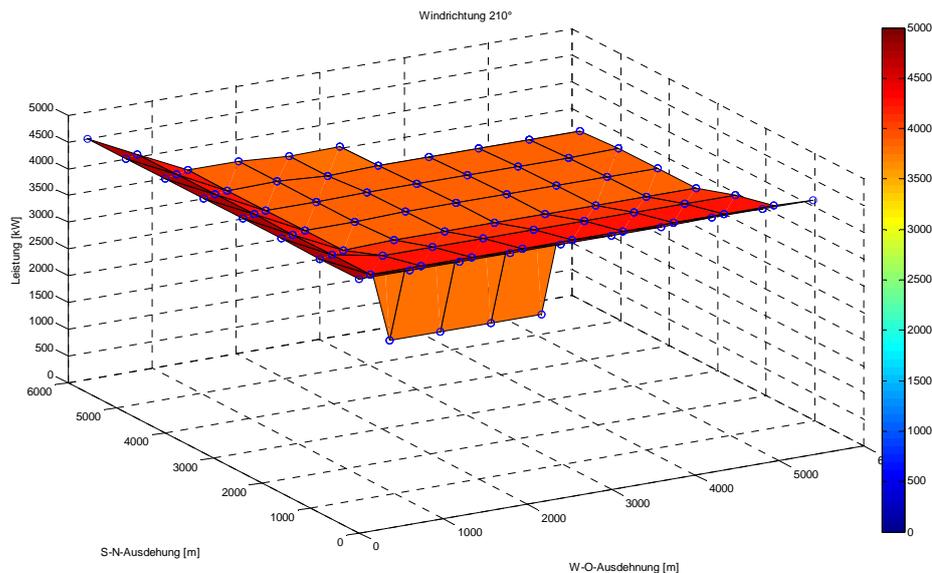
Die Notwendigkeit der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile innerhalb des Offshore-Windparks wird in einem Szenario verdeutlicht. Dabei wird folgende Zeitreihe verwendet:

Tabelle 5-1: Zeitreihe für die Betrachtung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile

Zeitintervall	t_1	t_2	t_3	t_4
Windgeschwindigkeit	12 m/s	8 m/s	13 m/s	7 m/s
Windrichtung	210°	210°	190°	160°

Diese fiktiven Eingangsdaten für das CEIVO-Modell zeichnen sich durch ausgeprägte Sprünge in der Windgeschwindigkeit aus. Dies entspricht nicht den gängigen Windgeschwindigkeitsverläufen an Offshore-Standorten. Jedoch ermöglichen diese die Verdeutlichung einer notwendigen Zeitbetrachtung.

Für den Park wird eine Rechteckgeometrie verwendet. Die Abstände der Anlagen betragen 600 m in West-Ost-Ausrichtung und 800 m in Süd-Nord-Ausrichtung. Nachfolgend wird das Parkverhalten zu jedem Zeitpunkt dargestellt, jeweils mit und ohne Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile.

Bild 5-13: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_1 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)

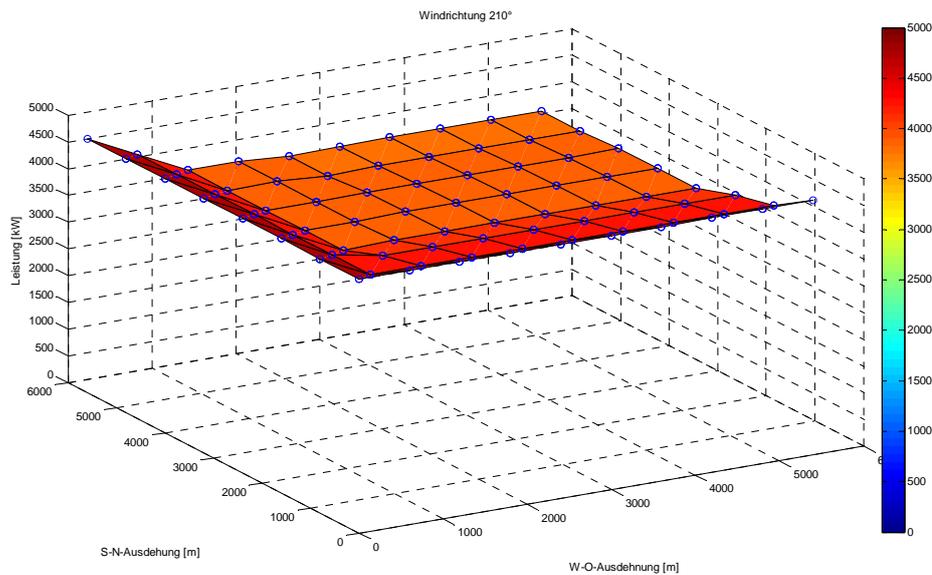


Bild 5-14: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_1 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)

Beim Vergleich von Bild 5-13 mit Bild 5-14 wird deutlich, dass bei der Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung drei Windenergieanlagen nicht von der Windfront im Intervall t_1 beeinflusst werden, da die Front aufgrund ihrer Geschwindigkeit diese Anlagen nicht innerhalb dieses Intervalls von 10 Minuten erreicht. Wird die zeitliche Veränderung der Windfront-Anteile außer Betracht gelassen, sind auch diese Anlagen innerhalb von t_1 an der elektrischen Energieumwandlung aus dem Wind beteiligt.

Zum Zeitintervall t_2 nimmt die Windgeschwindigkeit der eingehenden Windfront ab. Der Unterschied zwischen den beiden Simulationen mit und ohne Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile wird hier besonders deutlich (vgl. Bild 5-15 und Bild 5-16).

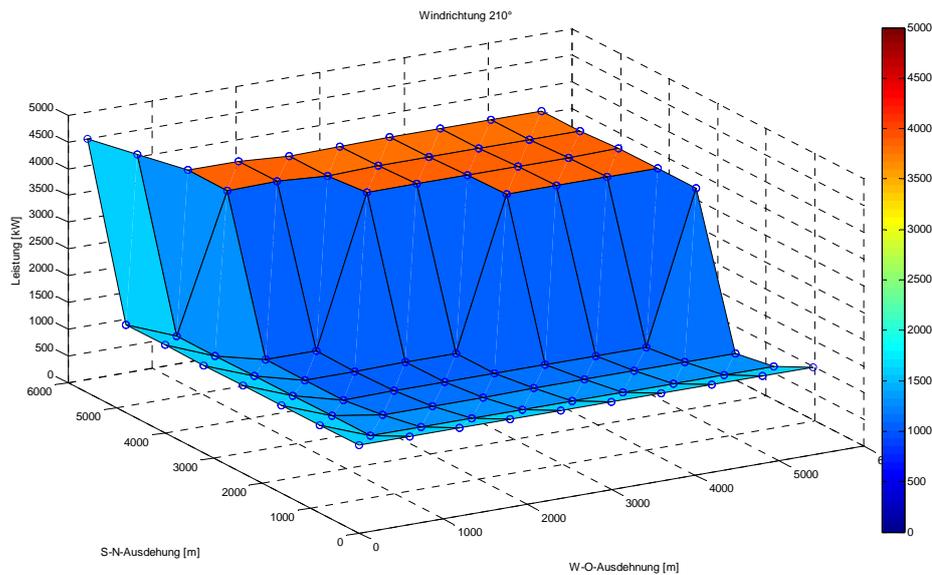


Bild 5-15: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_2 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)

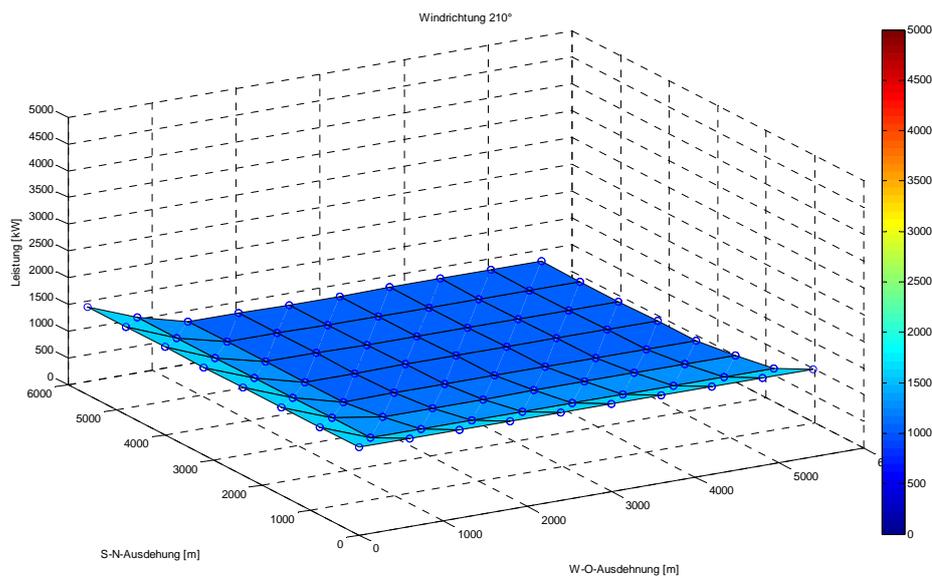


Bild 5-16: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_2 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)

Das Simulationsmodell ohne Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile geht davon aus, dass innerhalb des Zeitintervalls t_2 die Windfront mit der unbeeinflussten Windgeschwindigkeit von 8 m/s den gesamten Windpark durchlaufen wird. Im Gegensatz dazu berücksichtigt die Betrachtung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile auch die Beeinflussungen von vorhergehenden Windfronten. Die Windfront im Zeitintervall t_2 mit der Windgeschwindigkeit von 8 m/s ist nicht in der Lage, innerhalb des zehnminütigen Intervalls durch den gesamten Park zu ziehen. So werden die hinteren Anlagen zum Zeitpunkt t_2 noch von der vorherigen Windfront mit der anfänglichen Windgeschwindigkeit von 12 m/s beeinflusst.

Die Windgeschwindigkeit zum Zeitintervall t_3 nimmt zu und beträgt 13 m/s. Der Windpark wird von dieser Windfront komplett innerhalb des Zeitintervalls von 10 Minuten durchlaufen. So tritt kein Unterschied zwischen der Simulation mit und ohne die zeitliche Veränderung der Windfront-Anteile auf.

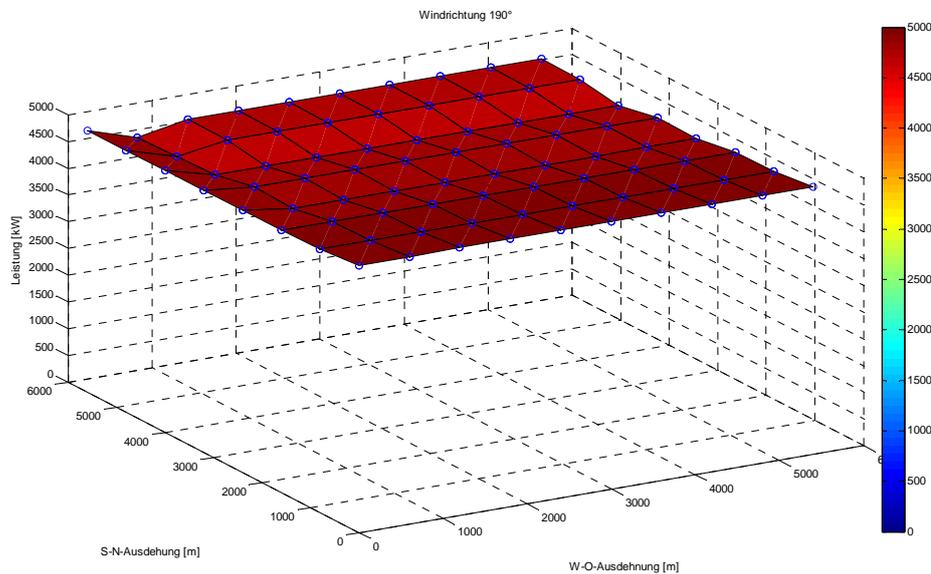


Bild 5-17: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_3 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)

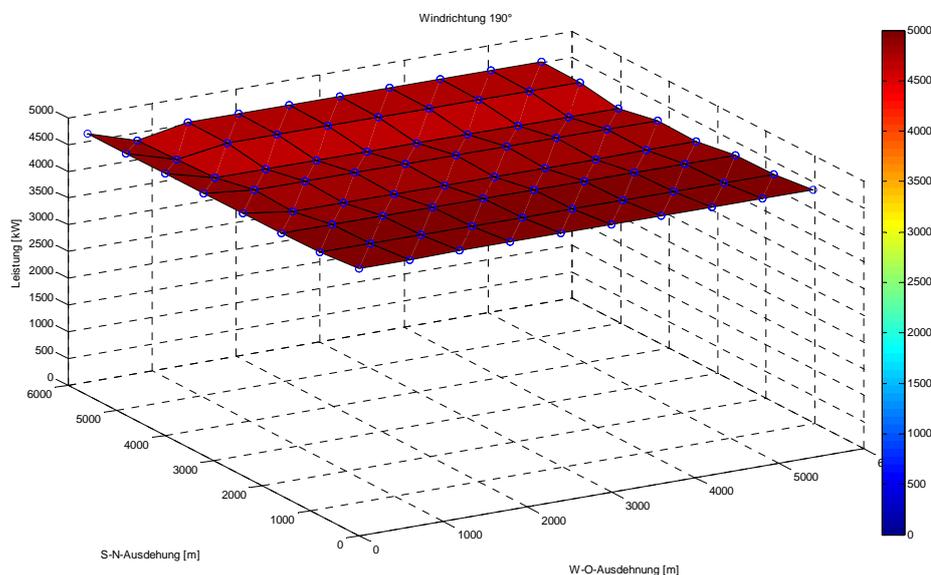


Bild 5-18: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_3 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)

Zum Zeitpunkt t_4 ändert sich nicht nur die Windgeschwindigkeit. Auch eine Windrichtungsveränderung von 10° zu 340° tritt ein. Auch hier wird der Unterschied zwischen der Simulation mit und ohne Betrachtung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile bei den - aus Sicht der eingehenden Windfront - hinteren Anlagenreihen ersicht-

lich. Zusätzlich zeigt die Windrichtungsveränderung auch deren Einfluss auf die Anlagen in dem unterschiedlichen Niveau der elektrischen Energieumwandlung aus dem Wind (vgl. Bild 5-19 und Bild 5-20).

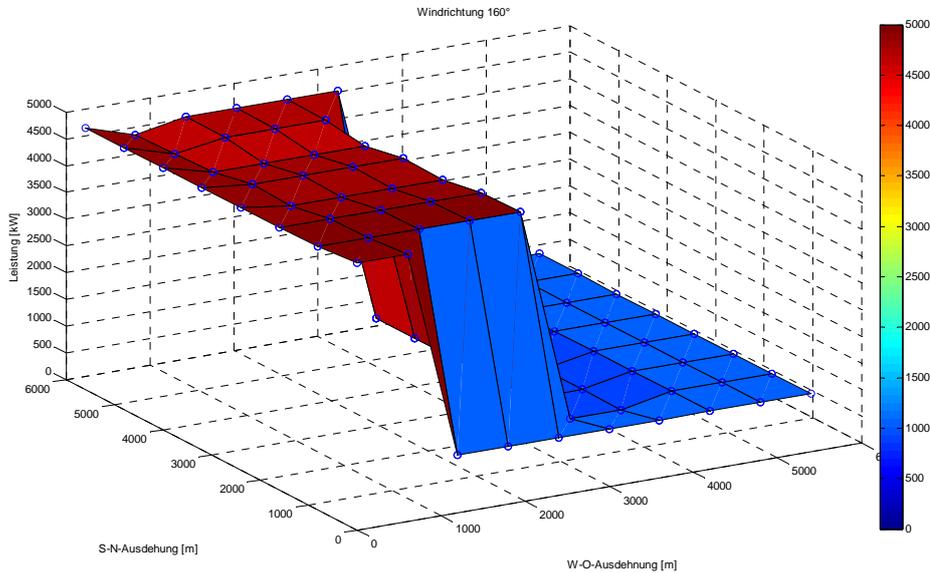


Bild 5-19: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_4 (zeitliche Veränderung berücksichtigt)

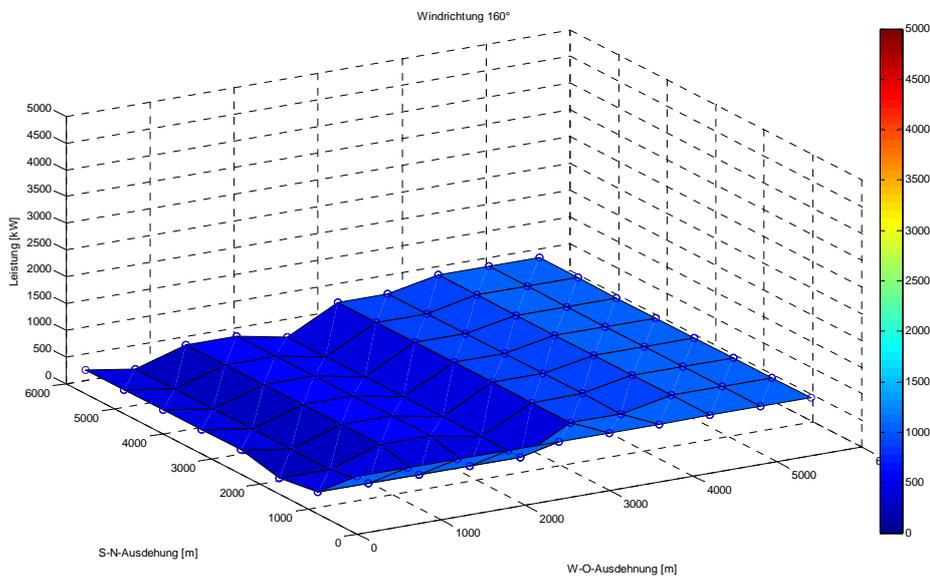


Bild 5-20: Einspeiseverhalten des Parks zum Zeitpunkt t_4 (zeitliche Veränderung unberücksichtigt)

In Bild 5-21 wird die Gesamteinspeisung des Offshore-Windparks zu den einzelnen Zeitpunkten mit und ohne zeitlicher Veränderung der Windfront-Anteile dargestellt. Es verdeutlicht, dass die Betrachtung ohne die Veränderung bei schwankenden Windbedingungen das Einspeiseverhalten fehlerhaft einschätzen kann. Somit ist die Berücksichtigung

sichtigung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile innerhalb des einzelnen Parks notwendig.

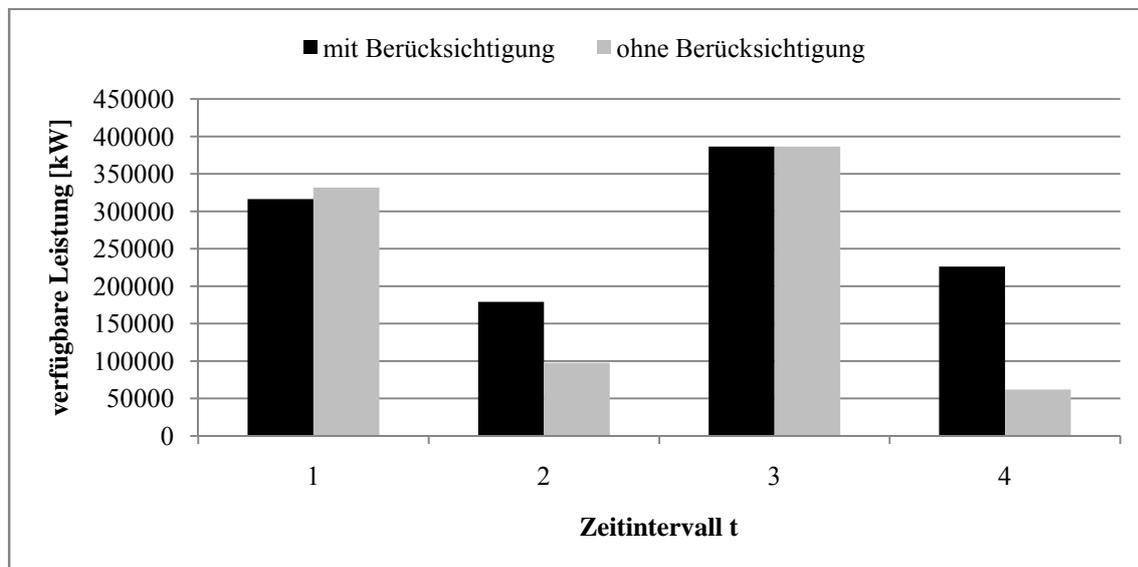


Bild 5-21: Verfügbare Leistung mit und ohne Berücksichtigung der zeitlichen Veränderung

Die Unsicherheit für die Berechnung der Windgeschwindigkeit auf dem Abschnitt 4 D_0 (vierfacher Rotordurchmesser) hinter dem Rotor wird vernachlässigt. Untersuchungen mittels LIDAR (Light Detection And Ranging)-Messungen an Offshore-Standorten werden hier in Zukunft genauere Aussagen ermöglichen [Rettenmeier, 08] [Trujillo, 08]. Das CEIVO-Programm kann dann ohne Aufwand um diese charakteristischen Verläufe im Nah-Wake-Bereich erweitert werden.

5.4.6 Park-Verbund und Wake-Regeneration

Das Auftreten von Wake-Kombination und -Interaktion innerhalb eines Offshore-Windparks ist bereits betrachtet worden. Dies bezieht sich aber nicht nur auf die einzelnen Anlagen innerhalb eines Parks. Dieses Verhalten kann auch zwischen einzelnen Parks in einem Park-Verbund (Park-Cluster) entstehen. Die entstehende Nachlaufströmung hinter einem Park kann auf einen nachgelagerten weiteren Park wirken.

Hierbei kann die Nachlaufströmung aber nicht wie in den Modellierungskonzepten einer Einzel-Wake betrachtet werden. Vielmehr besteht die Nachlaufströmung aus mehreren Einzel-Wakes mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten. So kann hier auch keine einheitliche Windfront in der Nachlaufströmung verwendet werden. Für die Untersuchungen im Park-Verbund ist notwendig, die Länge dieser Nachlaufströmungen hinter einem Park zu erfahren, um so ausreichende Kenntnisse über die Regeneration der auf einen nachgelagerten Park treffenden Windgeschwindigkeiten im Verhältnis zur freien ungestörten Windgeschwindigkeit zu erhalten. Untersuchungen zu dieser Problematik wurde am Offshore-Windpark „Horns Rev“ bereits durchgeführt.

Mittels eines „Synthetic Aperture“ Radars (SAR) sind 2-dimensionale Darstellungen der Windgeschwindigkeiten hinter dem Park „Horns Rev“ durch Abtastung der Meeresoberfläche mit elektromagnetischen Wellen aufgenommen worden. Diese Windgeschwindigkeiten lassen Rückschlüsse auf die Nachlaufströmungen und den Gesamtparkeffekt zu. Die Ausbreitung der Nachlaufströmung hinter einem Offshore-Windpark ist bislang mit Satelliten und Flugzeugen beobachtet worden. In der Studie [Hasager, 05] wurde festgestellt, dass für verschiedene Anfangswindgeschwindigkeiten nach 10 km hinter dem Offshore-Windpark die vorliegende Windgeschwindigkeit im Durchschnitt wieder den Wert der unbeeinflussten Anfangsgeschwindigkeit angenommen hat. Darüber hinaus liegt in dem Bereich bis zu 10 km hinter dem Park ein durchschnittliches Windgeschwindigkeitsdefizit von ca. 10 % der Ausgangsgeschwindigkeit vor. Dabei kann das sich auf die Oberflächenrauigkeit auswirkende Wellenfeld Einfluss auf das Windgeschwindigkeitsdefizit nehmen [Christiansen, 04].

Ein Transfer dieser Aussagen auf einen Park-Verbund in den deutschen Hoheitsgewässern ist abhängig von den Abständen der Parks in den einzelnen Clustern. Die Abstände der deutschen Offshore-Park-Projekte in der Nordsee sind in der folgenden Tabelle 5-2 aufgelistet. Aufgrund der wenigen, stark geographisch verteilten Offshore-Park-Projekte in der Ostsee kann auf die Darstellung dieser Abstände verzichtet werden.

Tabelle 5-2: Abstand der Offshore-Windparks zueinander (Nordsee), in [km]

	Ventotec Nord I	Ventotec Nord II	Global Tech	Hochsee Windpark Nordsee	Bard Offshore I	He dreiht	Sandbank 24	Dan Tysk	Nördlicher Grund	Butendiek	Uthland	Amrumbank West	Nordsee Ost	Meerwind (Süd und Ost)	Borkum Riffgrund West	Alpha Ventus	Delta Nordsee	Gode Wind	Borkum Riffgrund
Ventotec Nord I	x	28	12	16	28	23	81	94	72	112	91	98	97	97	58	66	68	78	70
Ventotec Nord II	28	x	40	43	43	46	78	95	74	123	101	118	120	120	80	93	96	106	96
Global Tech	12	40	x	7	21	30	82	92	72	106	85	87	86	86	52	57	58	66	61
Hochsee Windpark Nordsee	16	43	7	x	25	14	89	100	79	112	91	89	88	87	44	51	53	62	55
Bard Offshore I	28	43	21	25	x	13	108	120	99	137	115	112	112	110	38	55	62	75	57
He dreiht	23	46	30	14	13	x	103	113	92	126	105	101	100	98	34	47	52	65	50
Sandbank 24	81	78	82	89	108	103	x	21	15	60	46	91	98	103	133	132	128	128	138
Dan Tysk	94	95	92	100	120	113	21	x	22	41	31	80	88	94	141	136	131	128	142
Nördlicher Grund	72	74	72	79	99	92	15	22	x	54	36	78	85	90	121	119	115	114	125
Butendiek	112	123	106	112	137	126	60	41	54	x	22	56	64	71	146	135	128	120	141
Uthland	91	101	85	91	115	105	46	31	36	22	x	49	57	63	126	116	110	105	123
Amrumbank West	98	118	87	89	112	101	91	80	78	56	49	x	8	15	109	91	81	71	96
Nordsee Ost	97	120	86	88	112	100	98	88	85	64	57	8	x	7	105	88	76	63	92
Meerwind (Süd und Ost)	97	120	86	87	110	98	103	94	90	71	63	15	7	x	102	82	72	60	88
Borkum Riffgrund West	58	80	52	44	38	34	133	141	121	146	126	109	105	102	x	25	35	50	22
Alpha Ventus	66	93	57	51	55	47	132	136	119	135	116	91	88	82	25	x	10	26	7
Delta Nordsee	68	96	58	53	62	52	128	131	115	128	110	81	76	72	35	10	x	16	17
Gode Wind	78	106	66	62	75	65	128	128	114	120	105	71	63	60	50	26	16	x	32
Borkum Riffgrund	70	96	61	55	57	50	138	142	125	141	123	96	92	88	22	7	17	32	x

Farblich herausgestellt (in grau) sind diejenigen Parks, die zueinander einen Abstand von weniger als 10 km aufweisen werden. Darüber hinaus sind die Park-Projekte durch verstärkte Rahmen zu den Gruppen zusammengefasst, die eine geographische Nähe besitzen. Für die deutschen Parks spielen die Auswirkungen von einem Park auf den anderen in der Vielzahl der Projekte eine untergeordnete, wenn nicht sogar vernachlässigbare Rolle. Die Abstände der Parks zueinander sind ausreichend groß dimensioniert. Nur bei wenigen Parkkonstellationen kann es zu dieser Wirkung aufeinander kommen. Nach dem Ausbau der Pilotprojekte und der Ausbauphasen können dann weitere Offshore-Parks nah beieinander stehen. Jedoch ist es dann weitaus sinnvoller, diese geographisch dicht beieinander stehenden Parks als einen großen Park mit vorliegenden Regenerationsflächen zu betrachten. Somit kann diese Betrachtung auch mit dem vorliegenden CEIVO-Modell durchgeführt werden.

Von größerem Interesse ist die Einspeiseinteraktion der Parks, die über eine Leitung mit dem Energieversorgungsnetz verbunden sind. Hierbei spielt der zeitliche Unterschied eine wichtige Rolle. So wird die oben beschriebene Zeitbetrachtung nicht nur für einen einzelnen Park, sondern auch für die anderen Parks im Cluster sowie die Fläche zwischen den Parks im CEIVO-Modell angewandt.

5.5 Modellvalidierung und -verifikation

Die Überprüfung der Gültigkeit eines Modells erhöht das Verständnis für das Modell und das Vertrauen in die Modellergebnisse. Durch den modularisierten Aufbau von CEIVO verlief die Validierung und Verifikation parallel zu den Phasen Modellentwurf und Modellimplementierung. So konnten die Module fortwährenden Tests unterworfen werden. Um die Gültigkeit des Modells zu gewährleisten, wurde während des gesamten Modellbildungsprozesses eine angemessene Dokumentation verfolgt, um so eine Reproduzierbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Im Rahmen dieser Arbeit sind verschiedene Stufen der Modellvalidierung und -verifikation durchlaufen worden. Im Sinne einer erfolgreichen Modellvalidierung ist die korrekte Abbildung der Realsystemattribute und -beziehungen überprüft worden. Die mathematischen Beziehungen besitzen Allgemeingültigkeit und sind an den vorhandenen verifizierten Gesetzmäßigkeiten entwickelt. Durch die Auswahl der einstellbaren Modellparameter und die sich daraus ergebene Dimensionalisierung kann das Modell CEIVO an reale Parks angenähert werden.

In systematischen Programmtests wurde die korrekte Implementierung des konzeptionellen Modells in das Computer-Modell gewährleistet (Modellverifikation). Die Übertragung der mathematischen Modelle wurde durch einzelne Testsimulationen überprüft, um so die korrekte Arbeitsfähigkeit der Berechnungsmodule der Simulationsumgebung zu belegen.

Im Rahmen von Plausibilitätstests wurde das Verhalten der einzelnen Teilmodule wie auch das des Gesamtmodells CEIVO untersucht. Aufgrund des Fehlens solcher Park-Cluster in der Realität und die lückenhafte Nutzung von Realdaten europäischer Offshore-Windparks aus Gründen einer strikten Restriktionen in der Datenpolitik war die Prüfung des Modells an Realsystemen nur bedingt möglich. Diese Vergleichsrechnungen sind durchgeführt worden und bestätigten die Simulationsergebnisse. Zudem wurde CEIVO mit den Simulationsergebnissen der anerkannten Simulationsprogramme für Windaufkommen und Energieertrag WindPROTM und WASP verglichen und zeigte hierbei ein plausibles und korrektes Verhalten. In Sensitivitätsanalysen wurden darüber hinaus die Ausgangsgrößen auf die Schwankungen der Eingangsgrößen und der Modellstruktur (Systemparameter) hin untersucht.

Es konnte in den Analysen und Tests gezeigt werden, dass das CEIVO-Modell vor dem Hintergrund der Modellierungszielsetzung für eine Anwendung geeignet ist. Die Grenzen und Annäherungen, die in diesem Kapitel genannt wurden, sind in ihrer Problemstruktur erst mit weiterer geeigneter Forschung, u.a. am Testfeld „Alpha Ventus“, genauer zu beschreiben und dann modelltechnisch umzusetzen.

6 Szenarien der Einspeisung

In diesem Kapitel werden verschiedene Simulationsszenarien vorgestellt, die mit dem CEIVO-Analysemodell genauer untersucht werden können. Die Simulationsergebnisse werden unter verschiedenen Fragestellungen dargestellt und ausgewertet. Die gewählten Szenarien der Windgeschwindigkeiten und -richtungen stellen Zeitbereiche von einzelnen bis mehreren Tagen dar, die jeweils zeitgleich an den unterschiedlichen Forschungsstandorten der deutschen Messmasten in Nord- und Ostsee aufgenommen worden sind. Für die gesamten Szenarien wird ein k -Parameter von 0,07 verwendet.

6.1 Einspeisung geographisch verteilter Windparks

Die Grundlage für die durch CEIVO modellierte Einspeisung bilden die Standorte deutscher Offshore-Forschungsstationen und Messmasten (vgl. Bild 2-2) und somit aufgenommene Windbedingungen. Damit kann das Einspeiseverhalten der einzelnen Offshore-Windparks, aber auch die Kombination dieser geographisch verteilten Parks untersucht und verglichen werden. Charakteristische Einspeiseverläufe und mögliche, durch den Zusammenschluss der einzelnen Parks entstandene Ausgleichspotentiale in der Einspeisung können ermittelt werden. Vor allem für Übertragungsnetzbetreiber können die Ausgleichspotentiale einen Einfluss auf den zu disponierenden Ausgleichsenergiebedarf haben.

In der folgenden Untersuchung werden drei Offshore-Windparks und ihr Einspeiseverhalten an unterschiedlichen Standorten untersucht. Die simulierten Parks haben jeweils eine installierte Leistung von 400 MW (80 WEA pro Park). Alle 80 Anlagen entsprechen einem WEA-Typ und weisen damit auch einen gleichen C_T -Kennlinien- wie auch Leistungskennlinienverlauf auf. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Parks herzustellen, werden die Windparks mit einer gleichen äußeren Parkgeometrie eines Rechtecks und einem Anlagenabstand von 600 m in westlicher Ausbreitung und 800 m in nördlicher Ausbreitung simuliert. Diese Aufstellungsgeometrie entspricht gängigen Planungen deutscher Parkprojekte und ähnelt bereits realisierten Offshore-Windparks. In Bild 6-1 ist die Parkform dargestellt.

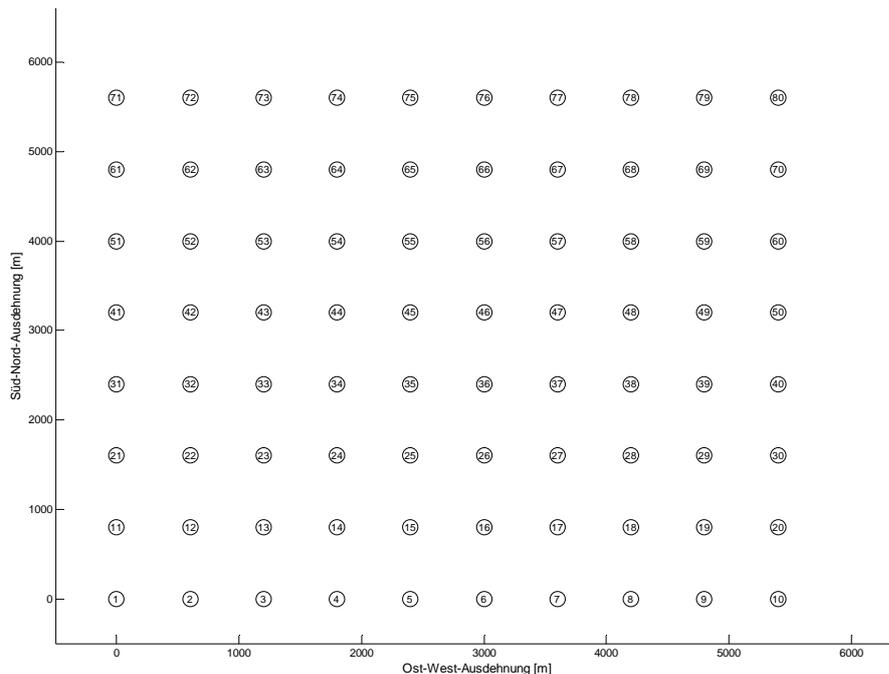


Bild 6-1: Rechteckförmige Parkgeometrie für die Simulation der Einspeiseverläufe

6.1.1 Szenarien der Windbedingungen

Für die Szenarien werden reale Windbedingungen verwendet. Es ist notwendig, eine Vielzahl von möglichen Windbedingungen aufzuzeigen, die auf einen Offshore-Windpark einwirken. Eine Analyse der auftretenden Windbedingungen in ihrer gesamten Breite ist erst durch eine langjährige Messung der Windverhältnisse vor Ort möglich und selbst dann noch nicht garantiert.

Für die Szenarien muss nicht nur eine veränderliche Windgeschwindigkeit sondern auch die jeweilige unterschiedliche Windrichtung an den einzelnen Standorten mit berücksichtigt werden. Hierbei darf nicht von der Annahme ausgegangen werden, dass die Windverhältnisse an den beiden Nordsee-Standorten lediglich zeitversetzt sind. Die Windbedingungen an jedem einzelnen Standort sind durch seine spezielle Lage und des vorliegenden Fetchs beeinflusst. So ergeben sich die Geschwindigkeits- und Richtungsverläufe aus einer Kombination von großräumigen und kleinskaligen Einflüssen auf die Windbedingungen.

Für die Untersuchungen der Einspeiseverläufe geographisch verteilter Offshore-Windparks sind 10 Windbedingungs-Szenarien aufgestellt worden. Der Fokus bei der Auswahl liegt hierbei auf dem Windgeschwindigkeitsverlauf. Die Szenarien sind in der folgenden Tabelle 6-1 aufgelistet.

Tabelle 6-1: Übersicht über die Szenarien I bis X

Szenario	Merkmale
I	<ul style="list-style-type: none"> • Gegenläufige Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten
II	<ul style="list-style-type: none"> • Unterschiede in den Windgeschwindigkeiten zwischen Nordsee und Ostsee • Windgeschwindigkeiten in der Nordsee liegen zeitweise unter der Einschaltgeschwindigkeit der Anlagen
III	<ul style="list-style-type: none"> • Ähnlicher Verlauf in den Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten • Vor allem in der Nordsee treten leicht zeitversetzte Windgeschwindigkeitsverläufe auf
IV	<ul style="list-style-type: none"> • Ähnlicher Verlauf in den Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten • An den Standorten herrschen unterschiedliche durchschnittliche Windgeschwindigkeiten
V	<ul style="list-style-type: none"> • Moderate Windgeschwindigkeitsverläufe
VI	<ul style="list-style-type: none"> • Gegenläufige Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten • Windgeschwindigkeiten in der Ostsee liegen zeitweise unter der Einschaltgeschwindigkeit der Anlagen
VII	<ul style="list-style-type: none"> • Ähnlicher Verlauf in den Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten mit zeitweise kurzfristigen Veränderungen, vor allem am Standort in der Ostsee
VIII	<ul style="list-style-type: none"> • Veränderung der Windgeschwindigkeitsverläufe von einem ähnlichen Verlauf an den einzelnen Standorten hin zu einem gegenläufigen Verlauf
IX	<ul style="list-style-type: none"> • Ähnlicher Verlauf in den Windgeschwindigkeiten an den drei Standorten mit einer jeweils hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit
X	<ul style="list-style-type: none"> • Windgeschwindigkeitsverläufe mit starken sprunghaften Windgeschwindigkeitsänderungen • Ausschaltwindgeschwindigkeit wird kurzfristig erreicht

Für die Untersuchungen sind die über 10 Minuten gemittelten Messwerte der Forschungsstationen in Nord- und Ostsee verwendet worden. Die schematischen Windgeschwindigkeitsverläufe und die Windrichtungsverhältnisse für die Szenarien I bis X sind im Anhang ersichtlich.

6.1.2 Einspeiseverhältnisse der Parks

Für die Auswertung ist die jeweilige, auf Basis der Windbedingungen tatsächlich abrufbare Leistung an den drei Standorten auf die installierte Leistung normiert gegenübergestellt. Zusätzlich werden die auf die installierte Leistung normierten Verläufe der Parkkombination, dem Zusammenschluss aller drei Parks zu einem großen Park, dargestellt. So können auch mögliche Ausgleichspotentiale in der Kombination der Parks durch gegenläufige Einspeiseverläufe an den einzelnen Parkstandorten aufgezeigt werden. Die Normierung ermöglicht einen Vergleich der einzelnen Parks mit einer installierten Leis-

tung von 400 MW mit der Parkkombination mit einer gesamten installierten Leistung von 1200 MW. In Bild 6-2 bis Bild 6-11 sind die normierten Einspeiseverläufe der Offshore-Parks und die der Kombination ersichtlich. Auffallende charakteristische Verläufe werden im Folgenden in den einzelnen Szenarien kurz hervorgehoben.

Die Auswirkungen auf den Einspeiseverlauf der Parkkombination sind abhängig von den spezifischen Verläufen der Einspeisung der einzelnen Parks und ihrer Interaktion. In Bild 6-2 wird der Verlauf der Parkkombination zeitweise durch die Einspeiseänderungen eines einzelnen Park dominiert (grüner Kreis), da die anderen Parks konstant einspeisen. Auch ist hier ein gegenläufiges Einspeiseverhalten an den einzelnen Parkstandorten zu erkennen (roter Kreis). Während beim Park in der Ostsee ein Einbruch in der Einspeisung vorliegt, weisen die beiden Parks in der Nordsee einen Zuwachs in der Einspeisung auf. Dadurch tritt in der Kombination der Parks eine geringere Intensität der Einspeiseschwankungen auf.

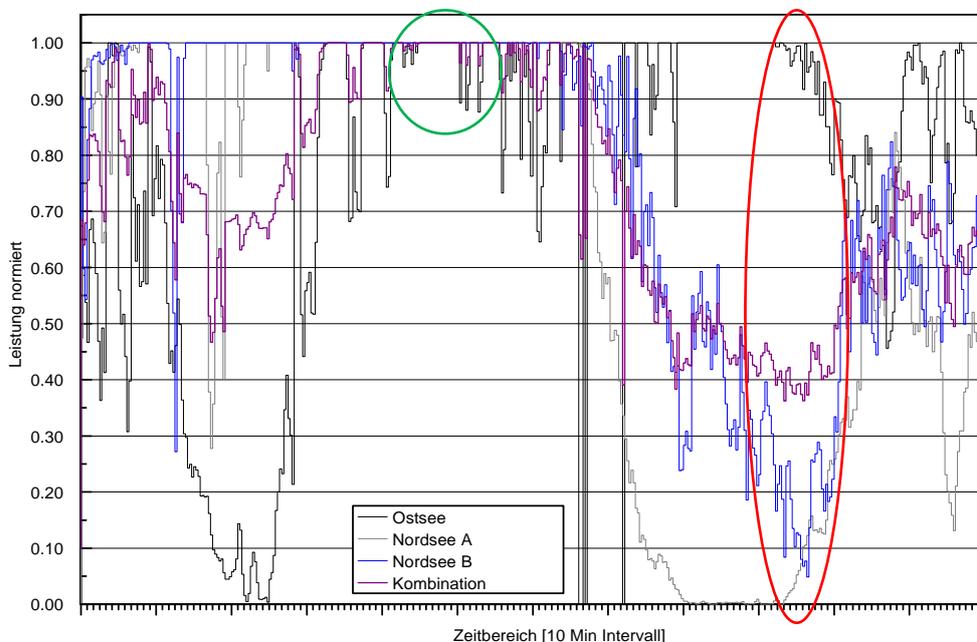


Bild 6-2: Einspeise-Szenario I

Auch in Bild 6-3 wird die Dominanz eines einzelnen Offshore-Windparks im Einspeiseverhalten deutlich. Die Parkkombination wird von einem Windpark und seinem Einspeiseverlauf dominiert. Der Windpark in der Ostsee speist auf einem hohen bis moderaten Niveau ein, während die Parks in der Nordsee aufgrund der geringen vorliegenden Windgeschwindigkeiten in einem Betriebspunkt knapp über der Anlaufwindgeschwindigkeit agieren. So entspricht der Einspeiseverlauf der Parkkombination weitestgehend dem des einzelnen Parks in der Ostsee. Im weiteren zeitlichen Verlauf ändern sich dann die Windgeschwindigkeitsverhältnisse. Die Geschwindigkeiten im Ostsee-Park nehmen ab während die in den in der Nordsee gelegenen Parks zunehmen. Dementsprechend

dominieren nur die Einspeiseverläufe der beiden Parks in der Nordsee den Verlauf der Parkkombination.

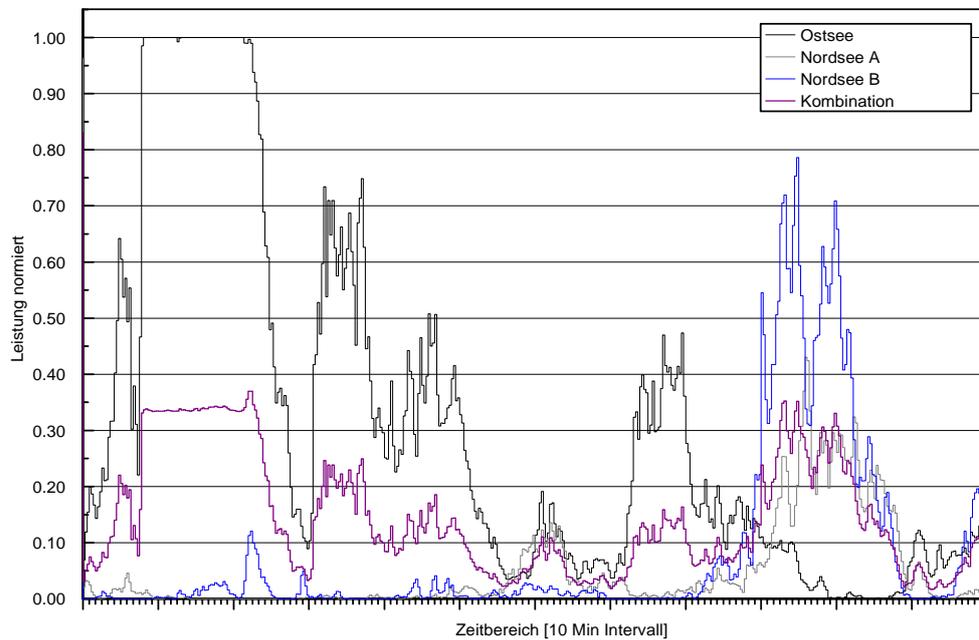


Bild 6-3: Einspeise-Szenario II

In Bild 6-4 treten verschiedene charakteristische Verläufe auf. Zum einen kommt ein leicht zeitversetztes ähnliches Einspeiseverhalten der beiden in der Nordsee gelegenen Parks vor (grüner Kreis). Zum anderen tritt im weiteren zeitlichen Verlauf des Szenarios ein gegenläufiges Verhalten in der Einspeisung dieser beiden Parks in der Nordsee auf, so dass die Veränderungen in der Parkkombination geringer ausfallen (roter Kreis).

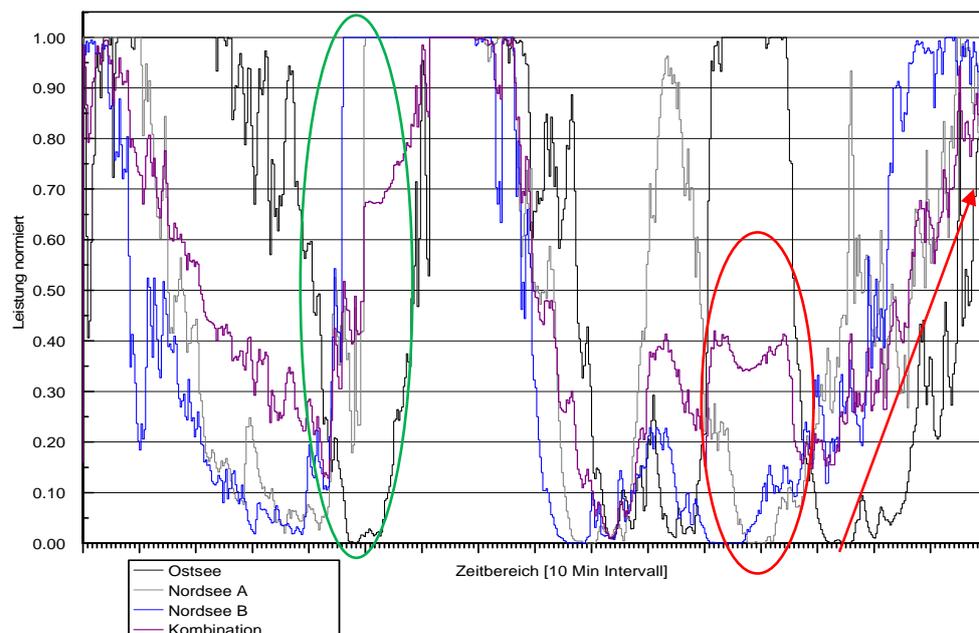


Bild 6-4: Einspeise-Szenario III

Da die gegenläufigen Einspeisungen der Parks zu einem Zeitpunkt auftreten, in dem beide auf geringem Leistungsniveau einspeisen, ist das Ausgleichspotential im Einspeiseverlauf der Parkkombination ebenfalls gering. Zudem ist im weiteren zeitlichen Verlauf des Szenarios auch ein starker Anstieg in der Einspeisung an allen drei Standorten vorliegend, das dementsprechend zu einem deutlichen Anstieg in der Parkkombination führt (roter Pfeil).

In Bild 6-5 ist der Einspeiseverlauf der an den einzelnen Standorten wie auch der der Parkkombination moderat. Auffallend bei dem Einspeiseverlauf der Parkkombination sind die im Vergleich zu den einzelnen Parks in ihrer Intensität geringeren Schwankungen im Verlauf. Dies ist auf ein Ausgleichspotential durch den Zusammenschluss der drei einzelnen Parks zurückzuführen. Diese Potentiale treten sehr kurzfristig auf, ohne dass man sie in dieser Verlaufs-darstellung näher erkennen kann.

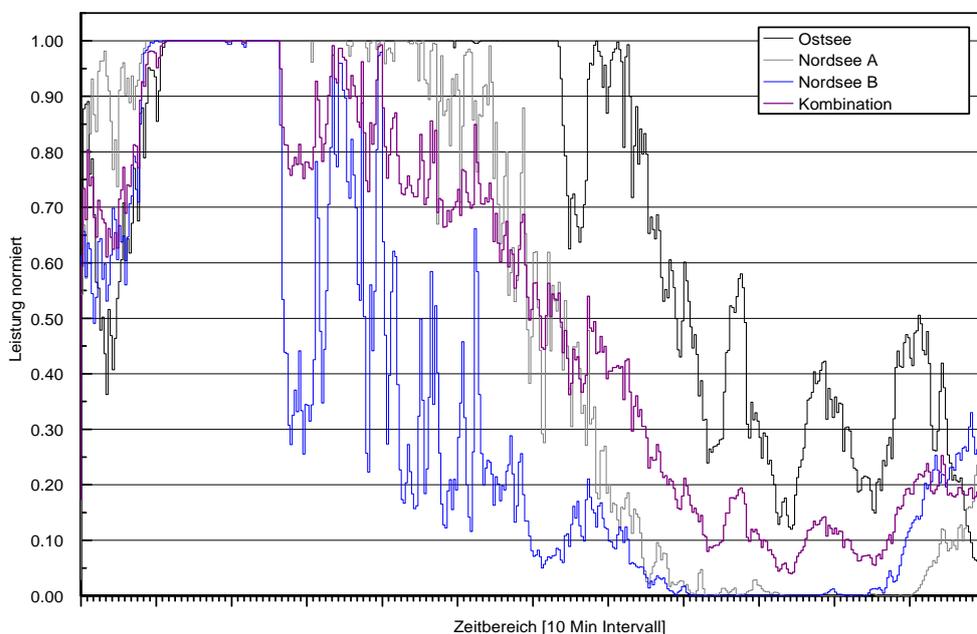


Bild 6-5: Einspeise-Szenario IV

Auch in den Szenarien V, VI und VII sind Ausgleichspotentiale durch das gegenläufige Einspeiseverhalten zu erkennen (rote Kreise in Bild 6-6 bis Bild 6-8).

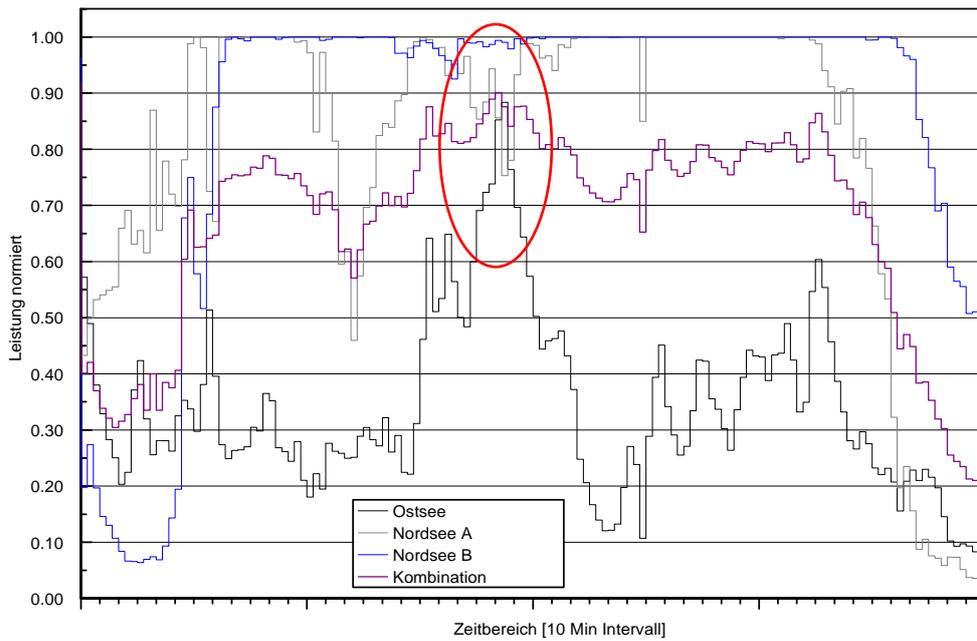


Bild 6-6: Einspeise-Szenario V

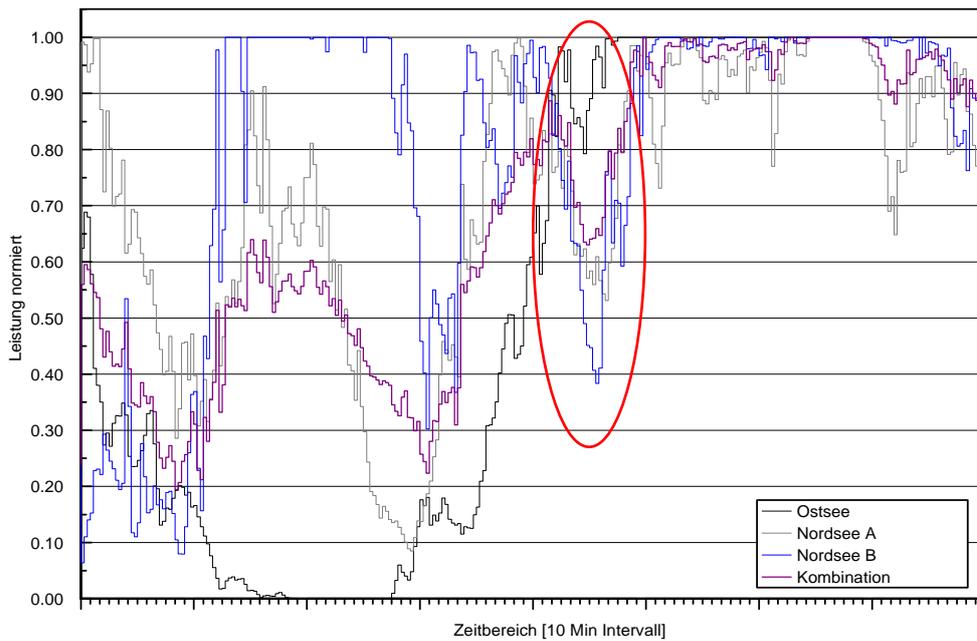


Bild 6-7: Einspeise-Szenario VI

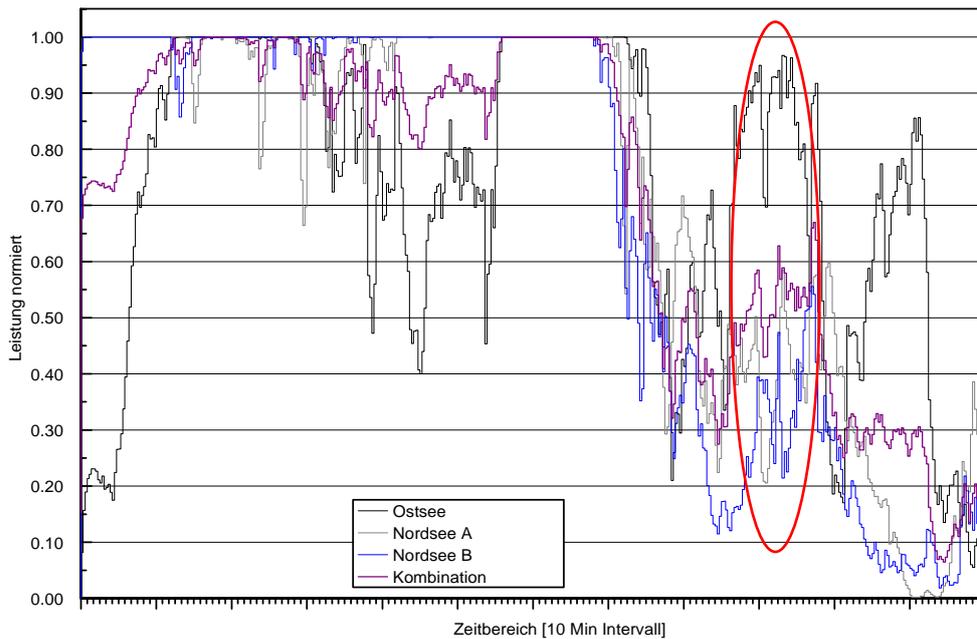


Bild 6-8: Einspeise-Szenario VII

In Bild 6-9 treten wieder verschiedene charakteristische Verläufe auf. Zu Beginn des Szenarios liegt eine über mehrere Stunden andauernde konstante Einspeisung auf Nennleistungsniveau aller drei Parks vor. Dementsprechend speist auch die Kombination der Parks mit Nennleistung ein. Im weiteren zeitlichen Verlauf des Szenarios treten wiederholt konstante Einspeiseverhältnisse über einen längeren Zeitbereich auf (rote Kreise).

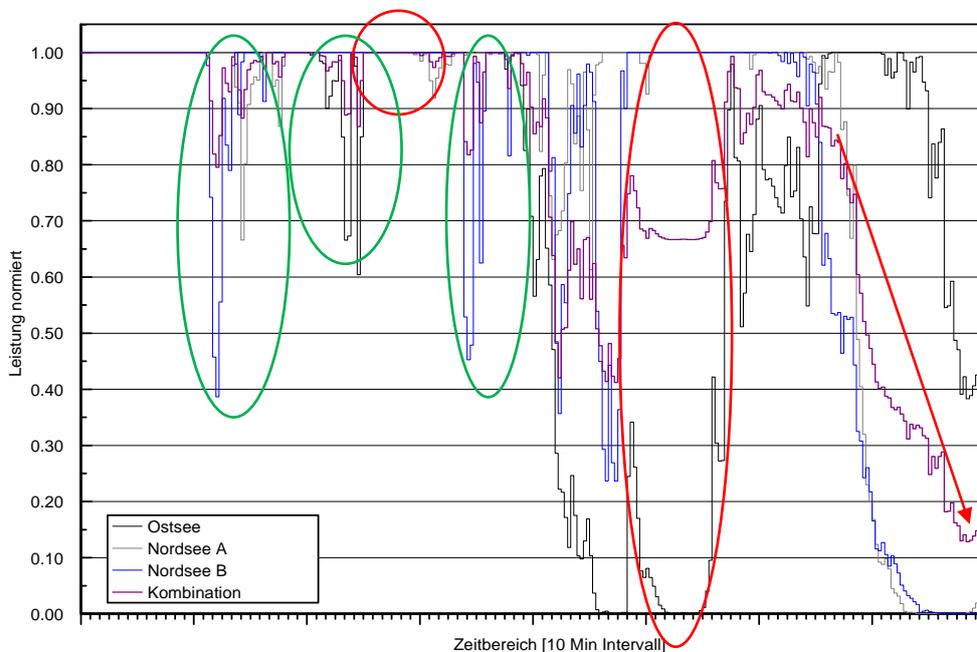


Bild 6-9: Einspeise-Szenario VIII

Dies kommt aber nicht nur dann vor, wenn alle drei Parks im Nennleistungsbereich arbeiten. Im Szenario arbeiten zwei Parks im Nennleistungsbereich während der dritte,

in der Ostsee gelegene Park aufgrund der geringen Windgeschwindigkeiten keine Energie umwandelt. Des Weiteren tritt auch wiederholt der dominante Einfluss eines einzelnen Parks auf das Einspeiseverhalten der Parkkombination auf. Ferner ist in diesem Szenario auffallend, dass sich die drei einzelnen Parks in der dominanten Beeinflussung des Einspeiseverlaufs der Parkkombination abwechseln (grüne Kreise). Zum Ende des Szenarios VIII liegt ein ähnliches Verhalten im Einspeiseverlauf an allen drei Standorten vor. So sorgt dieses Verhalten für intensive Veränderungen im Einspeiseverhalten der Parkkombination (roter Pfeil).

Im Szenario IX (Bild 6-10) liegt überwiegend eine konstante Einspeisung auf Nennleistungsniveau vor. Die Veränderungen im Einspeiseverlauf der Parkkombination sind häufig durch die Einspeiseschwankungen eines der drei Offshore-Windparks hervorgerufen.

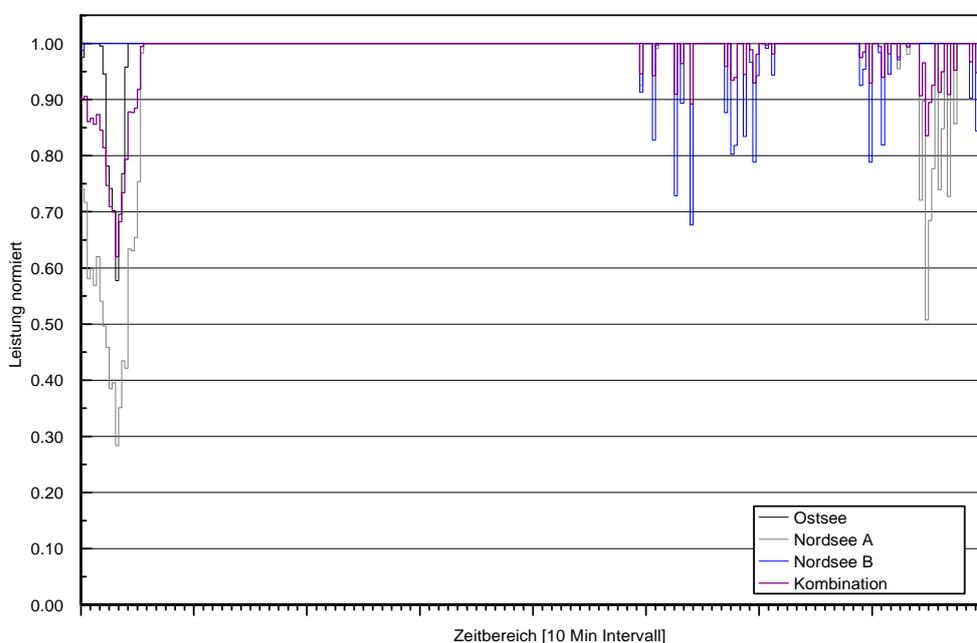


Bild 6-10: Einspeise-Szenario IX

Im Szenario X kommen Windgeschwindigkeitsverläufe mit starken sprunghaften Windgeschwindigkeitsänderungen vor. Diese sprunghaften Veränderungen treten sowohl über der Geschwindigkeit, bei der die Anlagen im Park ihre Nennleistung erreichen, als auch unter ihr auf. Unter dieser Geschwindigkeitsgrenze sind die sprunghaften Windgeschwindigkeitsveränderungen für intensive Einspeiseveränderungen verantwortlich (roter Kreis). Über dieser Grenze haben die sprunghaften Veränderungen zuerst keine Auswirkungen, da die Anlagen und damit auch der gesamte Park im Nennleistungsbereich arbeitet. Nimmt jedoch der Betrag der Windgeschwindigkeiten Ausmaße an, die die Abschaltgeschwindigkeit der WEA erreicht, schalten sich die Anlagen aus. Dies führt zu starken Einspeiseveränderungen (grüner Kreis).

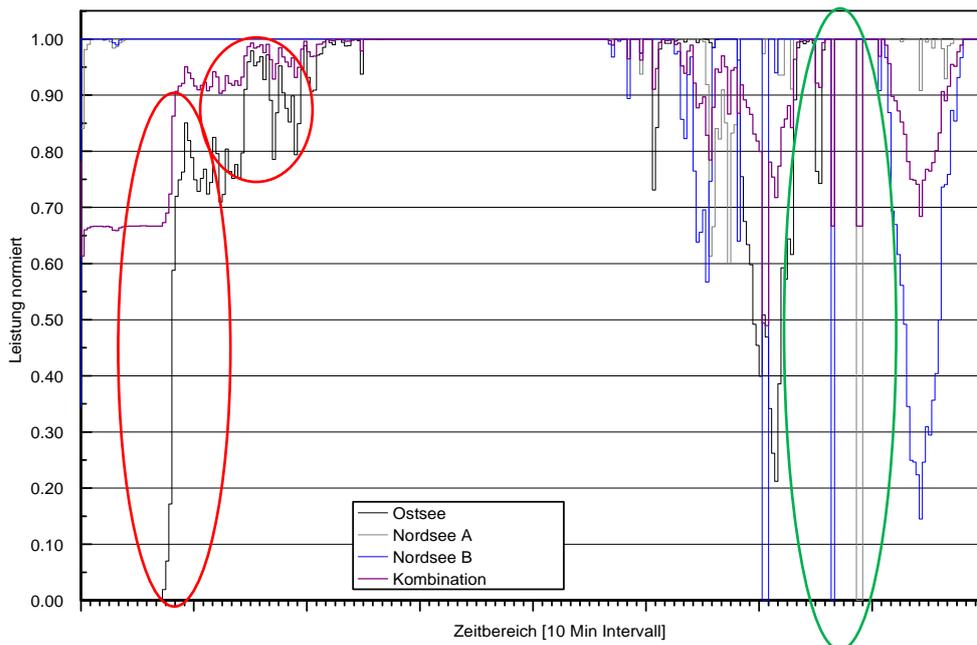
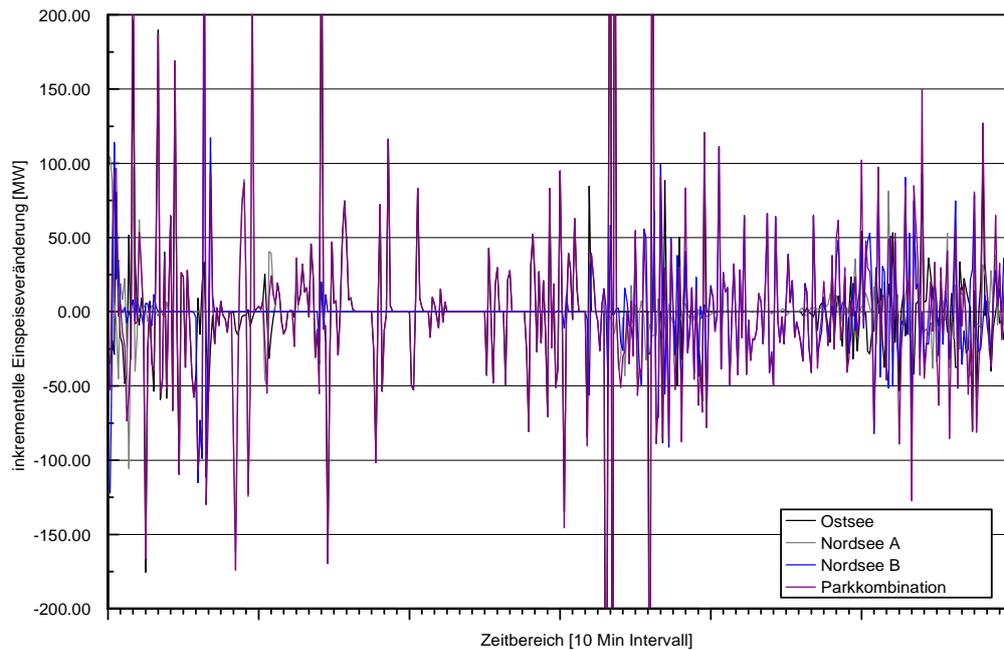


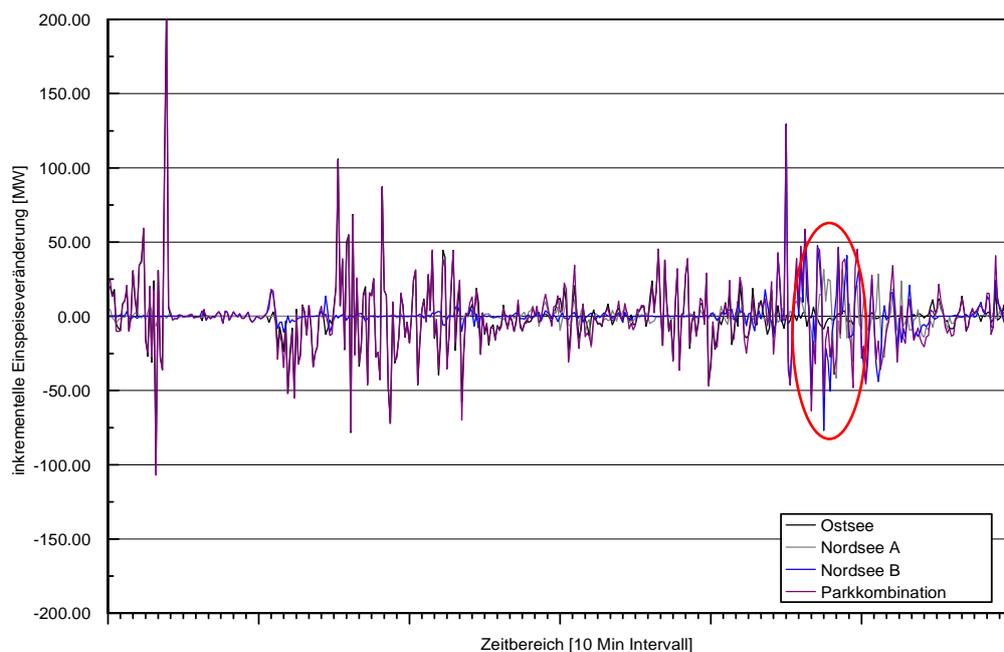
Bild 6-11: Einspeise-Szenario X

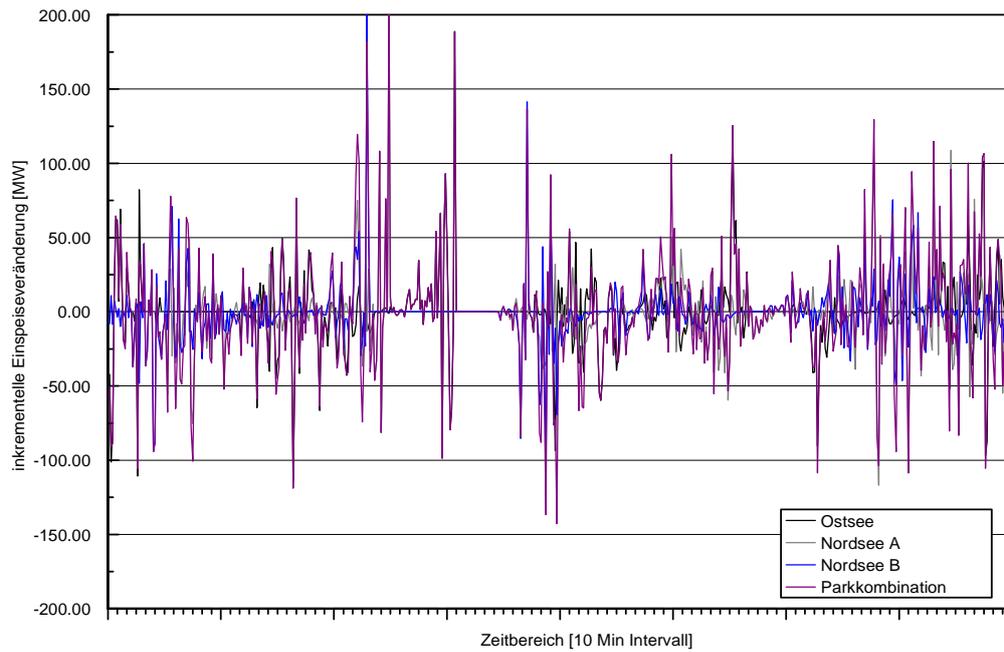
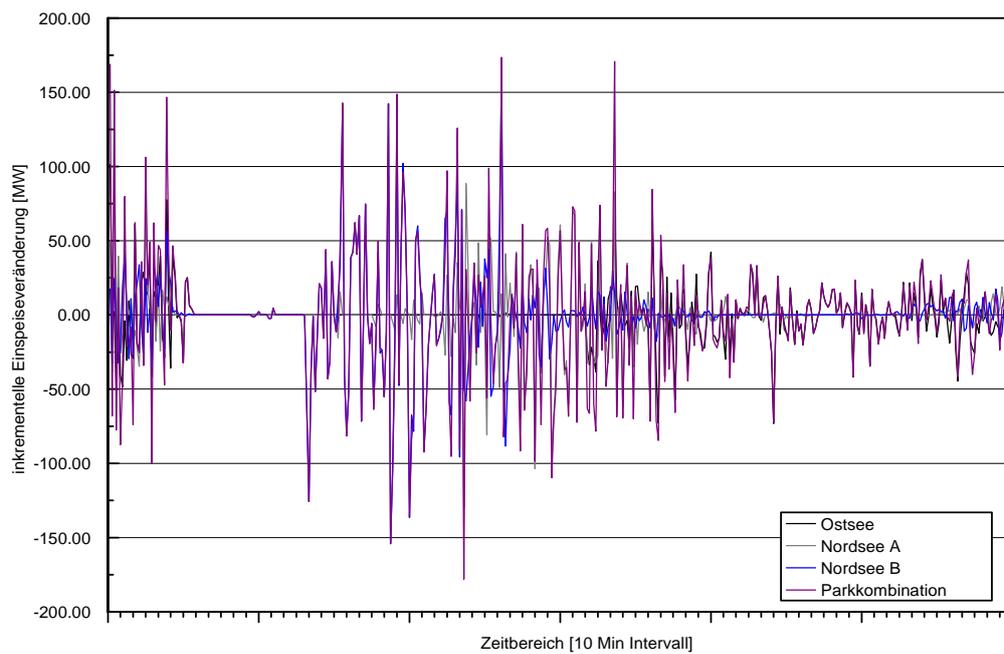
Wie in der graphischen Darstellung ersichtlich, sind die Effekte durch den Zusammenschluss der Parks vielfältig. Im Einspeiseverlauf der Kombination können ein einzelner Park und seine Veränderungen im Einspeiseverlauf dominieren. Durch einen ähnlichen Verlauf an allen einzelnen Parks ist der Einspeiseverlauf der Parkkombination intensiven Änderungen unterworfen. Auch können die Parks über einen längeren Zeitraum hinweg kontinuierlich auf einem einheitlichen Niveau einspeisen. Darüber hinaus kommen auch Ausgleichspotentiale durch die Kombination von gegenläufigen Einspeiseverläufen der einzelnen Parks vor. Diese Ausgleichspotentiale treten häufig auf und sind in ihrem Betrag von den einzelnen Einspeiseverläufen an den Parkstandorten abhängig. Um die Einspeiseschwankungen zwischen den einzelnen Standorten und der Parkkombination vergleichen und gleichzeitig das Reduktionspotential der Schwankungen durch das Zusammenschalten der Parks ermitteln zu können, bietet sich die Betrachtung der inkrementellen Einspeiseveränderungen an. Wie bereits im Kapitel 2.5.2 wird auch hier eine Inkrementen-Analyse durchgeführt. Das Inkrement ist der schrittweise positive wie auch negative Zuwachs einer Größe innerhalb einer Zeitreihe oder von aufeinander folgenden Ereignissen.

In Bild 6-12 bis Bild 6-21 sind die inkrementellen Einspeiseveränderungen der 10 Szenarien in einem Intervall von ± 200 MW dargestellt. Die gewählte Intervallgröße ermöglicht eine bessere Darstellung der inkrementellen Verlaufsänderungen. In allen Szenarien sind die inkrementellen Verläufe der Parkkombination wie auch die der drei einzelnen Offshore-Windparks ersichtlich. In der Vielzahl der Szenarien sind neben inkrementellen Veränderungen im Einspeiseverlauf der Parkkombination gegenläufige inkrementelle Veränderungen an den einzelnen Standorten erkennbar.

**Bild 6-12: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario I**

In Bild 6-13 (roter Kreis) tritt das gegenläufige Verhalten in den inkrementellen Einspeiseveränderungen deutlich auf. Der Park in der Ostsee weist eine geringe negative inkrementelle Veränderung. Die negative inkrementelle Veränderung im Park Nordsee B ist zur gleichen Zeit stärker ausgeprägt. Am Standort Nordsee A kommt zeitgleich eine positive inkrementelle Veränderung vor. So fällt die Ausprägung der resultierenden inkrementellen Veränderung in der Parkkombination geringer als am Standort Nordsee B aus.

**Bild 6-13: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario II**

**Bild 6-14: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario III****Bild 6-15: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario IV**

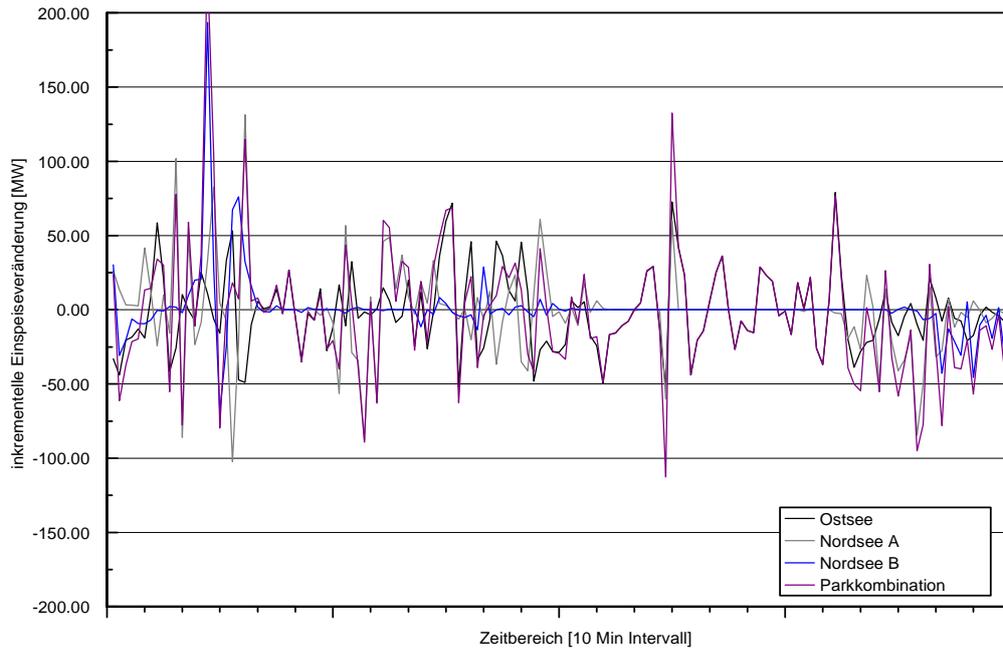


Bild 6-16: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario V

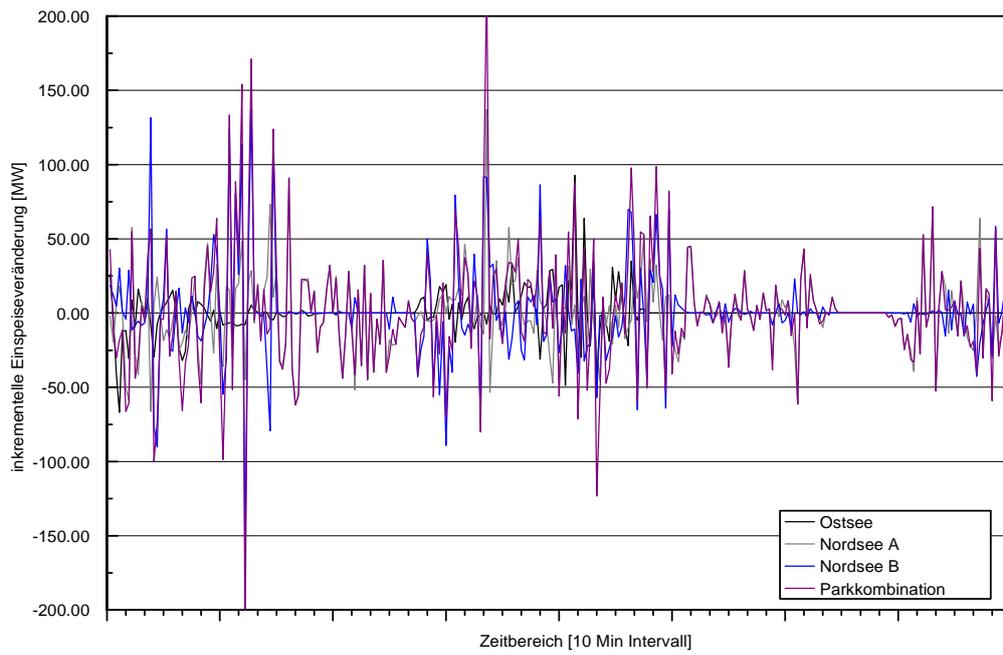


Bild 6-17: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VI

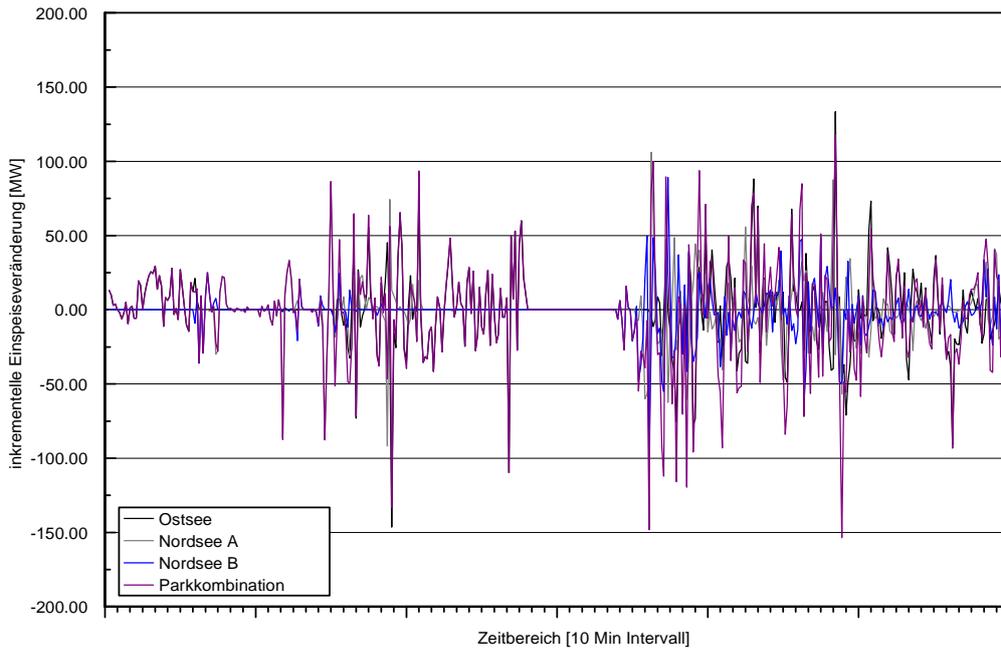


Bild 6-18. Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VII

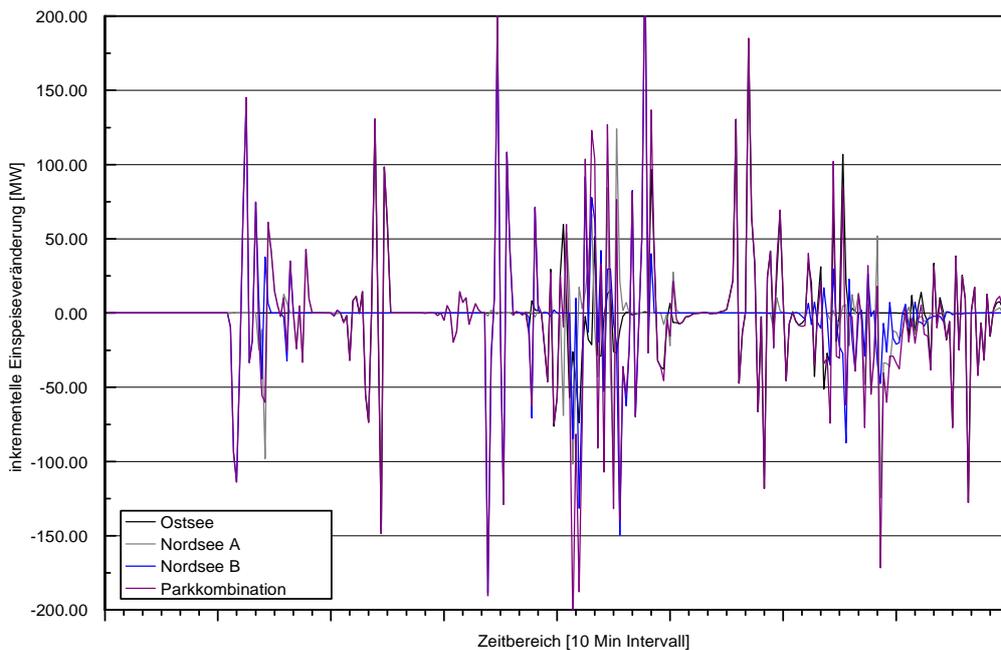


Bild 6-19: Inkrementelle Einspeiseveränderung im Szenario VIII

In Bild 6-20 sind nur geringe Unterschiede zwischen den inkrementellen Einspeiseänderungen an den einzelnen Standorten und denen der Parkkombination ersichtlich. Aufgrund der langen kontinuierlichen Einspeisung auf Nennleistungsniveau der Parks und den Einspeiseschwankungen in der Parkkombination, die größtenteils durch jeweils einen der drei einzelnen Parks hervorgerufen worden sind (vgl. Bild 6-10), liegen in diesem Szenario nur äußerst geringe Ausgleichspotentiale vor.

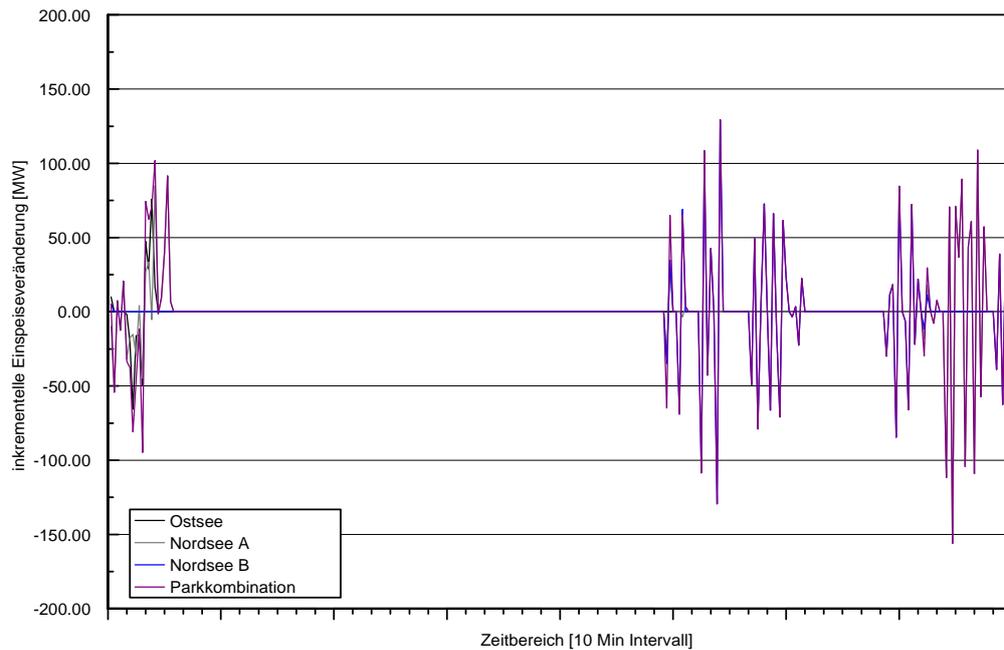


Bild 6-20: Inkrementelle Einspeiseverläufe im Szenario IX

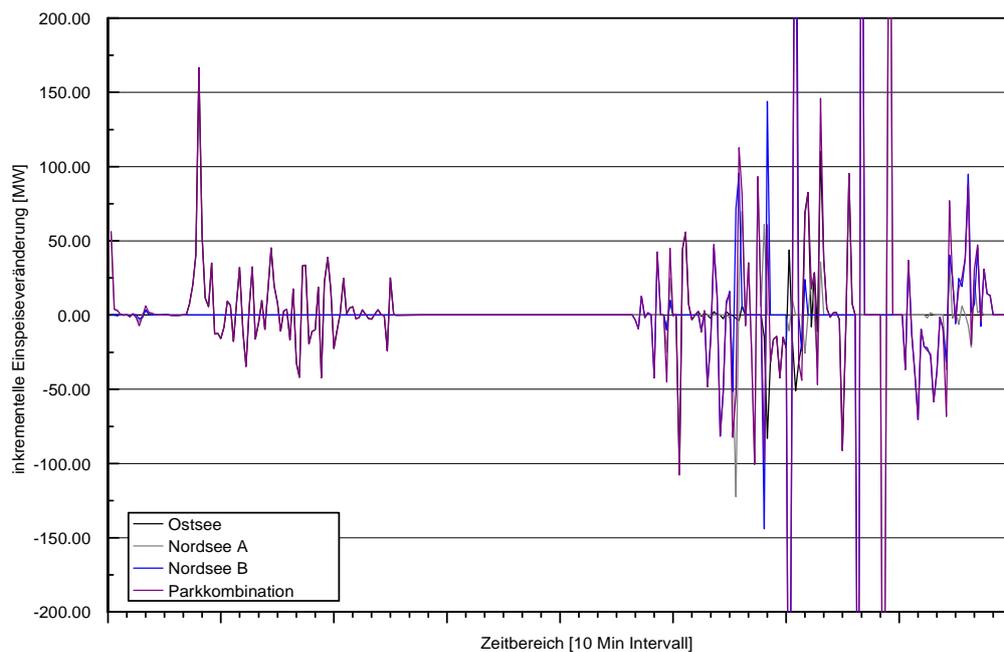


Bild 6-21: Inkrementelle Einspeiseverläufe im Szenario X

Ziel dieser Inkrementen-Analyse ist die Ermittlung der möglichen Reduktion von benötigter Ausgleichs- und Regelleistung durch die Ausgleichspotentiale der Offshore-Windparks. Dazu werden die inkrementellen Einspeiseveränderungen der Summe der einzelnen Offshore-Windparks dem inkrementellen Verlauf der Einspeiseveränderungen bei der Parkkombination gegenüber gestellt. Jeder Park weist eine absolute inkrementelle Veränderung im Einspeiseverlauf auf. Die Parks können in unterschiedlichen Regelzonen liegen und werden dementsprechend nur einzeln vom jeweiligen Übertragungsnetz-

betreiber betrachtet. So kann dann ein mögliches Disponieren von Ausgleichsenergie nur für diese Regelzone und damit nur für den in der Zone liegenden Offshore-Windpark erfolgen. Werden die Parks nicht in ihrer Gesamtheit betrachtet, summieren sich die absoluten inkrementellen Veränderungen zu den Gesamt-Einspeiseveränderungen. Wird dagegen die Gesamtheit über die Grenzen der Regelzonen hinaus betrachtet, kann eine vektorielle Addition der Einspeiseverläufe an den einzelnen Parks durchgeführt werden. Der Unterschied zwischen der Summation der absoluten inkrementellen Veränderungen an den einzelnen Parks und der vektoriellen Addition der inkrementellen Einspeiseveränderungen ergibt die Reduktion der Einspeiseschwankungen durch das Ausgleichspotential der Parks. Dies ist in Bild 6-22 schematisch dargestellt.

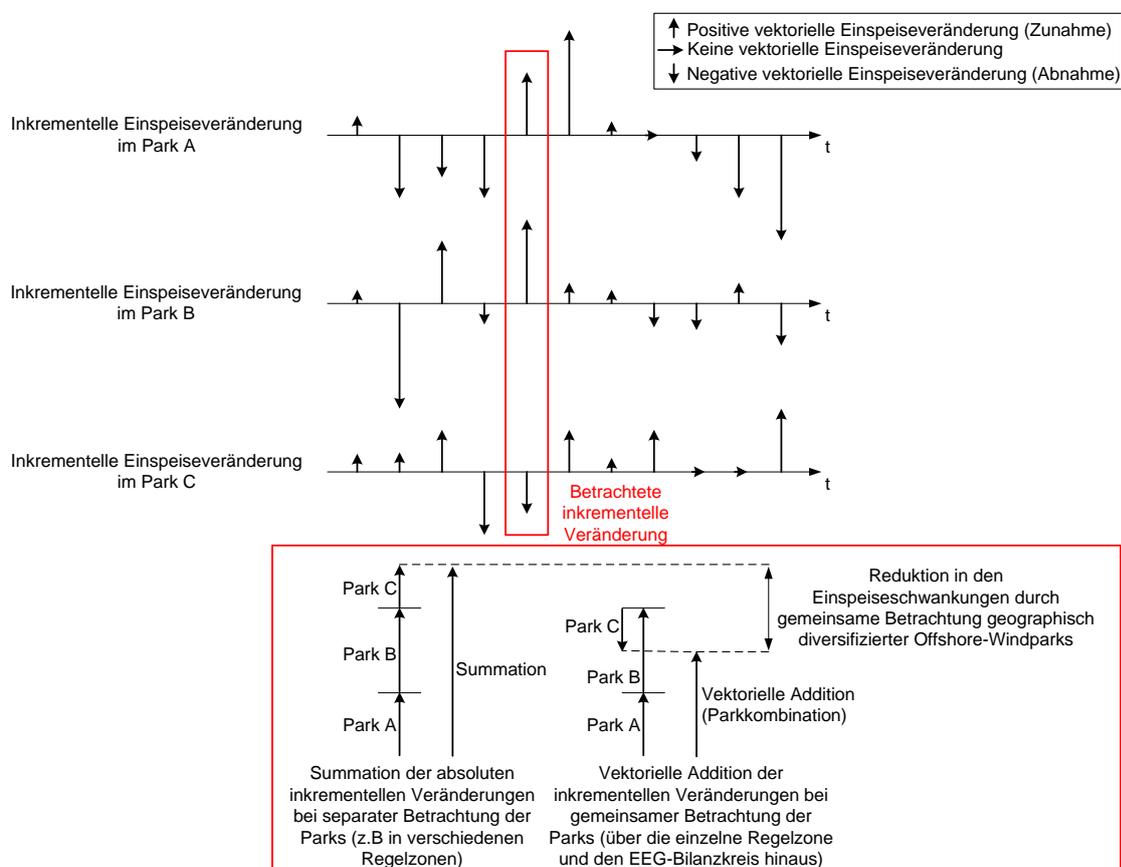


Bild 6-22: Schematische Darstellung der Reduktion der Einspeiseschwankungen durch die Parkkombination

Das Auftreten von Ausgleichspotentialen ist in den einzelnen Szenarien überprüft worden. In Bild 6-23 sind die relativen Häufigkeiten des Auftretens von Ausgleichspotentialen unabhängig von deren Intensität aufgestellt.

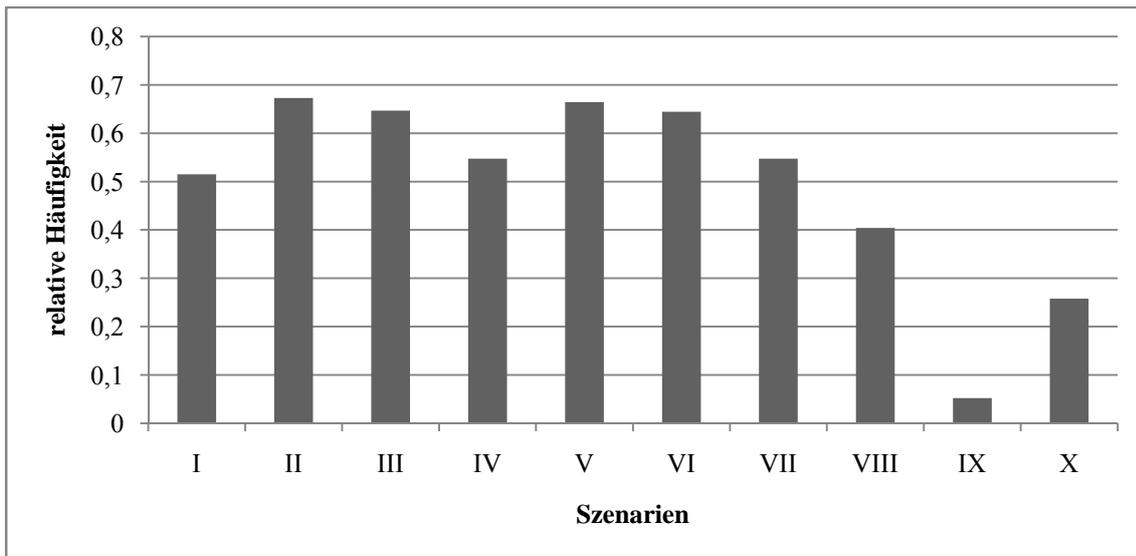


Bild 6-23: Relative Häufigkeit des Auftretens von Ausgleichspotentialen in den Szenarien

Es ist zu erkennen, dass in den verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen Einspeiseverläufen an den einzelnen Offshore-Windparks die Häufigkeit des Auftretens von Ausgleichspotentialen zwischen ca. 5 % und ca. 67 % liegt. In den Szenarien mit den hohen Häufigkeiten des Auftretens der Effekte liegen gegenläufige Einspeiseverläufe an den einzelnen Parkstandorten vor. Im Szenario IX weisen die Parkeinspeisungen nur wenige Gegenläufigkeiten auf. So sind hier nur geringe Ausgleichspotentiale vorhanden.

Das Ausmaß des Ausgleichspotentials ist vielfältig. Für die einzelnen Szenarien sind die relativen Häufigkeiten des Auftretens von Ausgleichspotentialen unterschiedlicher Intensität in Bild 6-24 dargestellt.

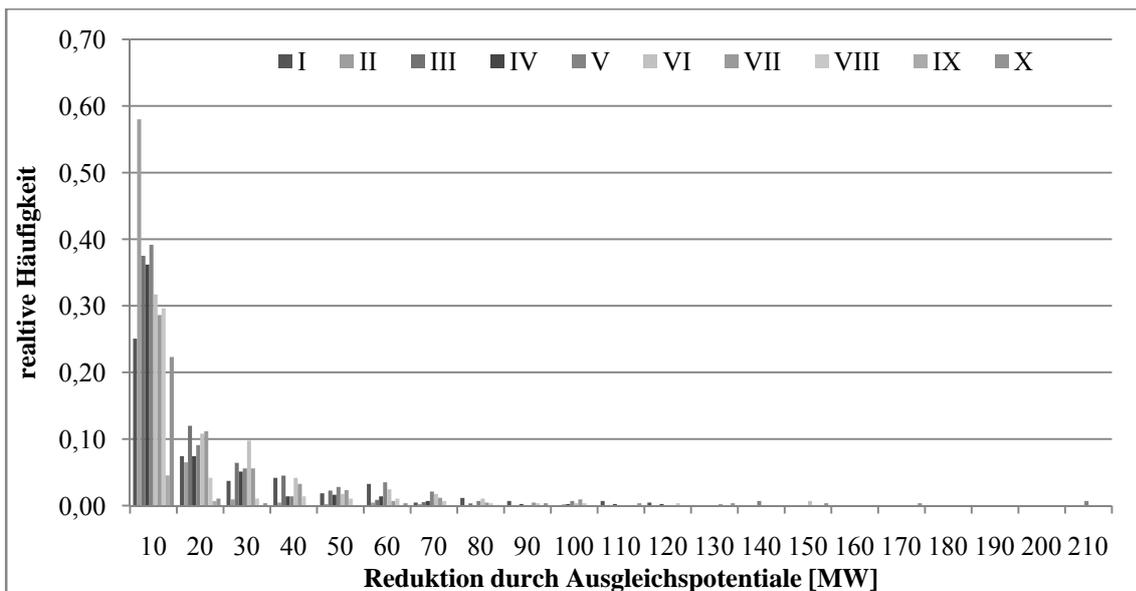


Bild 6-24: Relative Häufigkeit des Auftretens der Reduktion von Einspeiseschwankungen durch Ausgleichspotentiale

Verstärkt treten die Reduktionen von Einspeiseschwankungen durch die Parkkombination im Bereich von 10 MW bis 40 MW auf. Dies entspricht bis zu 3,3 % der installierten Nennleistung in der Parkkombination (bzw. 10 % der installierten Leistung eines einzelnen Parks). Jedoch sind auch hier Einsparungen bis zu 210 MW aufgetreten, die 17,5 % der installierten Nennleistung der Kombination ausmachen. Durch die hohe Häufigkeit des Auftretens von den Ausgleichspotentialen ist hier ein Potential zu erkennen, das eine Reduktion der Einspeiseschwankungen und damit auch eine Reduktion von auftretenden Kosten hinsichtlich der Disposition von Ausgleichsenergie auf dem Energiemarkt ermöglicht. Das Ausgleichspotential ist von der räumlichen Verteilung der Parks, der sogenannten geographischen Diversifikation, und den jeweiligen Windverhältnissen an den einzelnen Standorten abhängig. Für eine veränderte Parkkombination ergeben sich auch andere Ausgleichspotentiale. Darüber hinaus ist auch eine langfristige Betrachtung der Ausgleichspotentiale notwendig, da sich diese Potentiale über die Lebensdauer der Offshore-Windparks summieren,

Die Szenarien haben gezeigt, dass ein Ausgleichspotential vorliegen kann. So ist es sinnvoll, die Einspeisung geographisch verteilter Offshore-Windparks in ihrer Gesamtheit über die Grenzen einer Regelzone hinweg zu betrachten. So kann durch das Zusammenwirken von Parks in der Nordsee und in der Ostsee das Ausgleichspotential genutzt werden.

Darüber hinaus kann durch die Untersuchungen an den einzelnen Standorten auch für den operativen Parkbetrieb geschlossen werden, welche Spannbreite an Ausgleichsenergie frühzeitig bedarfsgerecht disponiert werden muss.

6.2 Einspeisung in einem Windpark-Verbund

Wie bereits im Kapitel 2 dargestellt, werden mehrere Offshore-Windparks in einem Verbund in das Energieversorgungsnetz einspeisen. Mittels des CEIVO-Analysemodells können die Auswirkungen der Abstände von Offshore-Windparks untersucht werden, die als ein solcher Verbund fungieren. In der folgenden Betrachtung werden dazu 6 Verbund-Szenarien verwendet. Basis der Szenarien sind 5 Offshore-Windparks, die zusammen den Verbund bilden. Die 5 Parks haben eine gleiche äußere Parkgeometrie, um so den Einfluss der Parkabstände in den Fokus der Betrachtung rücken zu können. Die Einflüsse aufgrund einer unterschiedlichen Parkgeometrie können somit vermieden werden. Als Parkgeometrie wird wiederum der rechteckige Offshore-Windpark aus Kapitel 6.1 gewählt.

In den 6 Szenarien sind die Parks im Verbund so angeordnet, dass sie einen Mindestabstand aufweisen. Die Szenarien unterteilen sich in:

- Szenario S1 mit einem Mindestabstand von 10 km
- Szenario S2 mit einem Mindestabstand von 20 km
- Szenario S3 mit einem Mindestabstand von 30 km
- Szenario S4 mit einem Mindestabstand von 40 km
- Szenario S5 mit einem Mindestabstand von 50 km
- Szenario S6 mit einem Mindestabstand von 60 km

Vier der Parks halten den jeweiligen Mindestabstand ein. Der Park 5 behält zu Park 2 den Abstand von 10 km und wird bei den Szenarien parallel mit dem Park 2 verschoben. Der Park-Verbund ist für die Szenarien S1 und S6 in Bild 6-25 und Bild 6-26 dargestellt. Die Darstellung der anderen Szenarien ist im Anhang ersichtlich.

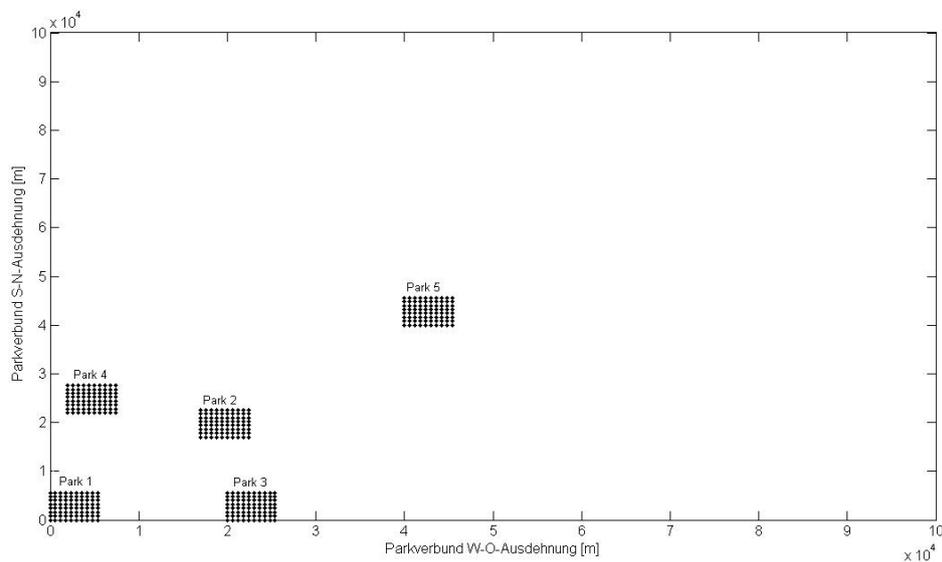


Bild 6-25: Szenario S1 des Park-Verbundes

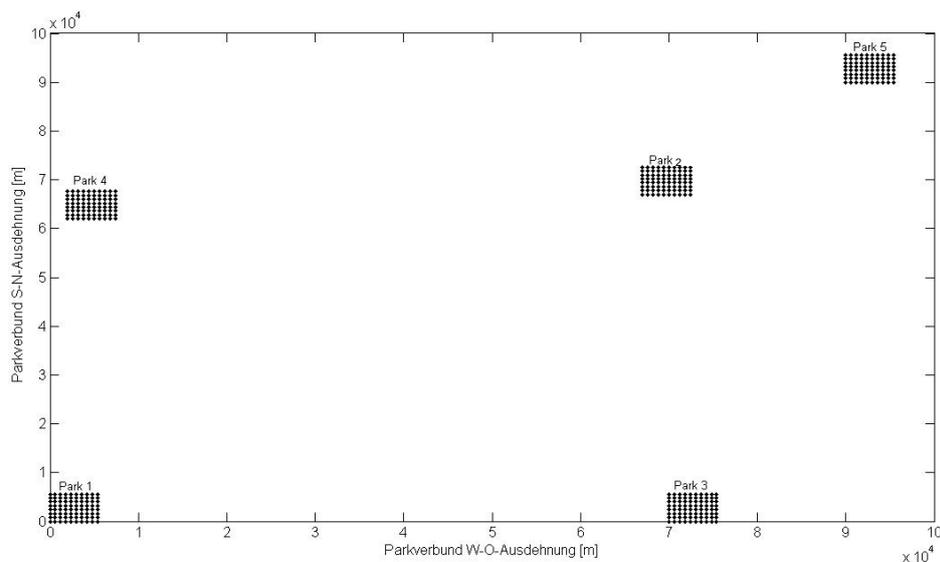


Bild 6-26: Szenario S6 des Park-Verbundes

Für die Untersuchung werden zwei Windgeschwindigkeitszeitreihen genutzt. Die erste ist durch eine stetig zunehmende Windgeschwindigkeit gekennzeichnet, die vom Einschalten einer WEA bis zur Nennleistung reicht (Bild 6-27). Dazu kommen auch sprunghafte Veränderungen in den Windgeschwindigkeiten.

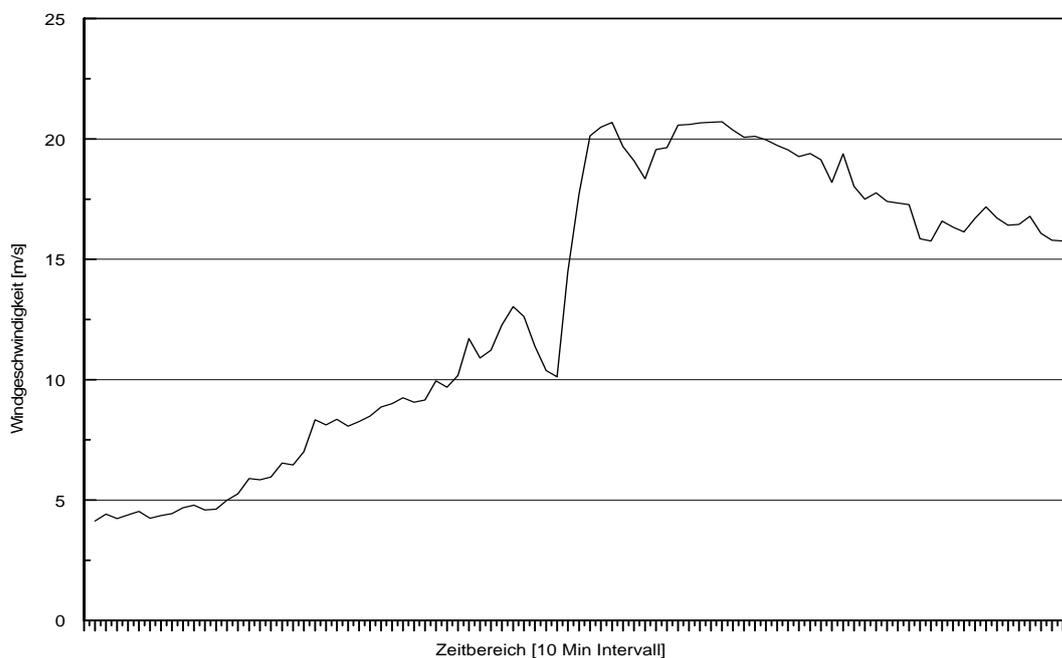


Bild 6-27: Windgeschwindigkeitsverlauf für die Verbund-Szenarien (ohne Cut-Out)

Die zweite Windgeschwindigkeitszeitreihe entspricht nicht einer tatsächlichen Messwertaufnahme an einem deutschen Forschungsstandort auf hoher See. Die erste Windgeschwindigkeitszeitreihe ist so verändert worden, dass ein Abschalten der Anlagen aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeiten (sog. Cut-Out-Level) simuliert werden kann

(Bild 6-28). Diese Simulation ermöglicht die Betrachtung des Einspeiseverlaufs im gesamten Verbund bei einem Abschalten der WEA in den einzelnen Parks.

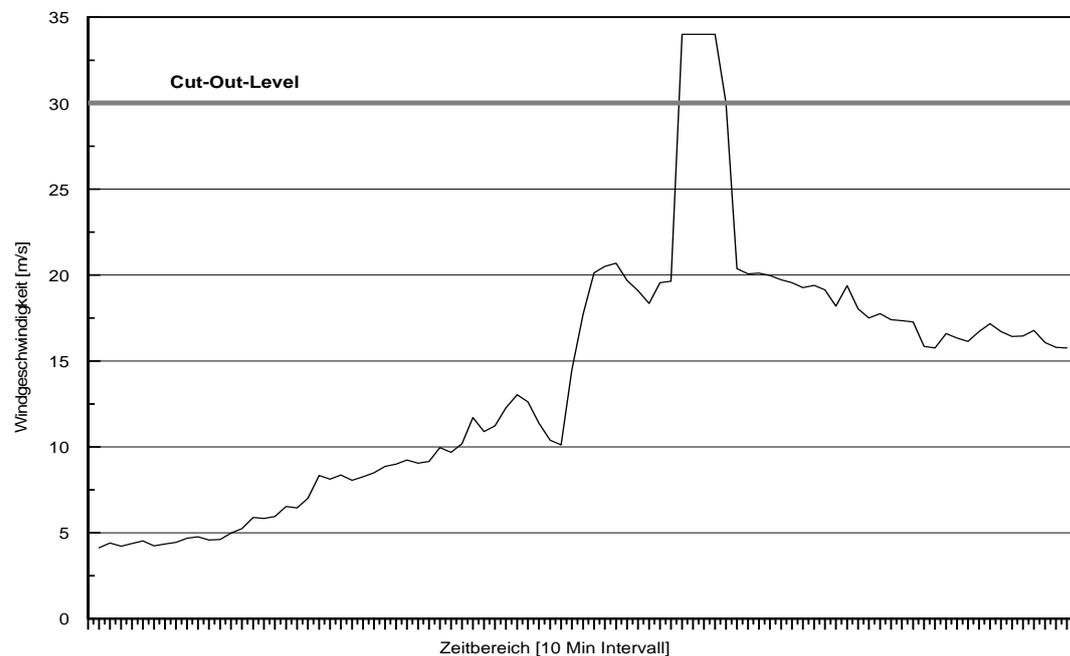


Bild 6-28: Windgeschwindigkeitsverlauf für die Verbund-Szenarien (mit Cut-Out)

Die Windrichtungsverläufe bleiben bei beiden Zeitreihen gleich (Bild 6-29).

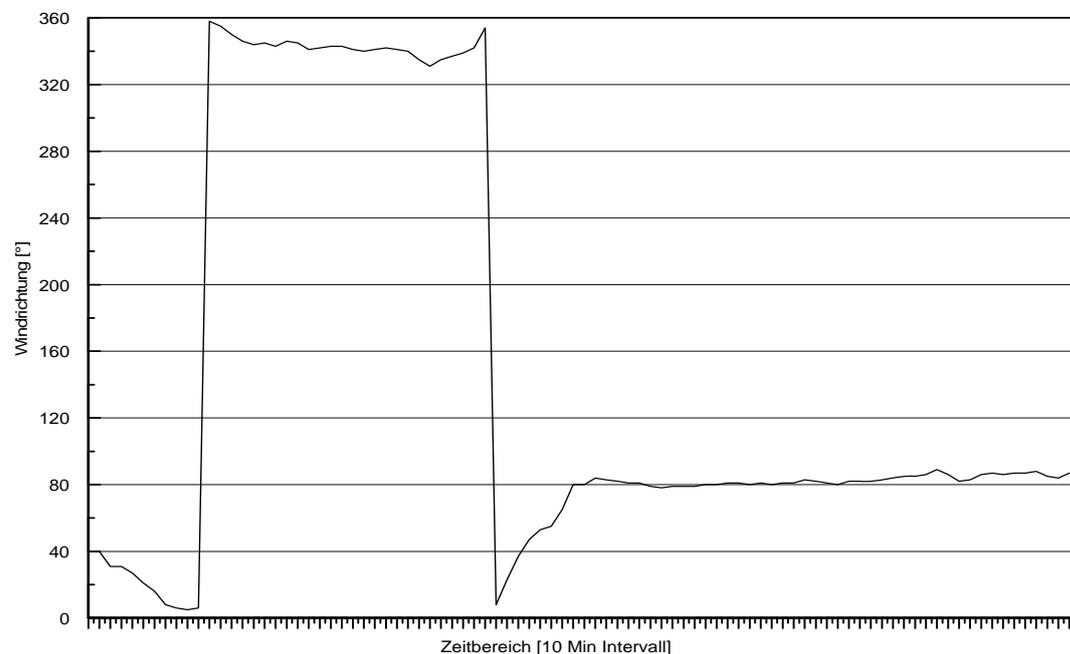


Bild 6-29: Windrichtungsverlauf für die Verbund-Szenarien

Nachdem die Zeitreihen durchlaufen sind, fällt die Windgeschwindigkeit auf Null, um so auch die zeitliche Verzögerung in den Szenarien S4 bis S6 betrachten zu können. Eine Weiterführung der Zeitreihe würde diese Verzögerungen überdecken. Dadurch,

dass die Windgeschwindigkeit auf Null abfällt, wird es auch in den Einspeiseverläufen zu einem Einbruch in der Einspeisung des Park-Verbundes zum Ende der Zeitreihe kommen. Diese Modellgrenze wird für die Untersuchung im Park-Verbund hingenommen. Der Fokus der Betrachtung liegt auf dem Verhalten des Park-Verbundes innerhalb der Zeitreihe und nicht auf dem am Zeitreihenende.

Nachfolgend wird gezeigt, wie sich das Leistungsverhalten der Parks innerhalb des jeweiligen Park-Verbundes ausbildet. Dazu werden die Einspeisungen an den einzelnen Parks gestapelt in einer Clusterdarstellung wiedergegeben. Damit kann der Gesamteinspeiseverlauf des Verbundes am Einspeisepunkt in das Verbundnetz aufgezeigt werden. In Bild 6-30 bis Bild 6-35 sind die Gesamteinspeiseverläufe der 6 Szenarien für die erste Windgeschwindigkeitszeitreihe (ohne Cut-Out) dargestellt.

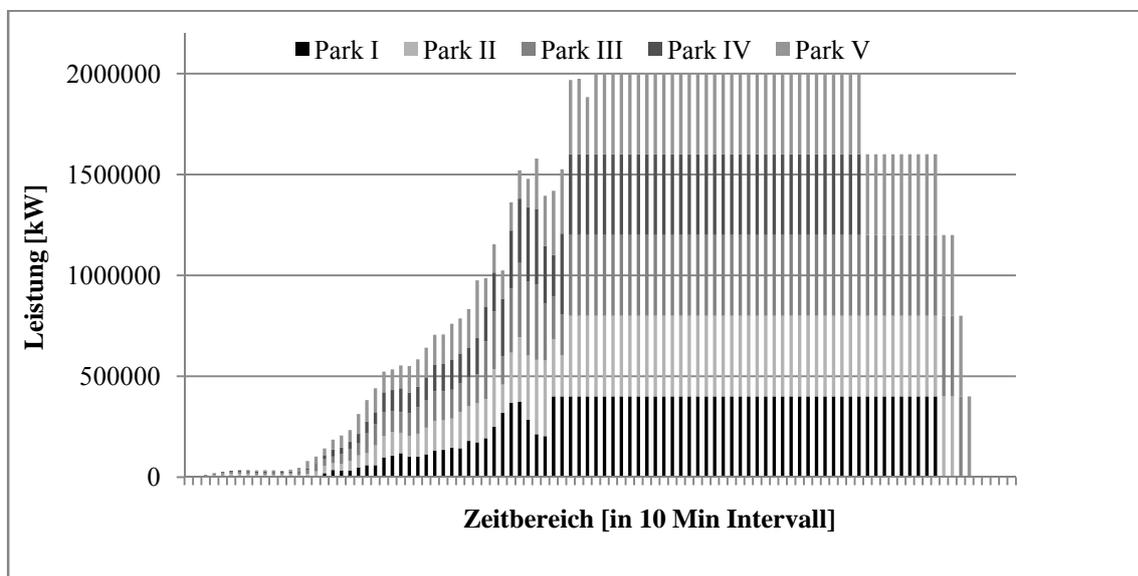


Bild 6-30: Szenario S1 ohne Cut-Out

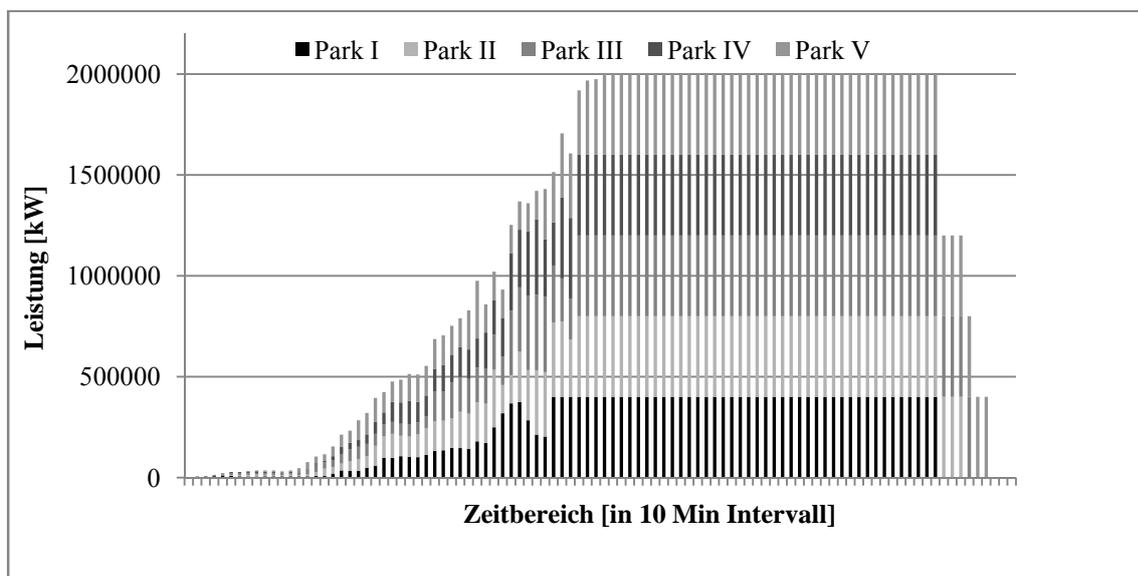


Bild 6-31: Szenario S2 ohne Cut-Out

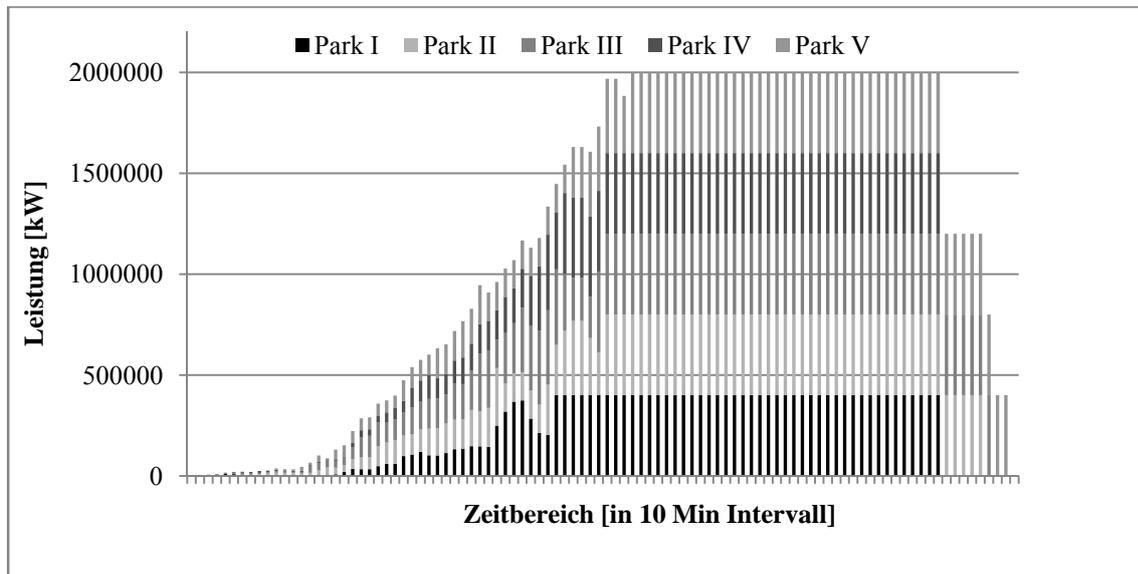


Bild 6-32: Szenario S3 ohne Cut-Out

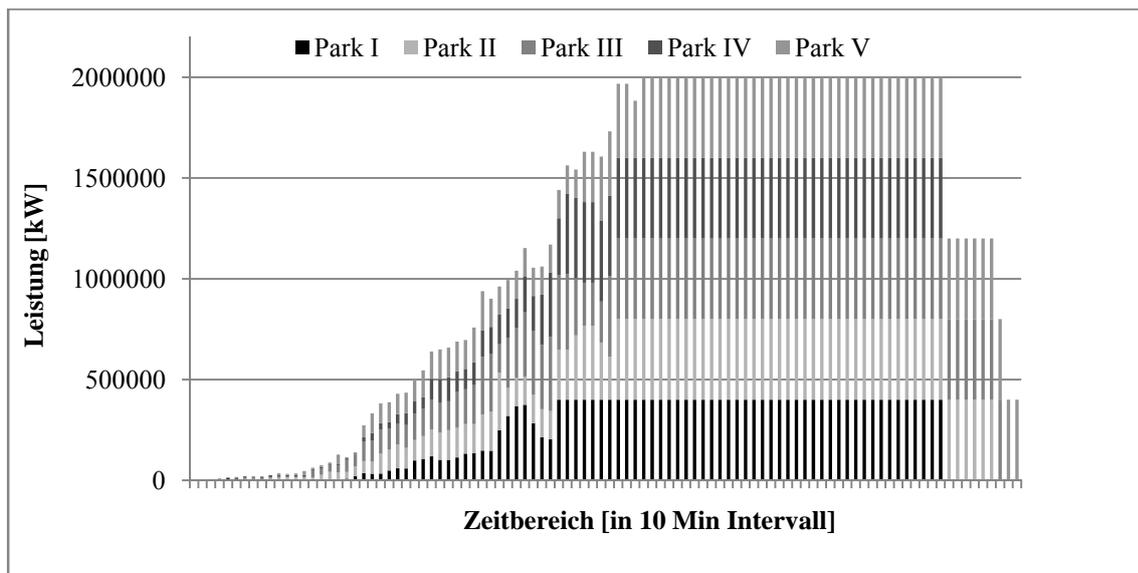


Bild 6-33: Szenario S4 ohne Cut-Out

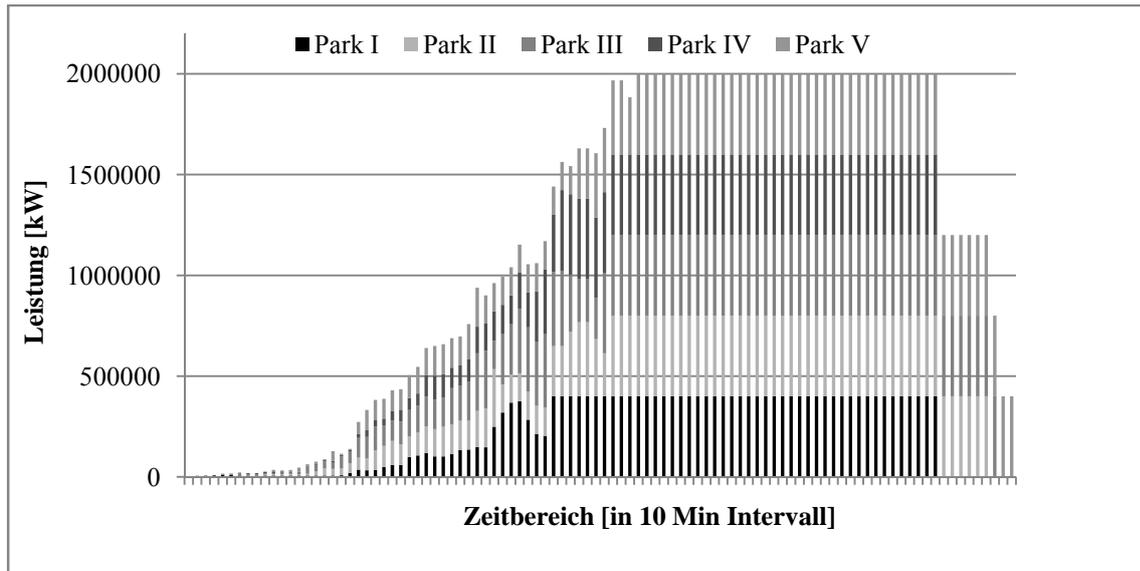


Bild 6-34: Szenario S5 ohne Cut-Out

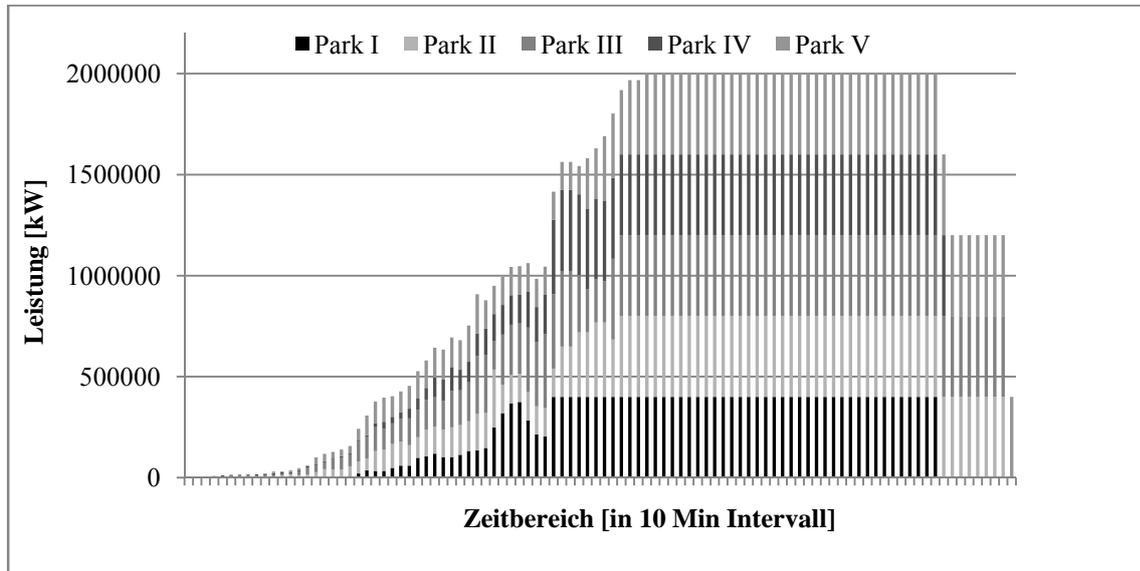


Bild 6-35: Szenario S6 ohne Cut-Out

Bei Betrachtung der oben dargestellten Einspeiseverhalten der einzelnen Parks im Verbund wird erkennbar, dass mit zunehmender Entfernung der Parks zueinander die einzelnen Parks in der Weise zeitlich versetzt einspeisen, so dass auftretende Schwankungen in gewissem Maße kompensiert werden. Es wird ersichtlich, dass die Einspeiseverläufe eine stärkere Schwankung bei den Szenarien S1 bis S3 als bei den Szenarien S4 bis S6 aufweisen. Der Abstand der Parks und damit die zeitliche Verschiebung der Einspeisung führen zu einem regelmäßigeren Einspeiseprofil. Dies wird bei der Gegenüberstellung der Gesamteinspeiseverläufe der Verbund-Szenarien ersichtlich (Bild 6-36).

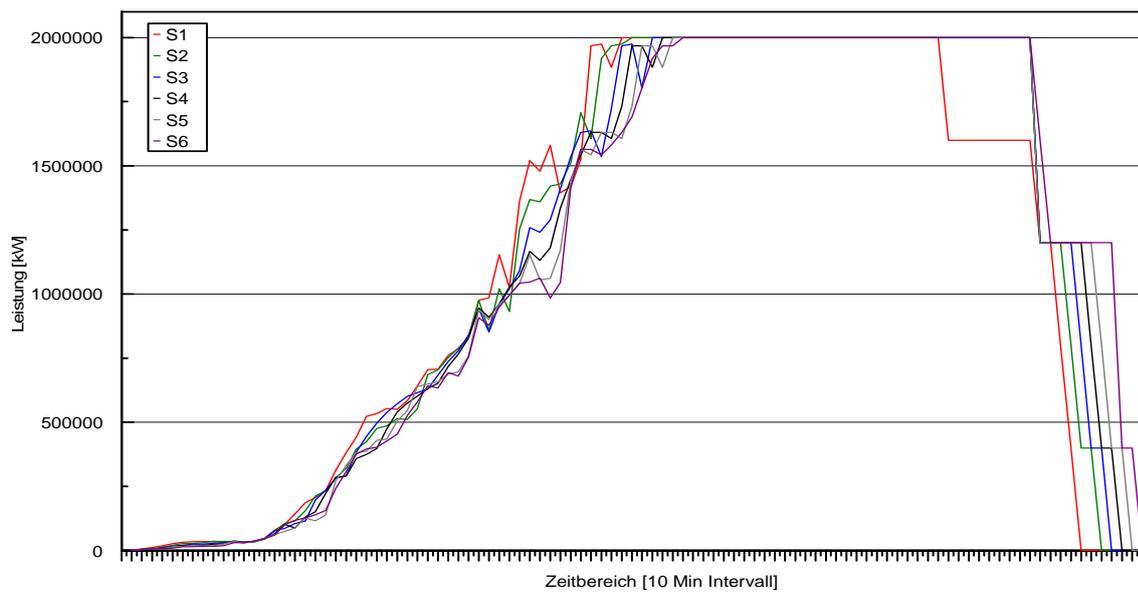


Bild 6-36: Gegenüberstellung der Gesamteinspeiseverläufe der Cluster-Szenarien (ohne Cut-Out)

In den Szenarien mit großer Nähe der Parks zueinander treffen die Schwankungen der Offshore-Parks annähernd zeitgleich. So ist die Änderung im Einspeiseverlauf in den Szenarien S1 bis S3 stärker als bei den Szenarien S4 bis S6 ausgeprägt. Die Untersuchung der inkrementellen Einspeiseveränderungen unterstützt diese Aussage. Da die betrachteten Parks alle eine gleiche installierte Nennleistung aufweisen, werden zur Gegenüberstellung der Szenarien die inkrementellen Veränderungen auf die installierte Leistung des Offshore-Windparks (400 MW) normiert. Die schrittweise Veränderung der Einspeisung fällt bei den engen Park-Clustern stärker aus als bei den weiten Park-Clustern (Bild 6-37). Die Veränderungen am Ende der Zeitreihen werden aufgrund der Modellgrenze außer Acht gelassen.

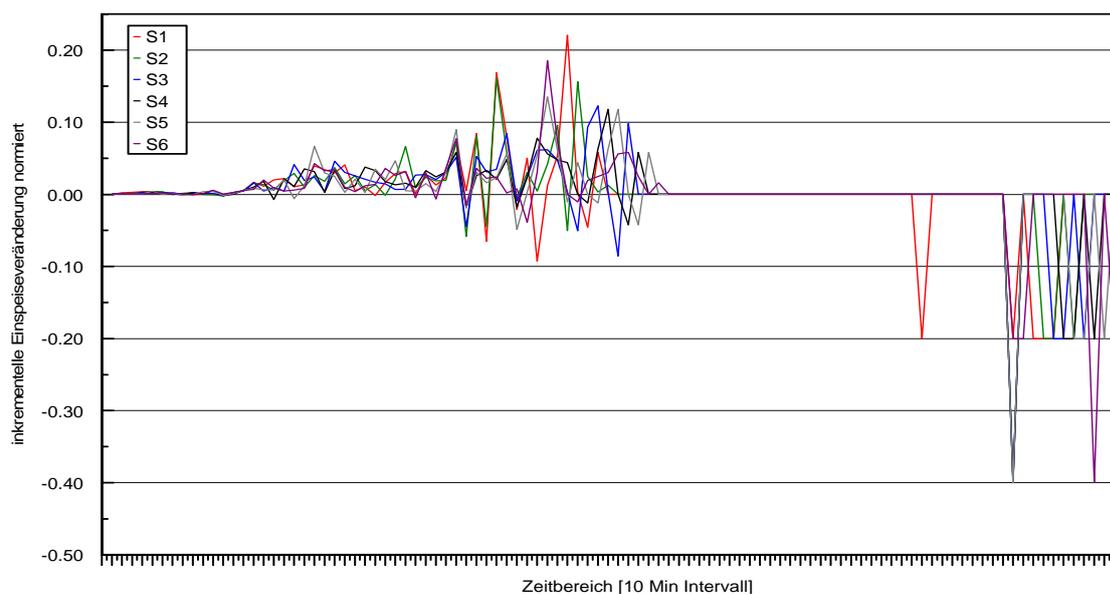


Bild 6-37: Inkrementelle Einspeiseveränderung in den Clusterszenarien (ohne Cut-Out)

Das Verhalten des Parkverbunds wird noch deutlicher, wenn es zu einer Sturmabschaltung im Windverhältnis-Szenario II kommt. Auch hier zeigt die Gegenüberstellung der einzelnen Cluster-Szenarien (Bild 6-38 bis Bild 6-43), dass eine stärkere räumliche Verteilung den Einspeiseverlauf positiv beeinflussen kann.

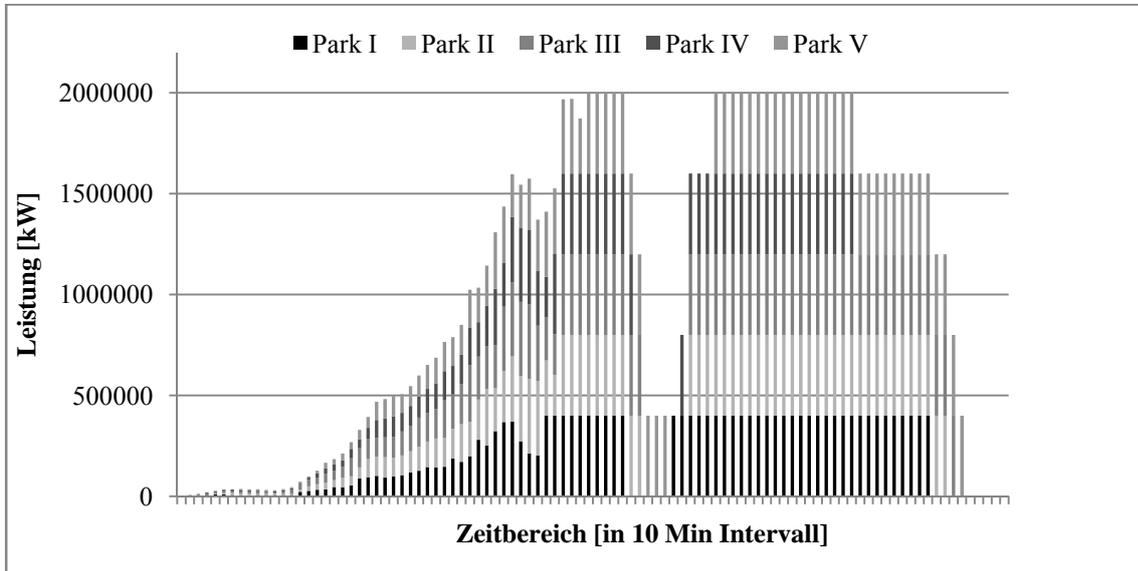


Bild 6-38: Szenario S1 mit Cut-Out

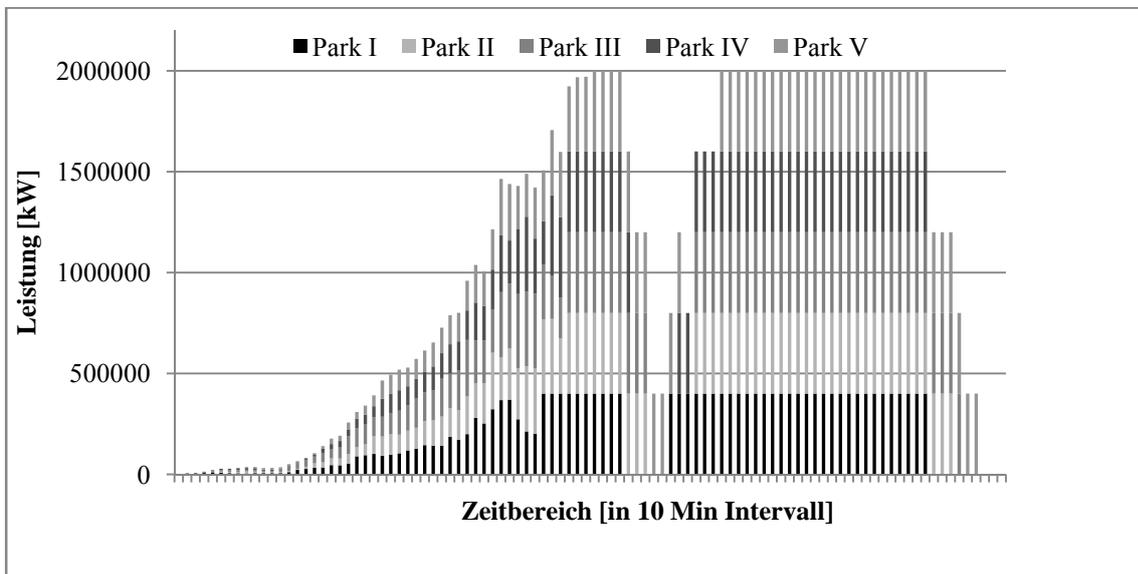


Bild 6-39: Szenario S2 mit Cut-Out

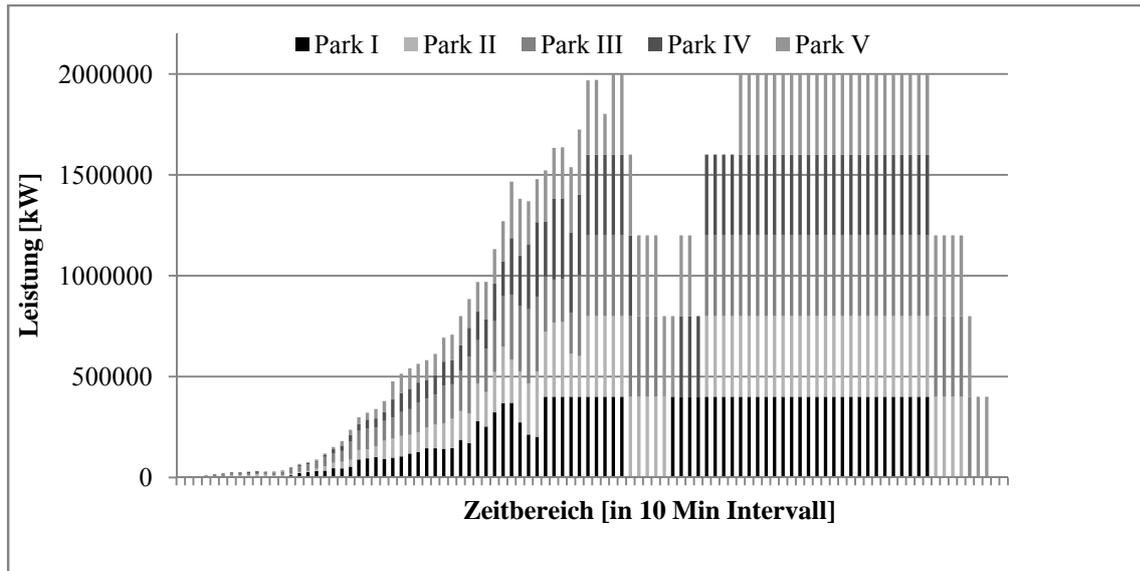


Bild 6-40: Szenario S3 mit Cut-Out

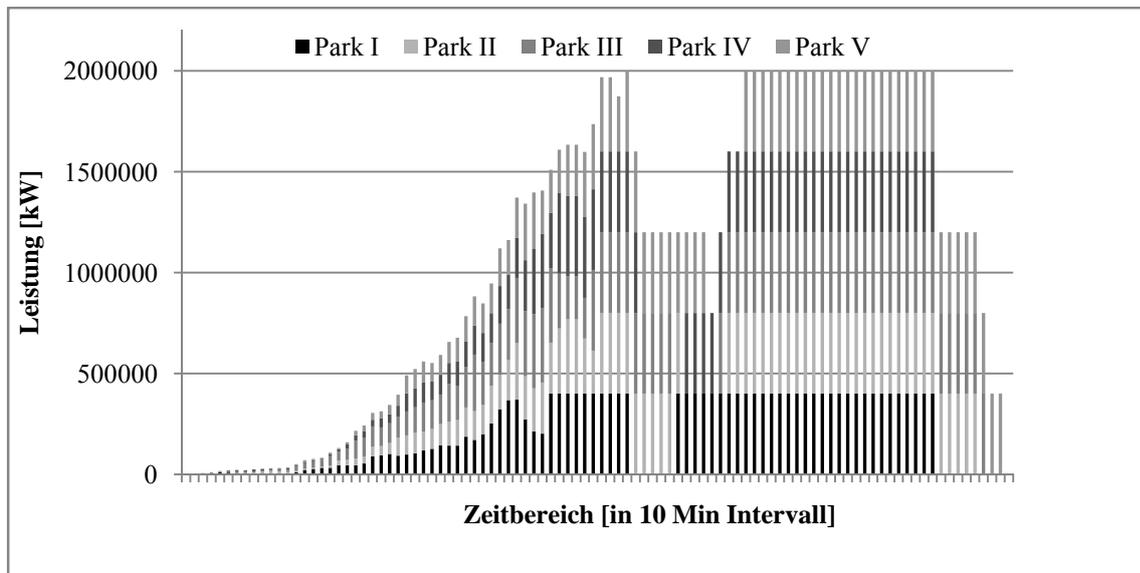


Bild 6-41: Szenario S4 mit Cut-Out

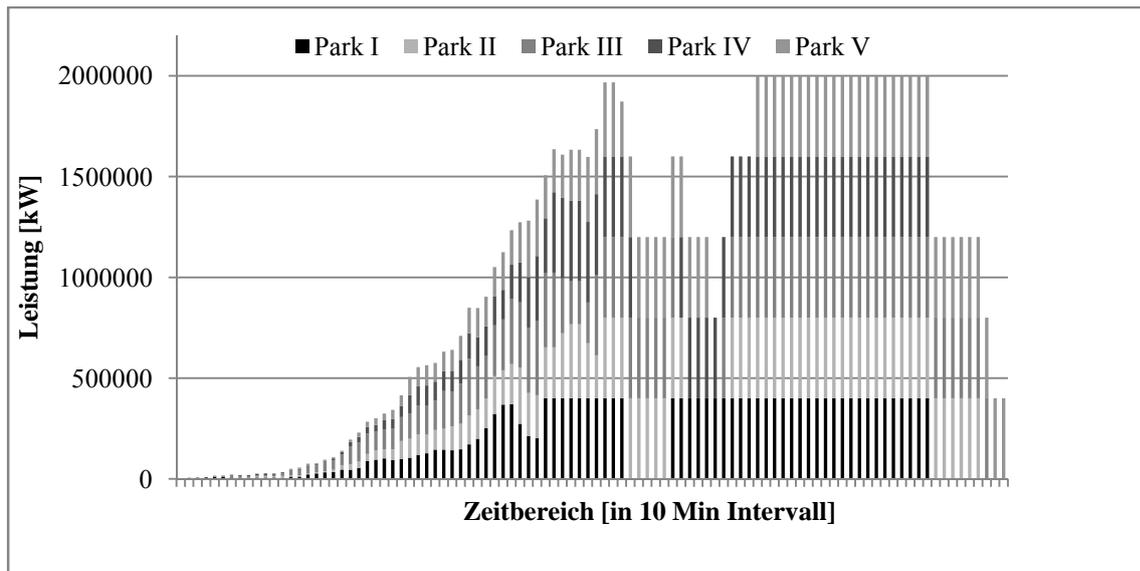


Bild 6-42: Szenario S5 mit Cut-Out

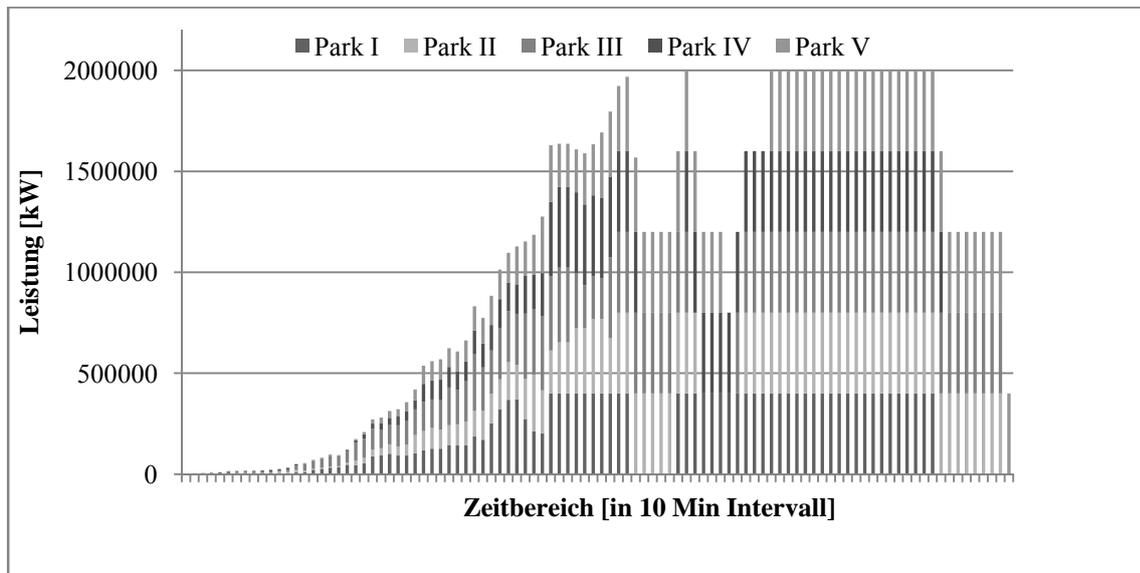


Bild 6-43: Szenario S6 mit Cut-Out

Die Sturmabschaltung in den Clusterszenarien S4, S5 und S6 verläuft für die einzelnen Parks im Verbund derart zeitlich versetzt, so dass sich über keinen längeren Zeitraum mehr als zwei Parks im Zustand der Sturmabschaltung befinden. Dagegen erfolgt die Parkabschaltung in den Szenarien S1 und S2 für alle Parks annähernd zeitlich und dementsprechend bricht die Leistung im Cluster zu diesem Zeitpunkt stark ein (Bild 6-44).

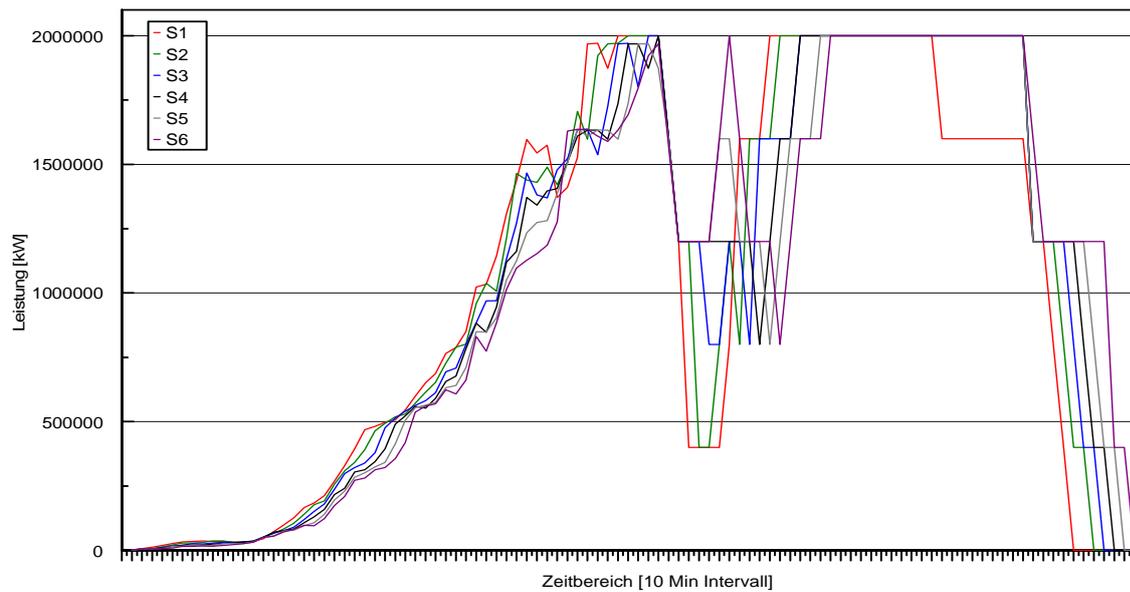


Bild 6-44: Gegenüberstellung der Gesamteinspeiseverläufe der Cluster-Szenarien

Dieses Verhalten spiegelt sich auch in den inkrementellen Einspeiseveränderungen des Cluster-Leistungsverhaltens wieder. Auch hier nimmt die Intensität der inkrementellen Änderung mit zunehmender Parkentfernung untereinander ab. Dies ist aus den während des Auftretens der Parkabschaltung vorliegenden hohen Windgeschwindigkeiten ersichtlich. Die inkrementellen Änderungen der Szenarien S1 bis S3 fallen in diesem Zeitraum annähernd doppelt so hoch aus wie die Änderungen der Szenarien S4 bis S6 (Bild 6-45). Auch hier werden die Veränderungen am Ende der Zeitreihen aufgrund der Modellgrenze außer Acht gelassen.

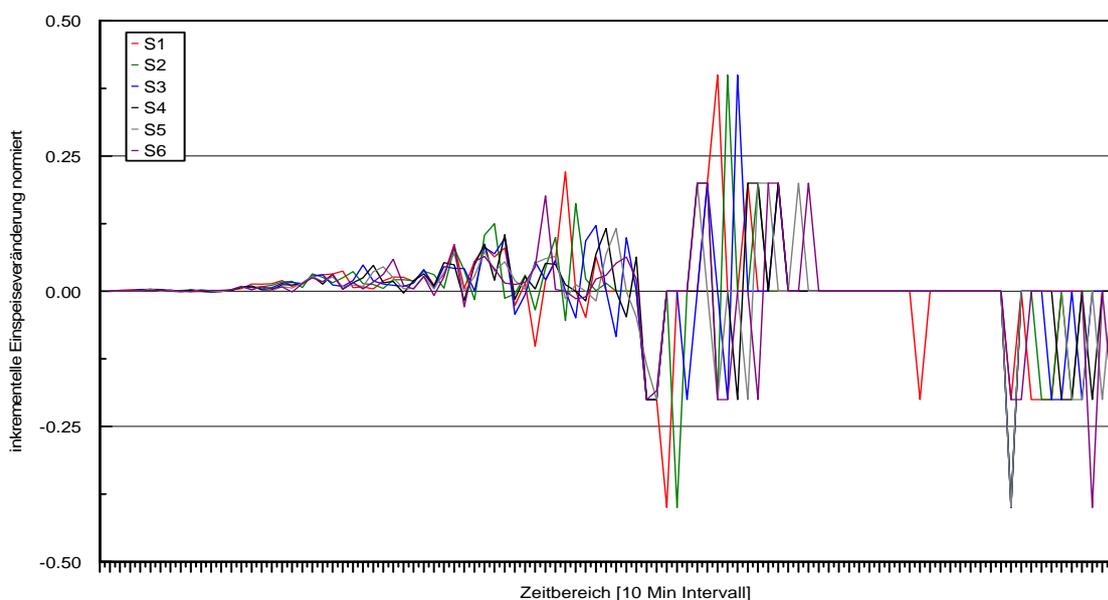


Bild 6-45: Inkrementelle Einspeiseveränderung in den Cluster-Szenarien (mit Cut-Out)

So bietet eine räumliche Verteilung der Parks eines Verbundes ein weiteres natürliches Ausgleichspotential in den Einspeisefluktuationen. Schwankungen fallen in ihrer Amplitude weniger stark aus, da sie nicht annähernd zeitgleich erfolgen, sondern durch die zeitliche Verschiebung die Einspeisefluktuationen glätten.

6.3 Auswirkung der äußeren Parkgeometrie auf Einspeiseschwankungen

Für die Park- bzw. Kraftwerksbetreiber stehen die Ertragsmaximierung und der ROI (Return on Investment) im Vordergrund strategischer, taktischer und auch operativer Bemühungen. Eine Ertragsmaximierung durch eine Optimierung der Anlagenaufstellung innerhalb eines Parks wird häufig verworfen und stattdessen eine klare Geometrieform mit festgelegten regelmäßigen Abständen der WEA zueinander gewählt, sofern der Meeresgrund dies ermöglicht. Dies hat den Vorteil einer Kostenreduktion. Arbeitsmaßnahmen vor Ort auf hoher See sind zum einen sehr kostenintensiv, zum anderen sorgen Wetterabhängigkeit und -risiko für einen großen, oft nicht abschätzbaren Mehraufwand. So wird eine Arbeit auf hoher See mit einheitlich vorkonfektionierten Bauteilen präferiert. Die Einspeiseschwankungen aufgrund der gewählten Parkgeometrie sind bei der Planung durch den Parkbetreiber von geringer Priorität, da das EEG die tatsächliche Einspeisung und nicht den Einspeiseverlauf vergütet. Für den Übertragungsnetzbetreiber ist dagegen der Verlauf von hohem Interesse, da hier eine Minimierung der Einspeiseschwankungen im Vordergrund steht, um so Mehraufwand an Beschaffung von Ausgleichsenergie zur Netzstabilität zu senken. So kann hier ein Zielkonflikt zwischen Parkbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber entstehen.

Untersuchungen in diesem Bereich konnten bislang nicht frühzeitig vor dem Bau der Parks durchgeführt werden, da die gängigen Energieertrags-Softwarelösungen häufig nicht den Aspekt der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile und der Einspeiseschwankungen berücksichtigen. Dies ist auch nicht das Ziel einer langfristigen Energieertragsabschätzung gewesen. Mit dem CEIVO-Analysemodell kann auch die Untersuchung der Einspeiseschwankungen durchgeführt werden.

Für eine Untersuchung der Auswirkungen der äußeren Parkgeometrie auf die elektrische Einspeisung werden hier drei unterschiedliche Parkformen verwendet: eine Rechteckform (Parkgeometrie 1), eine trapezartige Form (Parkgeometrie 2) und ein Vieleck (Parkgeometrie 3). Die Formen sind in Bild 6-1 (zu Beginn des Kapitels), Bild 6-46 und Bild 6-47 dargestellt.

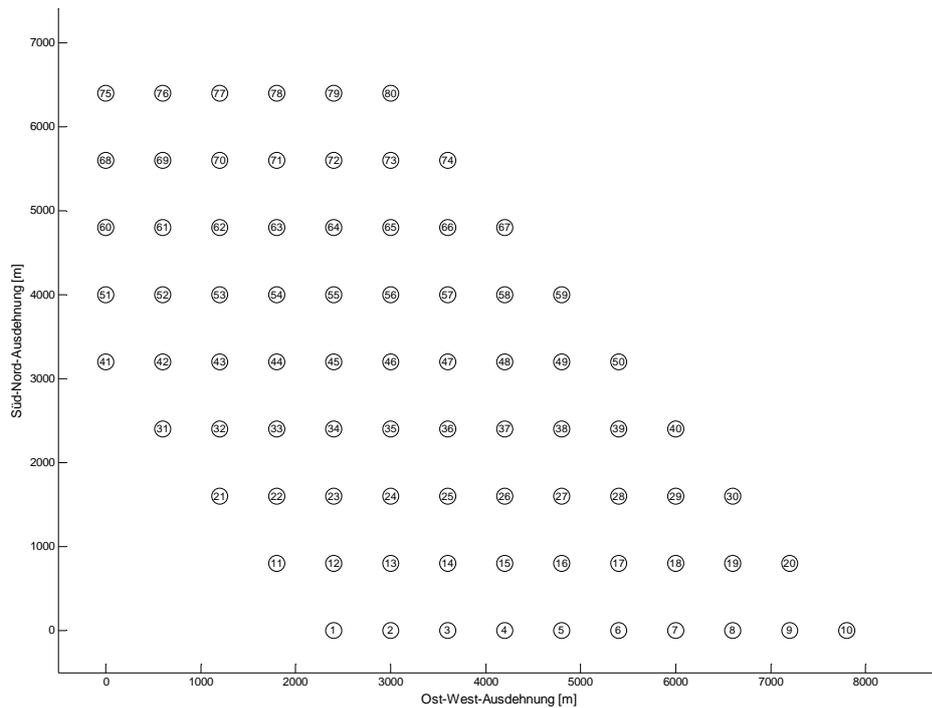


Bild 6-46: Trapezartige Parkform für das Einspeiseszenario (Parkgeometrie 2)

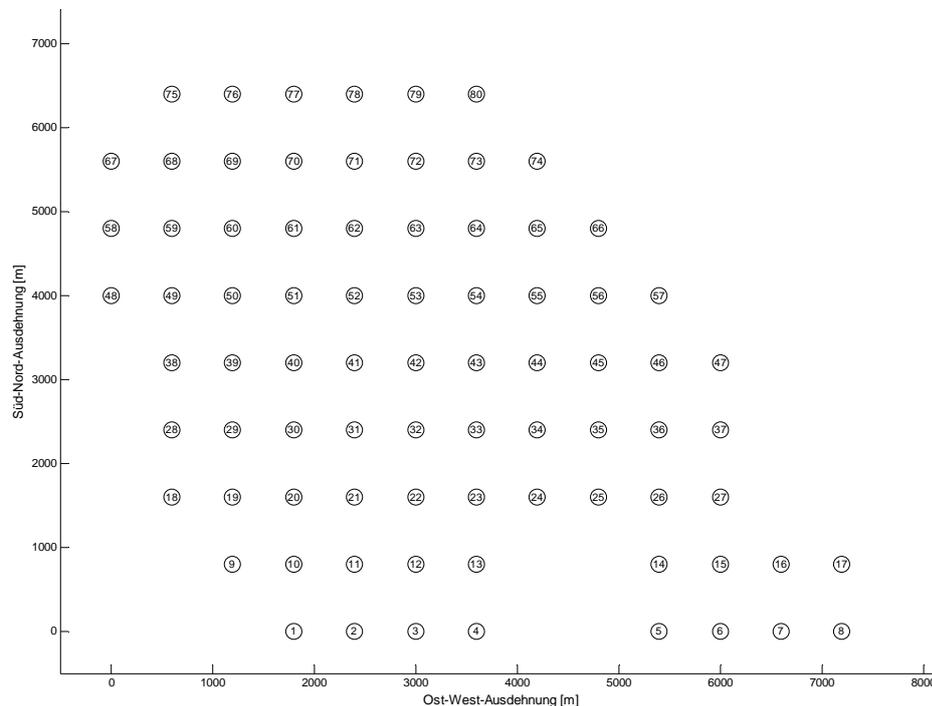


Bild 6-47: Vieleckige Parkform für das Einspeiseszenario (Parkgeometrie 3)

Da der Einspeiseverlauf auch von der vorliegenden Windgeschwindigkeit abhängt, wird eine Parkanströmung von 0° bis 359° einmal mit einer konstanten Windgeschwindigkeit von 7 m/s und einmal mit 13 m/s simuliert. Die Effekte aufgrund der Parkminderung treten bei geringeren Windgeschwindigkeiten und damit verminderter Windenergie mit

erhöhter Intensität auf. Die Einspeiseverläufe sind in Bild 6-48 und Bild 6-49 dargestellt. Die Verläufe sind auf die installierte Leistung der Parks (400 MW) normiert.

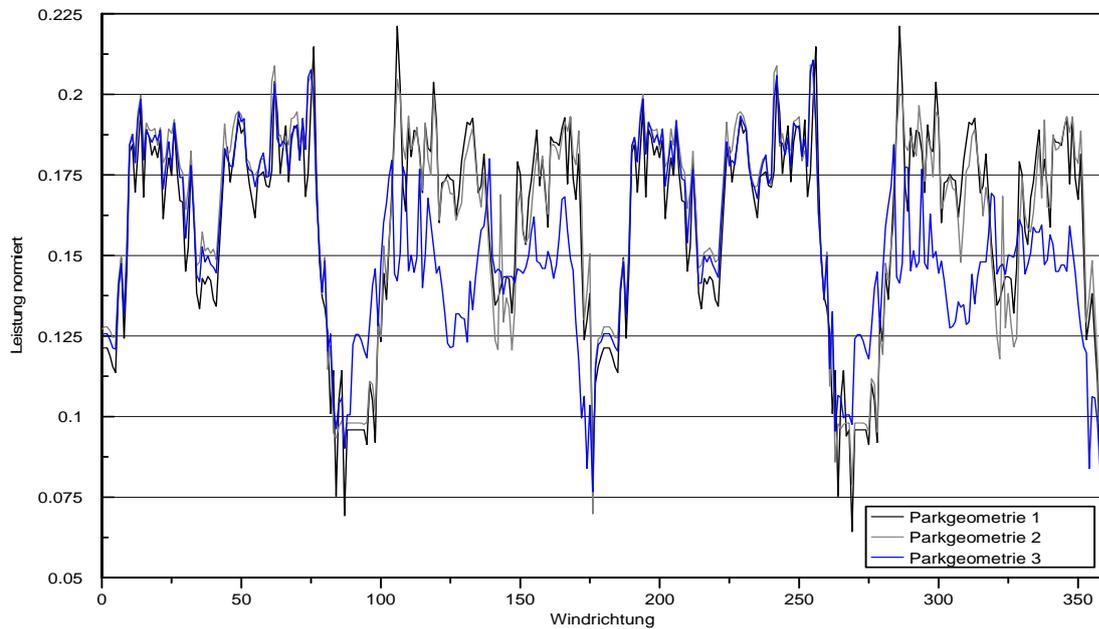


Bild 6-48: Einspeiseverlauf der drei Parkgeometrien bei einer Windgeschwindigkeit von 7 m/s

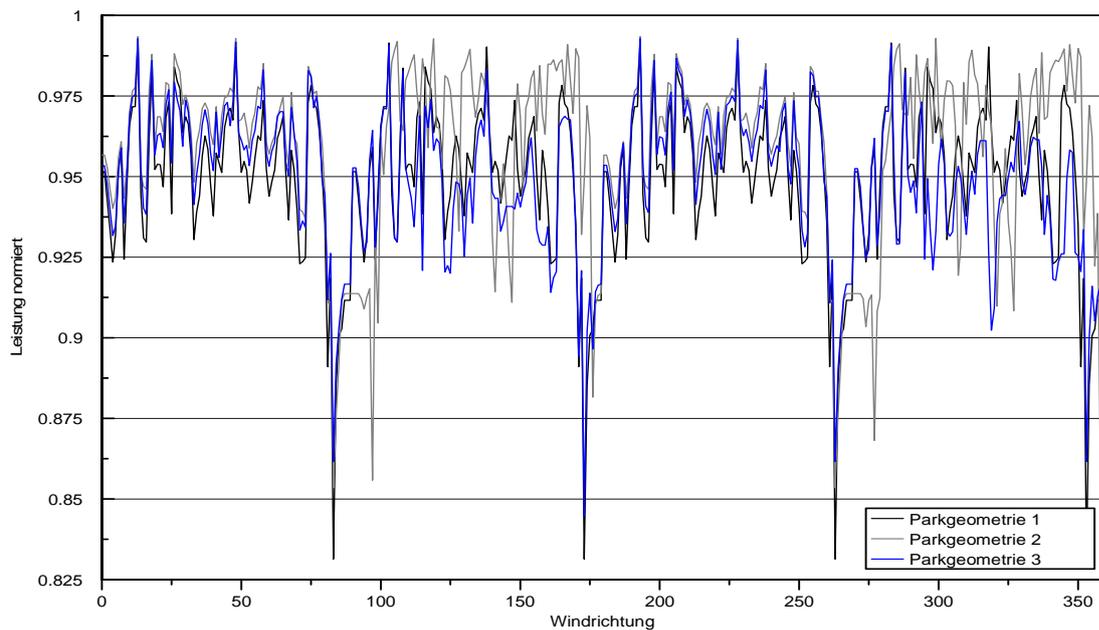


Bild 6-49: Einspeiseverlauf der drei Parkgeometrien bei einer Windgeschwindigkeit von 13 m/s

Unterschiede im Einspeiseverlauf treten deutlich auf. Dies wird vor allem bei Windrichtungen deutlich, in denen die Parks unterschiedliche Längen und damit mehr Anlagen aufweisen. Ein weiterer Grund für die im Vergleich zu hohen Windgeschwindigkeiten stärker auftretenden Schwankungen bei geringen Windgeschwindigkeiten liegt darin, dass hier der Park nicht komplett von der Windfront in einem Zeitintervall durchlaufen

wird. So haben die Veränderungen der Windrichtung einen stärkeren Einfluss auf die WEA in den einzelnen Anlagenreihen.

Werden die Einspeiseverläufe der Parkformen in ein Verhältnis zueinander gebracht, zeigen sich die Ähnlichkeiten wie auch die Unterschiede im Einspeiseverhalten für bestimmte Windrichtungen (Bild 6-50 und Bild 6-51). Auf das Szenario dieser drei Parkgeometrien (G1 bis G3) bezogen können die Unterschiede im Einspeiseverhalten bei einzelnen Windrichtungen über 60 % ausmachen.

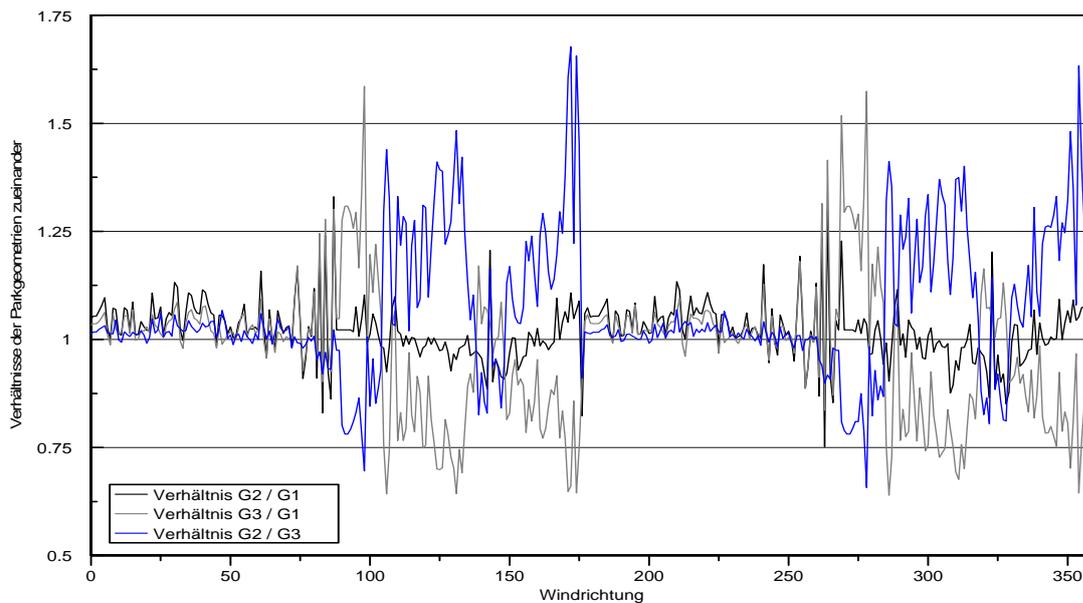


Bild 6-50: Verhältnisse der Einspeiseverläufe aller drei Parkgeometrien bei 7 m/s

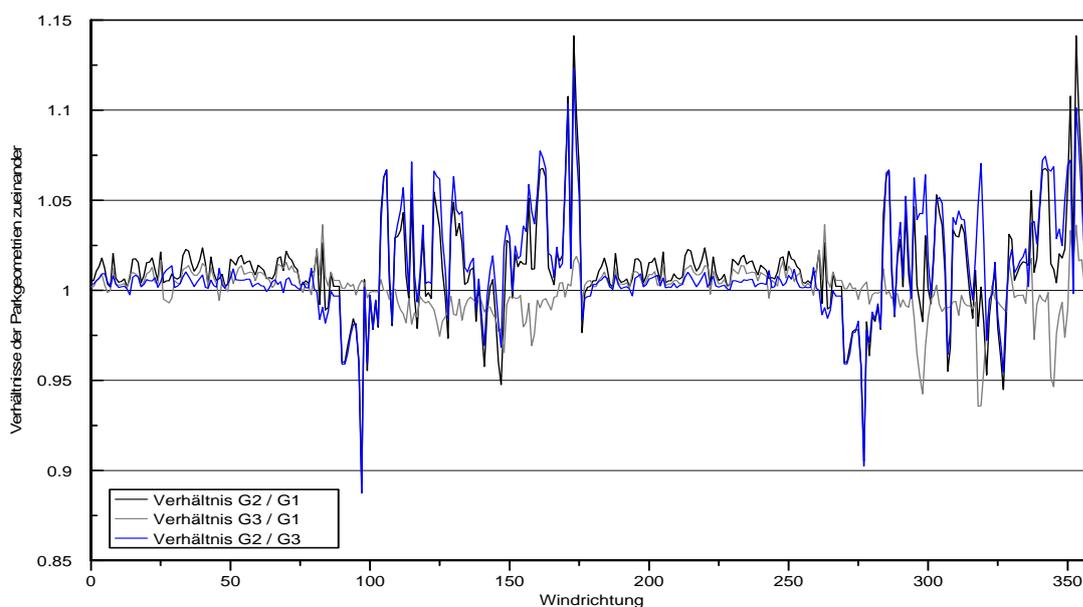


Bild 6-51: Verhältnisse der Einspeiseverläufe aller drei Parkgeometrien bei 13 m/s

Auf Basis solcher Untersuchungen und in Verbindung mit einer vorliegenden langjährigen Windrichtungsverteilung können eine Parkgeometrie und eine Parkausrichtung gefunden werden, die einerseits die Schwankungen reduzieren und somit eine verbesserte Integration des Offshore-Windparks ins konventionelle Versorgungssystem unterstützen können sowie andererseits nicht im Kontrast zu den Zielen der Parkbetreiber stehen.

6.4 Quintessenz aus den Ergebnissen der Szenarien

Die verschiedenen Zielrichtungen der vorgestellten Szenarien haben gezeigt, dass für die Integration der Offshore-Windparks in das konventionelle Energieversorgungssystem viele Maßnahmen notwendig sein werden. Vor allem die Einspeiseschwankungen stellen ein großes Problem dar. Sie sind in ihrem Auftreten und ihren Ausmaßen vielseitig. Ausgleichspotentiale in den Einspeiseschwankungen sind durch den Zusammenschluss geographisch diversifizierter Offshore-Windparks vorhanden. Sie sind von den jeweiligen Standorten und der möglichen Kombination abhängig und müssen über die gesamte Lebensdauer der Parks betrachtet werden. Eine genauere Analyse der langfristigen Windbedingungen und damit der Schwankungen sind somit bereits im Vorfeld der Parkrealisierung notwendig. Zur Ausnutzung der Ausgleichspotentiale ist es sinnvoll, die bisherige Fokussierung auf die Einspeisung der Offshore-Windparks in einer Regelzone aufzubrechen. Durch die zonenübergreifende Kombination der Parks und der damit einhergehenden verstärkten geographischen Diversifikation der Standorte sind größere Ausgleichspotentiale erkenn- und nutzbar. So ist es auch hinsichtlich der Ausgleichspotentiale im Einspeiseverlauf sinnvoll, diese regenerativen Großkraftwerke in den deutschen Gewässern aus den bisherigen Regelzoneneigenen EEG-Bilanzkreisen herauszunehmen und zu einem übergreifenden Bilanzkreis Offshore zusammenzuschließen.

Neben der Nutzung der Ausgleichspotentiale durch die große Entfernung der Parkstandorte (z. B. Nordsee zu Ostsee) kann auch der Offshore-Windpark-Verbund zu einer Reduktion der Einspeiseschwankungen beitragen. Im Windpark-Verbund speisen alle Parks über eine Verbindung in das konventionelle Energieversorgungssystem ein. Durch eine räumliche Verteilung der Parks im Verbund wird ein zusätzliches Ausgleichspotential der Einspeiseschwankungen geschaffen. So ist es sinnvoll, die Parks im Verbund mit unterschiedlichen Entfernungen zueinander zu realisieren. Je näher die Parks zueinander positioniert werden, desto stärker gleicht sich ihr Einspeiseverhalten und man kann diese Parks eher als einen großen Park mit internen Regenerationsflächen ansehen. Da die Realisierung aller Parks im Verbund ein langfristiges Projekt darstellt, ist es sinnvoll, erst die Parks mit großer Entfernung zueinander zu errichten, um so den Effekt der räumlichen Diversifikation frühzeitig für den Ausgleich der Einspeiseschwankungen nutzen zu können.

Neben den Ausgleichspotentialen in den Einspeiseschwankungen durch die gemeinsame Betrachtung verteilter Parks ist die parkinterne Geometrie ein weiterer Faktor, der die Einspeiseschwankungen reduzieren kann. Bei der Wahl der Parkgeometrie kann es zu einem Zielkonflikt zwischen Park- und Übertragungsnetzbetreiber kommen. Der Parkbetreiber ist auf die Energieertragsoptimierung seines Offshore-Windparks fokussiert. Der Übertragungsnetzbetreiber zielt dagegen auf die Minimierung der Einspeiseschwankungen. Durch eine frühzeitige Kooperation beider Betreiber bereits zum Zeitpunkt der Projektplanung kann ein für beide Seiten zufriedenstellendes Konzept in die Wahl der Parkgeometrie einfließen.

Das CEIVO-Analysemodell kann für diese verschiedenen Fragestellungen ein mögliches Unterstützungswerkzeug sein.

7 Fazit und Ausblick

Die Windenergie führt die Liste der regenerativen Energien in Deutschland an. Der Ausbau wird stetig vorangetrieben und soll einen immer größeren Anteil an der installierten Kraftwerksleistung aufweisen. Die Offshore-Windenergie wird dabei eine entscheidende Rolle spielen. Das macht aber eine neue Betriebsführung von diesen Offshore-Windkraftwerken notwendig, um zusammen mit dem vorhandenen Kraftwerkspark eine zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung gewährleisten zu können.

Ziel dieser Arbeit war es, ein Untersuchungsmodell für die Einspeisung von Offshore-Windparks zu entwickeln, um die Einspeiseverläufe der Parks darstellen und in angemessener Rechenzeit die Einzelverläufe wie auch die Verläufe geographisch verteilter Parks analysieren zu können. Ein solches Modell ist aufgrund der hohen geplanten installierten Leistungen an den deutschen Offshore-Standorten notwendig. Dadurch werden Erkenntnisse zum Einspeiseverlauf der einzelnen Parks wie auch die Aufdeckung von Ausgleichspotentialen der Parks durch ihre geographische Verteilung ermöglicht.

Die Voraussetzung für die Simulation in diesem Untersuchungsmodell ist eine genaue Darstellung der Windverhältnisse vor Ort der Offshore-Windparks. Eine Zeitreihenmodellierung war zwar über lange Zeit ein notwendiges Mittel zur Bestimmung der Windgeschwindigkeitsverläufe, jedoch liefert die Modellierung im Vergleich mit den tatsächlichen Messdaten der Offshore-Forschungsstationen nur bedingt nutzbare Ergebnisse. Die Modellierung kann die auftretenden Geschwindigkeitsveränderungen und damit den Geschwindigkeitsverlauf nicht ausreichend genau nachzeichnen. So sind die Daten der deutschen Offshore-Forschungsstationen und -Messmasten von grundlegender Bedeutung für die Aussagen über die tatsächlich vorliegenden Windverhältnisse und damit auch gleichermaßen für die langfristige Energieertragsabschätzung und das kurzfristige Einspeiseverhalten an den künftigen Parkstandorten. Die Messdaten werden in dem entwickelten Untersuchungs-Modell als Input verwendet.

Das entwickelte Untersuchungs-Modell CEIVO (Cluster Estimation of Input Variability at Offshore Windfarms) simuliert die Einspeiseschwankungen in 10-Minuten-Abständen. Dieser zeitliche Abstand wird durch die Messaufnahme der Offshore-Forschungsstationen vorgegeben. Eine Verkleinerung der Zeitabstände ist möglich. Jedoch wird eine Betrachtung der Einspeiseschwankungen unter 2 Minuten nicht angeraten, da in diesem Zeitbereich die intermittenten Windböen einen großen Einfluss auf den Einspeiseverlauf haben, jedoch bislang nicht ausreichend deskriptiv an Offshore-Standorten aufgenommen werden konnten.

Im Untersuchungsmodell kann eine Betrachtung über den gesamten Rotor der einzelnen Anlagen aufgrund der häufig vorherrschenden neutralen thermischen Schichtung entfallen. Dies konnte aus dem Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Schichtungs-Zustände an verschiedenen Offshore-Forschungsstationen gefolgert werden.

Das Modell CEIVO verbindet zwei Modellierungsansätze, die an den bislang untersuchten europäischen Offshore-Windparks ihre Eignung erwiesen haben. Durch die Verbindung der Modellierungs-Ansätze von Jensen und Frandsen kann sowohl eine Kombination also auch eine Interaktion der im Windpark entstehenden Nachlaufströmungen und ihre Auswirkungen auf die Einspeisung des Parks berücksichtigt werden. Durch die Betrachtung der zeitlichen Veränderung der Windfront-Anteile und deren Auswirkung auf die Einspeisung hat CEIVO einen Vorteil gegenüber gängigen Software-Programmen für das Park-Layout und die langfristige Energieertragsabschätzung.

Das Modell kann das Einspeiseverhalten eines einzelnen Parks wie auch das eines Park-Verbundes darstellen. Unter Verbund ist in der vorliegenden Arbeit der Zusammenschluss aller Offshore-Windparks gemeint, die über eine gemeinsame Verbindung in das konventionelle Energieversorgungsnetz einspeisen.

In dieser Arbeit wurde mit CEIVO anhand von Szenarien das Einspeiseverhalten geographisch verteilter Offshore-Windparks, wie auch das Verhalten eines Park-Verbundes bei unterschiedlichen räumlichen Abständen untersucht. Zudem sind verschiedene Parkgeometrien hinsichtlich der Einspeiseschwankungen bei Windrichtungswechsel analysiert worden.

Es wurde gezeigt, dass die räumliche Diversifikation der Offshore-Windparks und ihrer individuellen Einspeiseverläufe Ausgleichspotentiale in ihrer Kombination ermöglichen. Die räumliche Aufteilung von Windparks, die als ein Verbund einspeisen, ergeben zusätzliche Ausgleichspotentiale und geringere Einspeisefluktuationen. Die Ausgleichspotentiale nehmen oftmals eine Größenordnung von 10 MW bis 40 MW an. In den betrachteten Szenarien sind aber auch Ausgleichsvorgänge bis zu 210 MW vorgekommen. Die Ausgleichspotentiale stehen in Abhängigkeit von den jeweiligen Standorten und der möglichen Kombination und müssen über die gesamte Lebensdauer der Parks betrachtet werden. So ist eine Anwendung des CEIVO-Modells auf jeden Park-Standort mit seinen charakteristischen Windbedingungen notwendig. Die Ausnutzung dieser Effekte durch die Kombination verteilter Parks bedeutet aber auch, die festen Strukturen der Regelzonen und ihrer EEG-Bilanzkreise aufzubrechen und die Parks in Zukunft über die Zonengrenzen hinaus zu betrachten. Nur diese geographische Diversifikation und die Betrachtung der Parks als eine Einheit ermöglicht die Ausnutzung der Ausgleichspotentiale.

Auch ist eine Zusammenarbeit von Park- und Übertragungsnetzbetreibern zur besseren Integration der Offshore-Windenergie ins konventionelle Energieversorgungssystem frühzeitig notwendig. Mit dem CEIVO-Modell ist der Einfluss der Windrichtung auf verschiedene Parkgeometrien untersucht worden. Hier wurde gezeigt, dass aufgrund des an den Offshore-Standorten vorliegenden breiten Windrichtungsbandes die Einspeiseschwankungen durch die jeweils gewählte Parkgeometrie verstärkt werden können. So ist es nötig, an den einzelnen Standorten der Offshore-Parks den Einfluss der Windrich-

tung auf eine vorhandene Parkgeometrie zu untersuchen, um so dem Übertragungsnetzbetreiber frühzeitig eine Aussage über die Spannbreite der möglichen auftretenden Einspeiseschwankungen an dem jeweiligen Standort geben zu können. Zudem ermöglicht eine Betrachtung des jeweiligen Parkprojekts durch das CEIVO-Programm in Kombination mit gängiger Energieertragssoftware wie z.B. WindPROTM eine frühzeitige Zusammenarbeit zwischen dem einspeisenden Parkbetreiber und dem abnehmenden Übertragungsnetzbetreiber im Verlauf der Parkprojektierung. So kann schon in der Planung der Anlagenaufstellung der Zielkonflikt zwischen der vom Übertragungsnetzbetreiber gewünschten Minderung der Einspeiseschwankungen und der vom Parkbetreiber geforderten Energieertragsmaximierung vermieden werden.

Die Möglichkeiten des weiteren Einsatzes dieses Untersuchungsmodells sind vielfältig. Es kann zur frühzeitigen Analyse der am Standort vorkommenden Einspeiseverläufe und der sich daraus ergebenden strategischen Priorisierung von Parkprojekten vor deren tatsächlichen Realisierung genutzt werden. Von hohem Interesse kann dieses Modell für Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Beschaffung von Ausgleichs- und Regelleistung an verschiedenen Märkten sein. So kann unter Verwendung von CEIVO in Kombination mit den Preisentwicklungen an der EEX die möglichen zukünftigen Kostenverläufe für die Disponierung wie auch Einkaufs- und Auktionsstrategien aufgebaut werden.

In energietechnischer Hinsicht kann das Untersuchungsmodell Grundlage für ein parkinternes Betriebsführungskonzept zur Maximierung des aktuellen Energieertrags verwendet werden. Durch gezieltes Ausschalten von einzelnen Windenergieanlagen im Park können so Regenerationszonen für den Wind innerhalb der Parkfläche geschaffen werden. Damit kann an nachfolgenden Windenergieanlagen eine verbesserte Anströmung und eine erhöhte Energieumwandlung aus dem Wind ermöglicht werden.

Jedoch ist man in der weiteren Forschung im Bereich der Offshore-Windenergie auf die Messungen der Windbedingungen vor Ort angewiesen. Erst durch diese langfristigen Messaufnahmen und genaues Wissen über die vorliegenden Windverhältnisse, wird die Offshore-Windenergie den Erfolg erreichen und überflügeln, der Onshore bereits vorliegt.

8 Literaturverzeichnis

- [Agustsson, 04] Agustsson, Hálfván; Ólafsson, Haraldur: Mean gust factors in complex terrain. In: *Meteorologische Zeitschrift*, 2004, 13(2), S. 149-155
- [Ainslie, 88] Ainslie J.F.: Calculating the flow field in the wake of wind turbines. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 1988, Volume 27, S. 213-224
- [Albers, 97] Albers Axel; Söker, Holger: Wind Speed and Turbulence Evaluations from Power and Nacelle Anemometer Data. In: *DEWI Magazin*, 1997, Nr. 10, S. 51-62
- [Atkinson, 03] Atkinson, David E.; Solomon, Steven. M.: *Use of the Beaufort Sea Oil platform weather data in an NCEP/NCAR reanalysis data (wind field) assessment project*. Dartmouth, Natural Resources Canada, Bedford Institute of Oceanography, Forschungsbericht, 2003
- [Badger, 07] Badger Jake et al.: *Report of the use of stability parameters and mesoscale modeling in short-term prediction*. Risø-Forschungsbericht Risø-R.1614(EN), 2007
- [Bamberg, 07] Bamberg, Günther; Bauer; Franz; Krapp, Michael: *Statistik*. 14. Auflage. München : Oldenbourg Verlag, 2006. ISBN 3-486-58565-7
- [Barthelmie, 05] Barthelmie Rebecca. et al: Verification of an efficiency model for very large wind turbine clusters. EWEA : *Proceedings*. European Offshore Wind Conference, 2005
- [Barthelmie, 07] Barthelmie, Rebecca et al.: Modeling and measurements of wakes in large wind farms. In: *The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series*, Nr. 75, 2007
- [Barthelmie, 07a] Barthelmie Rebecca et al.: Analysis of atmospheric impacts on the development of wind turbine wakes at the Nysted wind farm. EWEA : *Proceedings*. European Offshore Wind Conference, 2007

- [Bastide, 06] Bastide, Camille: *Using NCEP/NCAR-Reanalysis data for Off-shore wind farm projects in the North sea*. Edinburgh/Paderborn, Heriot Watt University, Master, 2006
- [Bendfeld, 96] Bendfeld, Jörg et al.: *Windatlas für den Kreis Lippe*. Paderborn, Universität, Fachbereich elektrische Energieversorgung, Forschungsbericht, 1996
- [Bendfeld, 06] Bendfeld, Jörg; Splett, Michael; Voss, Jürgen: Reliable and cost-effective Design for an Offshore Metmast. WWEA : *Proceedings*. 5th World Wind Energy Conference, 2006
- [Bendfeld, 07] Bendfeld, Jörg; Splett, Michael et al.: Design of a multi-purpose Offshore Metmast. AWEA : *Proceedings*. Windpower Conference & Exhibition, 2007
- [Beyer, 95] Beyer, Hans G.; Rüger, Thorsten; Waldl, Hans-Peter: Ein Verfahren zur Auswahl der geometrischen Konfiguration von Windparks. In: *DEWI Magazin*, 1995, Nr. 6, S. 55-61
- [BGBl, 94] o.V.: Proklamation über die Errichtung einer AWZ der Bundesrepublik Deutschland in der Nordsee und in der Ostsee (idF. v. 25.11.1994), Bundesgesetzblatt (BGBl) II 1994, S.3769
- [BMU, 02] o.V.: *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See : im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stand Januar 2002, Berlin
- [Böttcher, 05] Böttcher, Frank: *Statistische Analyse der atmosphärischen Turbulenz und allgemeiner stochastischer Prozesse*. Oldenburg, Universität, Fakultät 5, Diss., 2005
- [Burton, 01] Burton, Tony; Sharp, David; Jenkins, Nick; Bossanyi, Ervin: *Wind Energy Handbook*. Hoboken : Wiley-Verlag 2001. ISBN 978-0-4714-8997-9
- [BWE, 05] o.V.: *Standard zur Erstellung von Windgutachten*. Windgutachterbeirat im Bundesverband Windenergie e.V. Version 2.0. 2005

- [Christen, 01] Christen, Andreas et al.: Rekonstruktion der räumlichen Turbulenzstruktur alpiner Hangwinde aus Profilmessungen mit Ultraschall Anemometern; DACH : *Proceedings*. Meteorologentagung, 2001
- [Christiansen, 04] Christiansen, Merete B.: Wind energy studies Offshore using satellite remote sensing. 19. World energy congress: *Proceedings*, 2004.
- [Cleve, 08] Cleve Jochen et al: Model-based analysis of wake flow data in the Nysted Offshore wind-farm. In: *Wind Energy*, Special Issue: Offshore Wind Energy: Part One, 2008, Volume 12, Issue 2, S. 125-135
- [Dena, 05] Deutsche Energie-Agentur (Dena): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 : Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung*. Studie im Auftrag der Dena und dem Konsortium bestehend aus DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Net / VE Transmission, 2005
- [DEWI, 08] o.V.: Messdaten der deutschen Forschungsplattform FINO I im Zeitraum 2003 bis 2008. Deutsches Wind Energie Institut DEWI
- [Diestel, 06] Diestel, Reinhard: *Graphentheorie*. Berlin : Springer Verlag. 3. Auflage, 2006. ISBN 3-540-21391-8
- [DIN, 94] DIN 19226-1: Leittechnik; Regelungstechnik und Steuerungstechnik; Allgemeine Grundbegriffe (idF. v. 02.1994)
- [Djerf, 00] Djerf, Erik; Mattson, Henrik: *Evaluation of the Software program WindFarm and Comparisons with Measured Data from Alsvik*. Bromå, The Aeronautical Research Institute of Sweden, Forschungsbericht, FFA TN-2000-30, 2000
- [Durst, 06] Durst, Franz: *Grundlagen der Strömungsmechanik : Eine Einführung in die Theorie der Strömungen und Fluiden*. Berlin : Springer-Verlag, 2006. ISBN 3-540-31323-0

- [EEG, 09] Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien integriert das Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (idF v. 01.01.2009)
- [EEX, 07] Durchführungsbestimmung zu § 9 der Bedingungen für den Handel an der European Energy Exchange (Mistrade-Regel), idF v. 30.12.2008
- [Eping, 07] Eping, Christiane: *Energiemanagement-System für Offshore-Windparks*. (Diss. Darmstadt) Aachen : Shaker Verlag, 2007. ISBN 978-3-8322-6574-8
- [EPW, 07] o.V.: European Policy Workshop on Offshore Wind Deployment, Berliner Erklärung : Höflichkeitsübersetzung. Schlussfolgerung des Vorsitzes, 23.02.2007
- [ET, 03] Fakten und Begriffserläuterungen zum Thema Regelenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 53(2003), Nr. 12 S. 809-810
- [EWA, 89] Troen, Ib; Petersen, Erik L.: *European Wind Atlas*. Roskilde : Risø National Laboratory, 1989. ISBN 87-550-1482-8
- [Fischer, 08] Fischer, Joachim; Dangelmeier, Wilhelm; Nastansky, Ludwig; Suhl, Lena: *Bausteine der Wirtschaftsinformatik : Grundlagen und Anwendungen*. 4. Auflage. Berlin : Erich Schmidt Verlag, 2008. ISBN 978-3-503-10639-4
- [Focken, 03] Focken, Ulrich: *Leistungsvorhersage räumlich verteilter Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre*. (Diss. Oldenburg) Düsseldorf : VDI Verlag, 2003. ISBN 3-18-350306-9
- [Foken, 06] Foken, Thomas: *Angewandte Meteorologie : Mikrometeorologische Methoden*. 2. Auflage, Berlin : Springer Verlag, 2006. ISBN 978-3-540-38202-7
- [Frandsen, 04] Frandsen, Sten et al.: *The necessary distance between large wind farms Offshore-study*. Risø National Laboratory, Denmark, Forschungsbericht Risø-R-1518(EN), 2004

- [Fröhlich, 06] Fröhlich, Jochen: *Large Eddy Simulation turbulenter Strömungen*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2006. ISBN 978-3-8351-0104-3
- [Gasch, 05] Gasch, Robert; Twele, Jochen: *Windkraftanlagen : Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. 4. Auflage. Wiesbaden : B.G. Teubner Verlag, 2005. ISBN 3-519-36334-8
- [Gerdes, 06] Gerdes, Gerhard, Tiedemann, Albrecht, Zeelenberg, Sjoerd: *Case Study European Offshore Wind Farms : A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms*; Fallstudie im Rahmen des EU-Projekts POWER (Pushing Offshore Wind Energy Regions), 2006
- [Gill, 08] Gill, Alastair; Riedel, Volker; Rosen, Johannes; Hait, T.: Fine Tuning of commonly used wake models using data of a large Offshore wind farm in the UK. *DEWI : Proceedings*. DEWEK, 2008
- [Google Earth, 09] Software Google Earth, erhältlich im Internet unter: <http://earth.google.de/> [Stand 03.04.2009]
- [Grichnik, 02] Grichnik, Dietmar; Vortmeyer, Katrin: *Ökonomische Analyse des Energiehandels am Beispiel der European Energy Exchange*. Hagen, Fern-Universität, Fachbereich Wirtschaftswissenschaft, Diskussionsbeitrag Nr. 319, 2002
- [Hahm, 01] Hahm, Thomas; Kröning Jürgen: Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage. *Fluent Anwenderkonferenz : Proceedings*, 2001
- [Hansen, 00] Hansen, S. R. et al.: Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm, A Prestudy for the Danish Offshore 750 MW Wind Program 10th international Offshore and Polar Engineering Conference : *Proceedings*, 2000
- [Hasager, 05] Hasager Charlotte B.; Christiansen, Merette B.: Wake studies around a large Offshore wind farm using satellite and airborne SAR. 31. International symposium on remote sensing of environment: Global monitoring for sustainability and security : *Proceedings*, 2005

- [Herklotz, 06] Herklotz, Kai: Oceanographic results of two years operation of the first Offshore Wind Research Platform in the German Bight – FINO I. DEWI : *Proceedings*. Deutsche Wind Energie Konferenz, 2006
- [Herwig, 04] Herwig, Heinz: *Strömungsmechanik A-Z : Eine systematische Einordnung von Begriffen und Konzepten der Strömungsmechanik*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag, 2004. ISBN 3-52-803974-4
- [Herwig, 06] Herwig, Heinz: *Strömungsmechanik*. 2. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2008. ISBN 3-540-32441-0
- [Hinze, 76] Hinze, J.O.: Gedächtniseffekte in der Turbulenz. In: *ZAMM – Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, Volume 56, Issue 10, 1976, S. T403-T405
- [Högström, 88] Högström U.: Non-dimensional wind and temperature profiles in the atmospheric surface layer. In: *Boundary-Layer Meteorology*, 1988, Volume 42, S. 55 -78
- [Högström, 96] Högström, U.: Review of some basic characteristics of the atmospheric surface layer. In: *Boundary-Layer Meteorology*., 1996, Volume 78, S. 215 -246
- [Højstrup, 01] Højstrup, J. et al.: A fetch dependent model of sea surface roughness for Offshore wind power utilization. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2001
- [Horstmann, 06] Horstmann, Karl-Peter; Cieslarczyk, Michael: *Energiehandel : Ein Praxishandbuch*. Berlin : Carl Heymanns Verlag, 2006. ISBN 3-452-25522-0
- [IEA, 99] o.V.: *Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation : 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry*. International Energy Agency Program, 1. Edition, 1999
- [IEC61400-1, 05] IEC 61400-1: Wind turbines – Part 1: Design Requirements (idF v. 08.2005)

- [IEC61400-12, 05] IEC 61400-12-1: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (i.dF v. 12.2005)
- [Iken, 06] Iken, Jörn: Den Projekten läuft die Zeit davon. In: *Sonne Wind & Wärme*, 2006, Nr. 09/2006, S. 98-103
- [InfraStr, 06] Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanBeschlG) (idF v. 24.11.2006) §17 Abs. IIa
- [Ivanell, 08] Ivanell, Stefan et al.: Three dimensional actuator disc modeling of wind farm wake interaction. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2008
- [Jensen, 86] Jensen, N.O. et al: A Simple Model for Cluster Efficiency. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference and Exhibition, 1986
- [Jeske, 05] Jeske, Till; von Hirschhausen, Christian: Offshore-Windenergie: Studie zur Rentabilität von Offshore-Windparks in der Deutschen Nordsee. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2005, Vol. 29, Nr. 1
- [Kalnay, 96] Kalnay, Eugenia et al.: The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project. In: *Bulletin of the American Meteorological Society*, 1996, Volume 77
- [Kaltschmitt, 06] Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Systemtechnik*. 4. Auflage. Berlin : Springer Verlag, 2006. ISBN 3-540-28204-1
- [Kirschen, 04] Kirschen, Daniel; Strbac, Goran: *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester : John Wiley & Sons Ltd, 2004. ISBN 0-470-84572-4
- [Kistler, 01] Kistler, Robert et al.: The NCEP/NCAR 50-year reanalysis project. In: *Bulletin of the American Meteorological Society*, 2001, Volume 82

- [Klaus, 76] Klaus, Georg; Buhr, Manfred: *Philosophisches Wörterbuch*. Leipzig : VEB Bibliograph. Institut, 1976. ASIN: B0000BPRGU
- [Konstantin, 07] Konstantin, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin : Springer-Verlag, 2007. ISBN 3-540-78591-4
- [Kraus, 04] Kraus, Helmut: *Die Atmosphäre der Erde : Eine Einführung in die Meteorologie*. 3. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2004. ISBN 3-540-20656-6
- [Kristensen, 91] Kristensen, Leif et al.: In search of a gust definition. In: *Boundary Layer Meteorology*, 1991, 55, S. 91-107
- [Kuhlmann, 07] Kuhlmann Hendrik: *Strömungsmechanik*. München : Pearson Studium Verlag, 2007. ISBN 978-3-8273-7230-7
- [Lange, 02] Lange, Bernhard et al.: The wind speed profile at Offshore wind farm sites. In: *Geophysical Research Abstracts*, European Geophysical Society, Vol. 5, 2003
- [Lange, 03] Lange, Bernhard et al.: Modeling of Offshore wind turbine wakes with the wind farm program FLAP. In: *Wind Energy*, Vol. 6, Issue 1, 2003
- [Larsen, 88] Larsen, G.C.: *A Simple Wake Calculation Procedure*. Risø National Laboratory, Department of Meteorology and Wind Energy; Forschungsbericht Risø-M-2760, 1988
- [Laursen, 08] Laursen, Jesper; Enevoldsen, Pedder; Hjort, Søren: Actuator Disc Modeling of a Multi-Megawatt Wind Turbine at different Inflow Conditions. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2008
- [Mahrt, 96] Mahrt, Larry: The bulk aerodynamic formulation over heterogeneous surfaces. In: *Boundary Layer Meteorology*, 1996, Volume 78, Issue 1-2, S. 87-119
- [Malberg, 05] Malberg, Horst: *Meteorologie und Klimatologie : Eine Einführung*. 5. aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin : Springer Verlag, 2005. ISBN 3-54-037219-9

- [Matics, 07] Matics, Jens: *Betriebliche Modellierung, Auslegung und Management von dezentralen Energiesystemen*. Duisburg-Essen, Universität, Fachgebiet elektrische Anlagen und Netze, Diss., 2007
- [Méchali, 06] Méchali M. et al: Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2006
- [Merker, 06] Merker, Erwin; Merker, Roman: *Programmieren lernen mit Java*. Wiesbaden : Vieweg Verlag, 2006. ISBN 3-8348-0068-6
- [Mørch, 04] Mørch C. et al.: Wake Measurements form Horns Rev wind farm; EWEA : *Proceedings*; European Wind Energy Conference, 2004
- [Neumann, 01] Neumann, Thomas: Further Development of Wind Energy Use Under the Aspect of Climate Protection. In: *DEWI Magazin*, 2001, Nr. 19, S. 7-13
- [Neumann, 04] Neumann, Thomas; Nolopp, Klaus; Herklotz Kai; Erste Betriebserfahrungen mit der FINO1-Forschungsplattform in der Nordsee. In: *DEWI Magazin*, 2004, Nr. 24, S. 27-34
- [Nielsen, 02] Nielsen, Per: *20 Detailed case studies comparing project design calculations and actual energy productions for wind energy projects worldwide*. Bericht im Auftrag des dänischen Ministeriums für Umwelt und Energie, 2002
- [Nielsen, 03] Nielsen, Per: *Comparing WindPRO and Windfarmer wake loss calculation*; Risø National Laboratory Denmark, Bericht Risø-R-1518(EN), 2003
- [Oertel, 01] Oertel, Herbert jr.: *Prandtl-Führer durch die Strömungslehre*. 10. Auflage. Wiesbaden : Vieweg Verlag, 2001. ISBN 3-52-848209-5
- [Ossimitz, 03] Ossimitz, Günther: *Einführung in die Systemwissenschaften*. Graz, Universität, Umweltsystemwissenschaften, Skript., 2003
- [Pekrul, 95] Pekrul, Sören: *Windscherung digital : Der Einfluss der Windscherung auf Start und Landung von Flugzeugen*. Schwerin : Edition digital Verlag, 1995. ISBN 978-3-9804-2567-4

- [Pestke, 08] Pestke, Silvia: Offshore-Windfarmen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone : Im Zielkonflikt zwischen Klima- und Umweltschutz. Umweltrechtliche Studien, Band 37. Baden-Baden : Nomos Verlagsgesellschaft, 2008. ISBN 978-3-8329-3132-2
- [Pinson, 07] Pinson Pierre et al.: Fluctuations of Offshore wind generation-Statistical Modeling. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2007
- [Polities, 07] Polities, Evangelos et al: Wakes in Large Offshore Wind Farms; Model Evaluation in UPWIND; EWEA : *Proceedings*. European Offshore Wind Conference, 2007
- [Quaschnig, 03] Quaschnig, Volker: Rückenwind durch Simulationsprogramme. In: *Sonne Wind & Wärme*, 2003, Nr. 03/2003, S.68-78
- [Rathmann, 06] Rathmann Ole; Barthelmie, Rebecca; Frandsen, Sten: Turbine Wake Model for Wind Resource Software. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2006
- [Rettenmeier, 08] Rettenmeier, A. et al.: LIDAR Technology for the German Offshore Test Site “alpha ventus” – Joint Project in Measurement Development. DEWI : *Proceedings*. DEWEK, 2008
- [Rinne, 02] Rinne Horst, Specht Katja: Zeitreihen : *Statistische Modellierung, Schätzung und Prognose*. München : Verlag Vahlen, 2002. ISBN 3-800-62877-5
- [Roedel, 00] Roedel, Walter: *Physik unserer Umwelt : Die Atmosphäre*. 3. Auflage. Berlin : Springer Verlag, 2000. ISBN 3-54-067180-3
- [Rogers, 05] Rogers, Anthony L., Rogers, John W., Manwell, James F.: Comparison of the Performance of Four Measure-Correlate-Predict Algorithms. In: *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 2005, Vol. 93, Nr. 3, S. 243-264
- [Rohrig, 06] Rohrig, Kurt: Extra Large Scale Virtual Power Plants – New Concepts to integrate German Wind Potential into Electrical Energy Supply. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference & Exhibition, 2006

- [Santjer, 02] Santjer, Fritz; Teichmann, Klaus; Steinert, Werner: Grundlagen und Konzept eines Virtual Powerplant in Deutschland. In: *DEWI Magazin*, Nr. 20 ,2002, S. 37-42
- [Schepers, 03] Schepers, J.G.: *ENDOW : Validation and Improvement of ECN's wake model*. Risø National Laboratory, Forschungsbericht zum EU-Projekt ENDOW, ECN-C-03-034, 2003
- [Schlichting, 00] Schlichting, Hermann; Gersten, Klaus: *Boundary Layer Theory*. 8. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2000. ISBN 3-54-066270-7
- [Schröder, 00] Schröder Kirsten; Stelzer Peter: Der Bilanzkreisvertrag unter besonderer Berücksichtigung der Strombörsen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2000, Nr. 9, S. 683 – 687
- [SeeAnIV, 08] Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung) (idF. v. 15.07.2008) §2a Abs. 2
- [Siekmann, 08] Siekmann, Helmut E.; Thamsen, Paul U.: *Strömungslehre für Maschinenbau : Technik und Beispiele*. 2. Auflage. Berlin : Springer-Verlag, 2008. ISBN 978-3-540-73726-1
- [Sontow, 00] Sontow, Jette: *Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung*. Stuttgart, Universität, Institut für Energiewirtschaft und Rationeller Energieanwendung, Diss., 2000
- [Sørensen, 06] Sørensen T. et al.: Recalibrating Wind Turbine Wake Model Parameters – Validating the Wake Model Performance for Large Offshore Wind Farms. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2006
- [Splett, 06] Splett, Michael; Bendfeld, Jörg; Voss, Jürgen: Forecast Management for effective energy capture calculation at Offshore wind plant locations. DEWI : *Proceedings*. Deutsche Wind Energie Konferenz, 2006
- [Splett, 06a] Splett, Michael, Bendfeld, Jörg; Voss, Jürgen: Reliable Measuring-System for the Estimation of the Energy Production of Offshore Windfarms. RETBE : *Proceedings*. 6th international Conference Role of Engineering towards a better Environment, 2006

- [Splett, 07] Splett, Michael et al.: Estimation of long term wind energy output at Offshore wind farm locations. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2007
- [Splett, 07a] Splett, Michael et al.: Using NCEP/NCAR- Reanalysis Data for the estimation of wind energy output for Offshore Windfarms. AWEA : *Proceedings*. Windpower Conference & Exhibition, 2007
- [Splett, 07b] Splett, Michael et al.: Analysis of wind energy fluctuations at Offshore wind farm locations. EWEA : *Proceedings*. European Offshore Wind Conference, 2007
- [Splett, 08] Splett Michael et al.: Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks – kann das Wind-Potential auf dem Meer effizient genutzt werden?. Universität Graz : *Proceedings*. 10. Symposium Energieinnovation (ENINNOV) „Energiewende“, Verlag der technischen Universität Graz, 2008. ISBN 978-3-902465
- [Splett, 08a] Splett Michael et al.: Input Variability of spacious distributed Offshore wind farms in the German North Sea. EWEA : *Proceedings*, European Wind Energy Conference, 2008
- [Splett, 08b] Splett, Michael et al.: Possibilities of using reanalysis data for the estimation for wind energy output for Offshore wind farms in the German Baltic Sea. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2008
- [SRÜ, 82] Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (idF v. 10.12.1982) Teil V Art. 55 ff.
- [Stier, 01] Stier, Winfried: *Methoden der Zeitreihenanalyse*. Berlin : Springer Verlag, 2001. ISBN 3-540-41700-1
- [Strack, 04] Strack, Martin; Riedel, Volker: Langzeit-Bewertung von Offshore-Winddaten. In: *DEWI Magazin*, 2004, Nr. 24, S. 34-36
- [StromNZV, 05] Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, idF v. 25.07.2005

- [Stull, 00] Stull, Roland B.: *Meteorology for Scientists and Engineers*. 2. Auflage. Florence : Cengage Learning Services, 2000. ISBN 0-534-37214-7
- [Stull, 88] Stull, Roland B.: *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Berlin : Springer Verlag, 1988. ISBN 9-02-772769-4
- [Surek, 07] Surek, Dominik; Stempin, Silke: *Angewandte Strömungsmechanik : für Praxis und Studium*. Wiesbaden : Vieweg + Teubner Verlag, 2007. ISBN 9-783-8351-0118-0
- [Swider, 06] Swider, Jan D.: *Handel an Regellenergie- und Spotmärkten : Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*. Wiesbaden : Deutscher Universitäts-Verlag, 2006. ISBN 3-8350-0459-X
- [Tabeling, 06] Tabeling Peter: *Softwaresysteme und ihre Modellierung*. Berlin : Springer Verlag, 2006. ISBN 3-540-25828-0
- [Tautz, 04] Tautz, S.; Lange Bernhard: *Bestimmung von Wärme- und Impulsfluss in der marinen atmosphärischen Grenzschicht für die Offshore-Windenergienutzung (BAGO)*. Oldenburg, Universität, Forschungsbericht, 2004
- [Taylor, 38] Taylor, G. I.: The Spectrum of Turbulence. In: *Proceedings of the Royal Society of London, Series A, Mathematical and Physical Sciences*, 1938, Vol. 164, No. 919; S. 476-490
- [Tipler, 06] Tipler, Paul: *Physik : Für Wissenschaftler und Ingenieure*. 2. Auflage. Berlin : Spektrum Akademischer Verlag, 2006. ISBN 9-783-8274-1164-8
- [Trujillo, 08] Trujillo, J.-J. et al.: LIDAR measurement and Modeling of Wind Turbine Far-Wake Dynamics. DEWI : *Proceedings*. DEWEK, 2008
- [Türk, 07] Türk, Matthias; Emeis, Stefan: Abhängigkeit der Turbulenzintensität über See von der Windgeschwindigkeit. In: *DEWI Magazin*, 2007. Nr. 30, S. 10-13

- [Türk, 07a] Türk Matthias; Emeis, Stefan: Wind- und Turbulenzmessungen an der Offshore-Messplattform FINO1. Deutsche Meteorologische Gesellschaft : *Proceedings*. Meteorologentagung DACH, 2007
- [Türk, 08] Türk, Matthias: *Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für Offshore-Windkraftanlagen*. Köln, Universität, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät, Diss., 2008
- [VanLuvanee, 06] VanLuvanee David R.: *Investigations of observed and modeled wake effects at Horns Rev using WindPRO*. Technical University of Denmark, Department of Mechanical Engineering, Fluid Mechanics Section, Master, 2006
- [Volund, 04] Volund, P.; Pedersen P.H.; Ter-Borch, P.E.: 165 MW Nysted Offshore Wind Farm : First Year of operation - performance as planned. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2004
- [VVIIplus, 01] Verbändevereinbarung Strom II plus: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) u.a., idF v. 31.12.2001
- [Warnecke, 97] Warnecke, Günther: *Meteorologie und Umwelt*. 2. Bearbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin : Springer Verlag, 1997. ISBN 3-54-061593-8
- [Weigele, 97] Weigele Michael: *Berechnung der nassen Deposition von Spurenstoffen im Rahmen des Notfallschutzes*. Stuttgart, Universität, Institut für Kernenergetik und Energiesysteme, Diss., 1997
- [Wessel, 06] Wessel A., Peinke J., Lange B.: Verification of a new model to calculate turbulence intensity inside a wind farm. EWEA : *Proceedings*. European Wind Energy Conference, 2006
- [Wiemann, 02] Wiemann, Jens; Lesny, Kerstin; Richwien, Werner: *Gründung von Offshore-Windenergieanlagen : Gründungskonzepte und geotechnische Grundlagen*. Essen : Glückauf Verlag, 2002. ISBN 978-3-7739-1429-3

- [Wieringa, 73] Wieringa, J.: Gust factors over open water and built-up country; In: *Bound Layer Meteorology*, 1973, 3, S. 424-441
- [Wiesner, 01] Wiesner, Thomas: *Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze*. (Diss. Dortmund) Düsseldorf : VDI Verlag, 2001. ISBN 3-18-331321-9
- [WindPRO, 07] o.V.: *MCP – Measure-Correlate-Predict : An Introduction to the MCP Facilities in WindPRO*. User; Manual EMD International A/S
- [Winkler, 02] Winkler, Wolfgang; Strack, Martin; Weserhellweg, Annette: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks. DEWI : *Proceedings*. Deutsche Wind Energie Konferenz, 2002
- [Wyrwa, 03] Wyrwa, Jens: *Turbulenzmodellierung für stabil dichtegeschichtete Strömungen bei der Simulation des Transports von kohäsiven Sedimenten in Ästuaren*. Berlin, Universität, Fakultät für Verkehrs- und Maschinensysteme, Diss., 2003
- [Zander, 04] Zander Wolfgang; Hoppe-Klipper, Martin; Ernst, Bernhard: *Wälzungsmechanismus des EEG : Vorschläge zur Verbesserung der Transparenz und Effizienz*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2004
- [Zmarsly, 07] Zmarsly, Ewald; Kuttler, Wilhelm; Pethe, Hermann: *Meteorologisch-klimatologisches Grundwissen*. 3. aktualisierte Auflage. Stuttgart : Eugen Ulmer Verlag, 2007. ISBN 978-3-8252-2281-9

9 Liste eigener Publikationen

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

Wave and current measurements for offshore wind farms

9th German Wind Energy Conference (DEWEK 2008), Bremen, November 2008

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; A. Higgen; J. Krieger; M. Splett; J. Voss

Two years operation of offshore metmast Arkona Becken Südost in the Baltic

9th German Wind Energy Conference (DEWEK 2008), Bremen, November 2008

J. Bendfeld; M. Linders; M. Splett, J. Voss; U. Wernekinck

Wind energy extension potential in the Münsterland

9th German Wind Energy Conference (DEWEK 2008), Bremen, November 2008

M. Tigges; J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Possibilities of reducing the feed-in fluctuations of offshore wind farms by biogas plants

9th German Wind Energy Conference (DEWEK 2008), Bremen, November 2008

M. Splett; J. Bendfeld; R. Lüttig

Reduction of input variability using the natural combination potential of spacious distributed offshore wind farms in the German Baltic Sea and the German Bay

9th German Wind Energy Conference (DEWEK 2008), Bremen, November 2008

M. Tigges; J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Biogas power plants and organic waste for energy regulating

6th International Conference: ORBIT 2008 - Moving Organic Waste Recycling towards Resource Management and for Biobased Economy, Wageningen, Niederlande, Oktober 2008

J. Bendfeld; M. Splett; M. Tigges; J. Voss

Biogas fired fuel cell plants for compensation of offshore feed-in fluctuations

Confederation of Danish Industries: Fuel Cells Science & Technology 2008 "Scientific Advances in Fuel Cell Systems", Copenhagen, Dänemark, Oktober 2008

M. Splett; J. Bendfeld; M. Tigges

Analysis of fluctuations of spacious distributed offshore wind farms in Germany

7th World Wind Energy Conference (WWEC 2008), Kingston, Kanada, Juni 2008

M. Splett; J. Bendfeld; M. Tigges

Possibilities of reducing the feed-in fluctuations of offshore wind farms

7th World Wind Energy Conference (WWEC 2008), Kingston, Kanada, Juni 2008

J. Bendfeld, R. Ditscherlein, M. Splett, J. Voss

O&M for offshore wind farms based on ADCP and Waverider

7th World Wind Energy Conference (WWEC 2008), Kingston, Kanada, Juni 2008

J. Bendfeld, R. Ditscherlein, M. Splett, J. Voss

The German offshore metmasts Amrumbank West and Arkonabecken Südost

7th World Wind Energy Conference (WWEC 2008), Kingston, Kanada, Juni 2008

M. Tigges; J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Compensation for the feed-in fluctuations of offshore wind parks by biogas plants

31st IAEE (International Association for Energy Economics) International Conference "Bridging Energy Supply and Demand: Logistics, Competition and Environment", Istanbul, Türkei, Juni 2008

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

Operation and Maintenance for offshore wind farms based on ADCP and Waverider Measurements

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2008 Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, Juni 2008

M. Splett; J. Bendfeld; R. Ditscherlein; J. Voss

Input variability of spacious distributed offshore wind farms

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2008 Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, Juni 2008

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

ADCP and Waverider Measurements for O&M at offshore wind farm locations

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2008), Brüssel, Belgien, März 2008

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

The German offshore metmasts Amrumbank West and Arkonabecken Südost

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2008), Brüssel, Belgien, März 2008

M. Splett; J. Bendfeld; R. Ditscherlein; J. Voss

Possibilities of using reanalysis data for the estimation of wind energy output for offshore wind farms in the German Baltic Sea

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2008), Brüssel, Belgien, März 2008

M. Splett; J. Bendfeld; R. Ditscherlein; J. Voss

Input variability of spacious distributed offshore wind farms in the German North Sea

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2008), Brüssel, Belgien, März 2008

M. Tigges; J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Kombinationspotential von Offshore-Windkraftwerken und Biogaskraftwerken zur Reduzierung von Einspeisefluktuationen

World Sustainable Energy Days (WSED 2008), Wels, Österreich, März 2008

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

Zukunftspotential auf See - Messungen als Grundlage für die Errichtung von Offshore-Windkraftwerken

10. Symposium Energieinnovation (ENINNOV 2008): "Energiewende", Graz, Österreich, Februar 2008; Verlag der technischen Universität Graz; ISBN 978-3-902465-94-8

M. Splett; J. Bendfeld; R. Ditscherlein; J. Voss

Einspeiseschwankungen von Offshore-Windparks - kann das Wind-Potential auf dem Meer effizient genutzt werden?

10. Symposium Energieinnovation (ENINNOV 2008): "Energiewende", Graz, Österreich, Februar 2008; Verlag der technischen Universität Graz; ISBN 978-3-902465-94-8

J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Megawatt aus Richtung Wattenmeer - Betriebsverhalten von Offshore-Windparks

Forschungsforum Paderborn, S. 48-52, Ausgabe 11-2008; Drucklegung Januar 2008

M. Splett; J. Bendfeld; R. Ditscherlein; R. Lüttig; J. Voss

Analysis of wind energy fluctuations at offshore wind farm locations

European Offshore Wind Conference & Exhibition (EOW 2007), Berlin, Deutschland, Dezember 2007

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

Offshore Metmast Arkonabecken Südost

European Offshore Wind Conference & Exhibition (EOW 2007), Berlin, Deutschland, Dezember 2007

J. Bendfeld; R. Ditscherlein; M. Splett; J. Voss

The performance of ADCP-Measurements and comparison with Waverider-Data in the German Bight

European Offshore Wind Conference & Exhibition (EOW 2007), Berlin, Deutschland, Dezember 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Offshore Research Stations in the German Territorial Waters

geladener Buchbeitrag; Special Report in Wind Energy International 2007/2008; published by World Wind Energy Association; ISBN: 978-3-940683-00-7

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Load Management for offshore wind parks

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2007 Conference and Exhibition, Los Angeles, USA, Juni 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Two Years Experiences with an Offshore Metmast for Wind Energy Research

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2007 Conference and Exhibition, Los Angeles, USA, Juni 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Using NCEP/NCAR- Reanalysis-Data for the estimation of wind energy output for offshore wind farms

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2007 Conference and Exhibition, Los Angeles, USA, Juni 2007

J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss; A. Higgen; J. Krieger

Design of a multi Purpose offshore metmast

American Wind Energy Association, WINDPOWER 2007 Conference and Exhibition, Los Angeles, USA, Juni 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Reliable and cost-effective design for an offshore metmast

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2007), Mailand, Italien, Mai 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss; A. Higgen; J. Krieger

Two Years operation of Offshore Metmast Amrumbank West in the German North Sea

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2007), Mailand, Italien, Mai 2007

M. Splett; C. Bastide; J. Bendfeld; J. Voss

Estimation of long term wind energy output at offshore wind farm locations

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2007), Mailand, Italien, Mai 2007

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Management for effective long term wind energy estimation at offshore wind plant locations

European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC 2007), Mailand, Italien, Mai 2007

J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

Reliable Measuring-System for the estimation of the energy production of offshore wind farms

6th international Conference Role of Engineering towards a better Environment (RETBE'06), Alexandria, Ägypten, Dezember 2006

J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss

110-kV Windnetzstudie Münsterland - Evaluierung des technisch-wirtschaftlichen Potentials für Windvorrangflächen und Flächen exponierter Lage

Dezember 2006

J. Bendfeld; M. Splett; J. Voss; A. Higgen; J. Krieger

Reliable and cost-effective design for an offshore metmast

8th German Wind Energy Conference (DEWEK 2006), Bremen, November 2006

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss; A. Higgen; J. Krieger

One Year operation of Offshore Metmast Amrumbank West

8th German Wind Energy Conference (DEWEK 2006), Bremen, November 2006

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Forecast Management for effective energy capture calculation at offshore wind plant locations

8th German Wind Energy Conference (DEWEK 2006), Bremen, November 2006

M. Splett; J. Bendfeld; J. Voss

Reliable and cost-effective design for an offshore metmast

5th World Wind Energy Conference (WWEC 2006), New Delhi, Indien, November 2006

10 Anhang

Anhang A: Böenarten nach IEC 61400-1

Weitere vier Böenarten sind nach IEC 61400-1 definiert. Die Benennungen der Variablen und Parameter entsprechen denjenigen der IEC-Norm.

Extreme direction changes (EDC):

Der Einfallswinkel bei dieser Böenart mit extremer Windrichtungsänderung ergibt sich aus:

$$\theta_{eN} = \pm\beta \cdot \arctan\left(\frac{\sigma}{u_0(D/\Lambda)}\right).$$

Die Ausprägung des Windrichtungswechsels wird durch

$$\theta_N(t) = \begin{cases} 0^\circ & , t < 0 \\ \theta_{eN} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & , 0 \leq t \leq T \\ \theta_{eN} & , t > T \end{cases}$$

mit

- Λ = Skalenparameter
- σ = Standardabweichung der Geschwindigkeitskomponente in Hauptwindrichtung
- β = Risikoparameter proportional zu N
- D = Rotordurchmesser
- N = Wiederkehrzeit einer Böe in Jahren
- T = Dauer des Auftretens der Windböe

bestimmt. Die Bezeichnungen gelten für die Beschreibung aller Böenarten in der Norm IEC 61400-1.

Die Dauer des Auftretens T des extremen Windrichtungswechsels wird mit ca. 6 s angenommen.

Extreme coherent gust (ECG):

Diese kohärenten Böen haben ein Ausmaß von $u_{cg} = 15$ m/s. Die Ausprägung der Böengeschwindigkeit wird durch

$$u_z(t) = \begin{cases} u_z & , t < 0 \\ u_z + \frac{1}{2} u_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & , 0 \leq t \leq T \\ u_z + u_{cg} & , t > T \end{cases}$$

berechnet. Dabei ist u_z die Windgeschwindigkeit auf der Höhe z vor dem Auftreten der Böe. Die Dauer des Auftretens T wird mit ca. 10 s angenommen.

Extreme coherent gusts with direction changes (ECD):

Bei dieser Böenart treten Windgeschwindigkeitszunahmen von extrem kohärenten Böen simultan mit extremen Windrichtungsänderungen auf. Der Windrichtungswechsel wird durch

$$\theta_{cg} = \begin{cases} 180^\circ & , u_z < 4 \text{ ms}^{-1} \\ 720^\circ \text{ ms}^{-1} / u_z & , 4 \text{ ms}^{-1} \leq u_z \leq u_{ref} \end{cases}$$

spezifiziert. u_{ref} ist dabei die Referenzgeschwindigkeit. Die Ausprägung des Windrichtungswechsels wird durch

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & , t < 0 \\ \pm \theta_{cg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right) & , 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & , t > T \end{cases}$$

bestimmt. Die Dauer des Auftretens T dieser Böenart wird mit ca. 10 s angenommen.

Extreme wind shears (EWS):

Für transiente vertikale Windscherungen wird die Böengeschwindigkeit mittels

$$u_z(t) = \begin{cases} u_z + \frac{(z-z_0)}{D} \left(\frac{5}{2} + \frac{\beta\sigma}{5} \left(\frac{D}{\lambda}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi}{T} t\right)\right) & , 0 \leq t \leq T \\ u_z & , sonst \end{cases}$$

berechnet. z_0 ist dabei die Untergrenze des Höhenintervalls, von dem aus die Scherung betrachtet wird. Für die transienten horizontalen Windscherungen wird die Böengeschwindigkeit durch

$$u_z(t) = \begin{cases} u_z + \frac{y}{D} \left(\frac{5}{2} + \frac{\beta\sigma}{5} \left(\frac{D}{\lambda}\right)^{\frac{1}{4}}\right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi}{T} t\right)\right) & , 0 \leq t \leq T \\ u_z & , sonst \end{cases}$$

ermittelt. Für extreme Windscherungen gilt eine Zeitperiode N von 50s und ein Risiko-parameter β von 6,4. Die Dauer des Auftretens T dieser Böenart wird mit ca. 12 s angenommen.

Anhang B: Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverläufe für die Szenarien aus Kapitel 6.1

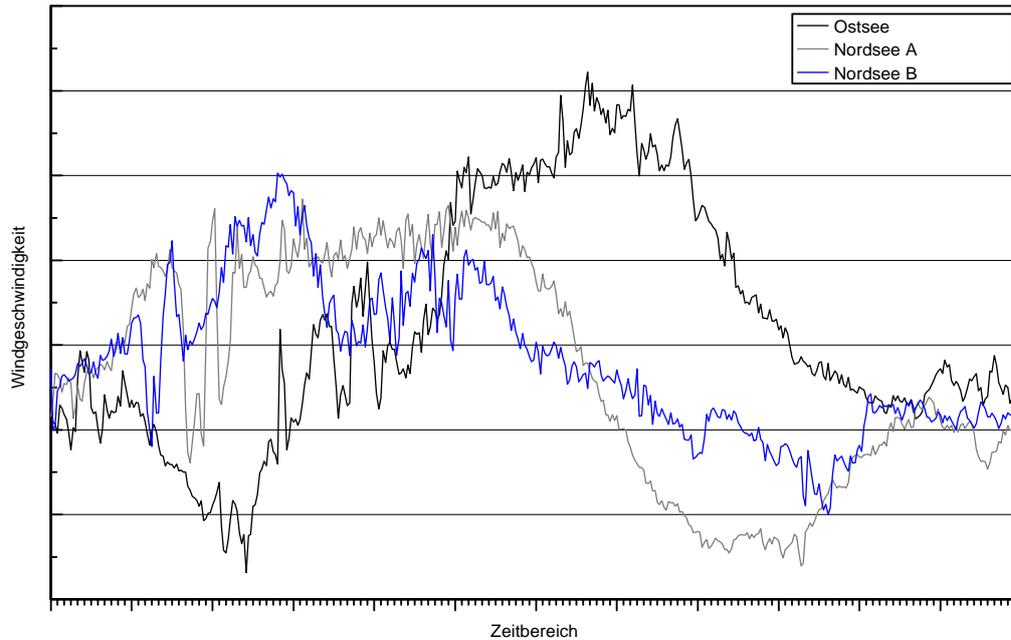


Bild A-1: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario I

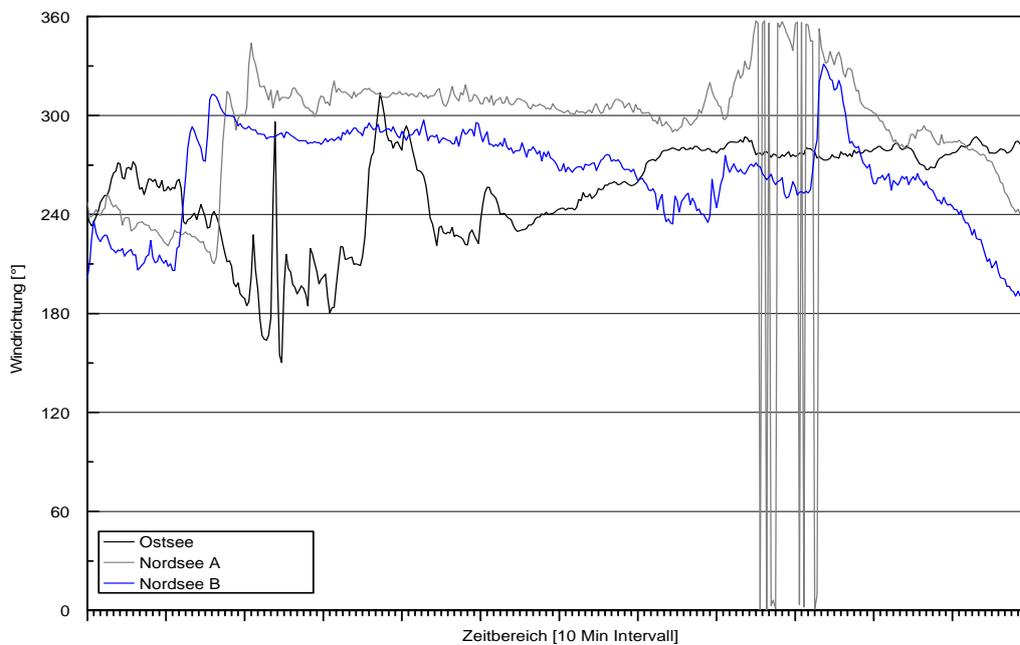


Bild A-2: Windrichtungsverlauf Szenario I

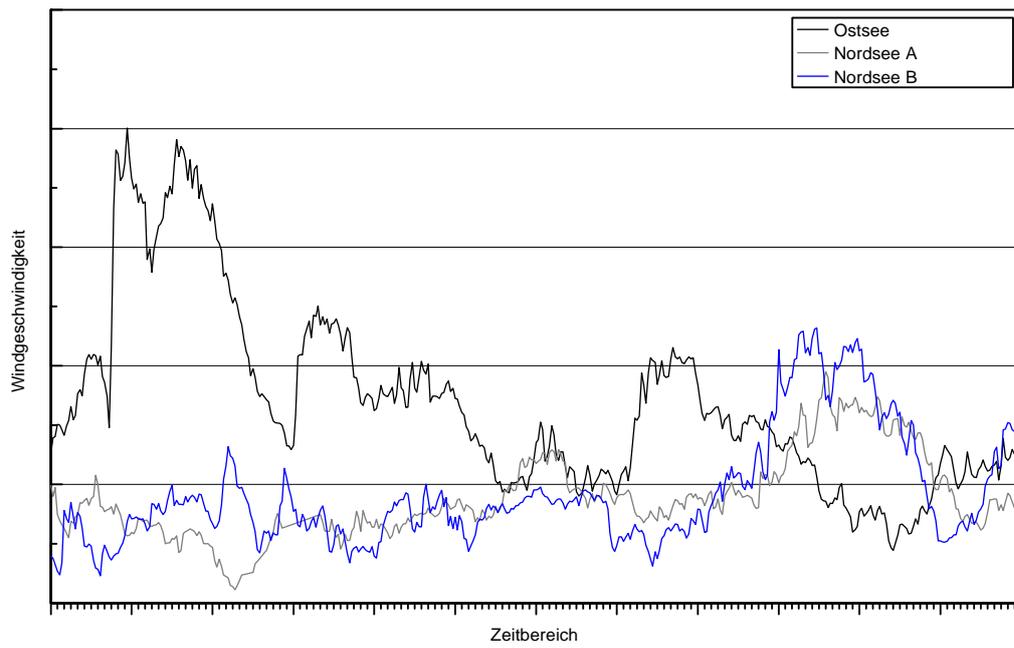


Bild A-3: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario II

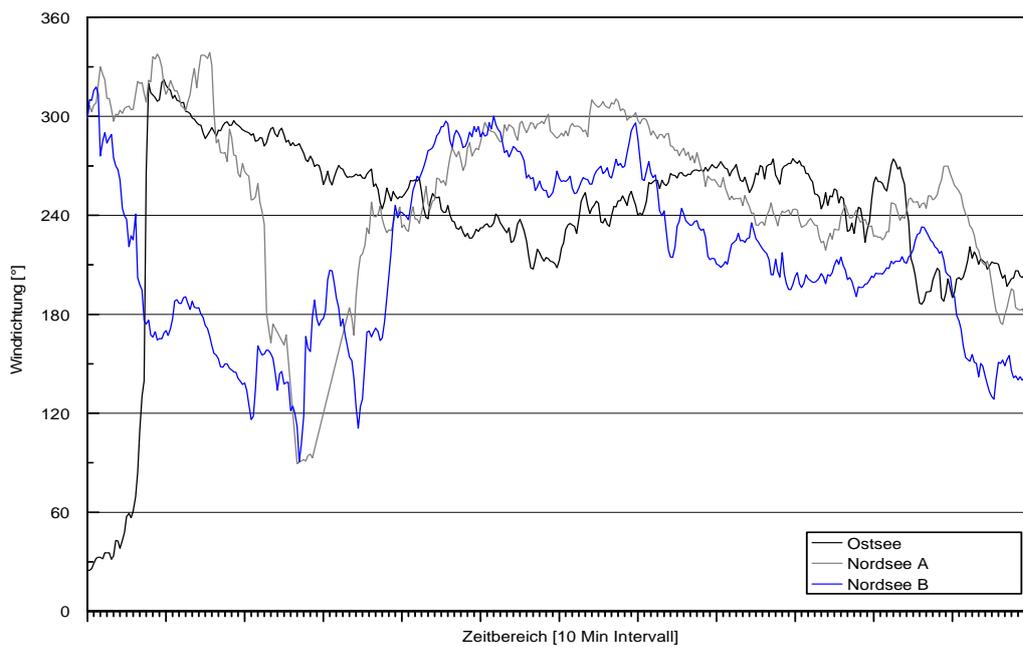


Bild A-4: Windrichtungsverlauf Szenario II

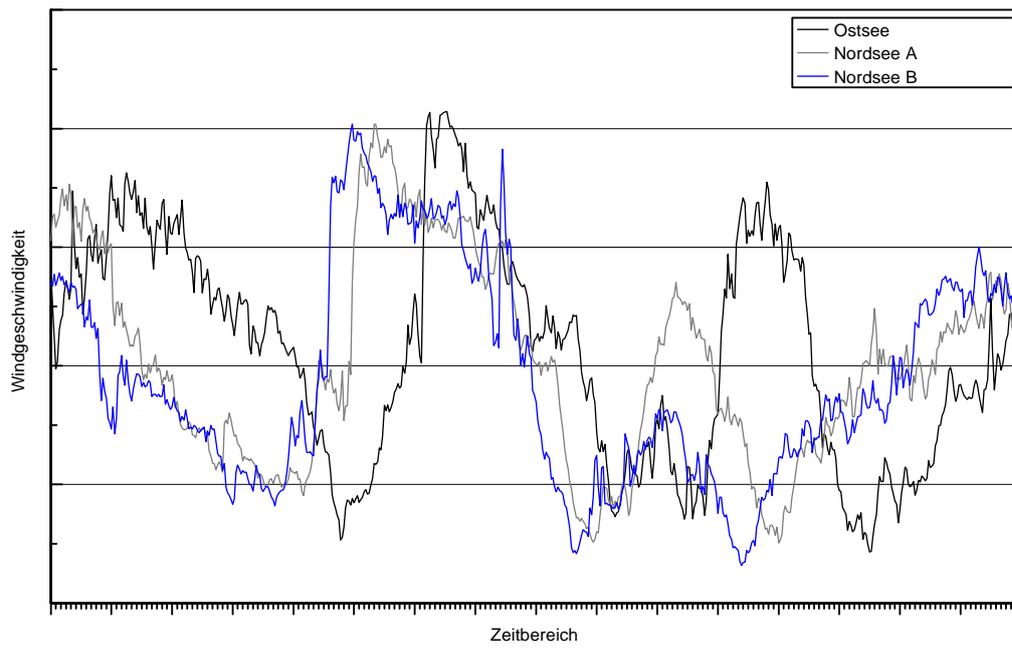


Bild A-5: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario III

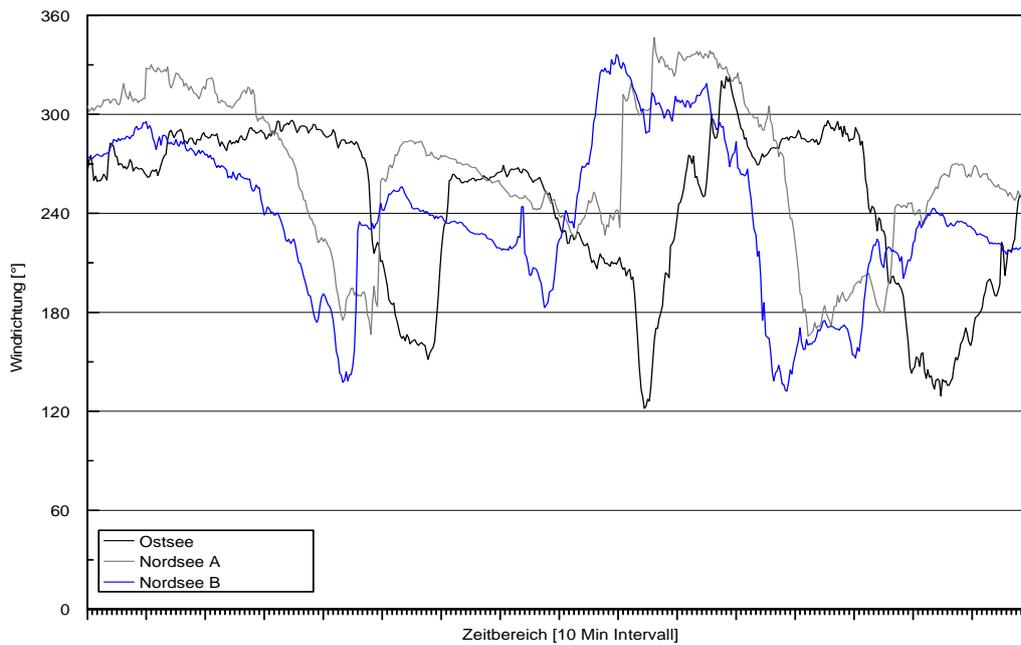
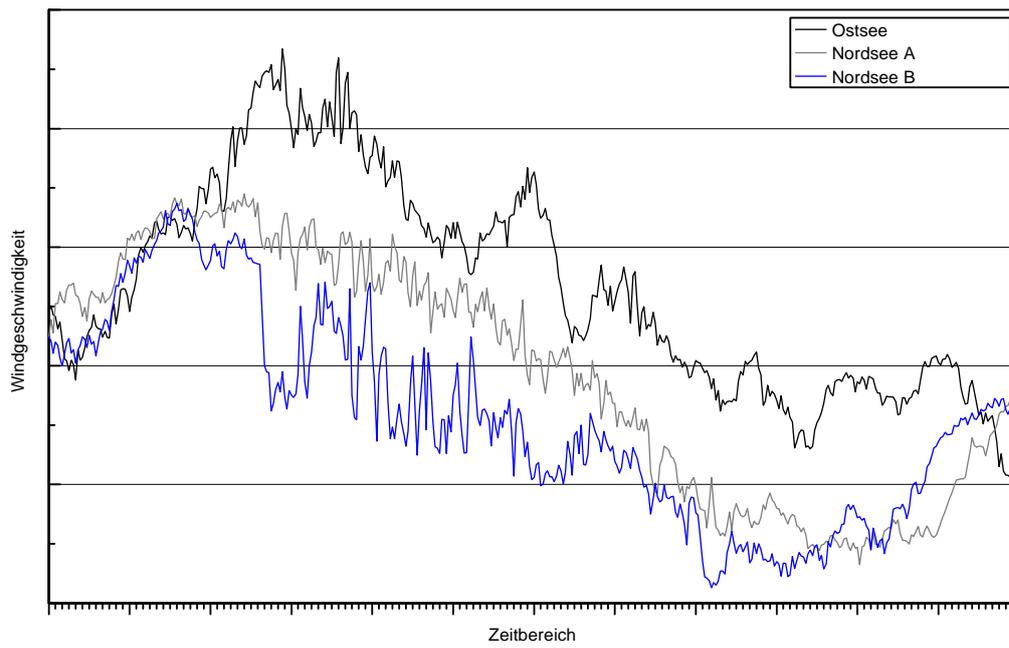
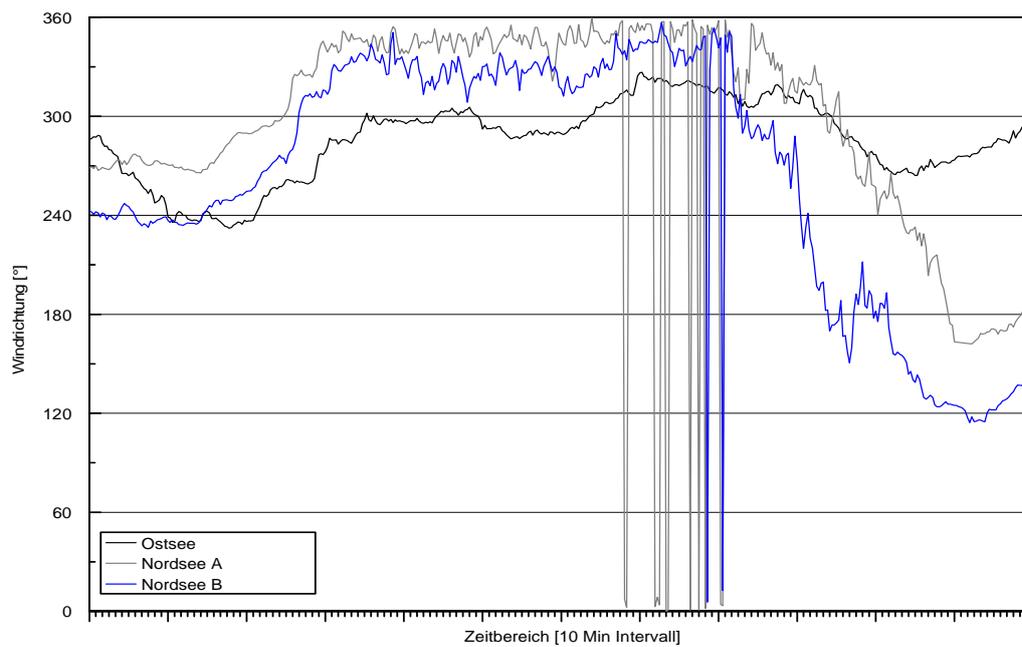


Bild A-6: Windrichtungsverlauf Szenario III

**Bild A-7: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario IV****Bild A-8: Windrichtungsverlauf Szenario IV**

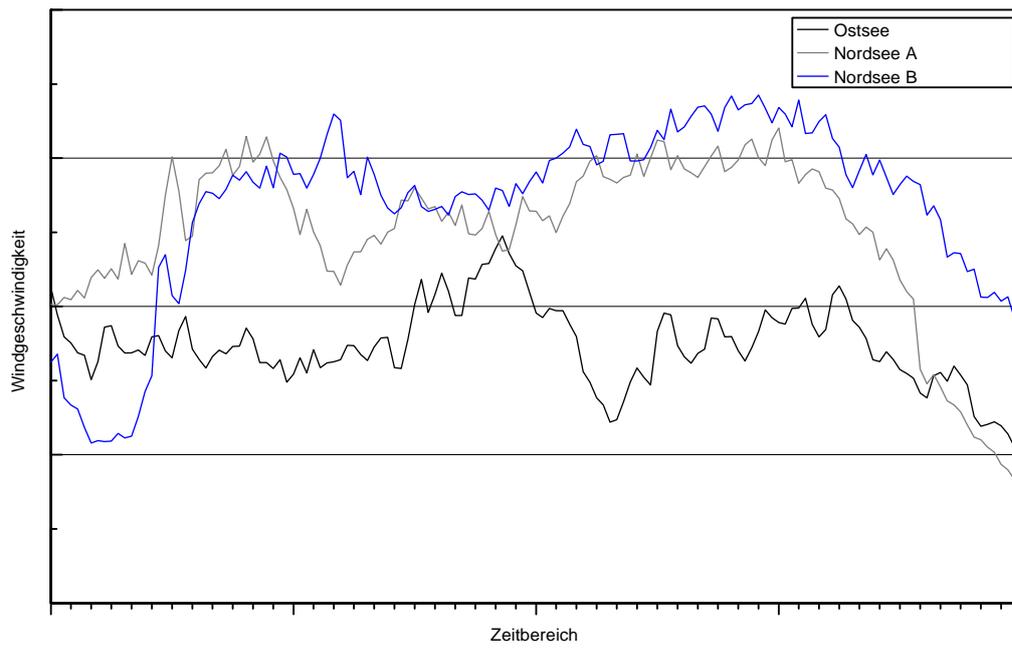


Bild A-9: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario V

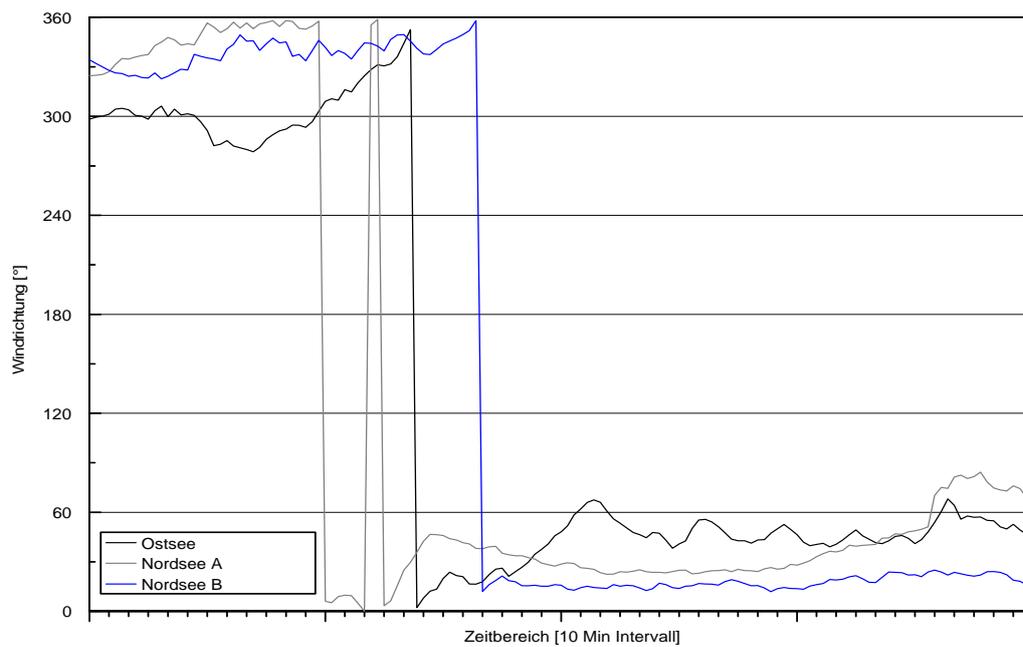


Bild A-10: Windrichtungsverlauf Szenario V

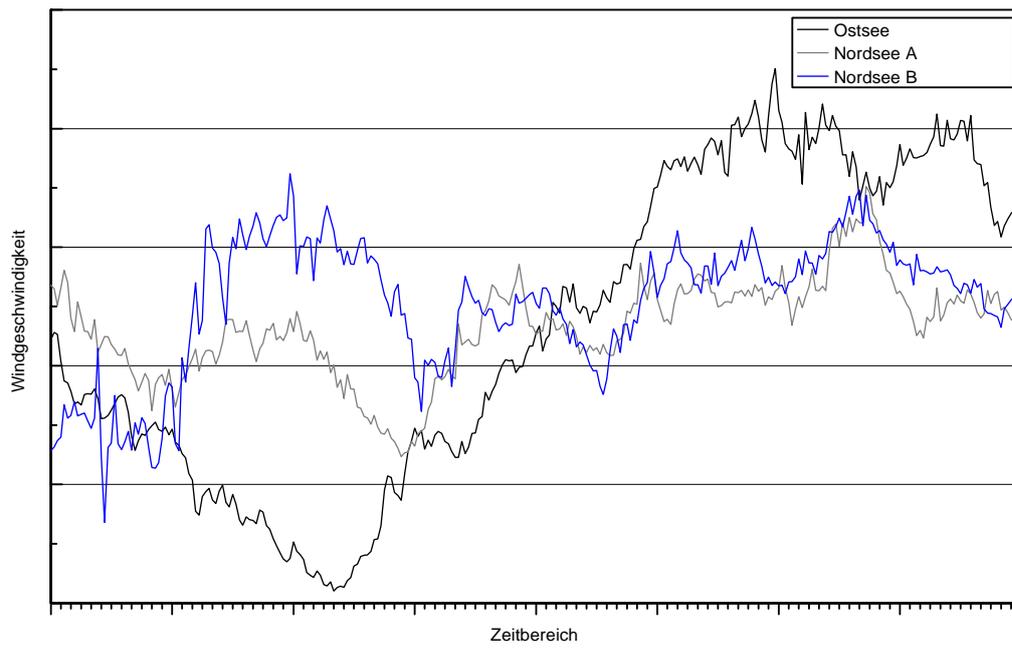


Bild A-11: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario VI

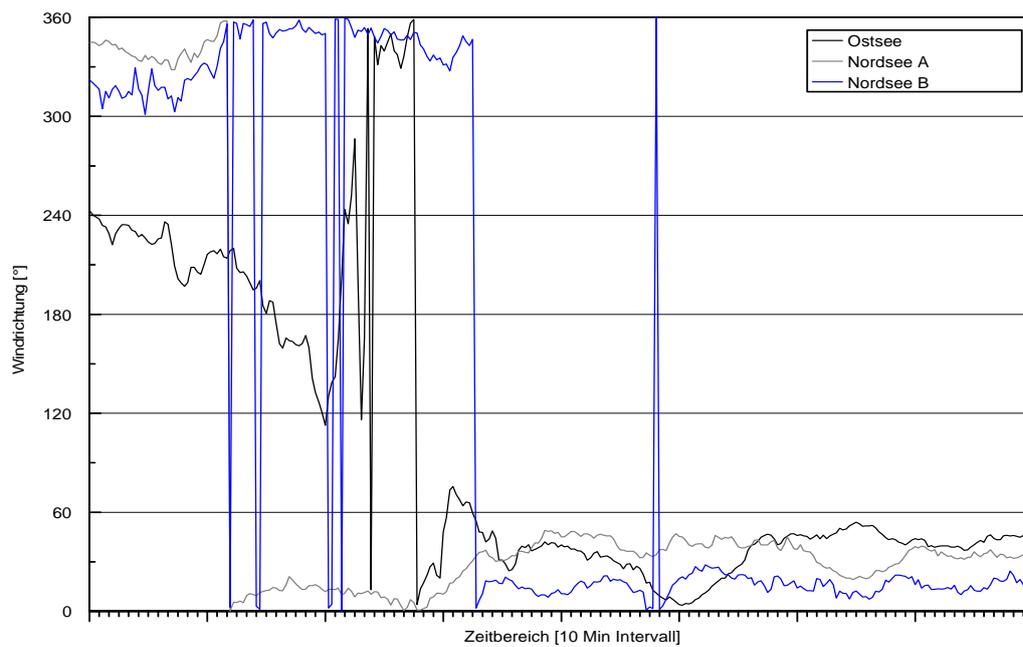


Bild A-12: Windrichtungsverlauf Szenario VI

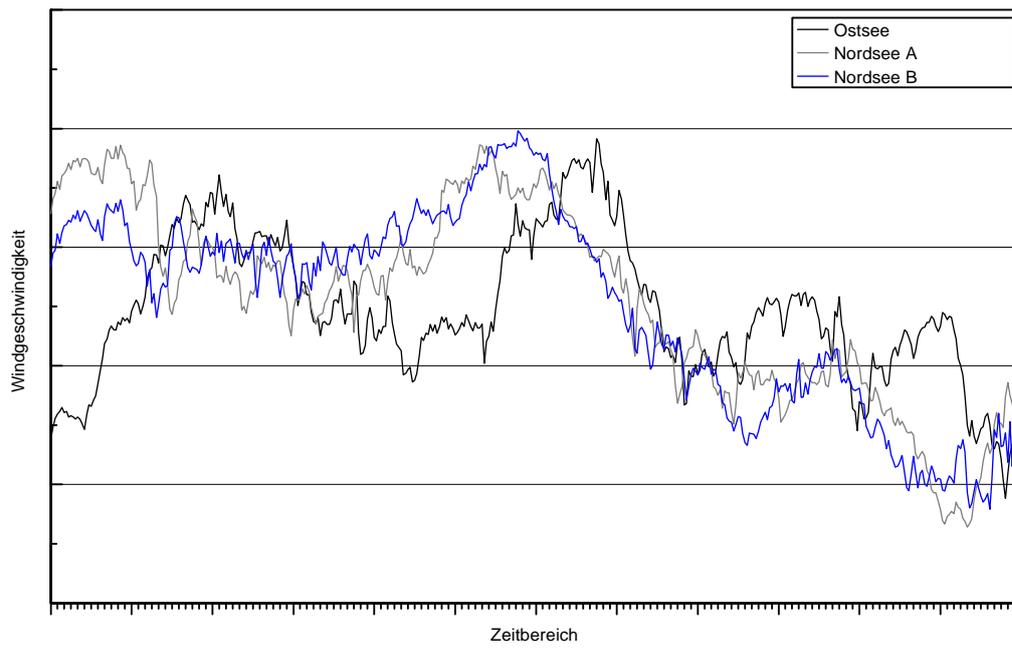


Bild A-13: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario VII

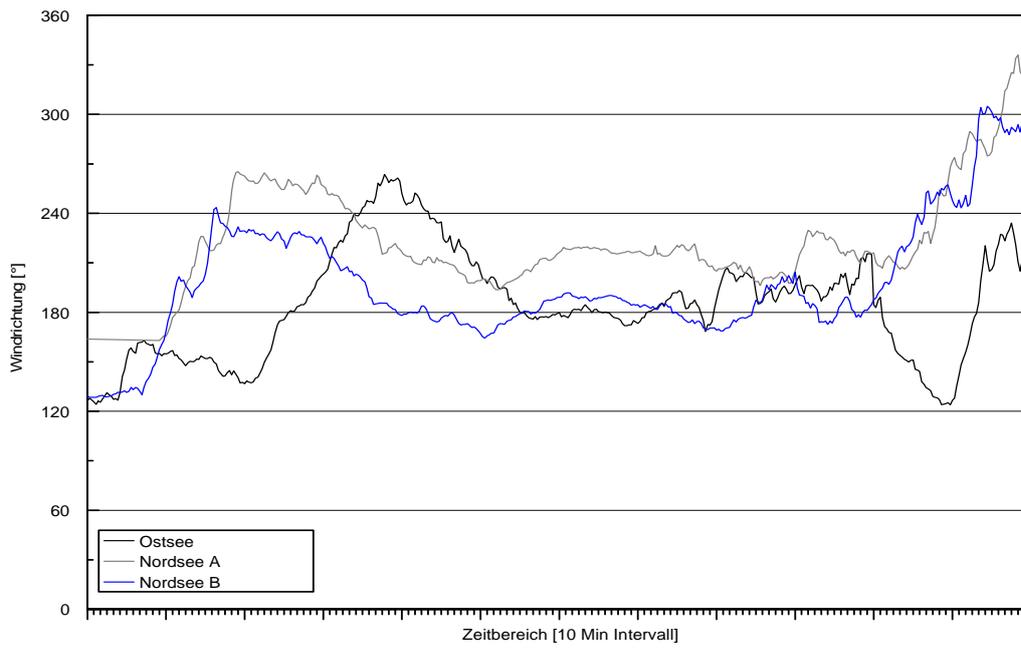


Bild A-14: Windrichtungsverlauf Szenario VII

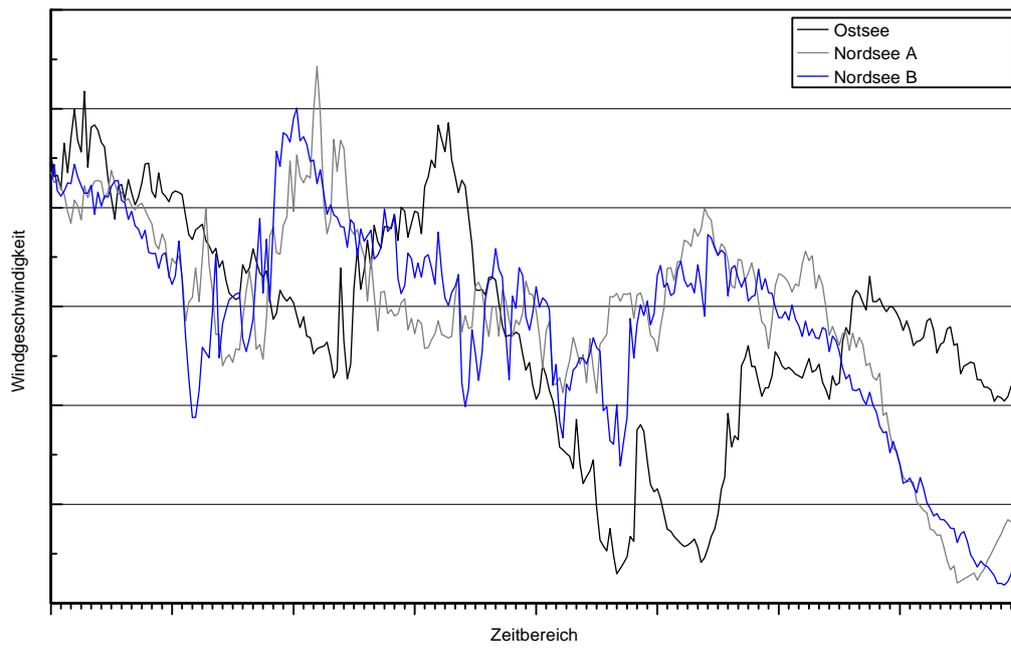


Bild A-15: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario VIII

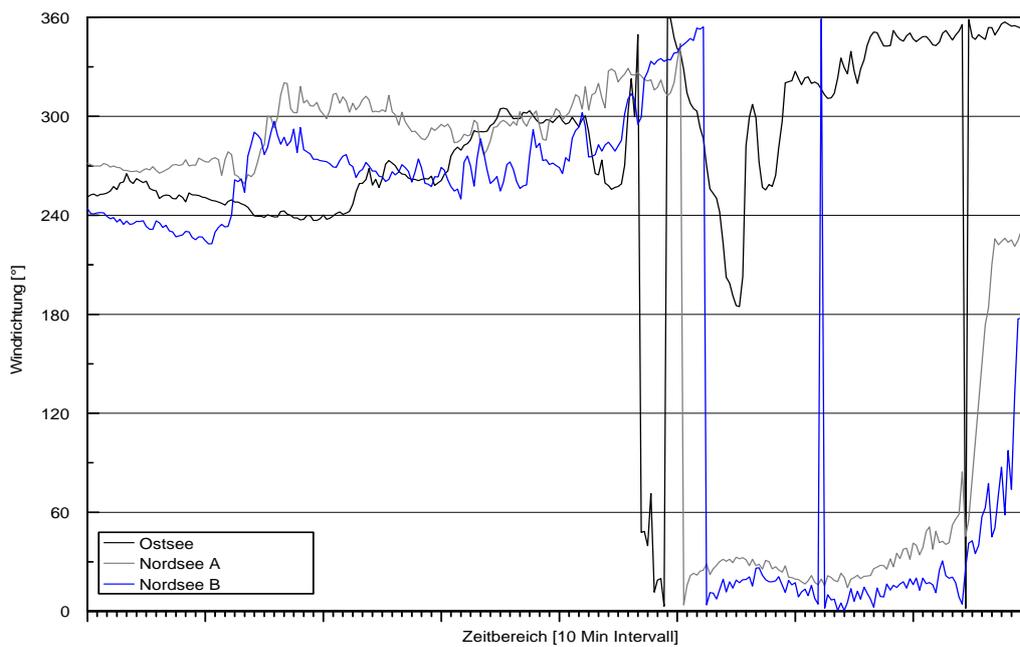


Bild A-16: Windrichtungsverlauf Szenario VIII

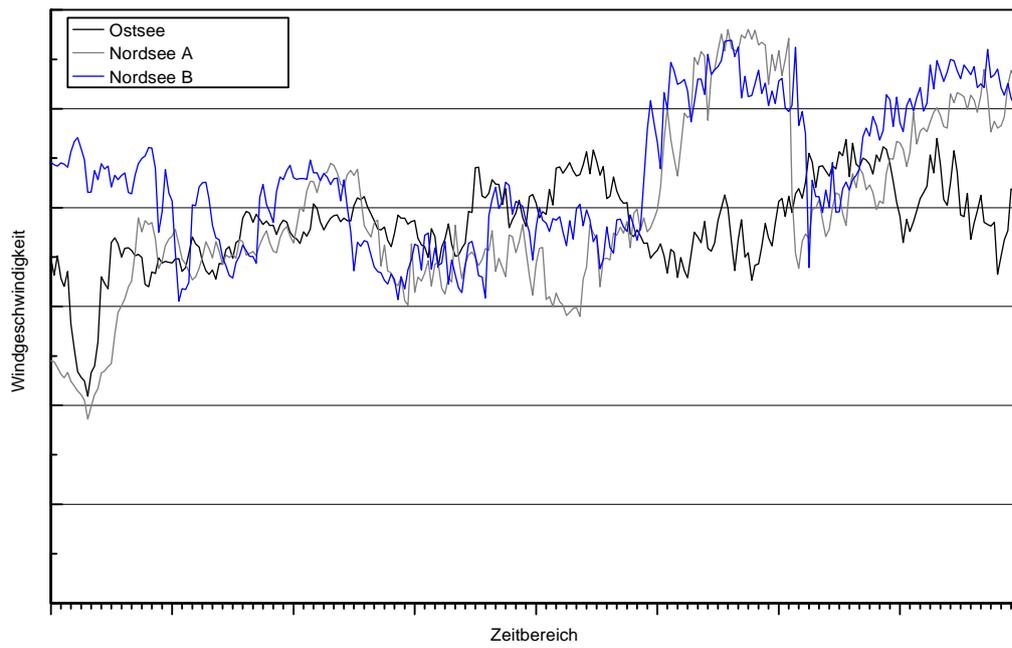


Bild A-17: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario IX

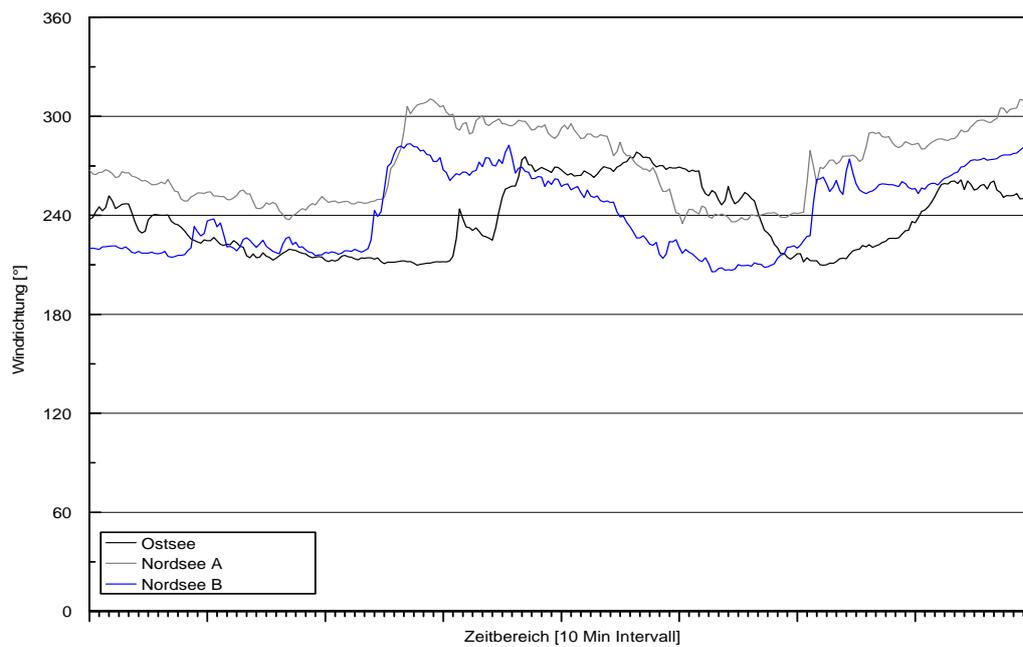


Bild A-18: Windrichtungsverlauf Szenario IX

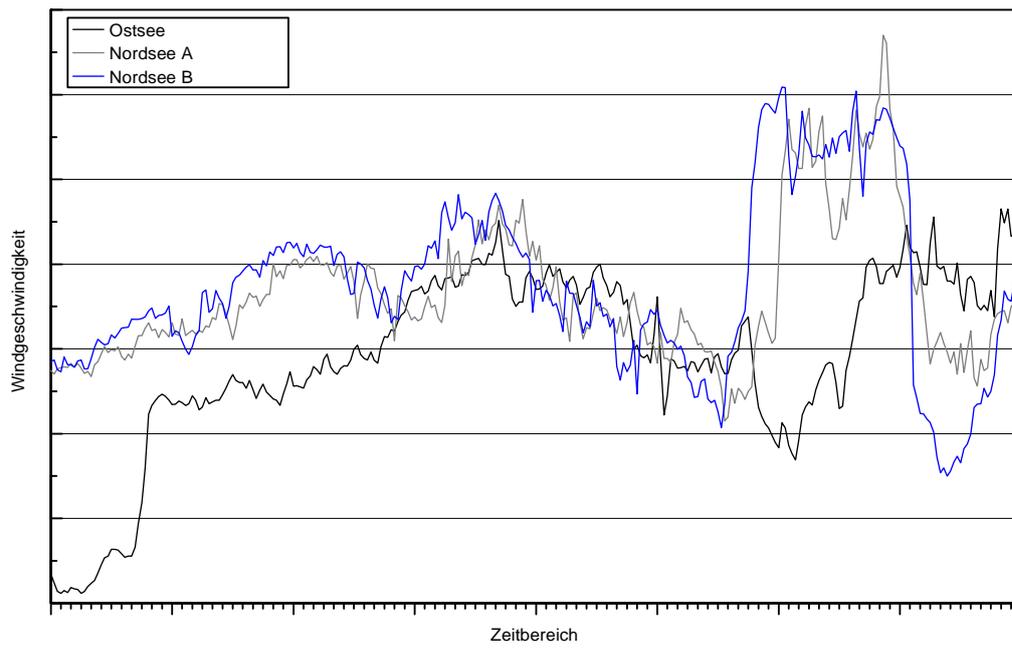


Bild A-19: Windgeschwindigkeitsverlauf Szenario X

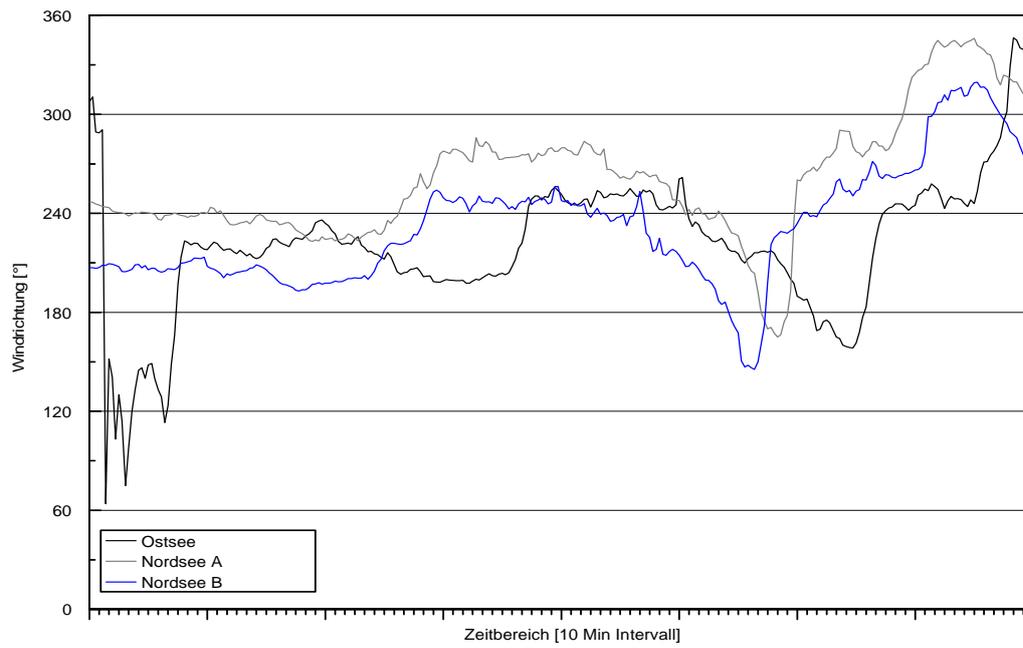


Bild A-20: Windrichtungsverlauf Szenario X

Anhang C: Darstellung der Szenarien für den Park-Verbund aus Kapitel 6.2

Es folgen die Darstellungen der Szenarien 2 bis 5 aus dem Kapitel 6.2

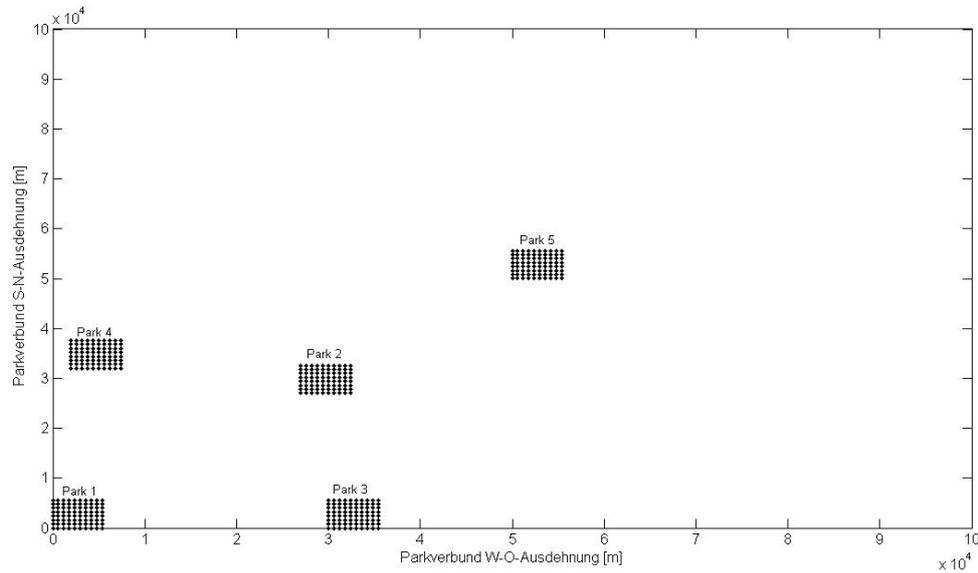


Bild A-21: Szenario S2 des Verbundes

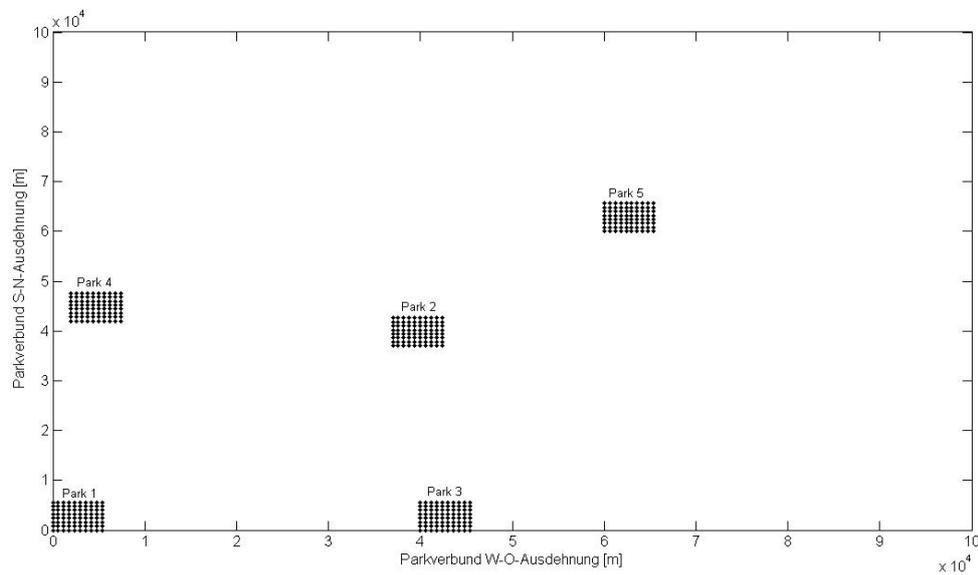
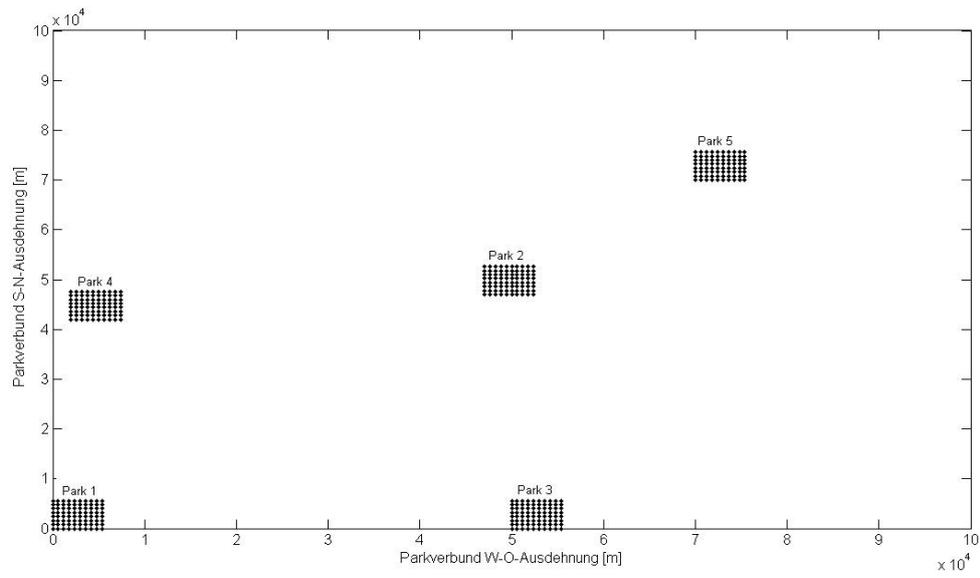
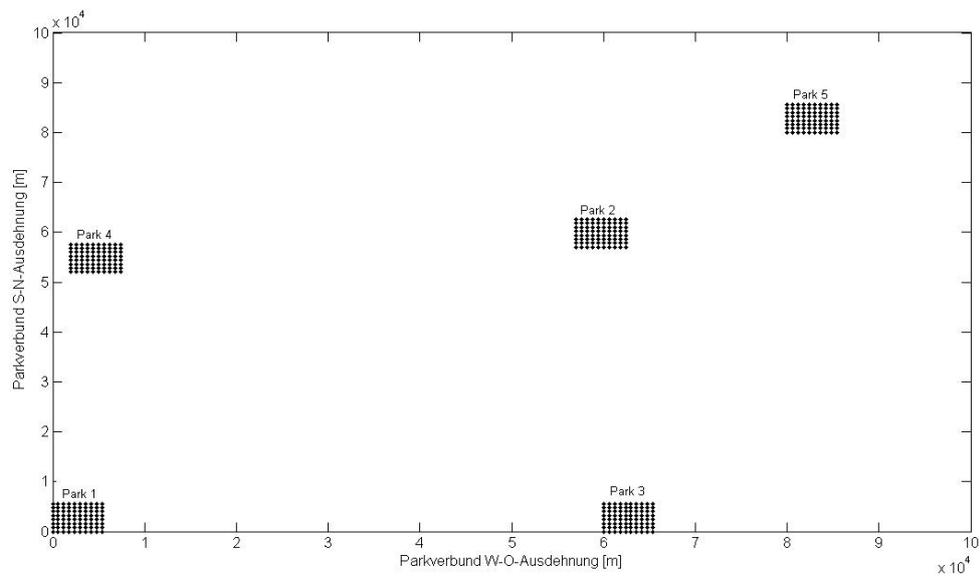


Bild A-22: Szenario S3 des Verbundes

**Bild A-23: Szenario S4 des Verbundes****Bild A-24: Szenario S5 des Verbundes**