

**Gutachterliche Stellungnahme
über die langjährigen mittleren Windverhältnisse
und die zu erwartenden mittleren Energieerträge
exemplarisch angenommener Windkraftanlagen
an zwei Standorten bei Heidelberg
(Standorte Lammerskopf und Kirchheimer Mühle)**

**Revision 0.0
3. März 2025**

Auftraggeber:

**Stadt Heidelberg
Frau Astrid Damer
Amt für Umweltschutz, Gewerbeaufsicht und Energie
– Abteilung Energie –
Verwaltungsgebäude Prinz-Carl, Kornmarkt 1
69117 Heidelberg**

Auftragnehmer:

**anemos-jacob GmbH
Oldershausener Hauptstraße 22
21436 Oldershausen**

**Telefon: +49 (0) 41 33 21 06 96
Telefax: +49 (0) 41 33 21 06 95
e-mail: wind@anemos-jacob.de**



Ausgaben und Überarbeitungen

Referenz	Ausgabe	Datum	Veränderung	Bezug	ungültig
[aj01]	Gutachten Rev. 0.0	03.03.2025	-	-	-

Gutachten gelten stets für sich alleine.

Die Ziffer der Revisionsnummer eines Gutachtens **nach dem Punkt** wird erhöht, wenn editorische Änderungen (in der Regel Korrekturen oder Verbesserungen der Verständlichkeit) vorgenommen werden. Die Ergebnisse ändern sich dann (bis auf die Korrektur von Tippfehlern) gegenüber der vorherigen Revision nicht. Alle weiteren Annahmen und Bewertungen werden unverändert von der vorherigen Revision übernommen. Die vorherige Revision wird dadurch ungültig und entsprechend (*) gekennzeichnet.

Die Ziffer der Revisionsnummer **vor dem Punkt** wird erhöht, wenn inhaltliche Änderungen vorgenommen wurden, die das Ergebnis des Gutachtens beeinflussen. Beispiele dafür sind Modifikationen des Parklayouts, Änderungen der Vergleichs- oder Messdaten oder des Referenzzeitraumes, aber auch methodische Änderungen. Das Gutachten ist dann in der Regel vollständig auf aktuellem Stand. In einzelnen Fällen kann jedoch entschieden werden, nicht alle Basis-, Vergleichs- oder Referenzdaten zu aktualisieren und auf die Einarbeitung editorischer Weiterentwicklungen zu verzichten. Dies wird dann in Kapitel 3 des Gutachtens erläutert.

Ebenfalls erhöht sich die Revisionsnummer vor dem Punkt bei der Korrektur fehlerhafter Berechnungen. In diesen Fällen wird das vorherige Gutachten ungültig und in Spalte 6 entsprechend gekennzeichnet.

Ihre Gültigkeit verlieren frühere Revisionen von Berichten aufgrund der Korrektur von Fehlern, bei einer Aktualisierung der Ermittlung des Windfeldes, methodischen Änderungen oder Änderungen zugrundeliegender Richtlinien. Diese Gültigkeitsstufe bezieht sich demnach nur auf die fachliche Korrektheit und Aktualität, nicht auf die der angenommenen Planung. Welche Planung aktuell ist, kann *aj* nicht mit Sicherheit wissen. Deshalb können Berichte zwar in der letzten Spalte nicht mit * gekennzeichnet, aus Sicht des Auftraggebers aber irrelevant und somit für die Planung ungültig sein.

Bei Zusätzen werden einzelne, klar benannte Aspekte (Annahmen, Eingangsdaten, ...) eines Berichtes verändert. Andere Aspekte werden unverändert übernommen. Zusätze basieren auf einem gültigen Gutachten und eventuell auch einem weiteren Zusatz ent-

sprechend der Angabe in der 5. Spalte und gelten nur mit diesem gemeinsam. Hier erhöht sich die Revisionsnummer bei editorischen Änderungen, bei inhaltlichen wird die Nummer des Zusatzes erhöht. Die Gültigkeitsannahmen gelten dann analog zu obiger Erläuterung, wobei jedoch einzelne Teile des Bezugsdokuments wie z. B. die Bestimmung des Windfeldes wegen einer Aktualisierung ungültig werden können.

Inhalt

	Seite
1	Begriffe, Symbole und Abkürzungen
	7
1.1	Festlegung zentraler Begriffe
	7
1.2	Symbole und Abkürzungen
	10
2	Aufgabenstellung und Hintergrund
	11
3	Ergebniszusammenfassung
	13
4	Untersuchte Standorte
	14
4.1	Besichtigung und Festlegung der Messpositionen
	14
4.2	Lage und Koordinaten
	15
4.3	Messposition Lammerskopf
	19
4.4	Messposition Kirchheimer Mühle
	21
5	Windmessungen
	24
5.1	Messprinzip
	24
5.2	Verfügbare und verwendete Daten
	24
5.3	Datenaufbereitung, Qualitätskontrolle und Korrekturen
	26
5.3.1	Datenaufbereitung und Filterung
	26
5.3.2	Kalibrierung der Windgeschwindigkeitsmessung
	28
5.3.3	Windrichtungsmessung
	29
5.3.4	Einfluss bestehender Windkraftanlagen auf die Windmessung
	29
5.3.5	Inhomogene Strömung
	29
5.3.6	Festechos
	31
5.3.7	Fremdschallquellen
	31
5.3.8	Schnee und Eis
	32
6	Extrapolation auf langjährige Verhältnisse
	33
6.1	Wahl langjähriger Referenzdaten
	34
6.2	Einordnung der Messdaten vom Standort in das langjährige Geschehen
	37
6.2.1	Vergleich der Zwischenreferenz mit Langfristdaten und Einordnung in das langjährige Geschehen
	38
6.2.2	Vergleich der Windmessungen an den untersuchten Standorten mit der Zwischenreferenz und ihre Einordnung in das langjährige Geschehen
	40
7	Ertragsberechnungen
	50
8	Schlussbemerkungen
	52

Anhang

- A Projektspezifischer Anhang**
- A1 Leistungskennlinie für den exemplarisch gewählten Anlagentyp**
- A2 Rundumblicke von den untersuchten Positionen**
- A3 Detaillierte Angaben zu den Windmessungen entsprechend [1]**
 - A3.1 Parameter
 - A3.2 Logbücher
 - A3.3 Auszüge aus Kalibrierberichten
- A4 Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit**
- B Allgemeiner Anhang**
- B1 Erläuterungen von Fachbegriffen**
- B2 Hintergründe, Methoden und Unsicherheiten**
 - B2.1 Windmessungen
 - B2.1.1 Mast-basierte Windmessung
 - B2.1.2 Windmessung mit Fernmessgeräten
 - B2.2 Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen
 - B2.3 Langfristbezug von Ertrags- und Winddaten
 - B2.3.1 Dauer des Langfrist-Bezugszeitraums
 - B2.3.2 Langfrist-Referenzdaten
 - B2.3.2.1 BDB-Windindex
 - B2.3.2.2 Von *aj* erstellte Produktionsindices
 - B2.3.2.3 IWR Windindex
 - B2.3.2.4 Reanalysedaten
 - B2.3.2.5 Aus Reanalysedaten abgeleitete Referenzreihen
 - B2.3.2.6 Windgeschwindigkeitsdaten von Wetterstationen
 - B2.3.2.7 Großwetterlagenindices
 - B2.3.3 Verfahren des Langfristbezugs
 - B2.3.3.1 Lineare Regression
 - B2.3.3.2 MDP
 - B2.3.4 Unsicherheiten
 - B2.4 Wind- und Ertragsberechnungen
 - B2.4.1 Strömungsmodell
 - B2.4.1.1 Großräumige Veränderungen des Windfeldes
 - B2.4.1.2 Orografieeinfluss
 - B2.4.1.3 Orografiemodell
 - B2.4.1.4 Rauigkeitseinfluss
 - B2.4.1.5 Rauigkeitsmodellierung
 - B2.4.1.6 Thermisch bedingte Einflüsse

- B2.4.1.7 Verlauf der Windgeschwindigkeit und der Energie mit der Höhe über Grund
- B2.4.2 Ertragsberechnung
 - B2.4.2.1 Leistungskennlinien
 - B2.4.2.2 Berechnung der gegenseitigen Abschattung im Windpark
 - B2.4.2.3 Schubbeiwerte
 - B2.4.2.4 Luftdichte
 - B2.4.2.5 Anlagenpositionen und Parkkonfiguration
- B2.4.3 Energieverluste
 - B2.4.3.1 Elektrische Übertragungsverluste
 - B2.4.3.2 Anlagenverfügbarkeit
 - B2.4.3.3 Leistungsreduktion und Betriebsbeschränkungen
- B2.5 Ermittlung der Gesamtunsicherheit bei Gutachten auf Basis von Erträgen von Vergleichsanlagen
- B3 Literatur und Quellenangaben**

1 Begriffe, Symbole und Abkürzungen

1.1 Festlegung zentraler Begriffe

Viele Begriffe, die im Zusammenhang von Wind- und Ertragsgutachten benötigt werden, sind nicht branchenweit einheitlich definiert. Außerdem gibt es einige Größen, die nur mit längeren Formulierungen korrekt beschrieben werden. Um hier Eindeutigkeit zu schaffen und dennoch den vorliegenden Bericht möglichst gut lesbar zu machen, legt *aj* (*anemos-jacob GmbH*) die im Folgenden angegebenen Begriffe (in thematischer, nicht alphabetischer Sortierung) fest. Sie werden teils durchgängig, teils aber nur gelegentlich verwendet. Im Anhang B1 werden im Unterschied dazu allgemein anerkannte Fachbegriffe inhaltlich erläutert.

Begriff	Definition / Erläuterung
Standorte, Anlagen	
Standort	Areal, auf dem eine Windkraftanlage oder ein Windpark errichtet werden soll oder besteht; Unterschied zu: Position
Position	konkreter, einzelner Punkt an einem Standort (Anlagenposition, Messposition); Unterschied zu: Standort
Anlage	Windkraftanlage, häufig in der Branche auch als Windenergieanlage bezeichnet
Vergleichsanlage	Windkraftanlage, aus deren Energieertrag das lokale Windpotenzial abgeleitet wird oder deren Energieertrag zur Plausibilisierung eines anderweitig ermittelten Windpotenzials verwendet wird
Vergleichsstandort	Standort einer oder mehrerer Vergleichsanlagen. Wenn der Standort der geplanten Anlage(n) gleichzeitig der der wesentlichen Vergleichsanlage(n) ist, handelt es sich um einen Sonderfall. Formulierungen, die auf den allgemeineren Fall hinzielen, dass Vergleichsstandort und geplanter Standort nicht identisch sind, werden nicht speziell geändert und sind entsprechend zu verstehen.
geplante Anlage(n)	Als „geplante Anlagen“ werden je nach Kontext teils alle am Standort geplanten und teils nur die vom Auftraggeber geplanten Anlagen verstanden.
Planung	Geplante Anlage bzw. Anlagen, die Gegenstand des vorliegenden Gutachtens sind (synonym zu „vom Auftraggeber geplante Anlage(n)“). Bisweilen ist eine zu untersuchende Anlage bereits in Betrieb, soll aber wie eine geplante behandelt werden. In diesem Fall wird sie zumeist als geplante Anlage bezeichnet, d.h. die Formulierungen werden nicht ange-

Begriff	Definition / Erläuterung
	passt.
Anlagentyp, Typ	Entsprechend der allgemeinen Praxis wird der Anlagentyp als unabhängig von der Nabenhöhe definiert, während nach den Technischen Richtlinien der FGW die Nabenhöhe Teil der Typfestlegung ist.
Nennleistung	Entsprechend der Festlegung der IEC [19, 50], die so in die TR 6 [1] übernommen und dort präzisiert wurde die höchste Leistung, die ein Anlagentyp bei Standardluftdichte entsprechend seiner Auslegung liefern kann. Die Nennleistung ändert sich also nicht, wenn die Anlage in einem speziellen Fall zeitweise oder dauerhaft gedrosselt betrieben wird. Aus praktischen Gründen entnimmt <i>aj</i> die Nennleistung den berechneten Leistungskennlinien.
Nabenhöhe	Unter Nabenhöhe wird die Höhe der Rotornabe über dem Niveau des ursprünglichen Geländes verstanden. Falls sie von der nächst gelegenen Nabenhöhe der Typenprüfung abweicht, wird dies, zumindest an manchen Stellen, numerisch in der Form $xx+yy$ dargestellt. Dabei ist xx die maschinenbauliche Nabenhöhe und yy die Fundamentüber- oder unterhöhung. Aus editorischen oder technischen Gründen kann dann an verschiedenen Stellen desselben Berichts auch vereinfachend die Nabenhöhe ohne diese summarische Differenzierung angegeben werden.
Windmessung	
Höhe eines Messmastes	Gesamthöhe der Struktur über dem Erdboden bis direkt unter die obersten Sensoren
Messhöhe eines Fernmessgerätes	Ist das Gerät in einem Gehäuse wie z. B. einem Fahrzeuganhänger eingebaut, wird der Unterschied zwischen Sensorhöhe und Erdboden nicht zur vom Gerät angegebenen Messhöhe addiert, sofern dies bei Verifizierung / Kalibrierung und beim Einsatz am Standort gleich gehandhabt wird. Bei schrägem Untergrund wird die zusätzliche Höhe nur im Rahmen der Unsicherheit berücksichtigt.
Messzeitraum	Zeitraum von Inbetriebnahme bis Außerbetriebnahme bzw. endgültigem Ausfall
ausgewerteter Messzeitraum	Zeitraum der Daten, die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens aufbereitet, geprüft und analysiert wurden (in der TR 6 verwendeter Begriff)
verwendeter Messzeitraum	für den Langfristbezug herangezogener Zeitraum der Messung (in der TR 6 verwendeter Begriff)
Wind	
mittlere Windgeschwindigkeit	sofern nicht anders angegeben: mittlere Windgeschwindigkeit über einen als langfristig repräsentativ angenommenen Zeitraum
mittlere Windver-	wie für die mittlere Windgeschwindigkeit, jedoch das gesamte Windfeld

Begriff	Definition / Erläuterung
hältnisse	betreffend (Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit je nach Windrichtung, Windrose, Höhenprofil, Turbulenz)
Ertrag	
Energieertrag	allgemeiner Begriff für den von einer Windkraftanlage oder einem Windpark gelieferten Energieertrag. Nur aus dem Zusammenhang ergibt sich, ob es sich um einen idealisierten, berechneten oder tatsächlichen Energieertrag handelt, ob er sich auf einen konkreten, kürzeren Zeitraum bezieht oder einen langfristigen und ob Verluste berücksichtigt wurden oder nicht.
Ertrag	Kurzform für Energieertrag
Jahresertrag	in einem kalendarischen Jahr insgesamt gelieferter Energieertrag, wiederum je nach Kontext berechnet oder real, mit oder ohne Verluste
Langfristertrag	mittlerer Jahresertrag über einen als langfristig repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Hierbei kann es sich sowohl um berechnete als auch reale Erträge handeln.
freier Ertrag, Bruttoertrag	Langfristertrag nach Kennlinien- und Modellkorrekturen und vor Abzug jeglicher Verluste und auch ohne Einfluss durch die gegenseitige Abschattung im Windpark. Für Standorte in Deutschland sind hierin jedoch entsprechend TR 6 nicht die Kennlinienanpassungen für Starkwindhysterese enthalten.
Parkertrag	freier Ertrag abzüglich Verlust durch die Abschattung im Windpark ohne Betriebsbeschränkungen, vor technischen Verlusten
Betriebsertrag	Parkertrag abzüglich der Verluste durch Betriebsbeschränkungen
Nettoertrag	eingespeister Ertrag an der Übergabestelle zum Netzbetreiber, d.h. nach Abzug aller Verluste
Parkwirkungsgrad	Quotient aus Parkertrag und freiem Ertrag in Prozent (ohne Einfluss von Betriebsbeschränkungen)
Langfristbezug / Langzeitbezug	
Langfristbezug, Langzeitbezug	Bezüglich des Ertrags: Ermittlung des Langfristertrags von Windkraftanlagen aus tatsächlich erzielten Erträgen; bezüglich der Windverhältnisse: Ermittlung der langfristigen mittleren Windverhältnisse aus kürzeren Messreihen
Langfristbezugszeitraum	Zeitraum der Vergangenheit, dessen Windverhältnisse als langfristig repräsentativ angesehen werden
Referenzdaten	Daten, die für die Herstellung des Langfristbezugs verwendet werden

1.2 Symbole und Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung / Erläuterung
A	Weibull-Skalierungsfaktor (siehe Anhang B1)
<i>aj</i>	<i>anemos-jacob GmbH</i>
aj-Bez.	von <i>aj</i> festgelegte Anlagenbezeichnung
BDB	Betreiber-Datenbasis, www.btrdb.de (früher IWET)
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
CFD	computational fluid dynamics
D	Rotordurchmesser
ERA	ECMWF Reanalysedaten [26], [48]
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
GK	Gauß-Krüger
HW	Hochwert
k	Weibull-Formparameter (siehe Anhang B1)
MERRA-2	Modern-era retrospective analysis for research and applications [27], [34]
NH	Nabenhöhe
ü. NN	über Normalnull
<i>pi aj</i>	hausteigener Produktionsindex der <i>aj</i>
$P_{\max}$	Nennleistung
PWG	Parkwirkungsgrad
r^2	Bestimmtheitsmaß
RW	Rechtswert
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
t_{in}	Turbulenzintensität des Anemometers bzw. der Messhöhe <i>n</i>
TR	Technische Richtlinie der FGW
UTM	Universal Transverse Mercator
v_n	Windgeschwindigkeit des Anemometers bzw. der Messhöhe <i>n</i>
WAsP	Wind atlas analysis and application program
WI <i>nn</i>	BDB-Windindex der Region <i>nn</i> in der Version 2017 (siehe Anhang B2.3.2.1)
WI <i>nn</i> $\pm m$ %	von <i>aj</i> korrigierter WI <i>nn</i> , der sich gegenüber dem ursprünglichen WI <i>nn</i> auf ein um $\pm m$ % geändertes mittleres Energieniveau bezieht (z.B. WI 24 -1 % ist der korrigierte WI 24, dessen langfristiges mittleres Energieniveau um 1 % unter dem des ursprünglichen WI 24 liegt)
WKA ID	Windkraftanlagen-Bezeichnung durch den Auftraggeber, Hersteller oder Betreiber

2 Aufgabenstellung und Hintergrund

aj (anemos-jacob GmbH) wurde beauftragt, die langjährigen mittleren Windverhältnisse an jeweils einer exemplarischen Position in zwei vom Auftraggeber festgelegten Areas bei Heidelberg, genannt „Lammerskopf“ und „Kirchheimer Mühle“, zu ermitteln. Wichtig war im Rahmen der Beauftragung nicht nur eine Ermittlung des jeweiligen mittleren Windniveaus beider Standorte, sondern vor allem auch eine möglichst genaue Ermittlung des Unterschieds der Windverhältnisse zwischen diesen beiden.

Hierfür sollten zunächst Windmessungen durchgeführt werden. Die Messpositionen wurden von *aj* unter Berücksichtigung der vorgegebenen möglichen Flächen nach messtechnischen Gesichtspunkten vorausgewählt und im Detail in Abstimmung mit den jeweils maßgeblichen Stellen (Forst BW bzw. Stadtwerke Heidelberg) hinsichtlich praktischer Aspekte bestimmt.

Die langfristigen Windverhältnisse wurden entsprechend für die jeweiligen Messpositionen berechnet. Darauf basierend wurden die erzielbaren mittleren Jahresenergieerträge für einen exemplarisch anzunehmenden, für derzeitige Planungen typischen Anlagentyp berechnet.

Die Messungen und Messergebnisse, die gewählte Vorgehensweise sowie die Ergebnisse der Arbeiten sind im vorliegenden Gutachten dargestellt und dokumentiert.

Wind- und Ertragsgutachten werden in Deutschland üblicherweise als Bewertungsgrundlage für Windenergieprojekte zur Nutzung durch die Finanz- und Investitionsbranche erstellt. Diese hat Fachkenntnis und Übung in der Prüfung und Bewertung solcher Gutachten. Gleichzeitig unterliegen die Durchführung der Arbeiten und der Inhalt der Gutachten umfangreichen Vorgaben der „Technischen Richtlinie 6“ (TR 6, [1]), um fachkundigen Nutzern eine Überprüfung der Befolgung ebendieser Richtlinie und eine detaillierte fachliche Nachprüfung aller Schritte zu ermöglichen. Das vorliegende Gutachten richtet sich jedoch nicht vorrangig an Investoren und Windenergieplaner oder Finanzierer, sondern soll als Information und Grundlage für die politische Diskussion dienen. Die übliche detaillierte und umfangreiche Darstellung, wie sie in Wind- und Ertragsgutachten üblich und gefordert ist, steht dieser Zielsetzung entgegen. Deshalb wurde für das vorliegende Gutachten eine stark veränderte Struktur und Darstellung gewählt, um dem Zielkreis die relevanten Informationen in verständlicher, aber auch fachlich korrekter Form zukommen zu lassen. Die Durchführung der Arbeiten richtete sich voll nach den Vorgaben der relevanten Richtlinie [1]. Lediglich die Darstellung im Hauptteil des Gutachtens ist gegenüber üblichen Wind- und Ertragsgutachten der *aj* und den Anforderungen von [1] stark verkürzt. Einige projektspezifische Details wurden stattdessen im Anhang dokumentiert.

Die Diskussion und Abschätzung von Energieverlusten und Unsicherheiten, also den ermittelten statistisch möglichen Abweichungen von den Erwartungswerten, nehmen in Wind- und Ertragsgutachten mittlerweile einen großen Raum ein. Die meisten dieser Aspekte gelten für die beiden untersuchten Standorte gleichermaßen, sie sind also nicht für die Betrachtung des Unterschiedes des Windpotenzials relevant. Lediglich bei Betriebsbeschränkungen von Windkraftanlagen könnten Unterschiede bestehen. Betriebsbeschränkungen waren jedoch für die untersuchten Standorte noch nicht bekannt, da diese erst im Rahmen der detaillierten Planung und des Genehmigungsprozesses ermittelt werden. Somit wäre eine Betrachtung der Unsicherheiten und Energieverluste angesichts der vorliegenden Aufgabenstellung nicht hilfreich gewesen und hätte zudem die Darstellung verkompliziert sowie das Verständnis erschwert. Auf die entsprechenden Teile wurde deshalb verzichtet.

Der Anhang der Wind- und Ertragsgutachten der *aj* enthält umfangreiche allgemeine Erläuterungen, die möglichst alle Situationen, die bei solchen Gutachten auftreten können, abdecken sollen. Dies umfasst auch Methoden, die im vorliegenden Fall nicht genutzt wurden. Diese Passagen wurden für das vorliegende Gutachten nicht gekürzt. Deshalb sind dort viele fachliche Informationen enthalten, die hier nicht benötigt werden oder wenig relevant sind. Insbesondere werden zahlreiche Elemente beschrieben, die auf die Unsicherheit des erzielbaren Energieertrags von Windkraftanlagen abzielen. Auch diese gelten für die beiden untersuchten Standorte gleichermaßen, d.h. sie sind für die Bewertung des Unterschiedes zwischen den untersuchten Standorten irrelevant.

Da eine detaillierte Vorhersage der Windverhältnisse zukünftiger Perioden, auch im Hinblick auf den Einfluss von Klimaänderung, nach heutiger Kenntnis nicht möglich ist, wird bei allen Aussagen angenommen, dass die zu erwartenden Windverhältnisse im Mittel denen der vergangenen 3 Dekaden entsprechen.

Es bestehen keine personellen, wirtschaftlichen, strukturellen oder verwandtschaftlichen Verflechtungen, die die Unabhängigkeit der Firma *aj* oder eines ihrer Mitarbeiter berühren.

3 Ergebniszusammenfassung

Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen:

Projektinformationen		
Name	Lammerskopf	Kirchheimer Mühle
Bundesland	Baden-Württemberg	
angenommener Anlagentyp	V172-7.2 MW	V172-7.2 MW
Anzahl	1	1
Nabenhöhe	175 m	175 m
gesamte Nennleistung	7200 kW	7200 kW
Mittlere Windgeschwindigkeiten		
Messposition in Nabenhöhe	6,4 m/s	4,9 m/s
Ertrag		
Bruttoertrag	20470 MWh/a	11890 MWh/a

Tabelle 1: Zusammenfassung der Ergebnisse

4 Untersuchte Standorte

4.1 Besichtigung und Festlegung der Messpositionen

Die zu untersuchenden Standorte wurden am 19. August 2024 durch den technischen Leiter der *aj* Herrn Herbert Schwartz besichtigt. Ziel der Besichtigung war zum einen, Eindrücke von den Standorten und deren Umgebungen zu erhalten und zum anderen, potenzielle Messpositionen zu identifizieren. Die Besichtigungen fanden unter Begleitung eines Vertreters des Auftraggebers sowie am Standort Lammerskopf Vertretern der Forst Baden-Württemberg und am Standort Kirchheimer Mühle eines Vertreters der Stadtwerke Heidelberg statt.

Der Standort Lammerskopf zieht sich über mehrere Kilometer und mehrere Bergrücken.

Der Standort Kirchheimer Mühle befindet sich im flachen Gelände des Rheintals und ist auch hinsichtlich der Rauigkeit recht homogen, sodass über das gesamte Areal hinweg ähnliche Windverhältnisse zu erwarten sind.

Um eine störungsfreie Windmessung zu gewährleisten, muss diese unter anderem auf einer freien Fläche positioniert sein, damit die vom Messgerät in verschiedene Richtungen ausgesandten Schallstrahlen an Bäumen und anderen Hindernissen vorbei die höheren Luftschichten erreichen können.

Im nördlichen Bereich des Standorts Lammerskopf befinden sich zwar mehrere Lichtungen bzw. Kahlschlagflächen, die aber mit dem Messgerät nur mit größerem technischem Aufwand erreichbar gewesen wären. Im nordöstlichen und südlichen Bereich fanden sich nur wenige geeignete Lichtungen. Einige Freiflächen befanden sich an Wegkreuzungen mit Wetterschutzhütten. Da das vorgesehene Messgerät Schallimpulse erzeugt, wäre eine Messung an diesen Positionen störend gewesen. Letztlich wurde die messtechnisch und auch logistisch unkomplizierteste Position gewählt. Sie befindet sich im Süden des Standorts. Die Feinpositionierung war dadurch begrenzt, dass die Lichtung als Hubschrauberlandeplatz für Walddüngungsflüge vorgesehen war. Hier konnte eine messtechnisch geeignete Position gefunden werden, die gleichzeitig den Flugbetrieb nicht beeinträchtigte.

Am Standort Kirchheimer Mühle befindet sich ein Umspannwerk. Auf dessen Gelände wurde die Position so gewählt, dass der Betrieb und die Zugänglichkeit der dortigen Einrichtungen nicht behindert wurden. So waren aufgrund naher Hindernisse zwar Störungen der Messung in niedrigen Messhöhen zu erwarten (siehe Kapitel 5.3.6), aber nicht in den relevanten, größeren Höhen.

4.2 Lage und Koordinaten

Die Lage der Messpositionen und die Struktur der Umgebung sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.



Abbildung 1: Großräumige Lage der beiden Messpositionen (gelbe Rauten) und des Windparks Greiner Eck (blaue Punkte)

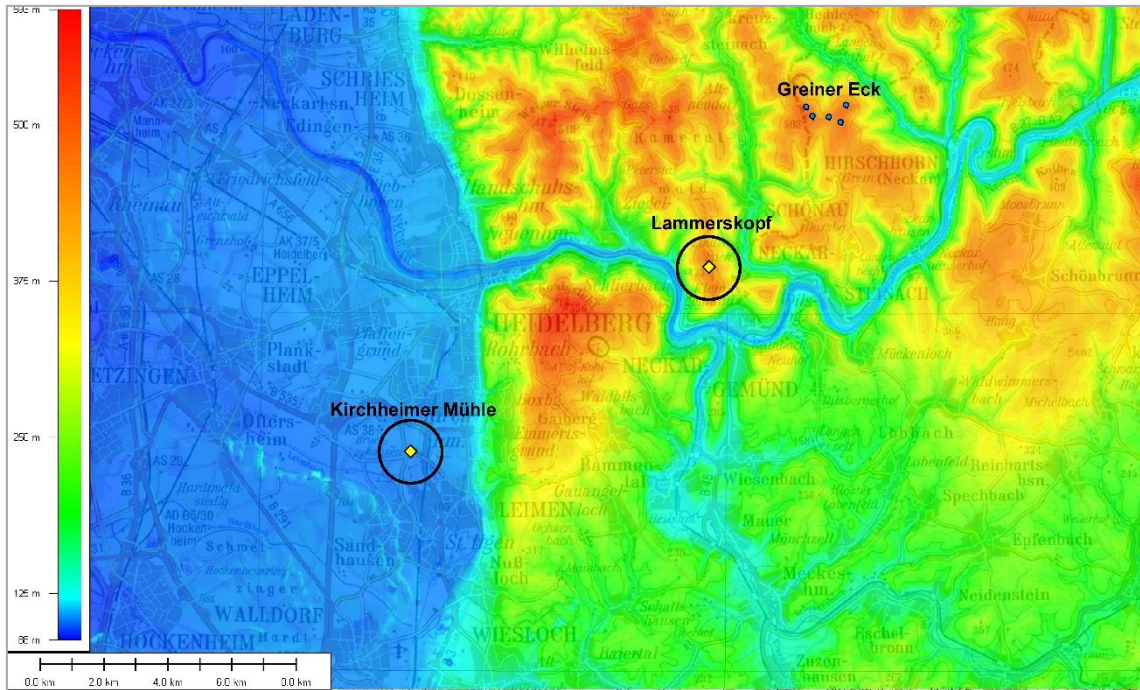


Abbildung 2: Höhenschichtendarstellung der beiden Messpositionen

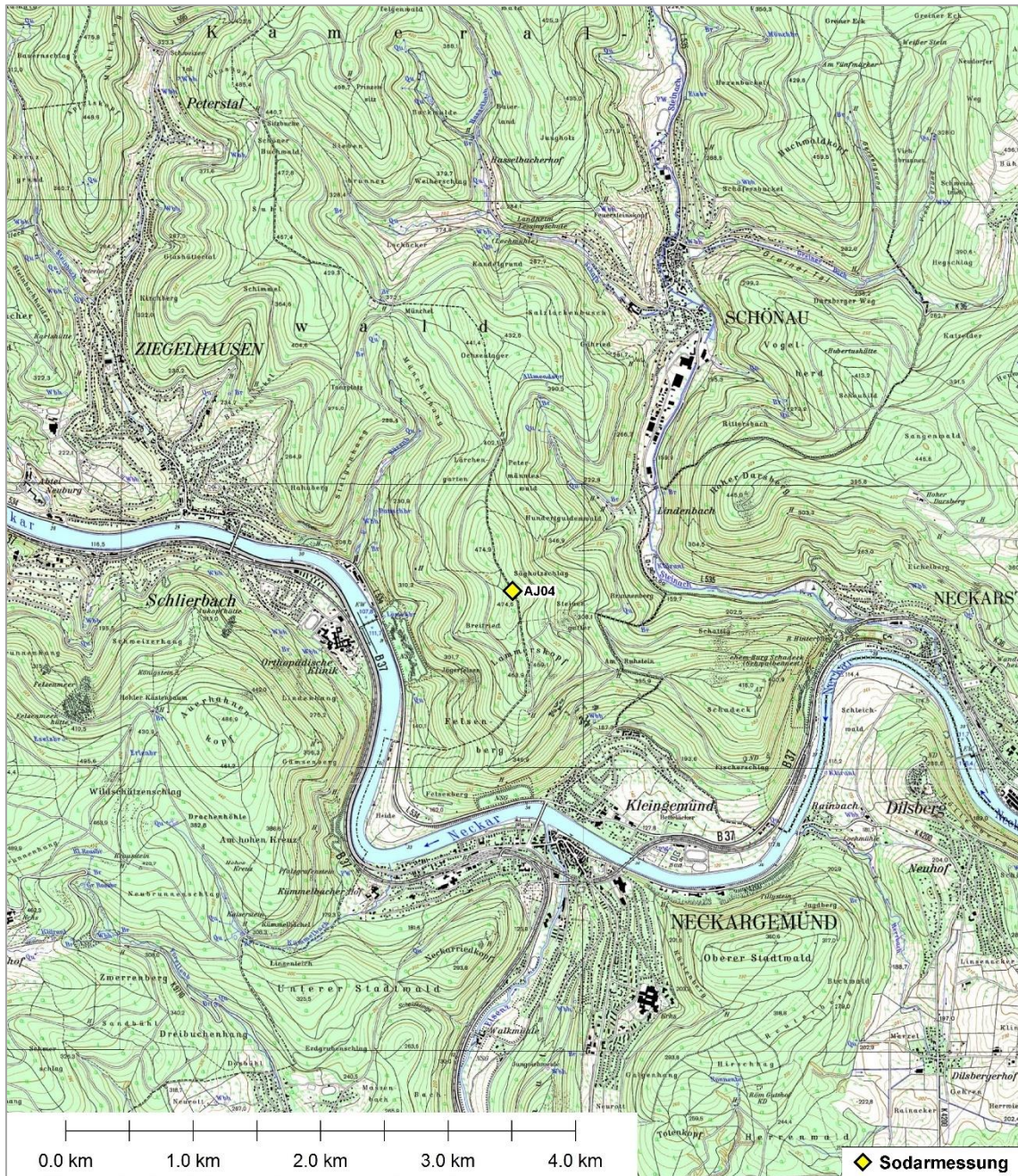


Abbildung 3: Lage der Messung Lammerskopf (Quelle, wie auch für Abbildung 1 und Abbildung 4: Top25, Copyright: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, BRD, 2011; Distribution/Zusammenstellung: QuoVadis Software GmbH, Seligenstadt, BRD. 2012_V2)

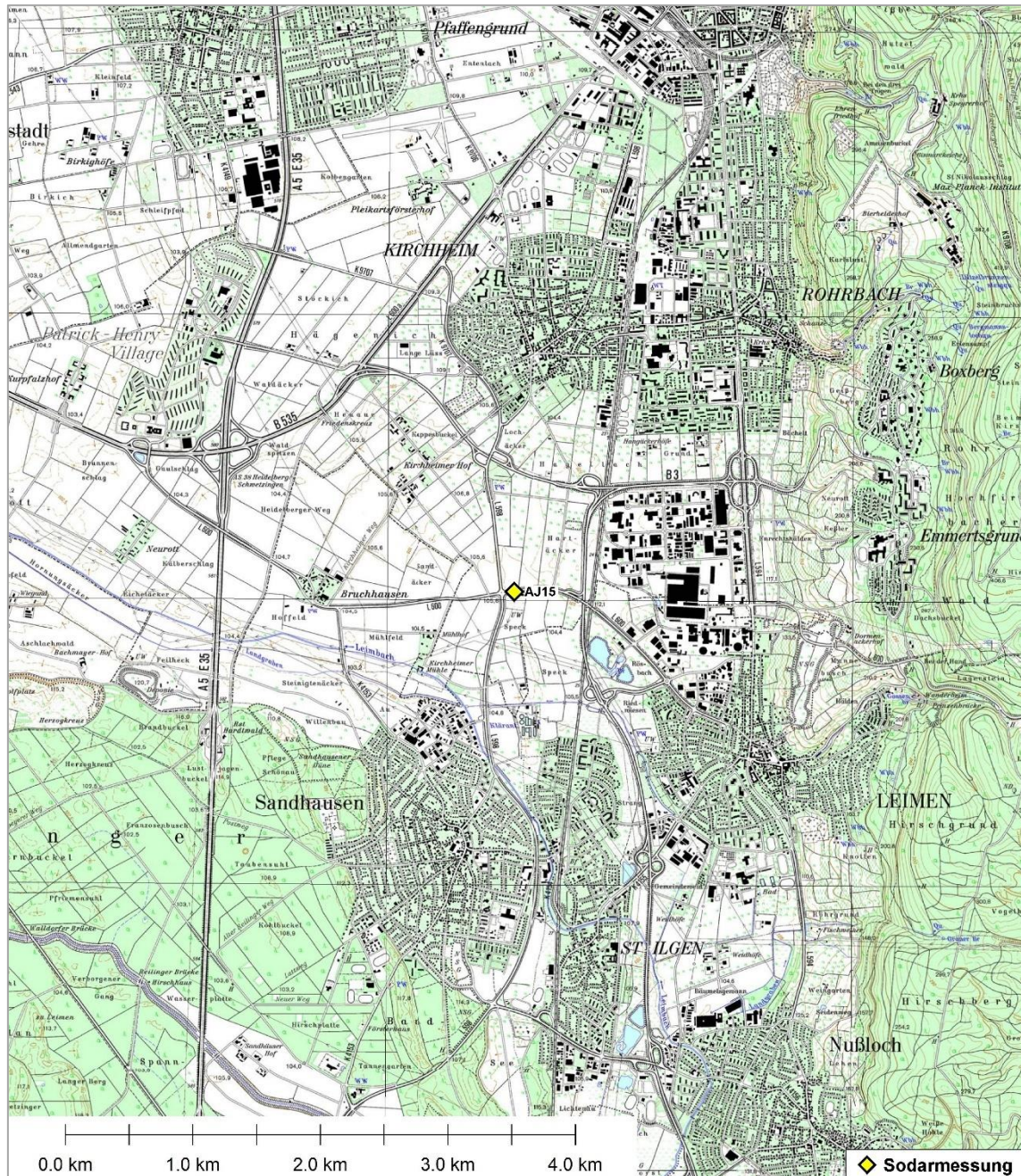


Abbildung 4: Lage der Messung Kirchheimer Mühle

Standort	Messgerät	Rechtswert (m)	Hochwert (m)	Höhe ü. NN (m)
Lammerskopf	AJ04	484935	5473324	469
Kirchheimer Mühle	AJ15	475576	5467600	105

Tabelle 2: Koordinaten und geodätische Höhen der Windmessungen im UTM-Koordinatensystem (ETRS89, Zone 32)

Allgemeine Informationen bzw. Erläuterungen zur Bestimmung und Angabe von Geländehöhen finden sich im Anhang B2.4.1.3.

4.3 Messposition Lammerskopf

Die Messposition Lammerskopf befindet sich im Süden einer größeren kreisförmigen Lichtung an einem forstwirtschaftlichen Wirtschaftsweg an dem nordwestlich ein Wanderweg von Westen einmündet. Allgemein ist die nähere und weitere Umgebung von dichtem und hohem Mischwaldbestand charakterisiert. Die Bäume sind häufig über 30 m hoch. Die genannte Lichtung sowie der zunächst niedrigere Mischwaldbestand in den Richtungen Süd bis Südwest bilden hierbei Ausnahmen und werden in allen Richtungen rasch von dem üblichen hohen Waldbestand umgrenzt. Im Südosten folgt auf mehrere hohe Bäume nochmals ein kleinerer, offenerer Bereich.

Die folgende Abbildung zeigt das Messgerät an der Messposition. Im Anhang A2 findet sich ein Rundblick von der Messposition.



Abbildung 5: Blick nach Nordnordwest auf das Messgerät am Standort Lammerskopf

Die Messposition befindet sich auf einem etwa in Nord-Süd ausgerichteten Bergkamm. Gut 100 m südlich und 400 m nordnordwestlich befinden sich die nächst gelegenen mit 475 m Höhe höchsten lokalen Kuppen. Etwa 600 m südlich steigt das Gelände zur namensgebenden Kuppe des Lammerskopfes auf 469 m Höhe ü. NN an, In den westlichen und östlichen Richtungen folgen rasch relativ steile Abhänge bis in die Täler des Neckar und der Steinach, jeweils gut 1 km im Westen bzw. Osten auf rund 120 m bzw. 150 m über NN. Auf diese Täler folgen unmittelbar wieder Anstiege auf weitere Berge, welche im Nordosten das Standortniveau etwas unterschreiten, im Südwesten und vor allem Westsüdwesten aber überschreiten. Der Vollständigkeit halber sei auch erwähnt, dass das stark geschwungene Neckartal auch südlich des Standorts in etwa 1,7 km Entfernung verläuft, während sich im Norden bergiges Gelände fortsetzt.

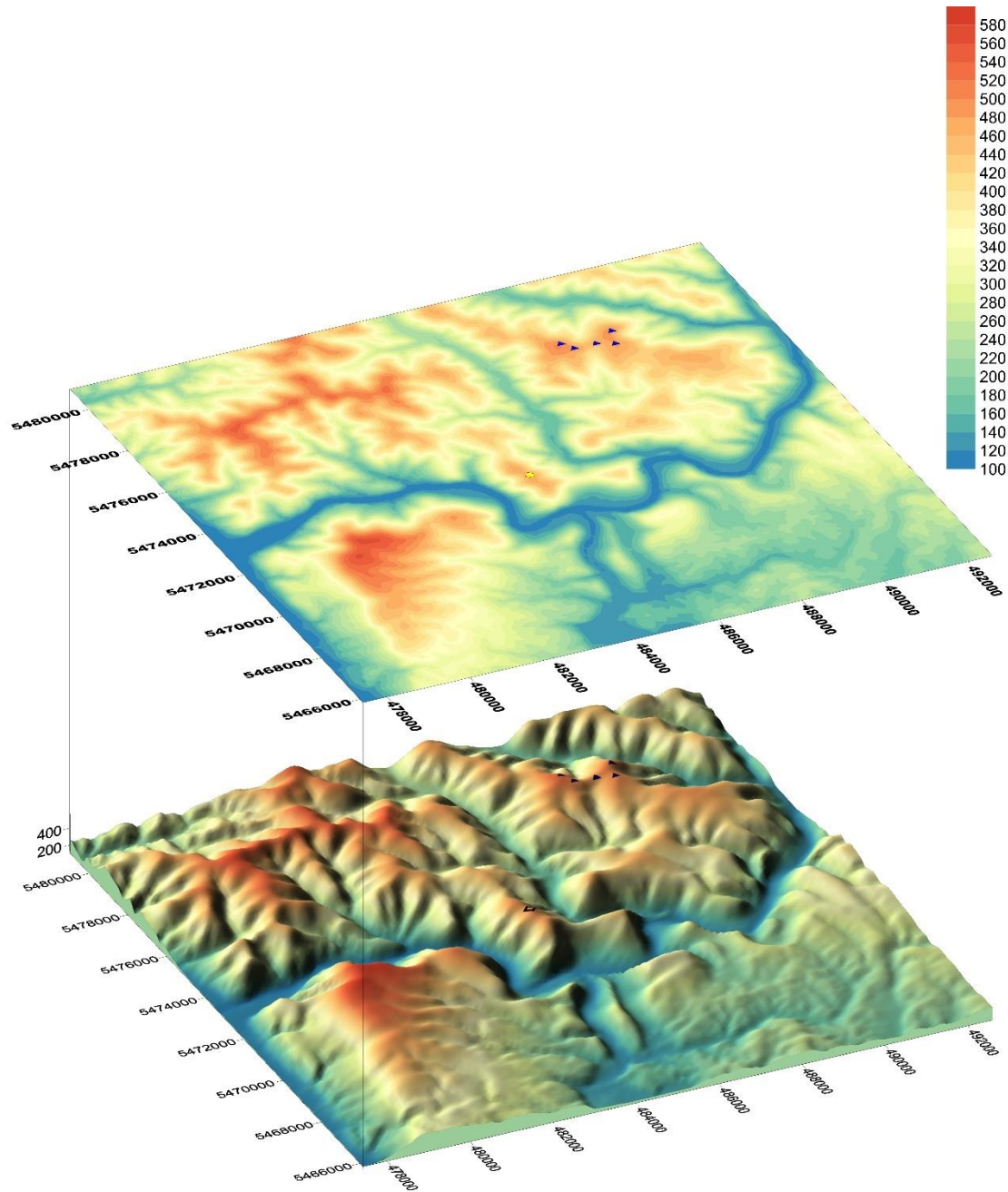


Abbildung 6: Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orografie der Umgebung des Standortes Lammerskopf. Die Symbole für die Windmessung (Bildmitte) und die Anlagenpositionen entsprechen der Legende von Abbildung 2.

4.4 Messposition Kirchheimer Mühle

Die Windmessung Kirchheimer Mühle wurde am Rand eines Umspannwerks durchgeführt. Somit befinden sich östlich der Messposition das Betriebsgebäude sowie einige

Bäume und im Süden die Aufbauten des Umspannwerks. Dennoch ist der Charakter Messposition insgesamt offen und von geringer Umgebungsrauigkeit geprägt. Das Umspannwerk ist von landwirtschaftlich genutzten Flächen umgeben. Einzelne Bäume und Baumreihen finden sich im weiteren Verlauf vor allem in den nördlichen bis östlichen Richtungen sowie, etwas entfernt, in allen Richtungen entlang von Straßen und um nahegelegene Siedlungen.

Etwa 700 m östlich beginnt ein Gewerbegebiet sowie etwa 1 km südöstlich die geschlossene Bebauung der Stadt Leimen und gleich weit südlich die der Stadt Sandhausen. Auch ab gut 1,5 km im Norden und Nordosten folgt den freien Landwirtschaftsflächen umfangreichere Bebauung. Südlich bis westlich schließt sich an Sandhausen ein ausgedehntes Waldgebiet an. Die bewaldeten Kämme des Kleinen Odenwalds mit dem Königsstuhl beginnen ab ca. 3 km im Osten. Die folgende Abbildung zeigt das Messgerät an der Messposition. Im Anhang A2 findet sich ein Rundblick von der Messposition.



Abbildung 7: Blick nach Nordnordwest auf das Messgerät am Standort Kirchheimer Mühle

Die Messposition befindet sich im flachen Gelände des Rheintals. Etwa 2 km östlich beginnt der Anstieg zum südlichen Odenwald.

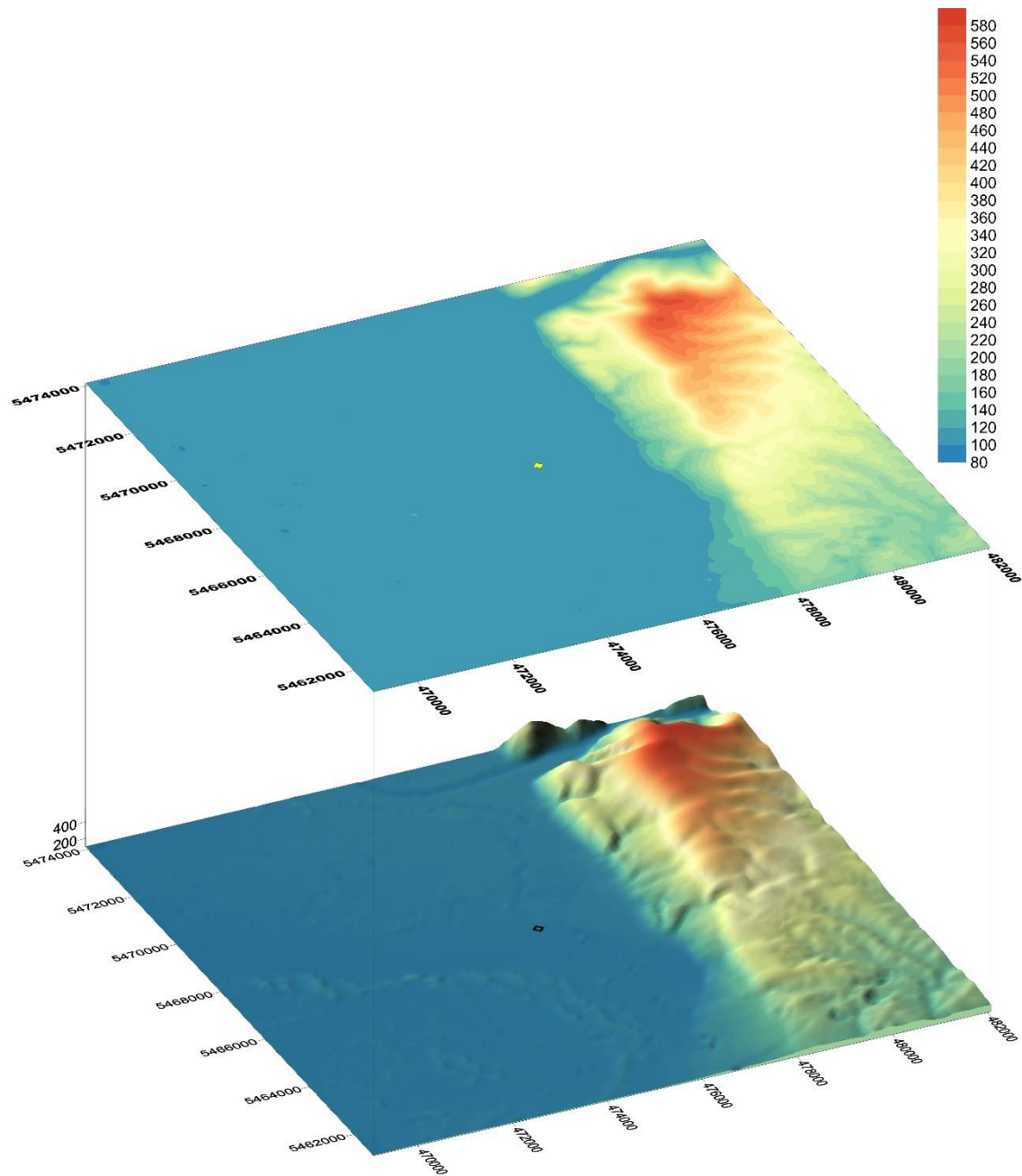


Abbildung 8: Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orografie der Umgebung des Standortes Kirchheimer Mühle. Da Symbol für die Windmessung entspricht der Legende von Abbildung 2.

5 Windmessungen

Für den Auftraggeber hat *aj* an den oben beschriebenen Standorten Windmessungen mit je einem Messgerät durchgeführt. Die Windmessungen folgten den aktuellen Vorgaben und dem neuesten Stand der Technik [1]. Detaillierte Angaben nach [1] sind im Anhang A3 dokumentiert.

5.1 Messprinzip

Verwendet wurden Sodargeräte. Allgemeine Informationen bzw. Erläuterungen und ausführliche Darstellungen zum Messprinzip finden sich im Anhang B2.1.2., weshalb hier nur knapp darauf eingegangen wird:

Die verwendeten Sodargeräte senden nacheinander Schallimpulse in drei verschiedene Richtungen in die Luft aus, welche von dieser zurückgestreut werden. Die rückgestreuten Signale erzeugen entsprechend der Luftbewegung, also entsprechend dem Wind, Frequenzänderungen nach dem Dopplereffekt. Durch eine Frequenzanalyse der im Gerät aufgezeichneten Rückstreusignale können Windgeschwindigkeit und -richtung entsprechend berechnet werden.

5.2 Verfügbare und verwendete Daten

Um die Vergleichbarkeit der Auswertungen der beiden Windmessungen zu gewährleisten und möglichst zweifelsfrei zu gestalten, wurden jeweils gleiche Auswertungszeiträume betrachtet. Folgende Punkte sind hierbei erwähnenswert:

- Die Geräte wurden nicht genau gleichzeitig aufgebaut. Es wurden für die Auswertung nur die Daten ab Mitternacht dem zweiten Aufbau folgend, also ab 24. August 2024, verwendet.
- Am Abend des 31. Oktober 2024 fiel die Messung am Lammerskopf wegen einer Generatorstörung aus. Nach der Installation einer Ersatz-Energieversorgung begannen Hubschrauberflüge zur Düngung des Waldes, deren Starts und Landungen direkt neben dem Messgerät Lammerskopf stattfanden. Diese dauerten bis zum 29. November 2024 an. Die genauen Flugzeiten sind *aj* nicht bekannt. Es ist anzunehmen, dass hierdurch die gemessenen Winddaten beeinträchtigt wurden. Es wurde beschlossen, diese Daten nicht zu verwenden. Nachts fanden keine Flüge statt. Um eine tageszeitliche Ausgewogenheit der Daten zu gewährleisten, wurden auch die nächtlichen Messdaten der Flugperiode von der Auswertung ausgeschlossen. An Wochenenden fanden keine Flüge statt, weshalb Messdaten eines Wochenendes

verwendet werden konnten. Somit wurden von beiden Messungen die Perioden 1. November 2024 bis 22. November 2024 sowie 25. November 2024 bis 29. November 2024 nicht verwendet.

- Aufgrund der vertraglichen Vereinbarungen zur Messdauer wurden die Messdaten bis einschließlich 21. Dezember 2024 in die Auswertung aufgenommen. Bei *aj* intern wurden bis zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Berichtes die Daten bis zum 31. Dezember 2024 verarbeitet. Möglich wäre auch eine Verwendung der Daten bis zum Abbau des Gerätes Lammerskopf am 24. Januar 2025. Allerdings würden damit mehr Messdaten aus dem Winter in die Auswertung eingehen. Es ist anzunehmen, dass die Unterschiede der Windverhältnisse zwischen sehr unterschiedlichen Standorten auch von der Jahreszeit abhängen, wobei Sommer und Winter die maximal gegensätzlichen Situationen darstellen. Kurze Windmessungen im Frühjahr und im Herbst bzw. in Perioden um Frühjahr oder Herbst herum liefern deshalb hier das ausgewogenste und am besten langfristig repräsentative Bild. Im vorliegenden Fall wird vermutet, dass ein Einbezug von mehr Daten aus dem Winter keine nennenswerte Veränderung der Endergebnisse zur Folge gehabt hätte. Vorsichtshalber wurde dennoch auf eine jahreszeitliche Ausgewogenheit der Daten geachtet, weshalb eine Begrenzung auf den 21. Dezember 2024 sinnvoll erschien.

Der so verbleibende (lückenhafte) Zeitraum der Messreihen wird entsprechend [1] im Folgenden als „verwendeter Messzeitraum“ bezeichnet.

Insbesondere folgende Parameter sind in den Messdaten enthalten:

A) für alle Messhöhen:

- mittlere horizontale Windgeschwindigkeit (vektorielles Mittel)
- Standardabweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit
- mittlere vertikale Windgeschwindigkeitskomponente
- Standardabweichung der vertikalen Windgeschwindigkeit
- Windrichtung
- Störabstand (Signal/Noise ratio)

B) Einzelwerte:

- Lufttemperatur
- relative Luftfeuchte
- Luftdruck (nur bei Messung Kirchheimer Mühle)
- Versorgungsspannung

Darüber hinaus stehen über die Zugangssoftware diverse weitere Parameter zur Datenanalyse und Überwachung der Messgeräte zur Verfügung.

5.3 Datenaufbereitung, Qualitätskontrolle und Korrekturen

5.3.1 Datenaufbereitung und Filterung

Generell weisen die Messdaten aufgrund atmosphärischer oder anderer Umweltbedingungen Lücken auf, die bei Datenfilterung noch vergrößert werden. Die Daten wurden von *aj* auf Messfehler, Ausreißer und andere Auffälligkeiten untersucht. Einzelne offensichtliche Ausreißer sind in den Daten enthalten. Sie wurden mittels des Softwareprogramms WindDataSuite manuell (mittels Visualisierung) entfernt. Insgesamt wurden durch die genannten Filterungen in 175 m über Grund jeweils weniger als 0,1 % der Daten eliminiert.

Nach Filterung ergaben sich folgende Mittelwerte und Datenverfügbarkeiten für die Windgeschwindigkeiten und -richtungen abhängig von der Höhe über Grund während des ausgewerteten Messzeitraums:

Höhe über Grund (m)	Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)		Verfügbarkeit Windgeschwindigkeit (%)	
	Lammersk.	Kirchh. Mühle	Lammersk.	Kirchh. Mühle
40	1,4	2,5	99,9	99,9
60	2,8	2,7	99,6	99,8
80	4,3	3,5	99,8	99,5
100	5,0	3,8	99,6	99,2
120	5,6	4,2	99,2	98,4
140	6,1	4,5	98,6	96,8
160	6,4	4,8	97,6	94,7
180	6,9	5,1	95,2	91,9
200	7,3	5,4	90,4	88,4
220	7,7	5,7	86,0	83,3
240	8,0	6,0	80,4	76,9
260	8,2	6,2	74,8	70,5
280	8,4	6,5	67,5	62,3
300	8,5	6,8	60,2	57,1

Tabelle 3: Mittlere Windgeschwindigkeit und Verfügbarkeit der Windmessungen für ausgewählte Messhöhen im verwendeten Messzeitraum

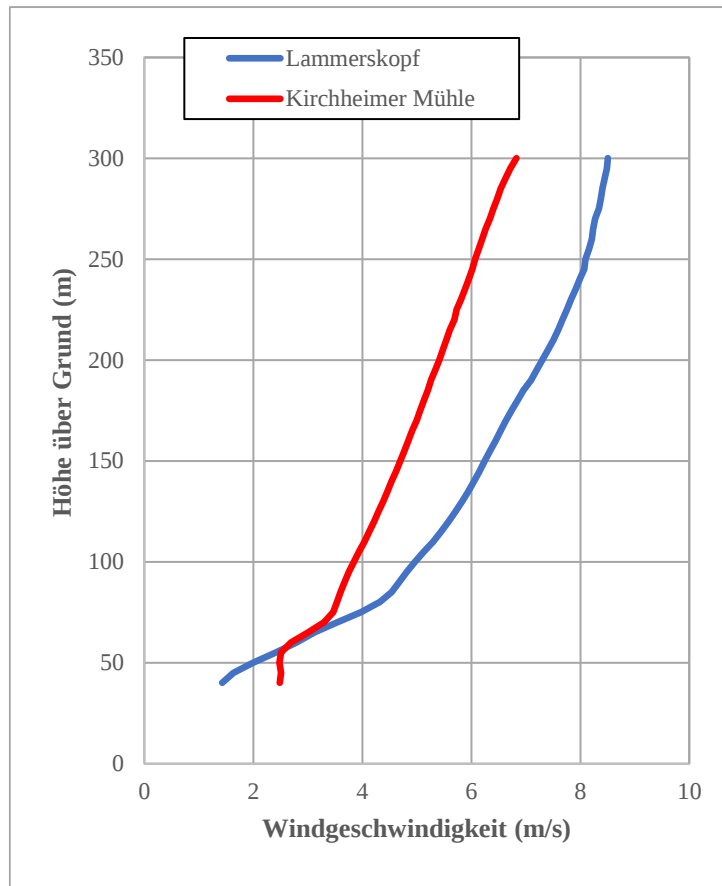


Abbildung 9: Mittlere Windgeschwindigkeiten im verwendeten Messzeitraum kumuliert abhängig von der Höhe über Grund

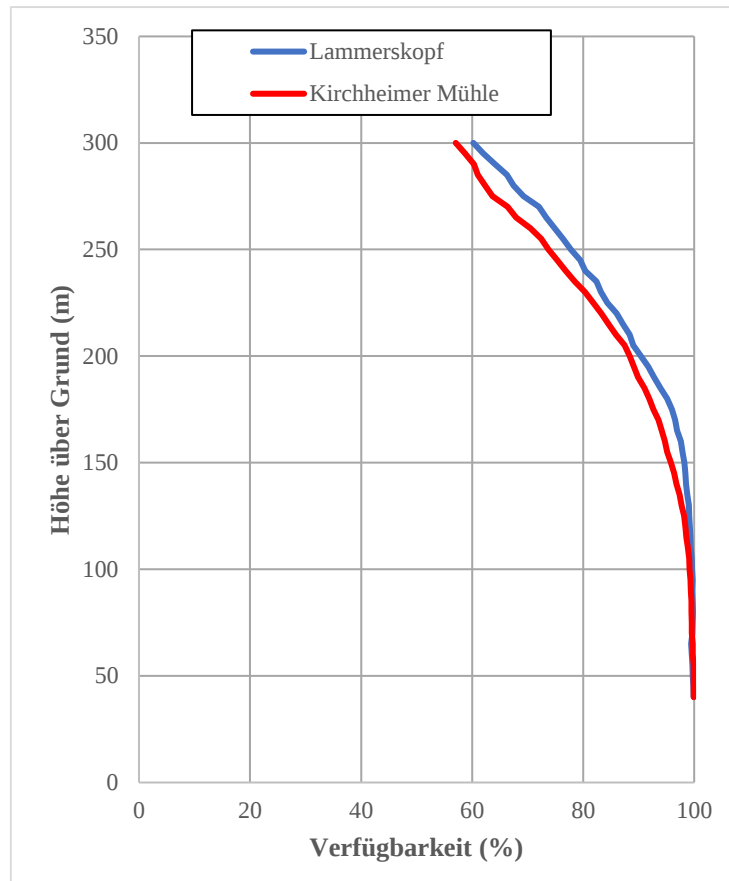


Abbildung 10: Datenverfügbarkeiten im verwendeten Messzeitraum abhängig von der Höhe über Grund

Die Verfügbarkeiten nehmen technisch und physikalisch bedingt mit der Höhe ab. Dies ist nach dem Stand der Technik üblich und akzeptabel.

5.3.2 Kalibrierung der Windgeschwindigkeitsmessung

Beide Messgeräte wurden vor den Messungen nacheinander an einem 143 m hohen, mit Schalenkreuzanemometern bestückten Messmast entsprechend dem Stand der Technik kalibriert. Gemäß dem Kalibrierbericht für das Messgerät am Standort Kirchheimer Mühle [57] und aufgrund einer Zusammenschau der Kalibrierungen für das Messgerät am Standort Lammerskopf [55] und [56], wurden Korrekturen von +1 % bzw. +3,5 % im Rahmen der Langfristextrapolation (Kapitel 6.2.2) für die beiden Geräte angesetzt. Die nachfolgenden Abbildungen und Tabellen zur Messung wie auch die in Kapitel 5.3.1 stellen noch die unkorrigierten Werte dar. Für das Gerät am Standort Lammerskopf wurde die Entscheidung zur Korrektur dabei bewusst konservativ getroffen. Bei einem Bezug nur auf die letzte Kalibrierung [56] vor der hier dargestellten Messung

wäre eine Korrektur von +3 % erfolgt. Auszüge aus den Berichten [55] bis [57] sind im Anhang A3.3 wiedergegeben.

Absehbar reichte die Zeit nach Ende des Messzeitraums bis zur Erstellung des vorliegenden Berichtes nicht für Nachkalibrierungen der Geräte aus. Auch aus Kostengründen bot es sich dann an, auf eine Nachkalibrierung der Geräte unmittelbar nach dem Einsatz zu verzichten.

5.3.3 Windrichtungsmessung

Die Geräteausrichtungen wurden beim Aufbau ermittelt und entsprechend einprogrammiert, sodass die gemessenen Windrichtungsdaten auf magnetisch Nord bezogen sind. Beim Gerät AJ15 am Standort Kirchheimer Mühle wurde dabei noch eine zusätzliche Korrektur von -14° entsprechend den Ergebnissen der Kalibrierung [56] berücksichtigt.

Da die Windrichtungsdaten für die weitere Verwendung üblicherweise auf geografisch Nord bezogen werden, wurde bei der Langfristextrapolation der Messdaten in Kapitel 6.2.2 eine Korrektur für die magnetische Deklination von 3° (ganzzahlig gerundet) vorgenommen.

5.3.4 Einfluss bestehender Windkraftanlagen auf die Windmessung

Es bestand kein relevanter Einfluss bestehender Windkraftanlagen auf die Windmessungen.

5.3.5 Inhomogene Strömung

Um die horizontalen Windgeschwindigkeiten messen zu können, müssen Fernmessgeräte (also Sodar- und Lidargeräte) ihre Strahlen schräg zur Vertikalen in die Luft senden.

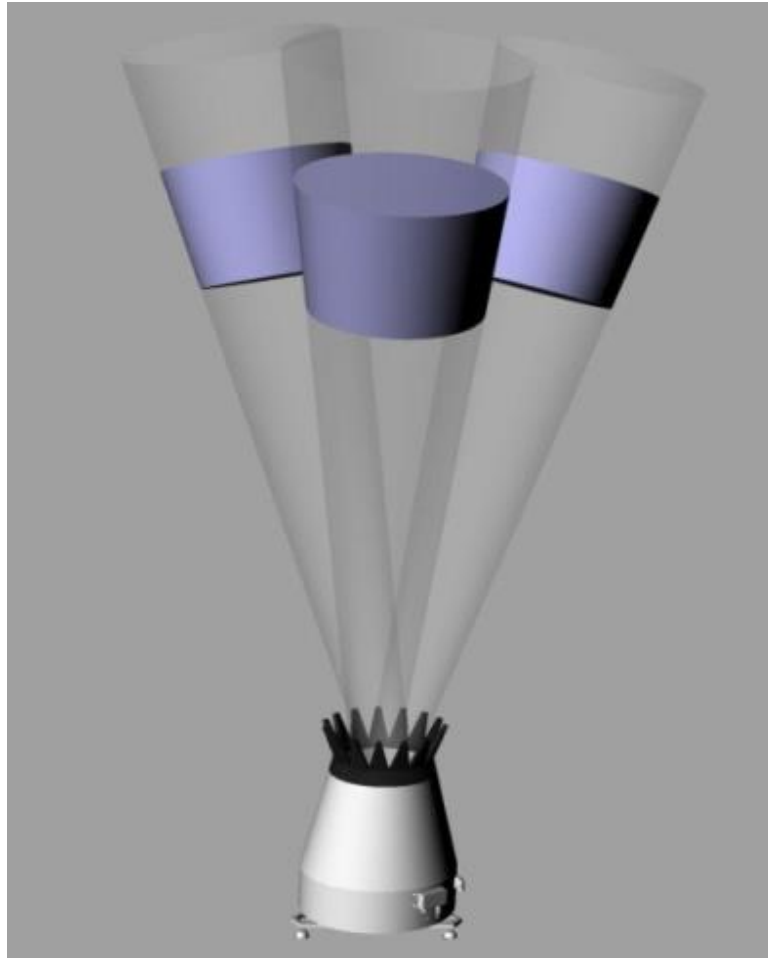


Abbildung 11: Messprinzip des Sodargerätes. Quelle: Presentation Sodar, AQSystem, Tyresö

Damit messen sie den Wind in der Höhe zwangsläufig an unterschiedlichen Stellen. Für die Auswertung muss angenommen werden, dass die Strömungsbedingungen des Windes an allen Stellen gleich sind. Wenn das Gelände an der Messposition jedoch so gekrümmt ist, dass die Strömung auch in der Höhe gekrümmt durch die verschiedenen Messvolumina verläuft, entsteht ein systematischer Messfehler. Geometrische Analysen zeigen, dass bei einer Kuppenlage im Zweifelsfall zu niedrige Windgeschwindigkeiten gemessen werden und in Senkensituationen im Zweifelsfall zu hohe. Am Standort Kirchheimer Mühle kann wegen des flachen Geländes ein solcher Messfehler ausgeschlossen werden. Am Standort Lammerskopf ist das Gelände in Nord-Süd-Richtung hinreichend eben. In West-Ost-Richtung ist die Krümmung des Geländes über die relevanten Entfernungen noch eher gering, sodass kein signifikanter Messfehler zu erwarten ist. Im Zweifelsfall wurden bei diesen Windrichtungen etwas zu niedrige Windgeschwindigkeiten gemessen. Aufgrund bisheriger Erfahrung wird geschätzt, dass der Messfehler in diesen Richtungen unter 1 % liegt. Im Folgenden wird er vernachlässigt.

5.3.6 Festechos

Wenn der von Sodargeräten ausgesandte Schall an feststehenden Objekten reflektiert wird, kann dies zu einem Messfehler in der Messhöhe führen, die der Entfernung des Messgerätes zum festen Objekt entspricht. Da sich das Objekt nicht bewegt, wird aus dem reflektierten Schall die Windgeschwindigkeit Null berechnet, wenn dieser Schall lauter ist als der von der Luft über dem Messgerät aus der entsprechenden Höhe reflektierte Schall. Dieses Phänomen wird „Festecho“ genannt. Es führt, falls es zum Tragen kommt, wegen der Null-Werte stets auf zu niedrige Messwerte der Windgeschwindigkeit. Dies ist je nach Standort der Messung kaum vermeidbar. Deshalb wird bei der Wahl der Messposition darauf geachtet, dass sich potenzielle reflektierende Flächen in Entfernungen befinden, die weit genug von den relevanten Messhöhen entfernt sind.

Wegen des Baumbestandes waren am Standort Lammerskopf derartige Störungen bis in etwa 100 m Entfernung zu erwarten. Dies wurde bei der Besichtigung mittels eines Entfernungsmessers festgestellt. Tatsächlich finden sich in den Messdaten Anzeichen solcher Störungen, jedoch überwiegend nur schwach ausgeprägt. Die Messdaten aus mehr als 100 m Messhöhe sind von solchen Störungen unbeeinflusst.

Am Standort Kirchheimer Mühle waren vor allem Störungen in Entfernungen um 50 m aufgrund des Betriebsgebäudes, mehrerer Container, Bäume und eventuell auch einiger elektrischer Anlagen zu erwarten, darüber hinaus eventuell noch in ca. 80 m Entfernung durch einen Baum. Das Messgerät wurde bewusst in dieser Entfernung zu diesen Objekten platziert und so ausgerichtet, dass die Schallstrahlen seitlich am Betriebsgebäude vorbei führten. In den Messdaten ist deutlich eine solche Störung in den Messhöhen 45 m bis 65 m erkennbar, daneben eine möglicherweise leichte Störung in 90 m Höhe. Die Höhen darüber sind störungsfrei, was angesichts der Standortumgebung so auch zu erwarten war.

5.3.7 Fremdschallquellen

Wenn am Standort starke Geräusche auftreten, kann das eigentliche Messsignal dadurch so stark überlagert werden, dass das Rückstreusignal nicht eindeutig erkannt werden kann. Solche Störgeräusche können bei Gewitter, sehr starkem Regen, durch Fahrzeuge oder im Wald bei Starkwind an den Bäumen entstehen. In diesem Fall werden, vor allem in größeren Höhen, keine Messdaten aufgezeichnet. Eine Verfälschung der Messungen findet durch solche Schallquellen nicht statt. Durch das Langfristextrapolationsverfahren (Kapitel 6.2) werden solche Messlücken sinnvoll und statistisch korrekt kompensiert.

5.3.8 Schnee und Eis

Falls in den Schallreflektoren des Messgerätes Schnee liegt, wird der Schall gedämpft, was die Datenverfügbarkeit verringert. Eine Verfälschung der Messwerte findet hierdurch nicht statt. Im Messzeitraum erkannte das Messgerät am Lammerskopf im November und Dezember insgesamt drei Mal Schneefall, worauf die eingebaute Heizung aktiviert wurde. Zwei dieser Ereignisse wurden aufgrund der Hubschrauberflüge ohnehin aus dem Datensatz entfernt. Beim dritten Ereignis zeigte sich keine Verringerung der Datenverfügbarkeit. Beim Messgerät an der Kirchheimer Mühle wurde kein nennenswerter Schneefall festgestellt.

6 Extrapolation auf langjährige Verhältnisse

Für eine objektive Bewertung der Situation ist nicht der während eines Messzeitraums gemessene Windunterschied zwischen den beiden untersuchten Standorten relevant, sondern der langfristige Unterschied. Deshalb müssen die Windmessdaten auf langfristige Verhältnisse extrapoliert werden. Hierzu werden die an den Standorten gemessenen Daten mit langjährigen Referenzdaten verglichen und anhand der gefundenen Zusammenhänge skaliert. Ausführliche Erläuterungen hierzu sind im Anhang B2.3 zu finden.

Fachfremden mögen die folgenden Abschnitte bisweilen kompliziert und wenig verständlich erscheinen. Da es sich jedoch um zentrale Aspekte bei der Ermittlung der Windverhältnisse handelt, werden diese, bereits stark verkürzt, in der Folge erläutert und dargestellt.

Es sei aber auch darauf hingewiesen, dass viele Aspekte, insbesondere die Wahl der Referenzdaten und des Langfristbezugszeitraums, das Ergebnis der Untersuchung (den Unterschied der Windverhältnisse zwischen den zwei untersuchten Standorten) nur geringfügig beeinflussen. Folglich ist für ein Verständnis des Ergebnisses nicht jeder der im Folgenden dargestellten Schritte essenziell.

Die Messungen an den Standorten umfassen weniger als 12 Monate. Deshalb könnte ein Problem in der saisonalen Unausgewogenheit bestehen, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass das Verhältnis der Winde zwischen den Messpositionen und den Langfristreferenzdaten je nach Jahreszeit schwankt. Dies wurde durch eine indirekte Vorgehensweise umgangen, in der in einem Zwischenschritt mehrjährige Messdaten aus der Steuerung von Windkraftanlagen des nahegelegenen Windparks Greiner Eck wie eine Langfristreferenz verwendet wurden. Diese Vorgehensweise wird in der TR 6 als „Zeitreihenverlängerung“ bezeichnet. Da diese so genannten Zwischenreferenzdaten für sechs Jahre zeitlich parallel mit den eigentlichen Langfristreferenzdaten vorliegen, kann hier die Langfristextrapolation eines saisonal ausgewogenen Datensatzes durchgeführt werden. Danach können die Daten der Zwischenreferenz wie eine Wetterstation mit großer Messhöhe verwendet werden. Sie werden mit den Daten der kurzen Messungen an den untersuchten Standorten verglichen und zum Langfristbezug verwendet. Aufgrund der größeren Höhe über Grund bei der Messung des Windes an den Windkraftanlagen und deren räumlicher Nähe besteht kein Risiko einer größeren saisonalen Schwankung des Verhältnisses von den dort aufgezeichneten Winden zu denen an den Messpositionen.

Betont werden soll, dass das absolute gemessene Windniveau an der Zwischenreferenz unerheblich ist. Diese Daten werden nur statistisch als durchlaufende Größe verwendet. Jegliche systematische Mess- oder Kalibrierfehler oder auch das tatsächliche Windni-

veau am Standort Greiner Eck haben keinen Einfluss auf das Ergebnis an den Standorten Lammerskopf und Kirchheimer Mühle.

6.1 Wahl langjähriger Referenzdaten

Für die Langfristextrapolation der Daten der Zwischenreferenz standen Wetterstationsdaten und Reanalysedaten in einstündiger Auflösung zur Verfügung, die sowohl als langjährig stabil als auch repräsentativ bezeichnet werden können. Zur Kontrolle wurden darüber hinaus Produktionsindices (siehe weiter unten) verwendet.

Die Wahl des langfristigen Bezugszeitraums beeinflusst das letztlich angenommene langjährige mittlere Energieniveau. Um eine Vergleichbarkeit des Langfristniveaus auch für verschiedene Regionen zu erreichen, hat *aj* entschieden, einen möglichst einheitlichen Bezugszeitraum ab 1991 zu verwenden, siehe Anhang B.2.3.1. Der Bezugszeitraum soll sich von 1991 bis zum jeweils letzten vollendeten Kalenderjahr erstrecken, für das vollständige Daten vorliegen, in diesem Fall zum Zeitpunkt der Bearbeitung bis 2023.

Die Homogenität der Datenreihen wurde zunächst durch Vergleich der Monats- und Jahresmittel verschiedener Wetterstationen und Reanalyse-Datensätze (ERA und MERRA-2) geprüft.

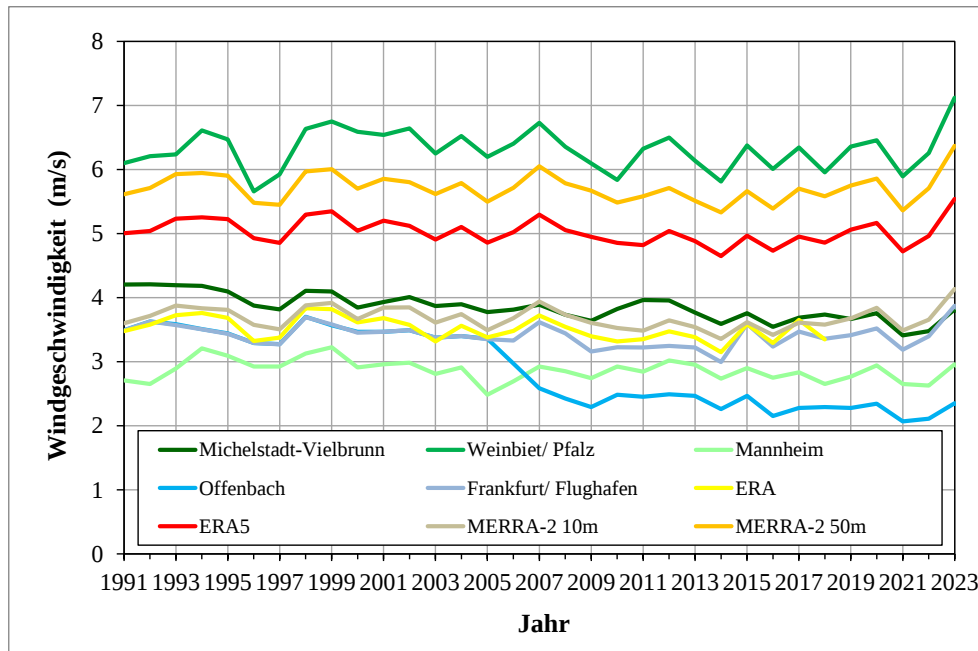


Abbildung 12: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit der in Betracht gezogenen Wetterstationen und Reanalysen

Bei Vergleich der Jahresmittel der Windgeschwindigkeit aller in Betracht gezogenen Referenzdatensätze (Abbildung 12) fällt Folgendes auf:

- Deutlicher Niveausprung der Wetterstation Offenbach im Jahr 2006. Offensichtlich wurden diese Daten zuvor einer anderen Station entnommen. Deshalb wurden deren Daten erst ab 2007 verwendet.
- Mögliche Inkonsistenzen in den Daten der Wetterstation Frankfurt/Flughafen bis 1997. Hier wurden die Daten erst ab 1998 verwendet.

Weitere, kleinere Abweichungen in den verschiedenen Reihen sind zu finden. In der Regel ist es nicht möglich, endgültig zu klären, ob es sich um lokale Effekte oder Inkonsistenzen handelt. Letztlich kann die Belastbarkeit einer Wetterstationsreihe nie zweifelsfrei geklärt werden. Deshalb entscheidet das Gesamtbild aus allen verfügbaren und nicht offensichtlich inkonsistenten Daten.

Hauptaspekte für die Wahl der Referenzdaten sind neben der vieljährigen Homogenität der Datenquelle die Entfernung, die regionale Repräsentativität und die Korrelation mit den Messdaten vom zu extrapolierenden Standort. Als weiterer Schritt bei der Auswahl der Referenzdatenreihe wurden deshalb die Monatsmittel der Windgeschwindigkeit der Zwischenreferenz mit den Monatsmitteln dieser Referenzreihen und zusätzlich von Produktionsindices verglichen. Produktionsindices (BDB-Indices „WI“ und von aj gene-

rierte „*pi aj*“, siehe Anhang B2.3.2.1 und B2.3.2.2) basieren auf den Energieerträgen von Windkraftanlagen.

Über lineare Regressionen wurde eine erste Abschätzung der langfristigen mittleren Windgeschwindigkeit für die Zwischenreferenz vorgenommen. Neben einem Hinweis auf die mögliche Unsicherheit der Extrapolation wurden so auch die Korrelationen mit den Referenzdaten erhalten.

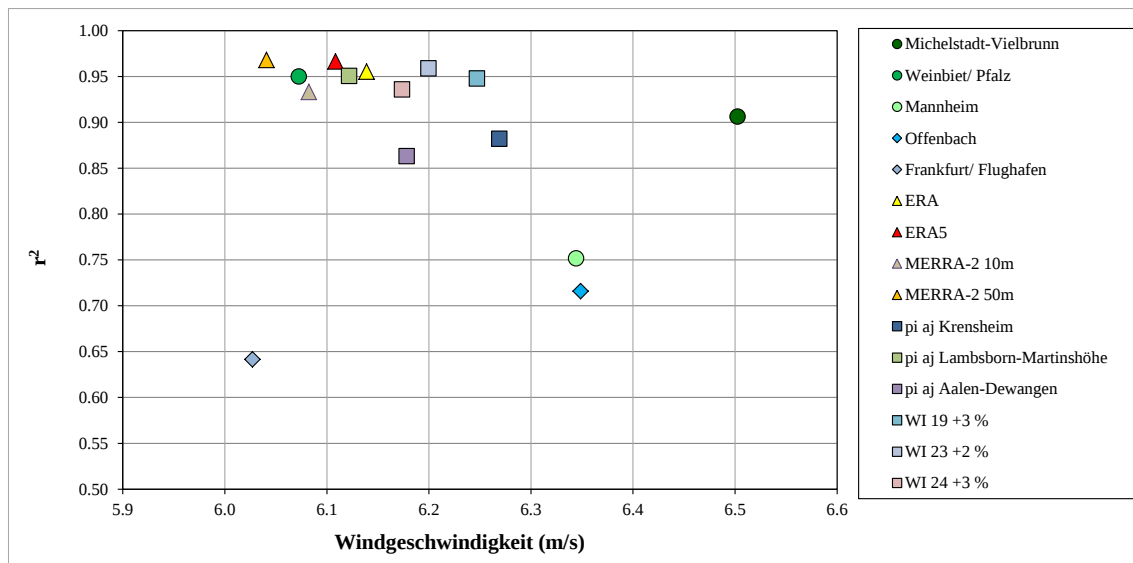


Abbildung 13: Ergebnisse der überschlägigen Langfristextrapolationen der Zwischenreferenz Anlage Nr. 5 des Windparks Greiner Eck in 135 m über Grund über verschiedene Datensätze. r^2 (Bestimmtheitsmaß) beschreibt die Güte des statistischen Zusammenhangs zwischen den Datenreihen. r^2 liegt definitionsgemäß zwischen 0 (kein Zusammenhang) und 1 (perfekter Zusammenhang).

Obige Abbildung ist wie folgt zu verstehen: Mit den ERA5-Daten als Langfristreferenz ergibt sich eine langfristige mittlere Windgeschwindigkeit am Anemometer der Anlage Nr. 5 des Windparks Greiner Eck von gut 6,1 m/s bei einem Bestimmtheitsmaß von etwa 0,97 (rotes Dreieck). Der Produktionsindex „WI 23 + %“ führt auf eine langfristige mittlere Windgeschwindigkeit von 6,2 m/s an derselben Stelle (blaugraues Quadrat) usw. Auf diese Weise werden die mit verschiedenen Referenzdaten erzielten Ergebnisse untereinander verglichen, um die maßgebliche Langfristreferenz auszuwählen (die einen sinnvollen Kompromiss darstellen sollte). Am wichtigsten sind die Ergebnisse mit hohen Bestimmtheitsmaßen. Darüber hinaus kann so die Unsicherheit des Ergebnisses

bewertet werden. Diese ergibt sich aus der Streuung innerhalb der Mehrheit der Ergebnisse (d.h. ohne Ausreißer) mit hohem Bestimmtheitsmaß.

Die mit Rauten dargestellten Ergebnisse liegen relativ gesehen zu niedrig, da sie sich auf Zeitreihen beziehen, bei denen in signifikantem Ausmaß windstärkere Perioden der 1990er Jahre fehlen.

Bei drei Wetterstationen waren die Korrelationen mit den Daten der Zwischenreferenz nur mäßig. Dies liegt vermutlich vor allen an ihren Standorten im Rheintal, die mit den bergigen Standortbedingungen der verwendeten Anlagen der Zwischenreferenz nur bedingt vergleichbar sind.

Das Ergebnis auf Basis der Wetterstationsdaten von Michelstadt-Vielbrunn kann als Ausreißer gewertet werden. Die übrigen Ergebnisse sind mit einer Bandbreite von gut 0,2 m/s gut konsistent. Hierbei liegen die Ergebnisse auf Basis der Reanalysedaten (Dreiecke) im Mittel um etwa 0,1 m/s niedriger als die auf Basis der Produktionsindices (Quadrate). Die Wetterstation Weinbiet bestätigt eher das von den Reanalysen ausgewiesene Niveau.

Aufgrund der sehr guten Korrelation mit den Standortdaten, der Länge der Datenreihe, der einfachen Benutzbarkeit und des insgesamt repräsentativen Niveaus wurden die ERA5-Daten für die weitere, differenziertere Langfristextrapolation als Langfristreferenz verwendet. Grundsätzlich hält *aj* das von Produktionsindices ausgewiesene Niveau für plausibler (siehe Anhang B2.3.2). Dem gegenüber führt die Verwendung der ERA5-Daten auf ein möglicherweise leicht konservatives Niveau, was aber im Sinn der vorliegenden Untersuchung zu bevorzugen ist. Aber wie bereits gesagt, hat dies keinen nennenswerten Einfluss auf den ermittelten Unterschied zwischen den Messpositionen.

6.2 Einordnung der Messdaten vom Standort in das langjährige Geschehen

Aus den 10-minütigen Messdaten der Windgeschwindigkeit und Windrichtung der Zwischenreferenz wurden, um sie mit den auf Stundenbasis vorliegenden Langfristreferenzdaten vergleichen zu können, stündliche Mittelwerte gebildet.

Ein möglicher Zeitversatz zwischen den verschiedenen Daten wurde empirisch bestimmt und korrigiert.

Hier sei außerdem erwähnt, dass die im Folgenden beschriebenen Schritte mit den Daten von drei der Anlagen am Standort Greiner Eck unabhängig voneinander durchgeführt wurden, um ein Einfluss möglicher Inkonsistenzen in einer der Datenreihen erken-

nen zu können. Die Ergebnisse aller drei Berechnungen waren sehr ähnlich. Letztlich wurde die Anlage Nr. 5 am Standort Greiner Eck als maßgeblich ausgewählt, weil ihre Korrelation mit den Daten an den untersuchten Standorten am besten war. Bei einer anderen Anlage wurde außerdem eine Inkonsistenz in den Windrichtungsdaten gefunden.

6.2.1 Vergleich der Zwischenreferenz mit Langfristdaten und Einordnung in das langjährige Geschehen

Zum einen wurden die Langfristreferenzdaten des langjährigen Zeitraums mit denen des 6-jährigen Datenzeitraums der Zwischenreferenz verglichen. Zum anderen wurde das Verhältnis im 6-jährigen Zeitraum zwischen Referenzdaten und den Windmessdaten der Zwischenreferenz ermittelt. Mittels einer Kombination dieser statistischen Zusammenhänge wurden die Windverhältnisse an der Position der Zwischenreferenz auf langjährige Verhältnisse extrapoliert.

Hierfür wurde das von *aj* entwickelte, matrix-basierte MDP („measure-distribute-predict“)-Verfahren verwendet. Detailliertere Beschreibungen zu dem Verfahren finden sich im Anhang B2.3.3.2 sowie in [36]. Dieses Verfahren war speziell in Anbetracht der manchmal recht komplexen Verhältnisse zwischen Datenreihen an Standorten in stark gegliedertem Gelände entwickelt worden. Es vermeidet die Fehler, die bei einfachen Mittelungen, Dreisatzrechnungen oder linearen Regressionen entstehen.

Im Vorgriff auf den folgenden Schritt, den Vergleich der Daten der Zwischenreferenz mit den Daten der beiden Windmessungen, wird in den folgenden Abbildungen bereits deren verwendeter Messzeitraum dargestellt.

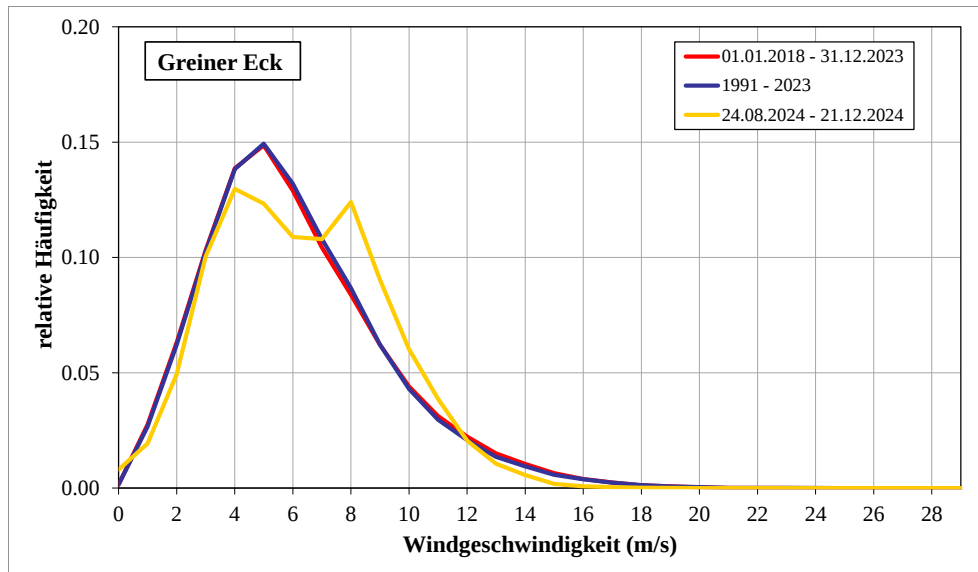


Abbildung 14: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit der Zwischenreferenz Greiner Eck im gemeinsamen Datenzeitraum mit der Windmessung am Standort Lammerskopf (gelb), dem gemeinsamen Datenzeitraum mit den Referenzdaten (rot) und extrapoliert auf den Referenzzeitraum 1991 bis 2023 (blau)

Entsprechend obiger Abbildung war die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und damit das Windpotenzial im 6-jährigen Zeitraum der verfügbaren Daten vom Standort Greiner Eck (rote Kurve) der langjährigen Verteilung (blaue Kurve) sehr ähnlich. Die Verteilung während des verwendeten Messzeitraums der Windmessungen Lammerskopf und Kirchheimer Mühle unterscheidet sich davon deutlich, liefert aber eine ausreichende Basis für eine belastbare statistische Übertragung.

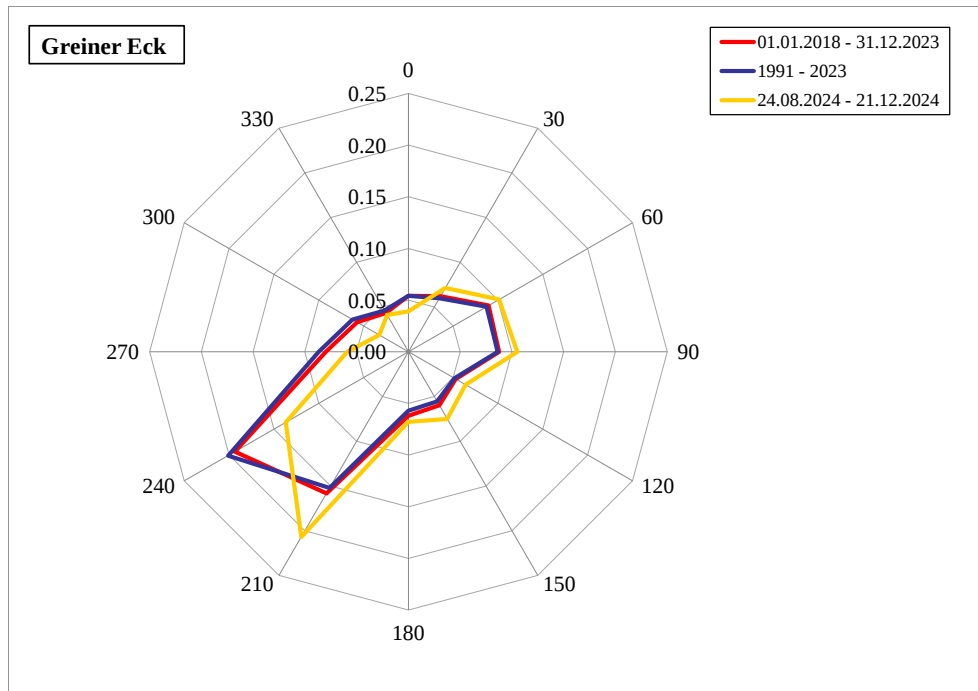


Abbildung 15: Vergleich der Windrichtungsverteilungen der Zwischenreferenz Greiner Eck im gemeinsamen Datenzeitraum mit der Windmessung am Standort Lammerskopf (gelb), dem verwendeten Messzeitraum für den Vergleich mit den Referenzdaten (rot) und extrapoliert auf den Referenzzeitraum 1991 bis 2023 (blau)

Auch die Windrichtungsverteilung des 6-jährigen Datenzeitraums von der Anlage Greiner Eck war der langjährigen Verteilung sehr ähnlich. Während der Windmessungen Lammerskopf und Kirchheimer Mühle kamen die Winde jedoch deutlich häufiger aus südlichen bis östlichen Richtungen als langfristig zu Ungunsten der westlichen und teilweise auch nördlichen Winde.

6.2.2 Vergleich der Windmessungen an den untersuchten Standorten mit der Zwischenreferenz und ihre Einordnung in das langjährige Geschehen

Anschließend wurden auf Basis der gemeinsamen Datensätze im verwendeten Messzeitraum mit einem analogen Verfahren die langjährig repräsentativen Windverhältnisse an den Messpositionen in 175 m Höhe bestimmt:

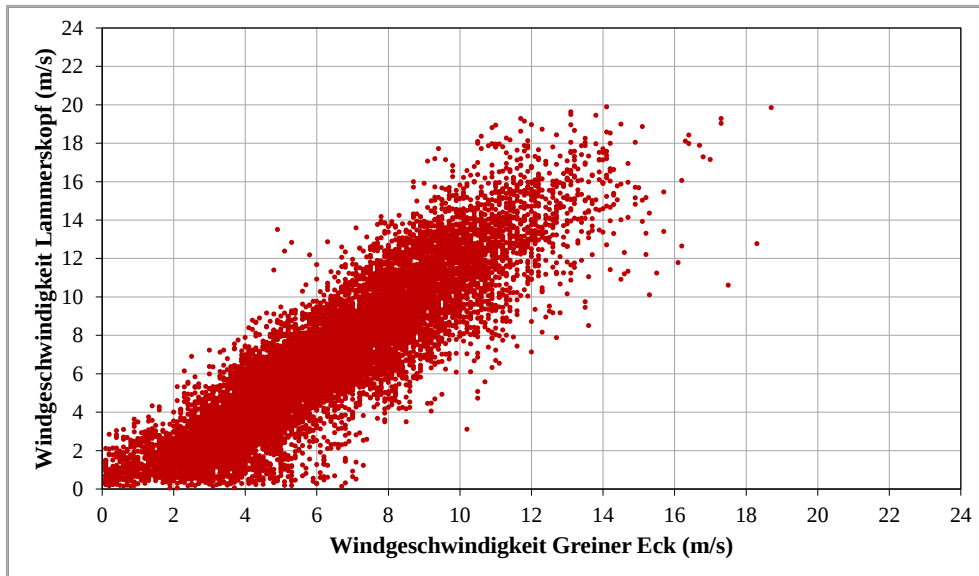


Abbildung 16: Vergleich der zehnminütigen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der Zwischenreferenz und der Windmessung am Standort Lammerskopf in 175 m über Grund über alle Windrichtungen

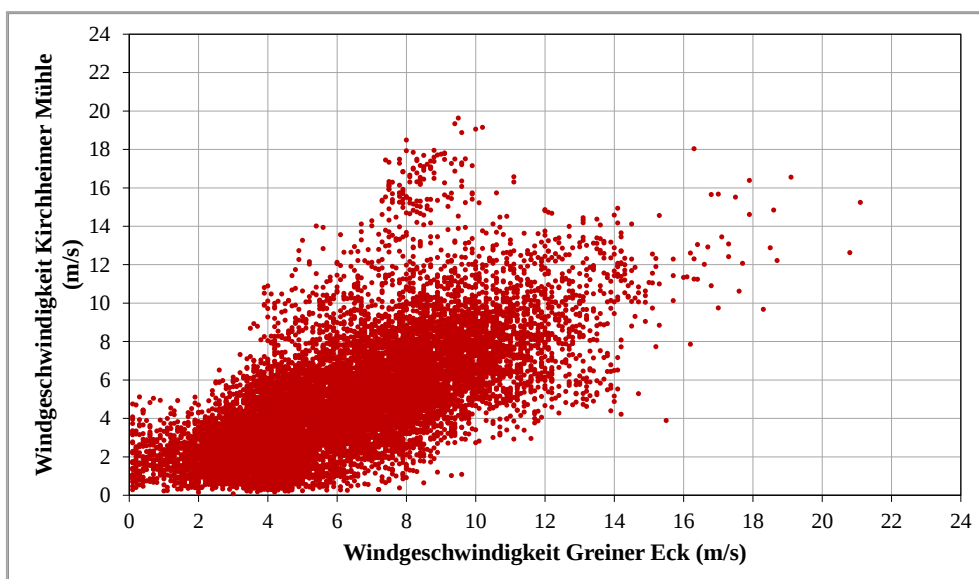


Abbildung 17: Vergleich der zehnminütigen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit der Zwischenreferenz und der Windmessung am Standort Kirchheimer Mühle in 175 m über Grund über alle Windrichtungen

Für die Messung Lammerskopf ist der Zusammenhang der Windverhältnisse zwischen beiden Standorten klar erkennbar. Die Streuung entsteht alleine schon aufgrund des

räumlichen Abstandes. Aber auch die bei manchen Windrichtungen auftretenden Abschattungen im Windpark Greiner Eck sowie die dortige komplexe Geländestruktur tragen zur Streuung bei. Da es sich hierbei um systematische, im Wesentlichen windrichtungsabhängige Vorgänge handelt, führt dies nicht zu Unsicherheiten im Extrapolationsprozess mit dem verwendeten MDP-Verfahren.

Erwartungsgemäß ist die Streuung zwischen der Messposition Kirchheimer Mühle und dem Windpark Greiner Eck deutlich größer, da sich die Geländeformen deutlich unterscheiden und je nach Windrichtung das Verhältnis der Winde zwischen diesen Standorten stärker variiert. Auch dies stellt bei Verwendung des MDP-Verfahrens kein statistisches oder methodisches Problem dar.

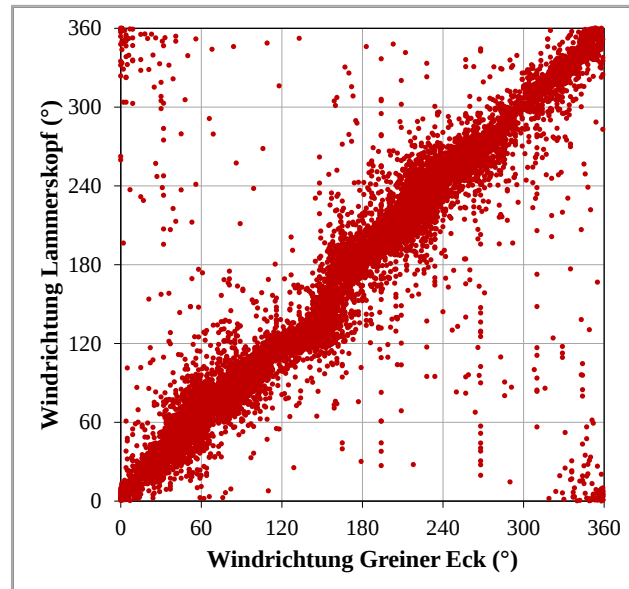


Abbildung 18: Vergleich von zehnminütigen Mittelwerten der Windrichtung der Zwischenreferenz Greiner Eck und der Windmessung am Standort Lammerskopf in 175 m über Grund

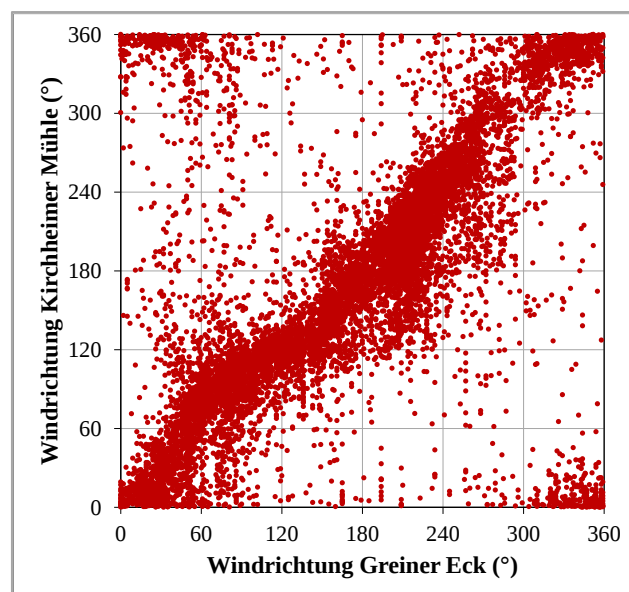


Abbildung 19: Vergleich von zehnminütigen Mittelwerten der Windrichtung der Zwischenreferenz Greiner Eck und der Windmessung am Standort Kirchheimer Mühle in 175 m über Grund

Bei beiden Standorten Lammerskopf und Kirchheimer Mühle ist auch hier ein deutlicher Zusammenhang der Winde zum Standort Greiner Eck erkennbar, aber mit richtungsab-

hängiger Variation. Der Einfluss jeweils benachbarter Kuppen, die umströmt werden, bzw. der Kanalisierung durch Täler führt typischerweise zu solch zwar nichtlinearen, aber doch gut korrelierenden Verläufen. Die teilweise erkennbaren vertikalen Reihungen von Punkten entstehen typischerweise bei Schwachwind, wenn die Windnachführung der Windkraftanlagen nicht aktiv ist. Ohnehin rühren die vom allgemeinen Verlauf deutlich abweichenden Punkte in der Regel von windschwachen Zeiten her.

Interessanterweise ist die Nichtlinearität beim Vergleich zwischen den Windrichtungsdaten von den Standorten Greiner Eck und Kirchheimer Mühle kaum stärker als beim Vergleich mit dem Standort Lammerskopf. Der Verlauf ist beim Standort Kirchheimer Mühle sogar etwas weniger unruhig, was darauf hindeutet, dass nicht nur am Standort Greiner Eck, sondern auch am Standort Lammerskopf lokale Winddrehungen durch nahe gelegene Bergkuppen und eventuell auch Täler verursacht werden. (In der Regel beeinflussen Täler das Windgeschehen auf Bergrücken weniger als benachbarte Berge, außer bei direkter Anströmung durch ein Tal auf einen Standort hin, was am Standort Lammerskopf als weniger bedeutend eingeschätzt wird.)

Für den Wind in 175 m über Grund an den Messpositionen ergaben sich damit folgende langfristige Verteilungen:

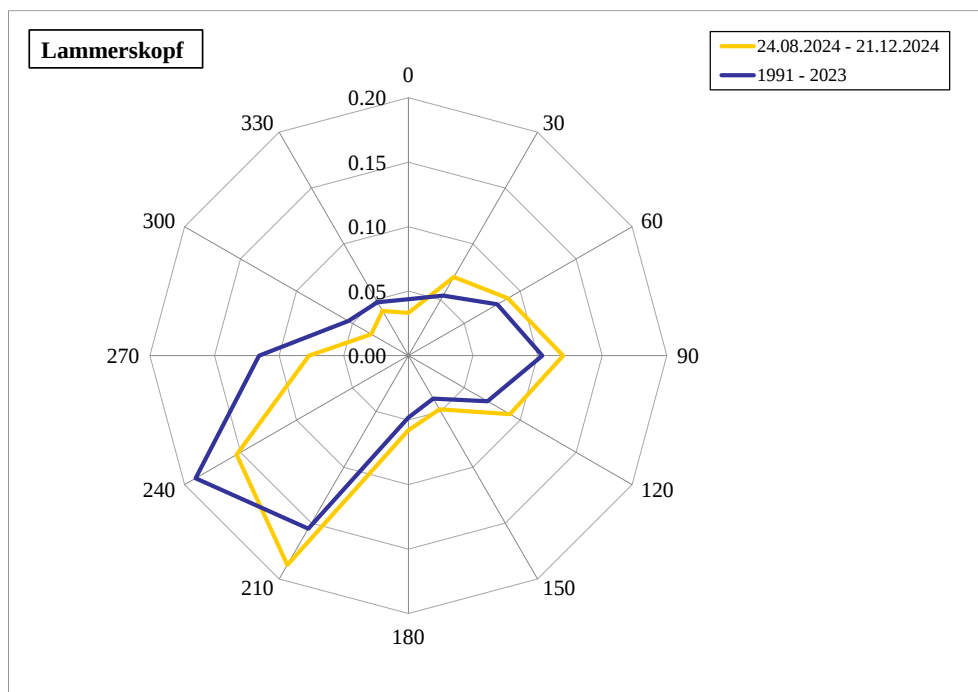


Abbildung 20: Windrichtungsverteilungen in 175 m über Grund an der Messposition Lammerskopf im verwendeten Messzeitraum und auf den Referenzzeitraum extrapoliert

Bei der Extrapolation ins Langjährige werden die in den Referenzdaten erkennbaren Unterschiede zwischen verwendetem Messzeitraum und Referenzzeitraum gut übernommen. Die langfristige Hauptwindrichtung am Standort Lammerskopf liegt bei West-südwest.

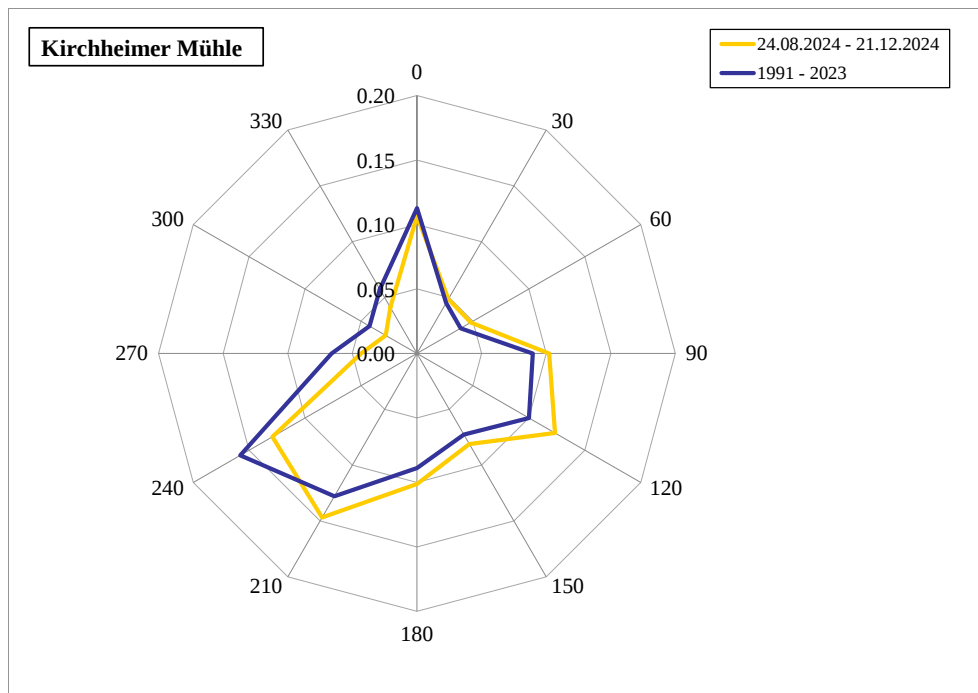


Abbildung 21: Windrichtungsverteilungen in 175 m über Grund an der Messposition Kirchheimer Mühle im verwendeten Messzeitraum und auf den Referenzzeitraum extrapoliert

Zwar ist die Hauptwindrichtung am Standort Kirchheimer Mühle dieselbe wie am Standort Lammerskopf, aber auffällig sind die beiden relativen Maxima im Norden und Ostsüdosten gegenüber Ost am Standort Lammerskopf. Dies entsteht offensichtlich durch die Umströmung des im Nordosten dem Standort Kirchheimer Mühle vorgelagerten Königstuhls. Dadurch treten nordöstliche Winde nur selten auf. Auffällig ist darüber hinaus der deutlich größere Anteil von Winden aus südlichen Richtungen. Eine Betrachtung der Energieanteile der verschiedenen Richtungen ergab aber, dass die erhöhte Häufigkeit südlicher Winde am Standort Kirchheimer Mühle von eher akademischem Interesse ist. Diese Winde sind sehr energiearm.

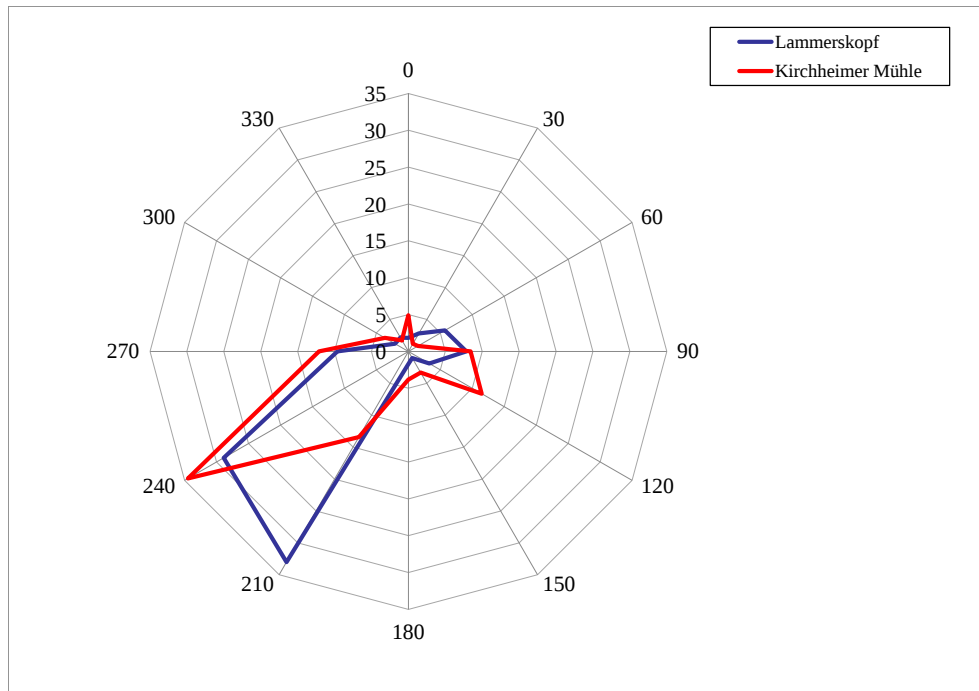


Abbildung 22: Relative Anteile der Windenergie je nach Windrichtungssektor (in %) an den beiden Standorten

Die langfristigen Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

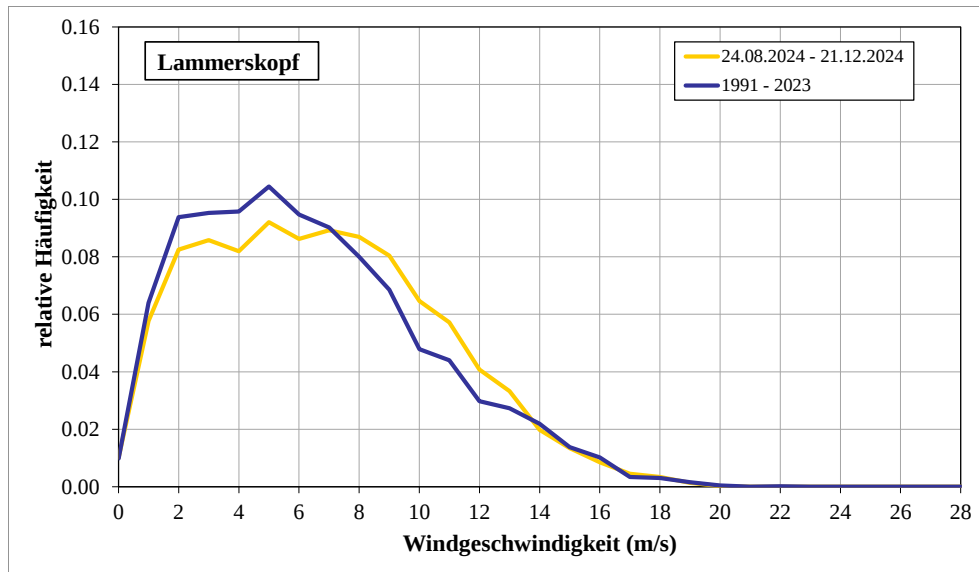


Abbildung 23: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 175 m über Grund an der Messposition Lammerskopf im verwendeten Messzeitraum und auf die Verhältnisse des Referenzzeitraums extrapoliert

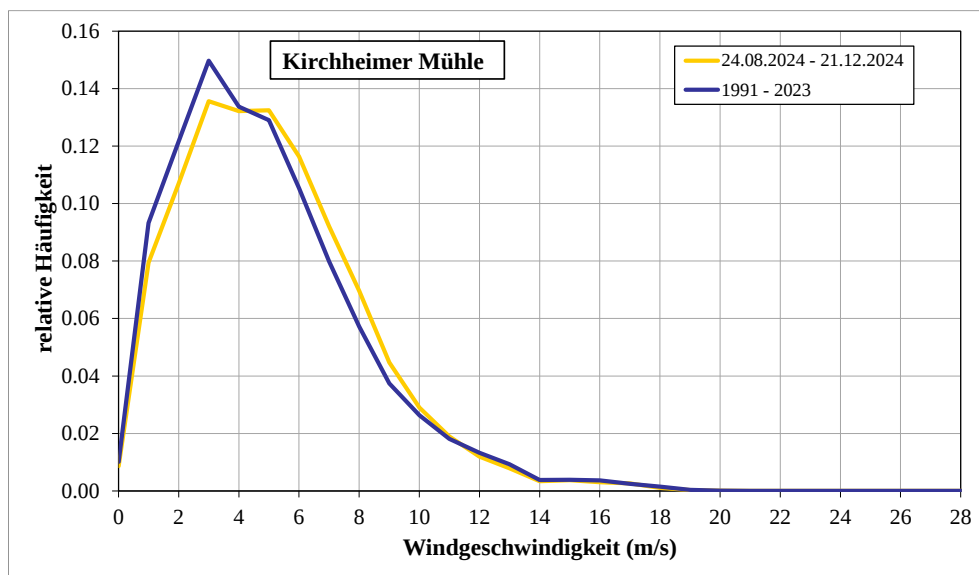


Abbildung 24: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in 175 m über Grund an der Messposition Kirchheimer Mühle im verwendeten Messzeitraum und auf die Verhältnisse des Referenzzeitraums extrapoliert

Die entsprechenden Extrapolationen wurden auch für die Messhöhen 160 m und 200 m durchgeführt, um einen Eindruck von der Steigerung der mittleren Windgeschwindigkeit mit der Höhe geben zu können. Die mittleren Windgeschwindigkeiten der Häufig-

keitsverteilungen werden für die Referenzdaten und für die Messpositionen am Standort in der folgenden Tabelle verglichen (in m/s):

160 m Messhöhe

Standort	Messzeitraum 24.08.2024 - 21.12.2024		Langfristzeitraum 1991-2023	
	Zwischenref.	Standort	Zwischenref.	Standort
Lammerskopf	6,31	6,51	6,11	6,14
Kirchheimer Mühle	6,43	5,02	6,11	4,81

175 m Messhöhe

Standort	Messzeitraum 24.08.2024 - 21.12.2024		Langfristzeitraum 1991-2023	
	Zwischenref.	Standort	Zwischenref.	Standort
Lammerskopf	6,31	6,81	6,11	6,41
Kirchheimer Mühle	6,44	5,16	6,11	4,94

200 m Messhöhe

Standort	Messzeitraum 24.08.2024 - 21.12.2024		Langfristzeitraum 1991-2023	
	Zwischenref.	Standort	Zwischenref.	Standort
Lammerskopf	6,36	7,37	6,11	6,88
Kirchheimer Mühle	6,51	5,60	6,11	5,29

Tabelle 4: Mittlere Windgeschwindigkeiten (in m/s) während der jeweiligen verwendeten Messzeiträume und im Referenzzeitraum in den Daten der Zwischenreferenz sowie an den untersuchten Standorten

Die Zahlen in der 5. Spalte sind die Endergebnisse für die untersuchten Standorte, also die langfristigen mittleren Windgeschwindigkeiten in den jeweiligen Höhen. Die vollständigen 2-dimensionalen Häufigkeitsverteilungen des Windes in 175 m über Grund, auf denen die obigen Diagramme und Mittelwerte basieren, sind im Anhang A4 dokumentiert.

aj wurde gebeten, diese Ergebnisse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Standorte bei einer Nutzung für Windenergie zu bewerten. Folgendes können wir hierzu aus unserer Erfahrung mit den Aktivitäten unserer Kunden berichten: Bei mittleren Windgeschwindigkeiten ab etwa 6 m/s in den hier betrachteten Höhen über Grund verfolgen unsere Kunden typischerweise Projekte weiter. Es ist also anzunehmen, dass in diesen Fällen eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. In einzelnen Fällen werden auch Projekte mit mittleren Windgeschwindigkeiten von knapp unter 6 m/s umgesetzt. Diese Fälle finden sich überwiegend in Süddeutschland in Gegenden, in denen nur wenige Projekte realisiert werden können. Uns ist nur ein einziges Projekt bekannt, das schon bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von knapp über 5 m/s weiterverfolgt wird, und ein weiteres zeichnet sich ab. Dies sind beides Projekte, bei denen der von den Windkraftanlagen erzeugte Strom vor allem direkt von unmittelbar benachbarten Industrieanlagen genutzt werden soll. Die Industriefirmen sind dann gleichzeitig Betreiber der Windkraftanlagen. Nur ggf. überschüssiger Strom soll in das Netz eingespeist werden. Es handelt sich also um Ausnahmefälle, bei denen eine andere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zum Tragen kommt. Bei mittleren Windgeschwindigkeiten um und etwas über 5 m/s ist demnach bei heutigen Bedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb für einen Betreiber, der Kunden über das öffentliche Stromnetz beliefert, nicht möglich.

7 Ertragsberechnungen

Da die langjährigen mittleren Jahresenergieerträge an den Messpositionen bestimmt werden sollten, war keine Strömungsmodellierung, also Übertragung von der Messposition auf eine andere Position, nötig. Vielmehr genügte es, die nach Kapitel 6.2.2 bestimmten Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit mit der Leistungskennlinie eines typischen Anlagentyps zu multiplizieren. Der Auftraggeber wählte hierzu den Anlagentyp Vestas V172-7.2 MW mit 175 m Nabenhöhe. Hierbei handelt es sich um einen derzeit häufig geplanten Anlagentyp. Die verwendete Leistungskennlinie ist im Anhang A1 dokumentiert.

Als Ausgangsbasis wurde die vom Anlagenhersteller für $1,225 \text{ kg/m}^3$ angegebene Kennlinie verwendet. Diese musste an die jeweilige mittlere Luftdichte in Nabenhöhe an den untersuchten Standorten angepasst werden. Für die geodätischen Höhen der Rotornaben der exemplarisch angenommenen Anlagen wurden die Luftdichten auf der Basis einer Temperaturmessreihe der Wetterstation Frankfurt/Main Flughafen in Verbindung mit den Festlegungen der Standardatmosphäre [20] auf $1,165 \text{ kg/m}^3$ (Lammerskopf) bzw. $1,206 \text{ kg/m}^3$ (Kirchheimer Mühle) berechnet. Die Leistungskennlinie wurde entsprechend [50] auf diese Luftdichten angepasst.

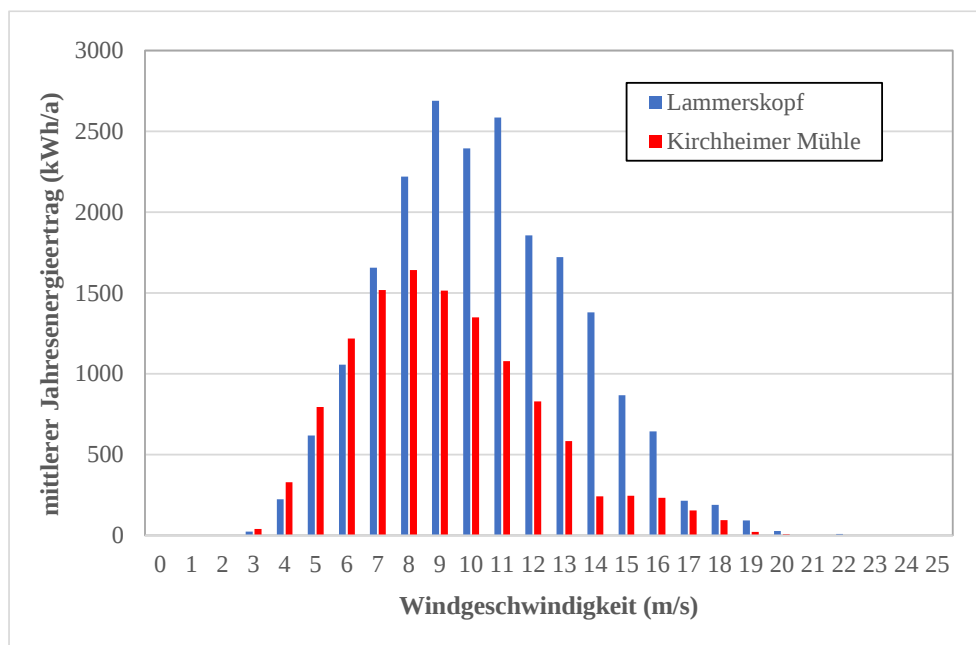


Abbildung 25: Mittlerer langfristiger Jahresenergieertrag einer Windkraftanlage in 175 m über Grund an den Messpositionen je nach Windgeschwindigkeit

Die obige Abbildung zeigt das Ergebnis der Multiplikation der Leistungskennlinie (Anhang A1, jedoch mit jeweilige Luftdichtekorrektur mit den Häufigkeitsverteilungen entsprechend Abbildung 23 bzw. Abbildung 24. Aufsummiert ergeben sich damit folgende langfristige mittlere Jahresenergieerträge:

WKA ID	Anlagentyp	NH (m)	v_{NH} (m/s)	Brutto- ertrag (MWh/a)
Lammerskopf	V172-7.2 MW	175,0	6,4	20470
Kirchheimer Mühle	V172-7.2 MW	175,0	4,9	11890

Tabelle 5: Mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (v_{NH}) und Energieerträge der angenommenen Anlagen in frei stehender Situation

Die in der obigen Tabelle angegebenen Jahresenergieerträge beziehen sich auf eine 100-prozentige Verfügbarkeit und die Leistungsmessung am dafür vorgesehenen Punkt. Für ökonomische Abschätzungen sind die erwarteten Ertragsverluste aufgrund von Betriebsbeschränkungen, Störungen, Wartung etc., verringerter Verfügbarkeit sowie technisch bedingten Verlusten bis zum Einspeisepunkt des Stromnetzbetreibers zu berücksichtigen. Da die Berechnungen nur dazu dienen, erzielbare Energieerträge an den beiden untersuchten Standorten exemplarisch zu vergleichen, wurden im vorliegenden Gutachten keine weiteren technischen Verluste einbezogen. Ohnehin müssten zumindest die meisten dieser Verluste nach dem Stand der Technik für die beiden Standorte gleich angenommen werden, sodass sie das Ertragsverhältnis nicht ändern würden.

8 Schlussbemerkungen

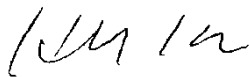
Eine Haftung für dieses Gutachten seitens der *aj* kann nicht übernommen werden.

Die Richtigkeit der verwendeten Leistungskennlinien und ihre Gültigkeit für die betreffenden Anlagen können wir nicht endgültig beurteilen. Deshalb übernehmen wir für die berechneten mittleren Jahresenergieerträge keine Gewähr. Für sämtliche Daten und Informationen, die uns von Dritten zugänglich gemacht wurden (z. B. Leistungskennlinien, Energieerträge existierender Windkraftanlagen, Anlagenpositionen, Windmessdaten) kann keine Haftung übernommen werden.

Annahmen, quantitative Festlegungen und Methoden, an die *aj* durch die TR 6 oder die normative Kraft allgemeiner Praxis gebunden ist, müssen nicht der Sichtweise oder Erfahrung der *aj* entsprechen. Die dargelegten Ergebnisse können in dieser Hinsicht von denen abweichen, die *aj* als korrekt und realistisch ansieht. Für die Konsequenzen von deren Verwendung kann *aj* deshalb keine Verantwortung übernehmen.

Oldershausen, den 3. März 2025

Berechnungen und Bericht:



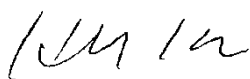
Herbert Schwartz
(Windgutachter)

Prüfung:



Elias Krause
(Windgutachter)

Freigabe:



Herbert Schwartz
(Technischer Leiter)

Anhang

A Projektspezifischer Anhang

A1 Leistungskennlinie für den exemplarisch gewählten Anlagentyp

Vestas V172-7.2 MW

RESTRICTED

Document no.: 0127-1584 V04
Document owner: Onshore Platform
Type: T05 - Performance Specification

Performance Specification
EnVentus™
V172-7.2 MW 50/60 Hz

Date: 2024-11-05
Restricted
Page 17 of 19

6 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Mode PO7200

6.1 Power Curves, Mode PO7200/PO7200-0S

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m³]													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140
4.0	288	195	204	213	221	230	238	246	255	263	271	279	296	304
4.5	481	346	359	371	383	395	407	420	432	444	457	469	493	506
5.0	715	529	546	563	580	597	614	631	648	665	682	698	732	749
5.5	999	748	770	793	816	839	862	885	907	930	953	976	1022	1045
6.0	1340	1011	1041	1071	1101	1131	1160	1190	1220	1250	1280	1310	1370	1400
6.5	1739	1322	1360	1398	1436	1475	1512	1550	1588	1626	1663	1701	1776	1814
7.0	2203	1686	1733	1781	1828	1875	1922	1969	2016	2063	2109	2156	2249	2296
7.5	2729	2100	2158	2215	2273	2330	2387	2444	2502	2559	2616	2672	2785	2842
8.0	3324	2569	2639	2708	2777	2847	2915	2984	3052	3121	3189	3256	3391	3459
8.5	3986	3098	3180	3262	3344	3426	3507	3587	3668	3748	3827	3907	4061	4137
9.0	4685	3685	3780	3875	3969	4064	4155	4246	4337	4427	4513	4599	4737	4788
9.5	5314	4287	4388	4488	4589	4689	4781	4874	4966	5058	5143	5229	5335	5357
10.0	5904	4863	4964	5066	5168	5270	5363	5456	5550	5643	5730	5817	5909	5914
10.5	6441	5389	5494	5598	5703	5808	5904	6000	6096	6192	6275	6358	6441	6440
11.0	6854	5886	5993	6099	6205	6312	6399	6486	6574	6661	6725	6789	6850	6847
11.5	7078	6361	6456	6551	6646	6741	6800	6860	6920	6980	7012	7045	7076	7074
12.0	7160	6756	6820	6885	6949	7013	7040	7067	7094	7121	7134	7147	7159	7158
12.5	7195	7008	7038	7068	7098	7129	7140	7152	7164	7176	7182	7188	7194	7194
13.0	7200	7119	7133	7148	7162	7177	7182	7187	7193	7198	7199	7199	7200	7200
13.5	7200	7166	7173	7179	7186	7192	7194	7196	7198	7199	7200	7200	7200	7200
14.0	7200	7188	7191	7194	7196	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
14.5	7200	7197	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.0	7200	7199	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.5	7194	7179	7180	7182	7183	7185	7186	7187	7189	7190	7191	7192	7195	7196
18.0	7124	7064	7069	7074	7078	7083	7089	7094	7100	7106	7112	7118	7130	7136
18.5	6959	6887	6892	6897	6903	6908	6915	6922	6929	6935	6943	6951	6967	6976
19.0	6789	6719	6724	6730	6735	6740	6747	6754	6760	6767	6774	6782	6797	6806
19.5	6630	6561	6567	6572	6578	6584	6589	6595	6601	6607	6615	6622	6637	6645
20.0	6472	6384	6392	6399	6407	6414	6422	6431	6439	6448	6456	6464	6481	6490
20.5	6262	6129	6140	6151	6163	6174	6187	6200	6212	6225	6238	6250	6275	6287
21.0	5946	5762	5777	5793	5809	5825	5842	5859	5876	5893	5911	5928	5964	5983
21.5	5538	5328	5345	5362	5379	5396	5416	5435	5454	5474	5495	5516	5558	5579
22.0	5069	4864	4880	4897	4913	4930	4950	4971	4991	5011	5031	5050	5090	5110
22.5	4597	4402	4419	4436	4453	4471	4487	4504	4521	4538	4558	4577	4614	4631
23.0	4121	3930	3947	3963	3979	3996	4013	4030	4047	4064	4083	4102	4136	4150
23.5	3636	3468	3484	3500	3515	3531	3545	3559	3572	3586	3603	3619	3651	3666
24.0	3169	3020	3034	3048	3062	3076	3089	3102	3115	3127	3141	3155	3184	3199
24.5	2718	2589	2602	2615	2627	2640	2653	2665	2678	2690	2699	2709	2734	2750
25.0	2328	2223	2232	2242	2252	2262	2271	2280	2289	2298	2308	2318	2335	2343

Original instruction: T05 0127-1584 VER 04

T05 0127-1584 Ver 04 - Approved- Exported from DMS: 2024-11-08 by JOKAC

Classification: Restricted

Vestas Wind Systems A/S · Hedeager 42 · 8200 Århus N · Denmark · www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE



A2 Rundumblicke von den untersuchten Positionen

Standort: Lammerskopf

Reihenfolge: N-O-S-W





Standort: Kirchheimer Mühle

Reihenfolge: N-O-S-W





A3 Detaillierte Angaben zu den Windmessungen entsprechend [1]

A3.1 Parameter

Lammerskopf

Messsystem	
Bezeichnung im Projekt	Lammerskopf
Art	Sodar
Typ	AQ510
Hersteller	AQSystem
Identifikation	AJ04
Seriennummer	AQ510-095
Energieversorgung	Solarpanels, Dieselgenerator, Pufferbatterie; nach Ausfall des Generators separate Energieversorgungseinheit mit gleicher Ausstattung
Anfangs- und Enddaten	
Aufbau	23. August 2024
Messbeginn	23. August 2024 10:40 UTC
Messende	24. Januar 2025 7:30 UTC
Abbau	24. Januar 2025
verfügbare Datenreihe	von Messbeginn bis Messende
von <i>aj</i> ausgewertete Datenreihe	24. August 2024 0:00 bis 21. Dezember 2024 23:50
Datenlücken	31. Oktober 2024 22:10 bis 23.11.2024 0:00 25. November 2024 0:00 bis 30. November 2024 0:00
durchführende Personen und Firmen, Berichte	
Aufbau	Name: Thomas Winckler Firma: <i>aj</i> Bericht: keiner Akkreditierung nach IEC 17025: ja
kontinuierliche Messüberwachung	Firma: <i>aj</i> Zeitintervall: werktäglich Akkreditierung nach IEC 17025: ja
Abbau	Name: Elias Krause Firma: <i>aj</i> Bericht: keiner Akkreditierung nach IEC 17025: ja
Messbericht	keiner
Klassifizierung	
Klassifizierung	[54]

Sensoren und Parameter	
Messhöhen	40 m bis 300 m über Grund in Intervallen von je 5 m
Vertikale Strahlausrichtung	15°
Aufweitungswinkel	12°
Schallfrequenz bzw. Wellenlänge	3144 Hz
Schallleistung	250 W (14.11.2024 bis 18.11.2024 100 W zur Stabilisierung der Energieversorgung)
Ausrichtung	gemessen: 105° (magnetisch) mit Kompass programmiert: 105°
Strahlrichtungen	126°, 246°, 6° bezogen auf magnetisch Nord
magnetische Deklination	3,5°
in programmiertem Richtungsoffset enthalten?	nein
Horizontale Ausrichtung	Aufbau und Abbau: mit Wasserwaage geprüft und ok (Die Wasserwaage hatte keine numerische Angabe. Die Abweichung von der Horizontalen wurde auf geringer als 1 Grad abgeschätzt.) Betrieb: Prüfung der Anzeige des internen Neigungssensors
Temperatur- und Feuchte-sensor	2,3 m über Grund, außen am Anhängergehäuse
Luftdrucksensor	keiner
Software und Datenerfassung	
Version der Datenaufzeichnungssoftware	unbekannt
Filterparameter der Datenaufzeichnungssoftware	keine
Version der Auswertungssoftware des Messgerätes	XA01 3.51 (Compile Date 20200911.11)
Filterparameter der Auswertungssoftware des Messgerätes	Betriebsgeheimnis des Geräteherstellers
Software für Geländekorrek- tur aktiv	nicht vorhanden
Version der Software für Ge- ländekorrek- tur	-
Validierung dieser Software	-
Messtakt	0,13 Hz
Mittelungszeitraum	10 min
Bezug des Zeitstempels	Der Zeitstempel der Daten ist jeweils das Ende des 10-Minuten-Intervalls
Zeitbasis	UTC

Datenübertragung und -übergabe	
Art der Übertragung vom Messort	automatische Sendung per Internet
Verschlüsselung	nein
Speicherung nach Übertragung vom Messort	Server AQSystem
Übertragung zur Prüfung	Herunterladen über website der AQSystem
Übergabe für das vorliegende Gutachten	im Haus vorhanden
angewandte Normen und Richtlinien	
Die Messung wurde auf Basis der TR 6 Rev. 12 und der IEC-Norm [53] durchgeführt. Es bestehen keine Abweichungen zu den genannten Richtlinien bis auf Abweichungen von der IEC-Norm, die von der TR 6 zugelassen sind.	

Kirchheimer Mühle

Messsystem	
Bezeichnung im Projekt	Kirchheimer Mühle
Art	Sodar
Typ	AQ510
Hersteller	AQSystem
Identifikation	AJ15
Seriennummer	AQ510-222
Energieversorgung	Solarpanels, Dieselgenerator, Pufferbatterie
Anfangs- und Enddaten	
Aufbau	21. August 2024
Messbeginn	21. August 2024 10:00 UTC
Messende	noch in Betrieb
Abbau	noch in Betrieb
verfügbare Datenreihe	von Messbeginn bis 3. Februar 2025
von <i>aj</i> ausgewertete Datenreihe	24. August 2024 0:00 bis 21. Dezember 2024 23:50
Datenlücken	31. Oktober 2024 22:10 bis 23.11.2024 0:00 25. November 2024 0:00 bis 30. November 2024 0:00
durchführende Personen und Firmen, Berichte	
Aufbau	Name: Thomas Winckler Firma: <i>aj</i> Bericht: keiner Akkreditierung nach IEC 17025: ja
kontinuierliche Messüberwachung	Firma: <i>aj</i> Zeitintervall: werktäglich Akkreditierung nach IEC 17025: ja
Abbau	-
Messbericht	keiner
Klassifizierung	
Klassifizierung	[54]

Sensoren und Parameter	
Messhöhen	40 m bis 300 m über Grund in Intervallen von je 5 m
Vertikale Strahlausrichtung	15°
Aufweitungswinkel	12°
Schallfrequenz bzw. Wellenlänge	3144 Hz
Schallleistung	250 W (16.10.2024 bis 22.10.2024 variabel zur Schonung der Batterie)
Ausrichtung	gemessen: 99° (magnetisch) mit Kompass programmiert: 85° (zur Kompensation des Offsetfehlers laut Kalibrierung)
Strahlrichtungen	106°, 226°, 346° bezogen auf magnetisch Nord
magnetische Deklination	3,5°
in programmiertem Richtungsoffset enthalten?	nein
Horizontale Ausrichtung	Aufbau und Abbau: mit Wasserwaage geprüft und ok (Die Wasserwaage hatte keine numerische Angabe. Die Abweichung von der Horizontalen wurde auf geringer als 1 Grad abgeschätzt.) Betrieb: Prüfung der Anzeige des internen Neigungssensors
Temperatur- und Feuchte-sensor	2,3 m über Grund, außen am Anhängergehäuse
Luftdrucksensor	1,7 m über Grund im Anhänger
Software und Datenerfassung	
Version der Datenaufzeichnungssoftware	unbekannt
Filterparameter der Datenaufzeichnungssoftware	keine
Version der Auswertungssoftware des Messgerätes	XA01 3.52 (Compile Date 20210806.12)
Filterparameter der Auswertungssoftware des Messgerätes	Betriebsgeheimnis des Geräteherstellers
Software für Geländekorrek-tur aktiv	nicht vorhanden
Version der Software für Geländekorrek-tur	-
Validierung dieser Software	-
Messtakt	0,13 Hz
Mittelungszeitraum	10 min
Bezug des Zeitstempels	Der Zeitstempel der Daten ist jeweils das Ende des 10-Minuten-Intervalls
Zeitbasis	UTC

Datenübertragung und -übergabe	
Art der Übertragung vom Messort	automatische Sendung per Internet
Verschlüsselung	nein
Speicherung nach Übertragung vom Messort	Server AQSystem
Übertragung zur Prüfung	Herunterladen über #spezielle Zugangssoftware über website der AQSystem
Übergabe für das vorliegende Gutachten	im Haus vorhanden
angewandte Normen und Richtlinien	
Die Messung wurde auf Basis der TR 6 Rev. 12 und der IEC-Norm [53] durchgeführt. Es bestehen keine Abweichungen zu den genannten Richtlinien bis auf Abweichungen von der IEC-Norm, die von der TR 6 zugelassen sind.	

A3.2 Logbücher

Lammerskopf

Datum, ggf. Uhrzeit	Vorgang, Beobachtung	Erläuterung, Kommentar
23.08.2024	Aufbau	
30.10.2024	Generator springt nicht mehr an	
31.10.2024 22:00	Ausfall der Windmessung	
06.11.2024	Prüfung vor Ort: Generatorhalterung gebrochen	
12.11.2024	AJ-E01 als Energieversorger installiert	Messung läuft wieder
14.11.2024	Energieversorgung reicht nicht aus, wenn diese über einen Bypass verbunden wird. Die Leistung wurde daher auf 100 W reduziert.	
18.11.2024	Energieversorgung direkt an die Batterie angeschlossen. Leistung wieder auf 250 W gestellt.	
13.11-29.11.2024	Durchführung von Bodenschutzkalkungen per Hubschrauber. Da die Beladung direkt neben dem Sodar stattfand, können die Messdaten während der Flugzeiten nicht verwendet werden. Sollte die Möglichkeit bestehen, die Flugzeiten genauer in Erfahrung zu bringen, kann der verwendbare Zeitraum genauer eingegrenzt werden.	
24.01.2025	Abbau	

Kirchheimer Mühle

Datum, ggf. Uhrzeit	Vorgang, Beobachtung	Erläuterung, Kommentar
21.08.2024	Aufbau	
16.10.2024	Starterbatterie wird nicht geladen. Lautstärke auf variable Leistung gesetzt	
22.10.2024	Starterbatterie wurde getauscht. Lautstärke auf 250W gesetzt.	
21.11.2024	Das Gerät wurde betankt.	
04.12.2024	Wartung, getankt und Schlösser ausgetauscht	

A3.3 Auszüge aus Kalibrierberichten

Gerät AJ04, aus [55]



1 Summary

aj (anemos-jacob GmbH) undertook a verification test of a Sodar instrument of the type AQ510 WindFinder, named AJ04, at a site called Stetteldorf in Austria. The Sodar data were compared against data recorded on a mast equipped with, among others, several cup anemometers. The cup anemometers at seven heights were used for the comparison. The measurement set-up, the analysis and the results of this work are documented in the present report.

The calibration analysed here lasted for about three weeks from December 2023 to January 2024.

The data were analysed according to the recommendations of the standard IEC 61400-50-2 ed. 1 [4]. However, based on general investigations performed by *aj* [5, 6], the results for each height are derived from the ratio of the wind speed averages across the concurrent data over the wind speed range 3.75 m/s to 12.25 m/s, with the following results:

height (m)	deviation (%)
145	0.4
140	0.5
120	0.0
100	0.2
80	0.7
60	0.7
40	-1.2

Table 1: Deviations of the Sodar wind speed from the cup anemometers determined from the present test for each test height

Considering the accuracy that can be achieved with such tests and that the result for 40 m height is influenced by internal disturbances of the instrument, the deviations for all heights are well consistent and do not suggest that they change systematically with height. **A common correction of -0.5 % can be used for all heights of the instrument for preliminary applications** based on this single test.

It is common practice to repeat such calibrations regularly. Thus, an ever increasing amount of test data becomes available for each instrument. The recommended calibra-

1 Summary

aj (*anemos-jacob GmbH*) undertook a verification test of a Sodar instrument of the type AQ510 WindFinder, named AJ04, at a site called Stetteldorf in Austria. The Sodar data were compared against data recorded on a mast equipped with, among others, several cup anemometers. The cup anemometers at seven heights were used for the comparison. The measurement set-up, the analysis and the results of this work are documented in the present report.

The calibration analysed here lasted for about six weeks from July 2024 to August 2024.

The data were analysed according to the recommendations of the standard IEC 61400-50-2 ed. 1 [4]. However, based on general investigations performed by *aj* [5, 6], the results for each height are derived from the ratio of the wind speed averages across the concurrent data over the wind speed range 3.75 m/s to 12.25 m/s, with the following results:

height (m)	deviation (%)
145	-3.2
140	-2.7
120	-3.1
100	-3.7
80	-4.0
60	-4.5
40	-6.8

Table 1: Deviations of the Sodar wind speed from the cup anemometers determined from the present test for each test height

Considering the accuracy that can be achieved with such tests and that the result for 40 m height is influenced by internal disturbances of the instrument, the deviations for all heights are well consistent and do not suggest that they change systematically with height. **A common correction of +3 % can be used for all heights of the instrument for preliminary applications** based on this single test.

It is common practice to repeat such calibrations regularly. Thus, an ever increasing amount of test data becomes available for each instrument. The recommended calibra-

1 Summary

aj (*anemos-jacob GmbH*) undertook a verification test of a Sodar instrument of the type AQ510 WindFinder, named AJ15, at a site called Stetteldorf in Austria. The Sodar data were compared against data recorded on a mast equipped with, among others, several cup anemometers. The cup anemometers at seven heights were used for the comparison. The measurement set-up, the analysis and the results of this work are documented in the present report.

The calibration analysed here lasted for about six weeks from June to July 2024 but with two longer interruptions.

The data were analysed according to the recommendations of the standard IEC 61400-50-2 ed. 1 [4]. However, based on general investigations performed by *aj* [5, 6], the results for each height are derived from the ratio of the wind speed averages across the concurrent data over the wind speed range 3.75 m/s to 12.25 m/s, with the following results:

height (m)	deviation (%)
145	-3.2
140	-3.2
120	-3.5
100	-3.8
80	-3.5
60	-4.0
40	-5.0

Table 1: Deviations of the Sodar wind speed from the cup anemometers determined from the present test for each test height

Considering the accuracy that can be achieved with such tests and that the result for 40 m height is influenced by internal disturbances of the instrument, the deviations for all heights are well consistent and do not suggest that they change systematically with height. **A common correction of +3.5 % can be used for all heights of the instrument for preliminary applications** based on this single test.

It is common practice to repeat such calibrations regularly. Thus, an ever increasing amount of test data becomes available for each instrument. The recommended calibra-

A3 Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit

Anzahl Ereignisse
pro Windgeschwindigkeitsintervall von 1 m/s und Windrichtungssektor von 30 Grad

*Lammerskopf Messposition - 175 m über Grund, verwendeter Messzeitraum,
mit Kalibrier- und Windrichtungskorrekturen*

Wind- klasse	Windrichtungssektor in Grad												gesamt
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
0	3	6	7	13	9	20	17	10	13	14	12	6	130
1	38	51	54	69	86	83	71	85	87	55	24	37	740
2	51	85	107	122	86	98	74	133	137	105	42	18	1058
3	21	68	113	130	131	78	99	122	149	105	52	32	1100
4	31	34	105	134	129	67	52	92	149	113	68	77	1051
5	32	45	108	223	144	58	87	93	156	102	54	78	1180
6	63	62	98	179	139	34	63	102	156	88	54	68	1106
7	59	112	76	144	167	41	78	121	150	87	58	51	1144
8	45	127	91	113	130	53	45	185	143	98	44	41	1115
9	31	125	90	171	80	31	59	198	154	53	10	29	1031
10	27	85	81	115	47	22	35	213	131	29	3	41	829
11	20	40	60	59	13	9	26	275	159	41	1	30	733
12	4	38	63	40	4	14	23	214	97	22	0	4	523
13	0	20	65	21	0	8	10	184	98	19	1	1	427
14	0	4	17	2	0	1	2	116	97	14	1	0	254
15	0	1	5	0	0	0	0	101	47	17	1	0	172
16	0	0	0	0	0	0	1	62	32	14	0	0	109
17	0	0	0	0	0	0	0	44	9	5	0	0	58
18	0	0	0	0	0	0	0	36	4	3	0	0	43
19	0	0	0	0	0	0	0	15	1	1	0	0	17
20	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	3
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
													12823
prozentuale Häufigkeit:													
	3,3	7,0	8,9	12,0	9,1	4,8	5,8	18,7	15,4	7,7	3,3	4,0	

Die Windklasse 0 reicht von 0 m/s bis 0,5 m/s, die Windklasse 1 von 0,5 m/s bis 1,5 m/s usw.

Lammerskopf Messposition - 175 m über Grund, langfristextrapoliert mit ERA5

Wind- klasse	Windrichtungssektor in Grad												gesamt
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
0	117	106	144	337	209	409	246	167	270	395	290	147	2837
1	1416	1440	1409	1641	1804	1595	1510	1929	2188	1473	737	1364	18506
2	1860	2364	2326	2466	1778	2079	1723	3103	3469	3313	1847	800	27128
3	751	1861	2360	2424	2534	1457	2381	2881	4255	3260	2145	1248	27557
4	1225	1039	2572	2390	2300	1206	1177	2253	4533	3967	2487	2557	27706
5	1156	1149	2628	4098	2626	1043	1968	2397	5104	3752	1928	2365	30216
6	2129	1050	2423	3397	2434	562	1212	2461	4714	3410	1842	1762	27397
7	1747	1942	1764	2887	2612	648	1261	2631	4472	3225	1946	959	26093
8	995	1687	1718	2587	1686	918	714	3521	3899	3078	1551	786	23139
9	514	1526	1683	3574	1242	518	750	3555	3900	1715	334	523	19834
10	368	662	1349	2071	879	286	387	3011	3160	885	101	693	13852
11	247	288	868	1037	294	118	243	4287	3425	1397	39	489	12732
12	89	238	738	676	86	177	206	3242	2209	845	0	96	8602
13	10	145	741	367	3	103	92	3131	2477	771	39	20	7900
14	0	30	212	35	0	13	16	2137	3273	498	116	1	6330
15	3	14	63	0	0	9	0	1444	1733	592	116	1	3975
16	0	0	2	0	0	3	10	932	1466	541	0	0	2955
17	0	0	1	0	0	0	0	631	197	152	0	0	980
18	0	0	0	0	0	0	0	630	156	86	0	0	872
19	0	0	0	0	0	0	0	301	102	39	0	0	442
20	0	0	0	0	0	0	0	97	5	32	0	0	134
21	0	0	0	0	0	0	0	1	2	6	0	0	9
22	0	0	0	0	0	0	0	49	1	3	0	0	54
23	0	0	0	0	0	0	0	6	1	1	0	0	9
24	0	0	0	0	0	0	0	5	1	1	0	0	7
>24	0	0	0	0	0	0	0	6	0	1	0	0	7
													289272
prozentuale Häufigkeit:													
	4,4	5,4	8,0	10,4	7,1	3,9	4,8	15,5	19,0	11,6	5,4	4,8	

Die Windklasse 0 reicht von 0 m/s bis 0,5 m/s, die Windklasse 1 von 0,5 m/s bis 1,5 m/s usw.

**Kirchheimer Mühle Messposition - 175 m über Grund, verwendeter Messzeitraum,
mit Kalibrier- und Windrichtungskorrekturen**

Wind- klasse	Windrichtungssektor in Grad												gesamt
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
0	9	9	9	13	10	12	7	11	2	8	7	11	108
1	139	93	73	83	90	103	76	62	60	48	56	110	993
2	187	89	86	177	141	135	127	97	70	63	63	102	1337
3	227	102	95	260	209	178	222	163	106	35	36	62	1695
4	204	89	85	199	230	157	263	222	93	39	19	52	1652
5	190	83	58	131	196	118	238	320	181	53	28	60	1656
6	192	58	58	81	175	84	153	281	217	57	35	64	1455
7	121	45	53	49	104	53	85	254	263	60	30	34	1151
8	44	25	42	54	98	47	53	168	256	44	23	16	870
9	14	14	22	45	72	42	24	109	172	30	12	3	559
10	2	1	16	42	62	22	11	64	102	28	12	0	362
11	2	0	3	35	54	18	6	46	47	13	12	1	237
12	1	0	0	29	23	14	0	27	29	19	7	0	149
13	1	0	0	15	14	20	0	11	8	26	3	0	98
14	0	0	0	9	11	5	0	0	2	12	3	0	42
15	0	0	0	22	10	4	0	1	3	4	3	0	47
16	0	0	0	20	11	3	0	0	4	0	0	0	38
17	0	0	0	5	26	0	0	0	0	1	1	0	33
18	0	0	0	6	6	0	0	0	1	0	0	0	13
19	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	4
20	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
													12500
prozentuale Häufigkeit:													
	10,7	4,9	4,8	10,2	12,3	8,1	10,1	14,7	12,9	4,3	2,8	4,1	

Die Windklasse 0 reicht von 0 m/s bis 0,5 m/s, die Windklasse 1 von 0,5 m/s bis 1,5 m/s usw.

Kirchheimer Mühle Messposition - 175 m über Grund, langfristextrapoliert mit ERA5

Wind- klasse	Windrichtungssektor in Grad												gesamt
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
0	255	292	254	265	250	360	146	245	67	299	166	319	2918
1	3940	2344	1648	1745	1915	2893	1951	1876	1737	1598	1783	3543	26975
2	5190	2324	1893	3752	3046	3359	3287	2806	2126	2001	2170	3214	35169
3	5901	2770	2203	5663	4277	4047	6144	4610	3093	1274	1240	2081	43304
4	4786	1980	1690	4176	4945	3598	5398	5451	2820	1456	668	1720	38686
5	4409	1562	1088	2570	3488	2251	4359	6958	5500	1919	1252	1970	37326
6	4066	841	983	1486	3050	1476	2318	4637	6137	2076	1345	2080	30494
7	2600	523	601	946	1682	784	1073	3867	6850	1997	993	1176	23092
8	952	296	485	1009	1491	657	564	2313	6244	1400	696	436	16545
9	329	128	230	871	1148	597	242	1624	4180	973	420	82	10822
10	55	18	166	701	988	308	127	912	2824	1087	436	0	7622
11	34	0	36	646	837	247	74	935	1438	481	488	16	5233
12	44	0	0	591	358	167	8	506	1244	619	294	0	3829
13	16	0	0	315	258	158	0	220	342	1235	128	0	2673
14	0	0	0	165	233	35	0	17	93	488	78	0	1108
15	0	0	0	388	129	32	0	23	276	228	48	0	1124
16	0	0	0	355	230	46	0	6	430	0	2	0	1069
17	0	0	0	84	509	0	0	1	68	7	38	0	706
18	0	0	0	105	117	0	0	0	212	0	0	0	434
19	0	0	0	76	20	0	0	0	6	0	0	0	102
20	0	0	0	25	0	0	0	0	4	4	0	0	33
21	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
													289272
prozentuale Häufigkeit:													
	11,3	4,5	3,9	9,0	10,0	7,3	8,9	12,8	15,8	6,6	4,2	5,8	

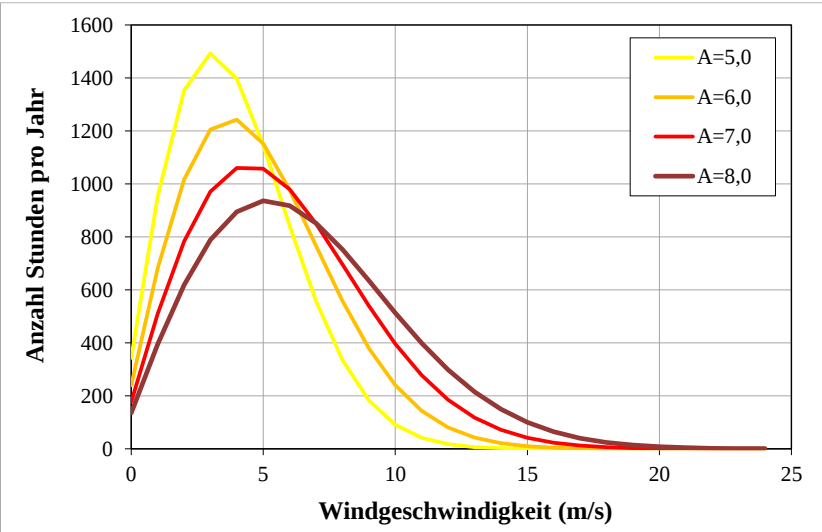
Die Windklasse 0 reicht von 0 m/s bis 0,5 m/s, die Windklasse 1 von 0,5 m/s bis 1,5 m/s usw.

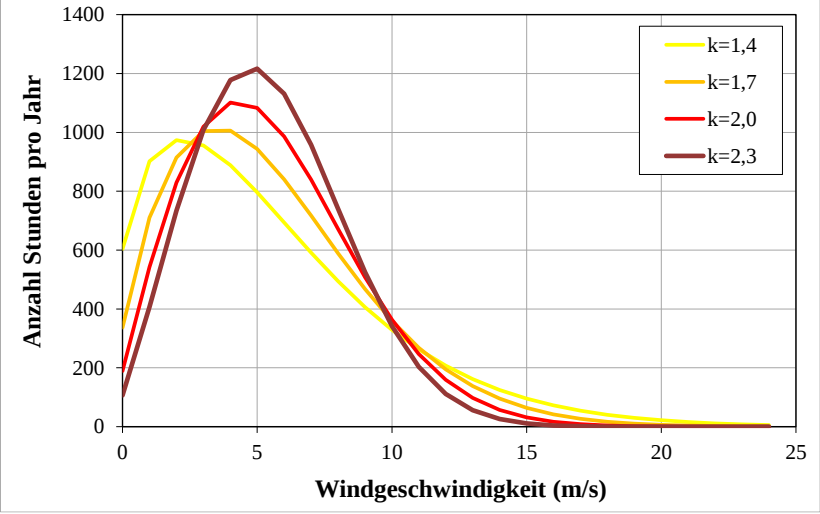
B Allgemeiner Anhang

B1 Erläuterung von Fachbegriffen

Begriff	Erläuterung
Abschattungsverlust	Verringerung des gelieferten Energieertrags durch gegenseitige aerodynamische Beeinflussung von Windkraftanlagen in einem Windpark; Unterschied zwischen freiem Ertrag und Parkertrag; auch Parkverlust genannt
Erwartungswert	siehe Überschreitungswahrscheinlichkeit
Höhenexponent	Das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit wird in der Windenergie häufig über einen Exponentialansatz angenähert: $\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha$ Dabei sind v_1 und v_2 die Windgeschwindigkeiten in den Höhen h_1 und h_2, α wird Höhenexponent genannt. Der Höhenexponent α steht für die Stärke der Steigerung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund in dem entsprechenden Höhenbereich und kann als charakteristische Größe bei der Beschreibung des Windfeldes an einem Standort angesehen werden.
Höhenprofil	Veränderung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund
Leistungskennlinie, Leistungskurve	Allgemein mittlerer Verlauf der elektrischen Abgabeleistung einer Windkraftanlage abhängig von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bezogen auf 10-Minuten-Mittelwerte und auf eine gegebene, konstante Luftdichte in Nabenhöhe. In der Regel bezieht sich der Begriff jedoch nicht auf individuelle, reale Leistungskennlinien, sondern auf eine bestimmte, für den jeweiligen Anlagentyp vom Anlagenhersteller berechnete oder exemplarisch gemessene Leistungskennlinie, die für die Berechnungen im Gutachten verwendet wird.
Nennleistung	Grundsätzlich höchste mittlere Leistung der Windkraftanlage entsprechend der theoretisch ermittelten Leistungskennlinie; in manchen Fällen wird dieser Wert jedoch vom Anlagenhersteller abweichend festgelegt.
Parkverlust	identisch mit Abschattungsverlust
Parkwirkungsgrad	Quotient aus Parkertrag und freiem Ertrag in Prozent (100 % abzüglich Parkverlust)
Rauigkeit	Allgemein Oberflächenrauigkeit der Standortumgebung, d.h. Größe und Verteilung der Rauigkeitselemente Bewuchs, Bebauung und Bodenoberfläche. Durch die Rauigkeitselemente wird die Windge-

Begriff	Erläuterung
	schwindigkeit verringert.
Schubbeiwert	Der Rotorschub ist die Kraft, die horizontal von der Luftströmung auf die Nabe der Windkraftanlage bzw. umgekehrt von der Anlage auf die Strömung ausgeübt wird. Normiert mit der Axialkraft des Windes werden daraus die Schubbeiwerte (c_t) berechnet. Diese werden vom Anlagenhersteller abhängig von der Windgeschwindigkeit angegeben.
Standardunsicherheit	Kenngröße zur Beschreibung der Unsicherheit eines Wertes, Standardabweichung der Häufigkeitsverteilung der Wahrscheinlichkeit der Abweichungen von dem wahrscheinlichsten Wert (Erwartungswert). In Wind- und Ertragsgutachten wird üblicherweise angenommen, dass diese Häufigkeitsverteilung eine Gaußverteilung ist.
Orografie	Form der Erdoberfläche im Gelände (Hügel, Senken, ...)
Topografie	Erdoberfläche unter Einbezug aller Elemente (Form der Erdoberfläche, Gewässer, Bewuchs, Bebauung, ...)
Turbulenz	Unter Turbulenz wird die stochastische Abweichung einer Strömung von der Gleichförmigkeit verstanden. Diese Abweichungen sind Veränderungen der Geschwindigkeit und der Richtung.
Turbulenzintensität	Die Turbulenzintensität ist wie folgt definiert: $I = \frac{\sigma_v}{v}$ Dabei ist: I Turbulenzintensität σ_v Standardabweichung der Windgeschwindigkeit v Mittelwert der Windgeschwindigkeit Im Bereich der Windenergie werden hierzu in der Regel Zeiteinheiten von 10 Minuten betrachtet. Die Turbulenzintensität charakterisiert das Ausmaß der Schwankungen der Windgeschwindigkeit.
Überschreitungs-wahrscheinlichkeit	Wird ein bestimmter Langfristertrag einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von z. B. 90 % zugeordnet, bedeutet das, dass im langfristigen Mittel dieser Jahresenergieertrag mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % überschritten und dementsprechend mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 % unterschritten wird. Dieser Ertrag wird dann mit p_{90} bezeichnet. Der Langfristertrag, für den angenommen wird, dass die Wahrscheinlichkeit des Über- und Unterschreitens gleich groß ist, wird mit „Erwartungswert“ bzw. p_{50} bezeichnet.
Weibullfunktion	Die aus Messungen, z. B. an einer Wetterstation, oder Modellrech-

Begriff	Erläuterung
	nungen gewonnene Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit liegt in der Regel in Stufen von 0,5 m/s oder 1,0 m/s vor. Um ihre rechnerische Übertragung auf unterschiedliche Standorte oder Höhen über Grund zu erleichtern, oder um sie auf einfache Weise charakterisieren zu können, ist eine Näherung mittels einer kontinuierlichen, analytischen Funktion anstelle der diskreten (gestuften) Häufigkeitsverteilung hilfreich. In der Windenergie ist hierfür vor allem die so genannte Weibullfunktion gebräuchlich. Sie verwendet zwei Parameter (Weibullparameter): den <i>Skalierungsfaktor</i> (im Allgemeinen mit A bezeichnet) und den <i>Formparameter</i> (k): $f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{(k-1)} * e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k}$ Hier steht v für die Windgeschwindigkeit. Die mittlere Windgeschwindigkeit einer Weibullverteilung v_m errechnet sich dann über $v_m = A * \left(0,568 + \frac{0,434}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$ Der <i>Skalierungsfaktor</i> A beschreibt vor allem die mittlere Windstärke, siehe folgende Abbildung.  Abb. B1: Weibullverteilung mit konstantem Formparameter (k=2) und variierendem Skalierungsfaktor Der <i>Formparameter</i> k beeinflusst vor allem die Breite der Kurve.

Begriff	Erläuterung
	 Abb. B2: Weibullverteilungen mit gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit (6 m/s) und variierendem Formparameter Je höher k ist, desto höher wird das Maximum und desto steiler der Kurvenverlauf. Oft bedeutet ein höherer Formparameter bei gleichbleibender mittlerer Windgeschwindigkeit einen niedrigeren Energieertrag. Meistens können reale Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit mit der Weibullfunktion nicht perfekt angenähert werden, was zwangsläufig Ungenauigkeiten in der Berechnung der Energieerträge zur Folge hat. Plausibilitätsprüfungen von Berechnungen, die auf Weibullnäherungen basieren, sind auf jeden Fall zu empfehlen.

B2 Hintergründe, Methoden und Unsicherheiten

Im Folgenden werden vertiefte Erläuterungen zur Methodik, fachlichen Zusammenhängen und den verwendeten Modellen gegeben sowie die Sichtweisen und Vorgehensweisen von *aj* in diesen Bereichen dargestellt. Die mit den einzelnen Aspekten verbundenen Unsicherheiten sind im jeweiligen Zusammenhang erläutert.

Nicht alle Abschnitte der folgenden Erläuterungen müssen für das vorliegende Gutachten relevant sein.

B2.1 Windmessungen

Falls ein Messbericht vorliegt, der eine Unsicherheitsbetrachtung enthält, übernimmt *aj* in der Regel die entsprechenden Werte für das Wind- und Ertragsgutachten.

aj hält die Unsicherheitskomponente der Datenintegrität für üblicherweise irrelevant bzw. wenig sinnvoll. Wenn die Daten nicht am angegebenen Ort aufgezeichnet worden sind oder verfälscht wurden, können sie schlichtweg nicht verwendet werden. Falls hierüber Zweifel bestehen, können diese nicht durch Unsicherheiten behoben bzw. sinnvoll berücksichtigt werden, sondern im Zweifelsfall kann kein Gutachten erstellt werden. Generell prüft *aj* bei der Analyse der Messdaten die Plausibilität des angegebenen Orts und Zeitraums, und falls möglich auch die des gemessenen Windniveaus. Zudem entbehren die diesbezüglichen quantitativen Vorgaben der TR 6 jeglicher technischer, wissenschaftlicher oder sonstiger empirischer Grundlage. Deshalb setzt *aj* die Unsicherheitskomponente der Datenintegrität bei Windmessungen grundsätzlich auf 0 %.

Wenn eine Windmessung durch Windkraftanlagen in der Umgebung beeinflusst ist, kann die dadurch verursachte Verringerung der mittleren Windgeschwindigkeit an der Messposition mit WindFarmer berechnet werden, siehe dazu auch Kapitel B2.4.2.2. *aj* korrigiert diesen Einfluss entsprechend bei den Windfeldberechnungen. Es ist anzunehmen, dass diese Verringerung *im Höhenbereich des Rotors der abschattenden Anlagen* bei bekannter Turbulenz (die in der Modellierung dafür in den entscheidenden Richtungen ggf. angepasst werden muss) realistisch berechnet werden kann. Hierfür setzt *aj* eine Unsicherheit von 10 % der Geschwindigkeitsverringerung an. *Im darüber und darunter liegenden Höhenbereich* sind die Vorgänge jedoch komplexer und die entsprechenden Berechnungen unsicher, weshalb die Unsicherheit mit 50 % der Verringerung angesetzt wird.

B2.1.1 Mast-basierte Windmessung

Die Unsicherheiten von Windmessungen wurden in der Vergangenheit ausgiebig diskutiert. Eine umfassende Darstellung wird in [18] gegeben. In [50] und [51] werden verschiedene Festlegungen getroffen. Hier sollen nur noch einzelne Gedanken hinzugefügt werden.

Wenn Empfehlungen wie in [18] und der Stand der Erkenntnisse befolgt bzw. beachtet werden und bei jedem Schritt größte Sorgfalt herrscht, sind sehr zuverlässige Windmessungen möglich. Dies bedingt jedoch auch, dass die Messung nicht durch Störungen beeinflusst und in ausreichender Höhe über Grund entsprechend dem Charakter der Umgebung und der vorliegenden Aufgabenstellung durchgeführt wird. Der größte Einfluss auf die Unsicherheit von Windmessungen stammt nach Erfahrung der *aj* nicht zu selten von Fehlern im Messaufbau und in der Behandlung der Daten wie z. B. Verdrahtungs- oder Programmierfehlern. Diese Einflüsse können in der Regel nicht quantifiziert werden, wenn sie nicht erkannt werden.

Durch die Umströmung der Mastspitze entsteht oft ein Bereich beschleunigter Strömung. Nicht selten hat *aj* durch entsprechende Analysen der Messdaten ermittelt, dass dadurch das oberste Anemometer zu hohe Windgeschwindigkeiten anzeigt. Der in der IEC-Richtlinie [19] angegebene, vertikale Mindestabstand des obersten Anemometers von der Mastoberkante entsprechend des fünffachen Mastdurchmessers reicht offensichtlich in manchen Fällen nicht aus, um diesen Effekt zu vermeiden. Tatsächlich beruhte er auf einem editorischen Fehler. In [41] wurde dies korrigiert, was in [51] übernommen wurde. Allerdings erfüllen zumeist nur neuere Windmessungen die Anforderungen aus [41] bzw. [51]. In jedem Fall analysiert *aj* die Messdaten, um systematische Verzerrungen der Daten zu erkennen und zu quantifizieren. Diese hängen erfahrungsgemäß stark von der Umgebungsturbulenz ab. Wenn sie relevant sind, führt *aj* entsprechende Korrekturen durch.

Die in [51] vorgegebene Unsicherheit für die Montage am Mast ist für die meisten Fälle zu hoch und berücksichtigt beispielsweise nicht den Einfluss der Windrichtungsverteilung, der Turbulenz oder der genauen Geometrie. In Ermangelung einer praktikablen und verteidigbaren Alternative verwendet *aj* die Vorgaben aus [51]. Wenn die Anforderungen aus [51] für den Abstand des obersten Anemometers vom Mast nicht eingehalten werden, setzt *aj* für die Montageunsicherheit in Anlehnung an [51] eine Standardunsicherheit von mindestens 1 % der Windgeschwindigkeit an.

aj hat früher häufig bei Standortbesichtigungen größere Abweichungen der tatsächlichen Windrichtung von den Messwerten vorgefunden. In den letzten Jahren hat der An-

teil solcher Fälle und ggf. der Betrag nachgelassen. Dennoch wird dieser Aspekt in jedem Projekt soweit wie möglich auf folgende Weisen geprüft:

1. Die Auslegerrichtungen und die Richtungen, in denen die Windgeschwindigkeitsmessungen durch Blitzschutzstäbe beeinflusst sind, werden vor Ort mit einem Kompass bestimmt und mit den Angaben in der Messdokumentation verglichen.
2. Es wird geprüft, ob die Windrichtungen, in denen die Störungen durch den Mast bzw. andere Objekte in den Daten erkennbar sind, den anhand der Messdokumentation oder vor Ort gemessenen Richtungen entsprechen.
3. Es wird geprüft, ob die aus den Messdaten ermittelte, richtungsabhängige Charakteristik des Windfeldes mit den erwarteten Einflüssen der Standortumgebung konsistent ist.
4. Die gemessenen Windrichtungsdaten werden mit denen von Wetterstationen der Region oder Reanalysedaten verglichen. Abweichungen können jedoch durch lokale oder regionale Einflüsse auf das Windfeld bzw. durch Ungenauigkeiten des Berechnungsmodells für die Reanalysen verursacht sein und sind deshalb nicht zwingend als Indikatoren für ungenaue Justierungen der Windrichtung zu bewerten.

Sofern der Messaufbau von *aj* vor Ort in Augenschein genommen werden kann, können darüber hinaus die Messhöhen grob geprüft (Genauigkeit: ca. 1,5 m) sowie mögliche Störungen identifiziert werden. Bei Gittermasten werden die Messhöhen außerdem bei Bedarf und Vorliegen entsprechender Unterlagen durch die Analyse von Fotos geprüft. Hierbei kann eine Genauigkeit von etwa 0,2 m bis 0,3 m erreicht werden. Die Erfahrung zeigt, dass Konstruktionszeichnungen der Masthersteller nicht immer den tatsächlich errichteten Mast genau wiedergeben. Die Unsicherheit der relevanten Messhöhen muss also projektspezifisch geschätzt werden. Die Unsicherheit der Messhöhendifferenzen für die ggf. notwendige Ermittlung des Höhenprofils kann bei ausreichender Anzahl der Messhöhen über die Nachmessungen einerseits und die Konsistenz der ermittelten Höhenexponenten für die einzelnen Höhenintervalle andererseits bestimmt werden.

Ggf. erkannte Fehler in den vorliegenden Angaben oder systematische Störungen der Messung können häufig durch entsprechende Analysen der Messdaten quantifiziert werden. *aj* nimmt dann entsprechende Korrekturen an einer geeigneten Stelle der Auswertung oder Verwendung der Messdaten vor. Die Unsicherheit des ermittelten Windpotenzials wird dadurch verringert. In der Praxis betrifft dies vor allem den Einfluss der Umströmung der Mastspitze auf die gemessenen Windgeschwindigkeiten. Diese Situation ist in [51] nicht erfasst, während [1] entsprechende Prüfungen und ggf. Korrekturen fordert. Die entsprechenden Einflüsse auf die Unsicherheit werden in geeigneten Unsicherheitskomponenten wie für Montage, Messhöhe und Höhenprofil berücksichtigt.

Neben den genannten, systematischen Fehlern durch den Messaufbau können auch die verwendeten Messgeräte Ungenauigkeiten beinhalten. So weisen einige Typen von Schalenkreuzanemometern ein sehr konsistentes Verhalten auf, andere nicht.

Bei einigen hochwertigen Anemometern ist die Bandbreite der Kalibrierparameter mit nur wenigen Hundertsteln m/s bei üblichen Windgeschwindigkeitsniveaus sehr gering. Dies bedeutet nicht nur, dass ihre Serienstreuung fast vernachlässigbar ist, sondern auch, dass die Unsicherheit vieler Kalibrierungen sehr gering ist – geringer, als in den entsprechenden Berichten teilweise ausgewiesen wird. Für diese Anemometertypen sind eigentlich Kalibrierungen nicht mehr nötig, aber als Absicherung noch immer sinnvoll. *aj* hat systematische Abweichungen zwischen verschiedenen Windkanälen beobachtet, die ggf. im Bericht kommentiert, aber nicht korrigiert werden.

Ab 2021 verwendet *aj* die Unsicherheiten aus den Kalibrierberichten der Anemometer. Da sich diese nur wenig mit der Windgeschwindigkeit ändern, genügt die Verwendung eines repräsentativen Wertes. Liegt keine Nachkalibrierung vor und der Aufwand für eine in-situ-Kalibrierung soll vermieden werden, wird die Standardunsicherheit um den Faktor 1,414 erhöht. Wird die relevante Windgeschwindigkeitsangabe der Messung aus den Daten zweier Anemometer kombiniert, verringert sich die Kalibrierunsicherheit gegenüber den einzelnen Anemometern. Vereinfachend wird dann der Mittelwert der einzelnen Unsicherheiten durch 1,414 dividiert.

In diesem Zusammenhang ist relevant, dass *aj* eine lange Erfahrung in der Ermittlung von systematischen und stochastischen Messfehlern hat und stets entsprechende Analysen durchführt. Hierbei wird auch frühzeitig erkannt, wenn sich die Lagerreibung von Schalenkreuzanemometern erhöht. Dies ersetzt die in-situ-Kalibrierung nach [51] vollständig und effektiv.

Für einige, eigentlich am Markt anerkannte Anemometertypen wurde gelegentlich über unerklärliche Veränderungen des Verhaltens in der freien Strömung berichtet. Dieser Punkt wird aufmerksam zu beobachten sein. Es gibt auch Berichte darüber, dass die Beheizung von Schalenkreuzanemometern Auswirkungen auf das Verhalten hat. Auch hierzu liegen *aj* noch keine aussagekräftigen Untersuchungen vor.

Der weltweit stark verbreitete Anemometertyp NRG Maximum 40 weist aufgrund der Verwendung von Gleitlagern ein erhöhtes Reibmoment auf. Dadurch ist es schwierig, in den Messdaten zwischen Windstille und Vereisung zu unterscheiden. Außerdem wurde beobachtet, dass sich das Verhalten dieses Typs im Windkanal von dem in der (turbulenten) natürlichen Strömung deutlich unterscheiden kann. Windkanalkalibrierungen sind deshalb hier nicht unbedingt aussagekräftig. Tatsächlich sind die von verschiedenen Anemometern dieses Typs gemessenen Daten eines Mastes nicht unbedingt konsis-

tenter, wenn die individuellen Kalibrierwerte aus einem Windkanal anstatt von Standardwerten verwendet werden. Darüber hinaus haben Nutzer berichtet, dass die Eigenschaften der meisten Anemometer dieses Typs hinreichend konsistent sind, was auch dem Eindruck von *aj* entspricht. *aj* verwendet deshalb bei diesem Anemometertyp soweit möglich Standardkalibrierwerte. Größere Ausnahmen von grundsätzlich gleichem Verhalten sind gelegentlich in der Vergangenheit aufgrund eines Resonanzproblems aufgetreten. Dies ist in der Regel schon beim Vergleich zwischen den Messwerten am selben Mast anhand grober Inkonsistenzen erkennbar.

aj hat gute Erfahrungen mit dem Betriebsverhalten einiger Ultraschallanemometer und Propelleranemometer gemacht. Diese Geräte sind häufig als Ergänzung sinnvoll, wobei in vielen Fällen die angezeigten Windgeschwindigkeiten systematisch von denen der Schalenkreuzanemometer abweichen. Hier sind zumindest in situ-Kalibrierungen notwendig.

Die Methodik der Ermittlung der Windgeschwindigkeit aus gepulsten Signalen im Datenlogger ist in der Regel unbekannt. Sie kann zu kleinen Unschärfen führen, die aber im Vergleich zu zahlreichen anderen Unsicherheiten bei Wind- und Ertragsgutachten in der Regel vernachlässigbar sind. Dennoch muss zumindest die Unsicherheit nach [51] angesetzt werden. Wenn der Messbereich des Datenloggers nicht aus der Messdokumentation hervorgeht, setzt *aj* diesen mit 50 m/s an.

Bei Datenloggern mit sehr grober numerischer Auflösung besteht zudem ein signifikanter Einfluss der ungenauen Eingabe der Kalibrierwerte. Dann ist auch eine entsprechende Unsicherheit notwendig, sofern nicht eine systematische Korrektur vorgenommen wird. *aj* führt in der Regel die systematische Korrektur durch.

Wenn die Charakteristik des relevanten Anemometers der von üblicherweise bei Leistungskennlinienmessungen verwendeten Anemometertypen entspricht, sind die durch atmosphärische Parameter bedingten Einflüsse auf die gemessene Windgeschwindigkeit irrelevant, weil sie schon mit der Betrachtung der standortspezifischen Veränderung der Leistungskennlinie erfasst sind. Entsprechende Korrekturen der Messdaten würden demnach zu Fehlern führen. Außerdem darf dann keine Unsicherheit aufgrund von Sensitivitäten entsprechend der Klassifizierung des Anemometers angesetzt werden, denn sie würde doppelt gerechnet. Für Anemometertypen mit anderer Charakteristik liegt oft keine Klassifizierung vor. Hier setzt *aj* ersatzweise eine Unsicherheit der standortspezifischen Einflüsse an, die sich an den atmosphärischen Bedingungen des untersuchten Standorts, insbesondere Turbulenz und Vertikalkomponente des Windes, orientiert. Ein typischer Wert ist 0,5 % der Windgeschwindigkeit.

B2.1.2 Windmessung mit Fernmessgeräten

Sodargeräte zur Windmessung senden in verschiedenen Richtungen Schallimpulse mit definierter Frequenz in die Luft. Die Schallwellen werden von der Luft reflektiert, genauer von kleinen Temperatur- und / oder Druckunterschieden, die in der Regel in der Luft bestehen. Die Sodargeräte messen die Rückstreuung. Bewegt sich die Luft, enthalten die rückgestreuten Signale Frequenzverschiebungen (Dopplereffekt). Durch geeignete Analysen können daraus die horizontalen und vertikalen Windgeschwindigkeiten sowie die Windrichtungen in verschiedenen Höhen berechnet werden. Bei Lidargeräten wird die Messung anstatt über Schallimpulse über Laserstrahlen vorgenommen. Diese werden an Aerosolen reflektiert.

Im Unterschied zu Messungen mit Schalenkreuzanemometern, bei denen ein gemessener physikalischer Parameter (Drehzahl des Propellers) eindeutig und linear über elektrische Pulse in die gewünschte physikalische Größe Windgeschwindigkeit übertragen werden kann, besteht die Windmessung eines Fernmessgerätes in einer komplexeren Analyse und Interpretation von Signalen, die unweigerlich auch Unschärfen und Störungen enthalten. Dies wird im Gerät selbst und von der damit verbundenen Software vorgenommen. Anschließend werden die Daten ggf. zunächst durch die Herstellersoftware und schließlich von *aj* gefiltert. Für die Identifikation und Bewertung von Ausreißern bestehen keine eindeutigen Kriterien. Sie hängt stets von der gutachterlichen Einschätzung und Erfahrung ab. Für die Unsicherheit der Datenbasis aufgrund der eigenen Filterung bzw. Beibehaltung von möglichen Ausreißern setzt *aj* 50 % des Zeitanteils der eliminierten Daten an.

Die Luftbewegung wird in Volumina bestimmt, deren Größe mit der Höhe wächst und schließlich mehrere Kubikmeter erreicht. Dem gegenüber kann die Windmessung mittels Schalenkreuzanemometer als Punktmessung angesehen werden. Abhängig von der Turbulenz werden von Fernmessgeräten durch die Mittelung über Volumina hinweg geringfügig niedrigere Windgeschwindigkeiten gemessen als von Schalenkreuzanemometern. Wichtiger ist noch, dass im Unterschied zu einer skalaren Mittelung, die bei Schalenkreuzanemometern zwangsläufig stattfindet, von manchen Fernmessgeräten, darunter den von *aj* verwendeten Sodargeräten, vektorielle Mittelwerte von Windgeschwindigkeit und -richtung über 10-Minuten-Intervalle berechnet werden. Die Größenordnung der Abweichung der gemessenen Windgeschwindigkeiten kann etwa 1 % oder gar 2 % betragen. Wegen der üblicherweise mit der Höhe abnehmenden Turbulenz führt dieser Effekt je nach den Standortbedingungen zu einer stärkeren gemessenen Steigerung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe bei Fernmessgeräten mit vektorieller Mittelung gegenüber Messungen mit Schalenkreuzanemometern, insbesondere in Bodennähe. Da die Verifizierung des Gerätes mit derselben Software und Einstellung durchgeführt wird wie bei der Messung am untersuchten Standort, ergibt sich ein sys-

tematischer Fehler nur bei signifikanten Unterschieden der Turbulenz beider Standorte bzw. Messperioden. Dies wird dann entsprechend der allgemeinen Vorgehensweise für die Verwendung von Ergebnissen von Klassifizierungen behandelt, siehe unten am Ende dieses Kapitels. Bei manchen neueren Lidargeräten, darunter den von *aj* verwendeten, wird dagegen eine Mischung aus skalarer und vektorieller Mittelung der Windgeschwindigkeit verwendet.

Bei fehlender Rückstreuung der Luft (was bei bestimmten Wetterlagen, insbesondere neutraler Schichtung oder fehlender Turbulenz auftritt) oder auch starken Störgeräuschen (z. B. während Gewittern oder bei sehr starkem Regen) liefern Sodargeräte keine Messdaten. Wegen der Luftschalldämpfung nimmt die Datenverfügbarkeit typischerweise mit der Höhe über Grund ab. Entsprechendes gilt bei Lidargeräten für Bedingungen mit geringer Aerosoldichte, Nebel, tiefliegenden Wolken oder Fluginsekten im Nahbereich der Sendeeinheit. Die Stärke dieser Abnahme hängt von den Auswerte- und Filteralgorithmen und den Umgebungsbedingungen ab. Wenn alle je nach Höhe über Grund verfügbaren Daten gemeinsam betrachtet werden, kann diese Abnahme zu einer Verfälschung der gemessenen Profile führen. Dies muss bei der Auswertung und Interpretation der Daten berücksichtigt werden. Außerdem können Regen und Schneefall, ähnlich wie oben beschrieben, bei manchen Fernmessgeräten zu Schwierigkeiten, Messfehlern und Ungenauigkeiten bei der Bestimmung von Windgeschwindigkeiten führen.

Die meisten Fernerkundungsgeräte für Windmessungen leiten die Windverhältnisse für jede Höhe durch Betrachtung verschiedener Luftvolumina entsprechend den ausgesandten Strahlen ab. Durch den Einfluss des Geländes, insbesondere der kleinräumigen Orografie, wird bei nicht ebenen Messstandorten die Luftströmung so verändert, dass die Winde in diesen Volumina nicht äquivalent sind. Die Luft strömt dann geneigt entsprechend der Geländeform durch die sendenden und empfangenen Schall- oder Laserkegel des waagerecht platzierten Geräts. Hierdurch entsteht ein systematischer, standortabhängiger Messfehler, der anhand der Messdaten nicht identifiziert werden kann. Die Möglichkeit eines solchen Effektes ist sowohl bei der Wahl der Messposition und der Ausrichtung des Gerätes als auch bei der Bewertung der Messdaten zu prüfen. Kurz gesagt sollte möglichst darauf geachtet werden, dass die direkte Umgebung des Messstandortes flach ist. Bei einer Krümmung der Strömung zum Boden hin liefert das Fernmessgerät systematisch zu niedrige Windgeschwindigkeiten und zu hohe bei einer Krümmung in die Höhe. Derzeit gibt es in der Branche keinen Konsens, ob die gängigen Strömungsmodelle in der Lage sind, diesen Fehler zuverlässig zu ermitteln. Zumindest für stark komplexes Gelände wird dies zumeist verneint, was auch in der TR 6 [1] so festgehalten ist. *aj* schätzt ggf. den entsprechenden Fehler ab, indem zunächst in der Messhöhe über Grund eine Strömungskrümmung entsprechend der Erdoberfläche angenommen und eine geometrische Berechnung durchgeführt wird. Tatsächlich wird die Krümmung in der Messhöhe geringer sein. Die entsprechende Verringerung muss fall-

spezifisch geschätzt werden. Wird keine Korrektur für diesen systematischen Fehler vorgenommen, entspricht die Unsicherheit etwa der Höhe des geschätzten Fehlers. In flachem Gelände setzt *aj* zur Sicherheit eine Unsicherheit von 0,1 % der Windgeschwindigkeit an.

Einige Lidargeräte bieten die Möglichkeit, durch interne Berechnungen den Einfluss einer inhomogenen Strömung durch die Messstrahlen zu kompensieren. Derzeit ist *aj* nicht bekannt, wie zuverlässig dies ist oder ob nicht hierdurch zusätzliche Messunsicherheiten entstehen. [1] fordert dennoch, dass entsprechende Korrekturen verwendet werden, wenn sie vorliegen, allerdings lediglich als Soll-Forderung. *aj* behält sich vor, diese Korrekturen auf Plausibilität zu prüfen und ggf. nicht zu verwenden.

Wenn der vom Sodargerät ausgesandte Schall an unbeweglichen Objekten (z. B. Gebäudewände, Baumstämme) der Umgebung reflektiert wird, kann dies die Messergebnisse beeinflussen. Dieser Effekt wird Festecho genannt. In einem solchen Fall weist das reflektierte Schallsignal keine Frequenzverschiebung (Dopplereffekt) auf. Ist das Festecho lauter als das an der Luft reflektierte Messsignal, wird von der Software des Messgeräts dieses Signal anstatt des durch die Luft reflektierten ausgewählt. Aufgrund des fehlenden Dopplereffekts wird bei der Umrechnung zur Gesamtwindgeschwindigkeit an dem entsprechenden Sensor keine Luftbewegung angenommen. Dies führt dann zu einer Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeiten. Meist weisen glatte und ebene Oberflächen günstigere schallreflektierende Eigenschaften auf. Bei Messungen an Wäldern bzw. deren Baumstämmen ist, je nach Beschaffenheit der Stämme, meist eine schwächere und diffuse Mehrfachreflexion des Schalls zu erwarten.

Die Möglichkeit, ob Festechos auftreten können, ist bei der Wahl des Messstandortes und dem Aufbau zu prüfen und möglichst in den relevanten Messhöhen zu vermeiden. Die Messdaten müssen darüber hinaus auf diese Möglichkeit geprüft werden. Eine eindeutige Identifikation des Einflusses von Festechos ist oft nicht möglich. Vielmehr gibt es eine Reihe von Auswertemöglichkeiten, die jede für sich Indizien liefern und dann gemeinsam bewertet werden müssen. Wird kein Festechoeinfluss identifiziert und es ist auch keiner zu erwarten, wird die entsprechende Unsicherheit auf 0,1 % der Windgeschwindigkeit gesetzt. Das Auftreten von Festechos in Messhöhen, die für die Messaufgabe nicht relevant sind, ist unproblematisch. Dies kann bei der Platzierung des Gerätes berücksichtigt werden.

Bei Lidargeräten des Typs Zephir tritt gelegentlich ein Fehler der Windrichtungsmessung um 180° auf, der von *aj* auf Basis von Stundenmitteln durch Vergleich mit Reanalyse-
lysedaten empirisch korrigiert wird. Eine Unsicherheit von 10 % des Zeitanteils der korrigierten Daten wird der Windfeldbestimmung zugeordnet.

Inzwischen ist es gängige Praxis, dass Fernmessgeräte einzeln an Messmasten geprüft werden. Dies wird in der Regel als Verifizierung bezeichnet, kann aber grundsätzlich auch als Kalibrierung bezeichnet werden. Die Verwendung der Begriffe „Kalibrierung“ und „Verifizierung“ befindet sich noch in der Diskussion. Während der entsprechende Abschnitt von [53] mit „Verifizierung“ überschrieben ist, wird dort in der Folge der Begriff „Kalibrierung“ verwendet. Dem Vernehmen nach beruht die Überschrift auf einer fehlenden editorischen Aktualisierung.

Ggf. festgestellte Abweichungen der angezeigten Werte des Fernmessgerätes von denen der Schalenkreuzanemometer am Mast werden von *aj* bei der Auswertung berücksichtigt. Deshalb ist hier nach allgemeinem Sprachgebrauch der Begriff „Kalibrierung“ angemessener. Dies wurde auch in Diskussionen im Rahmen der Entwicklung von [1] bestätigt. Aus formalen und marktbezogenen Gründen wurde dann jedoch der Begriff „Verifizierung“ beibehalten. Bei einzelnen Sodar- und Lidargeräten wurde festgestellt, dass sich die Kalibrierwerte im Lauf der Zeit signifikant geändert haben. Es wird vermutet, dass dies durch einzelne Ereignisse z. B. beim Transport oder einer Reparatur geschieht, aber es wurden auch bei einem Lidargerät Alterungseffekte als mögliche Ursache angegeben. Deshalb ist für eine zuverlässige Aussage eine Verifizierung bzw. Kalibrierung vor und eine nach der Messung notwendig. *aj* verwendet gerne zusätzlich Plausibilitätsprüfungen anhand von Vergleichen mit anderen Fernmessgeräten oder den Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen, um zumindest grob zu prüfen, ob das Gerät seine Messeigenschaften gewahrt hat. Dies ist jedoch derzeit keine marktübliche Praxis.

Die Kalibrier- bzw. Verifizierungsunsicherheiten sind in den entsprechenden Berichten abhängig von der Windgeschwindigkeit angegeben und müssen für konkrete Fälle mit der entsprechenden Häufigkeitsverteilung des Windes gewichtet und akkumuliert werden. Wird eine Kalibrierkorrektur eingesetzt, ist diese bei der Ermittlung der Messunsicherheit zu berücksichtigen. [1] verlangt in der Regel die alleinige Verwendung der Unsicherheit der Verifizierung vor der Standortmessung, sofern nicht die Nachverifizierung eine deutliche Veränderung des Messverhaltens ergibt. *aj* sieht keinen Grund, die Nachverifizierung anders zu bewerten als die vorherige. Deshalb ermittelt *aj* die Gesamtunsicherheit aus beiden Verifizierungen, die gleich gewichtet werden, sowie gegebenenfalls weiteren Verifizierungen desselben Gerätes, wenn es nicht dazwischen verändert wurde.

Bei einer Windmessung mit einem Lidargerät des Typs Zephir hat *aj* unplausible Höhenprofile vorgefunden. Deshalb ist die Aussagekraft einer Verifizierung bei Fernmessgeräten grundsätzlich auf die Verifizierungshöhen und nahe gelegene Höhen begrenzt. Die Ergebnisse können mit entsprechender Unsicherheit auf andere Höhen übertragen werden, wobei die Höhendifferenz nicht zu groß sein sollte.

Unterscheidet sich die relevante Messhöhe bzw. geplante Nabenhöhe deutlich von der größten Verifizierungshöhe, ist eine zusätzliche Unsicherheit für die Verwendung der Verifizierungsergebnisse aus einer anderen Höhe anzusetzen. Diese beträgt bei *aj* in der Regel 0,02 % pro Meter Höhenunterschied, also z. B. 1 % bei 50 m Unterschied.

Falls eine Klassifizierung des Gerätetyps (siehe [53]) ergibt, dass die Abweichung der vom Gerät angezeigten Windgeschwindigkeiten von denen des Messmastes von atmosphärischen Parametern wie Turbulenz, Temperatur etc. abhängen, muss dies nach [1] entsprechend den Bedingungen während der Messung am Standort korrigiert werden. Bei den von *aj* verwendeten Sodargeräten ergaben zahlreiche Sensitivitätsprüfung sowie die für den Typ AQ510 durchgeführte Klassifizierung keine signifikanten Sensitivitäten mit Ausnahme des Höhenprofils in niedrigeren Höhen beim AQ510, was durchaus ein Artefakt der konkreten Klassifizierung sein kann. Überraschenderweise fand sich sogar keine Sensitivität gegenüber der Turbulenz.

Erst seit März 2021 liegen *aj* Klassifizierungen nach [41] (jetzt [53] entsprechend) zweier Lidargerätetypen vor. Zwar ist der Grundgedanke der Klassifizierung richtig, aber *aj* war schon bis dahin sehr skeptisch, ob die Vorgaben der [41] für Klassifizierungen zielführend sind. Sie erscheinen unausgegoren und enthalten auch einige Elemente, die willkürlich erscheinende Bewertungen erfordern. Die vorliegenden Ergebnisse bestätigen diese Skepsis, denn es ist zu bezweifeln, ob alle ermittelten Parameter physikalisch sinnvoll sind. Dennoch ist *aj* durch [1] gezwungen, die Ergebnisse der Klassifizierungen nach den entsprechenden Vorgaben zu verwenden. Schwierigkeiten bereitet dabei, dass vorliegende Berichte häufig nicht alle notwendigen Daten enthalten und somit konservative Ansätze gewählt werden müssen.

Die Montageunsicherheit wird dem Messbericht entnommen. Sofern diese Information nicht vorliegt, wird sie entsprechend [53] mit 0,1 % der Windgeschwindigkeit angesetzt. Ein Experiment der *aj* mit einem um 5° in Hauptwindrichtung geneigten Sodargerät zeigte keinen signifikanten Messfehler der Windgeschwindigkeit im Vergleich zu einem benachbarten Gerät. Dies bestätigt die entsprechenden Ergebnisse theoretischer geometrischer Betrachtungen.

Die Kombination der Ergebnisse mehrerer Kalibrierungen bzw. Verifizierungen sollte zu einer Verringerung der Kalibrierunsicherheit führen, sofern nicht die Einzelergebnisse stark streuen. Zur Berechnung der kombinierten Unsicherheit mehrerer, jedoch weniger Kalibrierungen von Fernmessgeräten sind nur schwerlich Hinweise in der Literatur zu finden. Aus dem Bedarf heraus hat *aj* in Anlehnung an das Konzept der Korrelation von Unsicherheitsquellen die im Folgenden beschriebene Vorgehensweise entwickelt.

Die Unsicherheitsquellen werden in drei Gruppen aufgeteilt:

- 1) ganz oder überwiegend korrelierte Unsicherheitsquellen
 - Kalibrierung der Schalenkreuzanemometer (häufig gleiche Typen, selber Windkanal)
 - Montage am Mast (zwar teilweise unterschiedliche Maste, jedoch ähnliche Problematiken)
 - Vertikalausrichtung der Anemometer, wenn derselbe Standort verwendet wird
 - Standorteinflüsse, wenn derselbe Mast verwendet wird
- 2) nicht oder überwiegend nicht korrelierte Unsicherheitsquellen
 - Vertikalausrichtung der Anemometer bei unterschiedlichen Masten
 - Standorteinflüsse bei unterschiedlichen Standorten
 - inhomogene Strömung im Messvolumen bei unterschiedlichen Standorten
 - Aufbau Fernmessgerät
 - Typ A Unsicherheiten
- 3) Aus der Abweichung resultierende Unsicherheitskomponenten

Um die Vorteile der mehrfachen Kalibrierungen nutzen zu können, können hierbei auch nahe beieinander liegende Messhöhen aus unterschiedlichen Kalibrierungen hinsichtlich der Unsicherheit zusammengefasst werden. Für die Höhen, in denen keine Möglichkeit der Zusammenfassung besteht, wird die Unsicherheit der entsprechenden Kalibrierung direkt übernommen.

Vereinfachend werden die Unsicherheiten nach 1) als voll korreliert und die nach 2) als vollständig unkorreliert behandelt. Dies führt auf folgende Kombination je Windgeschwindigkeitsbin:

- Die Unsicherheiten nach 1) werden für jede einzelne Kalibrierung zusammengefasst und dann über die Kalibrierungen gemittelt.
- Die Unsicherheiten nach 2) werden für jede einzelne Kalibrierung zusammengefasst, über die Kalibrierungen gemittelt und das Ergebnis wird durch die Wurzel der Anzahl der Kalibrierungen geteilt.
- Die Unsicherheitskomponenten aus 3) müssen bezogen auf die neu festgelegte Kalibrierkorrektur (in der Regel der Mittelwert der einzelnen Ergebnisse) neu berechnet werden. Sie werden dann zwischen den Kalibrierungen kumuliert:

$$\sqrt{\frac{\sum \text{Kalibrierunsicherheiten}^2}{\text{Anzahl Kalibrierungen} - 1}}$$

- Dann werden, wie bei jeder einzelnen Kalibrierung, die Unsicherheitskomponenten nach 1) bis 3) für jedes Windgeschwindigkeitsintervall kumuliert.

Anschließend erfolgt eine Wichtung mit der im betrachteten Projekt gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, jedoch nur für Windgeschwindigkeiten ab

4 m/s. Für hohe Windgeschwindigkeiten, für die keine Unsicherheitsangaben aus den Kalibrierungen abgeleitet werden können, werden die Unsicherheiten der fünf Windgeschwindigkeitsbins mit den höchsten Windgeschwindigkeiten gemittelt und konstant fortgeführt.

aj ignoriert in vielen Fällen die Unsicherheitskomponenten der Klassifizierung bzw. standortspezifischen Messeigenschaften der bei der Kalibrierung verwendeten Schalenkreuzanemometer. Die dahinter stehenden Überlegungen sind wie folgt:

Viele Vorgaben von [1] und [50]-[53] beruhen auf der Maxime, die Messwerte auf nationale Normale zurückzuführen. Die Diskussionen im Rahmen der Weiterentwicklung von [1] zeigen dies deutlich. Für die Windgeschwindigkeitsmessung läuft dies auf eine Rückführung auf die Messungen in Windkanälen hinaus. Die Situation in Windkanälen unterscheidet sich signifikant von der natürlichen Atmosphäre. Diese Unterschiede werden in Klassifizierungen behandelt. Bei Wind- und Ertragsgutachten werden jedoch die an Standorten in natürlicher Atmosphäre gemessenen Windverhältnisse mit Leistungskennlinien verbunden, die ebenfalls in natürlicher Atmosphäre gemessen wurden oder berechnet, aber mit solchen Messungen verifiziert wurden und sich auf die entsprechenden Verhältnisse beziehen. Weder Wind- und Ertragsgutachten noch Leistungskennlinien sollen sich in der Praxis auf Windkanalbedingungen beziehen. Ein solcher Bezug ist rein akademisch und ohne praktische Relevanz.

Die Bedingungen der im Wind- und Ertragsgutachten untersuchten Standorte sind denen der Standorte für die Leistungskennlinienmessungen näher als denen in Windkanälen. Windmessungen, Leistungskennlinienmessungen und Verifizierungen / Kalibrierungen von Fernmessgeräten werden in der Regel in unterschiedlichen Berichten behandelt. Nach derzeitigen Vorgaben müssen dann in ihnen allen Unsicherheitskomponenten einbezogen werden, die den Abweichungen zur Windkanalsituation Rechnung tragen. Wenn sie dann in den Wind- und Ertragsgutachten endgültig zusammengetragen werden, führt dies zu einer mehrfach redundanten Akkumulation von Unsicherheitskomponenten, die sich in der Realität bei dieser Anwendung weitgehend gegenseitig aufheben. Die verbleibenden relevanten Einflüsse sind die eventueller Unterschiede der Windmessung mit Fernmessgerät von der mit Schalenkreuzanemometer, soweit sich die atmosphärischen Bedingungen des untersuchten Standorts von denen des Verifizierungsstandortes unterscheiden. Dies kann anhand der Klassifizierungstests bzw. Sensitivitätstests des Fernmessgerätes bewertet werden.

Bei der Untersuchung der standortspezifischen Veränderung von Leistungskennlinien werden in der Regel Messmaste oder Fernmessgeräte eingesetzt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen berücksichtigen bereits das Verhalten der Windmessgeräte in dieser Situation. Die entsprechenden Korrekturen und Unsicherheitskomponenten entfallen

also ebenfalls, da sie voll in den entsprechenden Korrekturen und Unsicherheiten für die Leistungskennlinien enthalten sind.

Da es sehr aufwändig und je nach Fall auch eventuell nicht mehr möglich ist, im Rahmen der Wind- und Ertragsgutachten die genannten redundanten Unsicherheitskomponenten wieder herauszurechnen, zieht es *aj* vor, bei Windmessungen und Verifizierungen / Kalibrierungen die Einflüsse der Standortbedingungen auf die verschiedenen Windmessungen, also die aus Klassifizierungen herrührenden Korrekturen und Unsicherheiten, von vorneherein zu ignorieren, mit Ausnahme des Unterschieds zwischen Schalenkreuzanemometer und Fernmessgerät für die Bedingungen des untersuchten Standorts.

B2.2 Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen

Vor allem in Deutschland beruhen viele Wind- und Ertragsgutachten darauf, mittels Modellrechnungen die Windverhältnisse aus den Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen abzuleiten und von deren Standorten (Vergleichsstandorten) auf den geplanten Standort zu übertragen. Die Ertragsdaten der bestehenden Anlagen (Vergleichsanlagen) stammen dabei entweder

- vom Kunden,
- vom Betreiber,
- aus der Datenbank der Betreiberdatenbasis BDB [12, 13],
- aus den Veröffentlichungen der Netzbetreiber (Internet) oder
- aus anderen Veröffentlichungen (in der Regel Internet).

Durchaus sind solche Daten gegenüber gemessenen Winddaten in mancher Hinsicht von Vorteil:

- Elektrische Energie kann wesentlich genauer gemessen werden als Windgeschwindigkeit
- Die Ertragsdaten umfassen in der Regel mehr als ein Jahr, oft mehrere Jahre, was den Langfristbezug gegenüber üblichen Windmessungen sicherer macht
- Lokale Einflüsse auf die Leistungskennlinien sind in den Ertragsdaten enthalten

Der wesentliche Nachteil ist, dass die monatlichen und jährlichen Ertragsdaten keine Informationen über das Windfeld (Windrichtungsverteilung, Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, Höhenprofil, Turbulenz) enthalten. Stehen jedoch 10-minütliche Daten aus der Anlagensteuerung (SCADA-Daten) zur Verfügung, was zunehmend der Fall ist, können aus diesen die Windrichtungsverteilung und die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (bis auf systematische Veränderungen wegen Offsetfehlern bzw. den Einfluss der Rotor- und Gondelumströmung) bestimmt werden.

Obwohl elektrische Energie und Leistung eigentlich genau gemessen werden können, bestehen bei den verwendeten Ertragsdaten Unsicherheiten:

- Bisweilen erhält *aj* sowohl Monatserträge als auch Tageserträge und/oder 10-minütliche Leistungsdaten von Windkraftanlagen. Häufig stimmen die akkumulierten Tageserträge oder 10-minütlichen Daten nicht mit den Monatserträgen überein. Gründe hierfür konnten bisher nicht in Erfahrung gebracht werden.
- Die von der BDB veröffentlichten Erträge oder Verfügbarkeiten stimmen oft nicht mit den vom Betreiber erhaltenen überein.
- Zu unterschiedlichen Zeiten von Betreibern erhaltene Erträge stimmen manchmal nicht überein, bei den Verfügbarkeiten häufiger.
- Manchmal ist unklar, ob sich die Erträge auf den Einspeisepunkt oder den Punkt der Leistungsmessung an der Anlage beziehen.

- Die von den Netzbetreibern veröffentlichten Daten sind teilweise etwas unplausibel, teilweise aber auch grob unplausibel. Die meisten Daten erscheinen jedoch plausibel und sind konsistent mit den von Betreibern erhaltenen.
- Die von den Netzbetreibern veröffentlichten Daten beziehen sich auf Einspeisepunkte und gelten oft für mehrere Anlagen gemeinsam.

Da bei allen Daten Plausibilitätsprüfungen vorgenommen werden, insbesondere durch Vergleich zwischen verschiedenen Datenquellen und Vergleichsanlagen, können grobe Fehler ausgeschlossen werden. Aufgrund der Erfahrung aus zahlreichen Vergleichen werden von *aj* folgende Unsicherheiten (in % des Ertrags) für die Korrektheit und Informationsgüte von Leistungs- bzw. Ertragsdaten angesetzt:

- 10-minütliche SCADA-Daten: 0,5 %
- monatliche Erträge, von der BDB erhalten oder vom Betreiber oder Auftraggeber erhalten und können konkret einzelnen Anlagen zugeordnet werden: 1 %
- Erträge analog zu den vorherigen, aber sie können nicht konkret einzelnen Anlagen zugeordnet werden: 2 %
- monatliche Erträge des Netzbetreibers für einzelne Anlagen: 3 %
- monatliche Erträge für Anlagengruppen: 4 %
- jährliche Erträge vom Betreiber oder Auftraggeber: 4 %
- jährliche Erträge des Netzbetreibers: 5 %

Ab der Revision 12 der TR 6 wird dies als Datenintegrität bezeichnet und entsprechend als abhängige Unsicherheit mit den übrigen auf die Vergleichsdaten bezogenen Unsicherheiten kombiniert.

Bei der Verwendung dieser Daten entstehen weitere Unsicherheiten:

- Die Ergebnisse der Modellrechnungen müssen mit Erträgen verglichen werden, die um Verfügbarkeits- und sonstige Verluste bereinigt wurden. Teilweise sind keine Verfügbarkeiten bekannt. Dann verwendet *aj* Schätzungen: 1 % Verluste bei Monatserträgen (da die mit größeren Verlusten verbundenen Monatserträge durch die Ausreißereliminierung nicht in die weitere Bearbeitung eingehen) und 2 % bei Jahreserträgen. Oft sind zwar Verfügbarkeitsangaben vorhanden, aber selten kann eindeutig ermittelt werden, wie diese berechnet wurden. Häufig sind nicht alle unnatürlichen Stillstände erfasst, vor allem fehlen oft die aufgrund von Netz- und Betriebsbeschränkungen, was aber in der Regel nicht angegeben wird. Die von unterschiedlichen Quellen angegebenen Verfügbarkeiten stimmen häufig nicht überein.
- Suboptimale Leistungscharakteristik von Anlagen ist in den Daten zumeist nicht erkennbar. In einem solchen Fall wird ein zu schwaches Windpotenzial ermittelt. Durch die Untersuchung unterschiedlicher Vergleichsanlagen kann dieses Problem in manchen Fällen jedoch erkannt und umgangen werden.
- Betriebsbeschränkungen sind oft nicht bekannt. Hier gilt dasselbe wie für das Fehlverhalten von Anlagen.

- Einspeisedaten der Netzbetreiber müssen für den Vergleich mit Modellrechnungen um die elektrischen Übertragungsverluste korrigiert werden. Diese sind in der Regel nicht bekannt und werden dann von *aj* geschätzt. Die Schätzung ist relativ unsicher, jedoch ist diese Unsicherheit nur in wenigen Fällen auch absolut von Belang.
- Manchmal ist die genaue Anlagenspezifikation nicht bekannt oder es liegen falsche Informationen vor. Die Nabenhöhe und den Rotordurchmesser überprüft *aj* mittels eines Entfernungsmessgerätes und Fotos im Zweifelsfall exemplarisch auf Plausibilität. Die Nennleistung, die genaue Rotorblattversion, Varianten der Regelung etc. können jedoch meistens nicht geprüft werden. Hier sind bisweilen unterschiedliche Varianten eines Anlagentyps vorhanden, was Einfluss auf die Leistungskennlinie haben kann. Größere Abweichungen können wiederum durch die Betrachtung verschiedener Vergleichsanlagen erkannt werden.

Die vorgenannten Unsicherheiten sind kaum direkt quantifizierbar. Allerdings führen sie zumeist zu Abweichungen oder Streuungen bei Vergleichsrechnungen, wenn mehrere Vergleichsparks untersucht werden. Diese Abweichungen bzw. Streuungen werden dann in eine Unsicherheit der Bestimmung des Windfeldes übertragen, wobei eine genauere Differenzierung nach Ursachen nicht unbedingt nötig ist. Liegen keine Informationen zu Betriebsbeschränkungen der Vergleichsanlagen vor, setzt *aj* bei Anlagen bis 2,5 MW Nennleistung eine Unsicherheit von 1,5 % des ermittelten Langfristertrags an, bei Anlagen mit größerer Nennleistung eine von 2,5 % wegen der Zunahme von Umfang und Ausmaß an Betriebsbeschränkungen für die in den letzten Jahren errichteten Anlagen.

Die meisten der oben genannten Probleme treten bei Verwendung von 10-minütlichen SCADA-Daten nicht oder nur in sehr begrenztem Umfang auf. Die Betriebsdaten können dann auf 100 %ige Verfügbarkeit und Betrieb ohne Beschränkungen umgerechnet werden. Hierfür werden zunächst alle Ausreißer entsprechend optischer Prüfung aus dem Datensatz eliminiert. In der Regel werden auch die Daten nicht verwendet, die bei gedrosseltem Betrieb aufgezeichnet wurden. In einzelnen Fällen werden jedoch auch separate Analysen für z. B. schallgedrosselten Betrieb durchgeführt. Falls Temperaturdaten verfügbar sind, werden die Windgeschwindigkeitsdaten um den Einfluss der Temperatur auf die Luftdichte korrigiert, was die Streuung verringert und die Filterung genauer macht. Aus den verbleibenden Daten wird eine auf das Gondelanemometer bezogene Leistungskennlinie ermittelt, die dann zum Auffüllen der eliminierten Daten verwendet wird. Die Belastbarkeit dieser Vorgehensweise wurde eingehend untersucht und bestätigt [49]. Es zeigte sich darüber hinaus, dass sie in der Regel gegenüber der Verwendung der Gondelanemometerdaten einer benachbarten Anlage zuverlässiger ist. Selbst bei Verfügbarkeitsverlusten in der Größenordnung von 40 % wurden damit plausible (z. B. mit Nachbaranlagen konsistente) Ergebnisse ermittelt. Dennoch werden in der Regel nur Monatserträge weiterverwendet, denen eine energetische Verfügbarkeit

von über 80 % zugrunde liegt. Stehen dagegen von vornherein nur monatliche Erträge zur Verfügung, werden diese in der Regel nur bei Verfügbarkeiten von über 95 % verwendet.

Die Unsicherheit der Verfügbarkeitskorrektur wird von *aj* aufgrund entsprechender Erfahrung sowie [49] wie folgt angesetzt:

- Basis SCADA-Daten, Anlagen des Herstellers Enercon ab dem Modell E-70 E2, E-48 etc.: 20 % des Verlustes
- Basis SCADA-Daten, übrige Hersteller: 10 % des Verlustes (was in vielen Fällen konservativ sein dürfte, aber damit auch Ausnahmen abdeckt)
- Basis Monatserträge mit monatlichen Verfügbarkeitsangaben: 25 % des Verlustes
- Monatserträge, keine Verfügbarkeitsangaben vorhanden: 2 %
- Jahreserträge, keine Verfügbarkeitsangaben vorhanden: 4 %

Darüber hinaus werden die optisch als Ausreißer erkennbaren monatlichen Ertragsdaten durch gegenseitige Vergleiche im Windpark sowie Vergleiche gegenüber Referenzdaten verworfen. Die Unsicherheit der Ausreißereliminierung hängt von der bei diesen Vergleichen auftretenden Streuung ab. Je größer die Streuung ist, desto schwieriger ist es, Ausreißer zu identifizieren. Die entsprechende Unsicherheit wird mit

$$10 * (1 - r^2) [in \%]$$

Abgeschätzt (r^2 ist hier das Bestimmtheitsmaß des Vergleichs mit dem ergebnisbestimmenden Produktionsindex).

Die TR 6 sieht vor, dass auch der Umfang an eliminierten Ausreißern bei der Unsicherheitsbestimmung berücksichtigt wird. *aj* kann keinen Zusammenhang dieses Umfangs mit der Unsicherheit des langfristbezogenen Energieertrags erkennen, weshalb hierfür keine Unsicherheit bestimmt wird.

B2.3 Langfristbezug von Ertrags- und Winddaten

An einem Standort gemessene Windgeschwindigkeitsdaten oder Ertragsdaten von bestehenden Windkraftanlagen liegen nur aus einem begrenzten Zeitraum vor. Normalerweise handelt es sich um einen Zeitraum von einem Jahr bis zu mehreren Jahren. Von wirtschaftlichem Interesse ist dagegen gewöhnlich die Frage nach den Windverhältnissen eines längeren Zeitraums in der Zukunft. Oft wird dabei ein Zeitraum von 20 Jahren genannt, der häufig als Auslegungslebensdauer einer Windkraftanlage angenommen wird, oder aber der Finanzierungszeitraum eines Projektes. [1] legt fest, dass der Betriebszeitraum der untersuchten Anlagen maßgeblich ist. Dieser ist in der Regel *aj* nicht bekannt und sollte vom Auftraggeber bestimmt werden. Andernfalls nimmt *aj* einen Zeitraum von 20 Jahren an.

Über den langfristigen Verlauf der Windverhältnisse ist nur wenig bekannt. Dies betrifft schon den langjährigen Verlauf der Windgeschwindigkeit in der Vergangenheit. Zwar gibt es von einzelnen Wetterstationen Windmessreihen, die bis ins 19. Jahrhundert zurückreichen. Bei genauerer Betrachtung sind diese jedoch gewöhnlich nicht homogen, zum Beispiel weil die Messinstrumente verändert wurden oder sich die Umgebung der Wetterstation geändert hat. Im Vergleich mehrerer Messreihen, die mehrere Jahrzehnte umfassen, ergibt sich in der Folge kein einheitliches Bild, häufig ohne dass entschieden werden kann, welche Messreihe den realistischsten Verlauf aufweist.

Erst recht ist der zukünftige Verlauf der Windverhältnisse ungewiss. Klimaänderungen hat es in der Erdgeschichte immer gegeben. Auch wenn diese am besten hinsichtlich der Temperatur und des Niederschlags bekannt sind, ist anzunehmen, dass auch beim Wind klimatologische Veränderungen vorkommen. Durch den menschlichen Einfluss auf das Klima kommt eine weitere Ursache für Klimaänderungen hinzu. Klimamodelle können Anhaltspunkte für mögliche Änderungen in der Zukunft liefern. Es gibt Untersuchungen und Veröffentlichungen hierzu, eine sichere Prognose kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden. Nach bisherigen Ergebnissen deutet sich tendenziell für Mitteleuropa in den kommenden Jahrzehnten keine gravierende Veränderung des Klimas an [33, 42]. Die Klimamodelle sind allerdings bisher nicht in der Lage, die Verläufe des Windpotenzials der Vergangenheit zu reproduzieren [47], weshalb jegliche Aussagen hierzu als sehr unsicher anzusehen sind. Die TR 6 legt dennoch fest, dass für Wind- und Ertragsgutachten für die Zukunft im Mittel gleiche Windverhältnisse wie für die Vergangenheit anzunehmen sind. Mangels anderer, wissenschaftlich begründeter Aussagen übernimmt *aj* derzeit diese Hypothese.

Als Vorbereitung zum Langfristbezug müssen die zu extrapolierenden Ertrags- oder Winddaten sorgfältig analysiert und auf mögliche Fehler und Ausreißer geprüft werden. Gegebenenfalls sind Korrekturen angebracht. Ertragsdaten von Windkraftanlagen soll-

ten, wenn möglich, auch um die Verfügbarkeitsverluste korrigiert werden. Die Energieverluste durch Stillstände vermindern sonst die Homogenität der Ausgangsdaten.

Beim Langfristbezug werden anschließend Langfristreferenzdaten mit den zu extrapolierenden Windmessdaten oder Ertragsdaten von Windkraftanlagen (Kurzzeitdaten genannt) verglichen. Auf Basis des Vergleichs werden die Kurzzeitdaten auf längere Zeiträume der Vergangenheit zurückgerechnet. Es wird also über diese Langfristreferenzdaten ermittelt, welche mittlere Windgeschwindigkeit oder welcher mittlere Jahresenergieertrag über den gewählten Langfristbezugszeitraum in der Vergangenheit erzielt worden wäre. *aj* hat im Lauf der Zeit mehrere sehr unterschiedliche Ansätze hierfür entwickelt. Die Erfahrung zeigt, dass der am besten geeignete Ansatz je nach Fall ausgewählt werden sollte und variieren kann. Hierbei spielen insbesondere die betrachtete Region und der Umfang, die Auflösung und die Qualität verfügbarer Referenzdaten eine Rolle. In diesem Kapitel werden verschiedene mögliche Ansätze und weitere Aspekte dieses Themas erläutert.

B2.3.1 Dauer des Langfrist-Bezugszeitraums

Über die angemessene Länge des Langfrist-Bezugsdatensatzes bestehen sehr unterschiedliche Ansichten. Diese haben sich zudem in den vergangenen Jahren deutlich gewandelt.

Früher wurde häufig angegeben, dass mindestens ein Zeitraum von 30 Jahren betrachtet werden müsse. In diesem Zusammenhang wurde insbesondere eine spezielle Untersuchung [23] des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zitiert, um die Forderung nach einer Bezugsperiode von mindestens 30 Jahren zu rechtfertigen. In dieser Untersuchung wurde aus Luftdruckmessungen um die Deutsche Bucht eine Zeitreihe der Windgeschwindigkeit in der Deutschen Bucht mit mehr als 100 Jahren Länge abgeleitet. Das Ziel der Arbeit war die Untersuchung der Veränderung der Sturmhäufigkeit, nicht der mittleren Windgeschwindigkeit. Im Verlauf der dabei auch berechneten mittleren Windgeschwindigkeit ist eine Periodizität von etwa 35 Jahren erkennbar. Für diese konnte keine Erklärung gefunden werden, und der DWD selbst bezweifelte in der Folge die Relevanz dieser Datenreihe. Umfangreiche Untersuchungen zeigten auch, dass allgemein eine Periodizität der Windgeschwindigkeit im Bereich von 30 bis 40 Jahren in Windmessungen aus Europa nicht beobachtet werden kann. Damit ist auch die kategorische Forderung nach einer Länge des Referenzzeitraums von mindestens 30 Jahren hinfällig.

Diese wird heute von Windgutachtern auch praktisch nicht mehr unterstützt. Vielmehr tendieren die meisten Gutachter heute zu eher kurzen Bezugszeiträumen, in denen eine gute Homogenität der Referenzdaten zuverlässig angenommen werden kann. In diesem

Sinne fordert auch die TR 6, den Langfrist-Bezugszeitraum nur so lange zu wählen, wie sich mindestens zwei Zeitreihen gegenseitig als konsistent bestätigen. In der Tat ist offensichtlich, dass die Wahrscheinlichkeit künstlicher Verzerrungen in jeglichen gemessenen Zeitreihen mit ihrer Länge ansteigt. Solche Verzerrungen können durch technische Veränderungen an den Instrumenten, der Datenerfassung oder durch Veränderungen der Umgebung des Messortes entstehen. Deutlich unterschiedliche Ergebnisse bei der Verwendung verschiedener Referenzdatensätze werden nach Erfahrung von *aj* meist nicht durch ihre unterschiedlichen Längen an sich verursacht, sondern durch unterschiedliche Langfristhomogenität. Es ist bei unsicherer, langjähriger Konsistenz von Referenzdaten durchaus möglich, dass Untersuchungsergebnisse realistischer und konsistenter sind, wenn 10 oder 15 Jahre umfassende Datensätze betrachtet werden anstatt Datenreihen mit 20, 30 oder gar 40 bis 50 Jahren Länge. Dies gilt nicht nur für Windmessreihen, sondern auch für alle anderen Referenzdaten, da sie letztlich in der Regel auch auf Messdaten aufbauen.

Andererseits kann durch die Verwendung kürzerer Bezugszeiträume ein Informationsverlust entstehen, und in der Regel sind sie weniger langjährig repräsentativ. Die in [46] aufgezeigten Ergebnisse deuten darauf hin, dass selbst ein Bezugszeitraum von etwa 20 Jahren in dieser Hinsicht noch als kurz angesehen werden muss. Daher ist es empfehlenswert, die längste Referenzperiode zu wählen, für die noch ein konsistenter Datensatz verfügbar ist. Die Prüfung der Konsistenz ist jedoch in der Regel schwierig und selbst unsicher, da entsprechende detaillierte Informationen oder Vergleichsmöglichkeiten fehlen. Hier muss ein Gutachter letztlich abwägen, welcher Langfrist-Bezugszeitraum noch vertretbar ist.

Wenn mehrere Referenzreihen, von denen jede für sich nicht vollständig homogen erscheint, dennoch gemeinsam für einen bestimmten Zeitraum deutlich und mit akzeptabler Streuung einen bestimmten Verlauf anzeigen, ermittelt und verwendet *aj* daraus einen Konsensverlauf. Dies hält *aj* hinsichtlich der Gesamtunsicherheit für vorteilhafter als den Verzicht auf jegliche Aussagen für diesen Zeitraum. Verschiedene Diskussionen zeigten, dass sich die Meinung der *aj* in diesem Punkt von der vieler anderer Gutachter unterscheidet und derzeit kein Konsens gefunden werden kann.

Die Wahl des langfristigen Bezugszeitraums beeinflusst entscheidend das letztlich angenommene, langjährige mittlere Energieniveau. Um eine Vergleichbarkeit des Langfristniveaus auch für verschiedene Regionen zu erreichen, hat *aj* entschieden, einen möglichst einheitlichen Bezugszeitraum ab 1991 zu verwenden, sofern im konkreten Fall die verfügbaren Daten dies unter Berücksichtigung der genannten Kriterien ermöglichen. Der Bezugszeitraum soll sich demnach von 1991 bzw. dem sich projektspezifisch ergebenden Anfangszeitpunkt bis zum jeweils letzten vollendeten Kalenderjahr erstrecken, für das vollständige Daten vorliegen und auch geprüft und entsprechend

normiert wurden. Das bedeutet, dass sich der Bezugszeitraum mit fortschreitender Zeit verlängert und folglich auch eventuell das angenommene Langfristniveau.

Das Jahr 1991 ergibt sich dabei in vielen Fällen, insbesondere in Mitteleuropa, als Beginn, da es aus Sicht der *aj* den besten Kompromiss zwischen den beiden oben genannten, nur begrenzt miteinander zu vereinbarenden Forderungen nach einer einerseits möglichst langen Langfristbezugsperiode und andererseits der Konsistenz der Referenzdatenreihe darstellt. Vor 1991 stehen kaum noch Ertragsdaten von Windkraftanlagen zur Verfügung. Windmessungen an Wetterstationen weisen häufig Inhomogenitäten durch Veränderungen der Stationsumgebung, des Messinstruments oder der Messhöhe auf. Auch Umzüge des Messstandorts kommen immer wieder vor. Dadurch reduziert sich die Zahl der Messstationen mit konsistenter Windgeschwindigkeitszeitreihe so sehr, dass in vielen Regionen vor 1991 keine gegenseitige Verifizierung mehr möglich ist. Aber auch bei Reanalysen geht *aj* trotz ihres über den gesamten Berechnungszeitraums einheitlichen numerischen Modells von Inhomogenitäten aus. Dies wurde inzwischen exemplarisch nachgewiesen [32]. Ein wesentlicher Grund dafür ist die Inhomogenität der in die Reanalysemodelle eingehenden Messdaten. *aj* vermutet aufgrund entsprechender Untersuchungen, dass darüber hinaus aufgrund bisher nicht identifizierter Effekte die Verläufe der in Reanalysedaten enthaltenen Windgeschwindigkeiten nicht vollständig repräsentativ für die realen Windverläufe in den für die Windenergie relevanten Höhen sind [46].

Die erste Hälfte der 1990er Jahre waren in Mittel- und Westeuropa durch relativ starke Windverhältnisse geprägt. Dagegen zeigten sich die Jahre seit 2009 sehr windschwach. Gelegentlich wird angemerkt, dass die frühen 1990er Jahre nicht in einen langfristigen Bezugszeitraum aufgenommen werden sollten, weil ihr Windenergieniveau nicht langfristig repräsentativ sei. Da umfassende Informationen über noch langfristige Zeiträume nicht vorliegen, ist es sehr schwer festzustellen, wie außergewöhnlich bestimmte Perioden wirklich waren. Die jüngeren, windschwachen Jahre erscheinen jedoch langfristig ähnlich außergewöhnlich wie die frühen 1990er Jahre. Somit besteht nach Ansicht von *aj* eher durch ein Ignorieren als durch das Einbeziehen der Jahre vor 1996 die Gefahr, einen langfristig nicht repräsentativen Bezugszeitraum zu wählen. Eine Untersuchung des in diesem Zusammenhang üblicherweise als Indikator verwendeten [29] NAO-Indexes unter Einbezug der letzten Jahre bestätigt diese Sichtweise [46].

Es sei angemerkt, dass *aj* in verschiedenen Untersuchungen feststellen konnte, dass, soweit auch für die 1980er Jahre Windmessdaten vorliegen, der Einbezug dieser Daten in den Langfristbezugszeitraum keine gravierenden Änderungen des Niveaus zur Folge hätte. Somit ist keine wesentliche Verzerrung des Niveaus durch eine Beschränkung auf einen Bezugszeitraum erst ab 1991 anzunehmen.

Sofern lokal auch für den Zeitraum vor 1991 zuverlässig konsistente Messreihen vorliegen, kann *aj* auch einen längeren langfristigen Bezugszeitraum wählen.

Genauso wird selbstverständlich der Bezugszeitraum verkürzt, wenn sich im konkreten Fall nicht mindestens zwei unabhängige Wind- oder Ertragsdatenreihen finden, deren Konsistenz bis zurück zum Jahr 1991 zuverlässig verifiziert werden kann. *aj* liegen häufig Datenreihen vor, die nicht bis 1991 zurückgehen. Um dennoch diese fehlenden Jahre einzubeziehen, bringt *aj* Niveauekorrekturen an, die aus dem Vergleich mit weiteren Windgeschwindigkeitszeitreihen abgeleitet werden. Diese voneinander unabhängigen Zeitreihen sind untereinander grundsätzlich konsistent, gewisse Abweichungen müssen jedoch toleriert werden. Für sie besteht ein, auch durch entsprechende Korrelationen belegter, physikalischer Zusammenhang mit der zu korrigierenden, nicht ganz so langen Zeitreihe. Die Forderung der Konsistenz wird damit grundsätzlich erfüllt, wenn auch nur mit einer zu beachtenden Unsicherheit. Eine solche Verlängerung bzw. Langfristjustierung einer kürzeren Zeitreihe ist gemäß der TR 6 nicht vorgesehen, aber sie ist nach Ansicht der *aj* durchaus fachlich sinnvoll und gerechtfertigt. Wenn man nur Bezugszeiträume verwendet, für die ohne Verlängerung vollständige und abgesicherte Referenzreihen vorliegen, nimmt man nämlich in Kauf, dass diese dann deutlich kürzer sind und das angesetzte Langfristniveau von dem tatsächlichen Langfristniveau signifikant abweicht. Darüber hinaus sei angemerkt, dass die häufig verwendeten Reanalysedaten ebenfalls aus jeweils nicht den gesamten Zeitraum überdeckenden oder nur abschnittsweise homogenen Messdaten generiert werden, was allgemein akzeptiert wird.

Unabhängig vom langfristigen Bezugszeitraum, der sich auf vergangene Jahre bezieht und letztlich das langjährige Windenergieniveau bestimmt, ist die Länge des zukünftigen Betriebszeitraums. Da derzeit keine konkreten Aussagen über die Folgen zukünftiger Klimaänderungen für das Windpotenzial gemacht werden können, wird angenommen, dass das zu erwartende Energieniveau des zukünftigen Betriebszeitraums dem des vergangenen langfristigen Bezugszeitraums entspricht. Dies gilt unabhängig von der Länge des zukünftigen Betriebszeitraums. Diese Länge ist jedoch von Bedeutung für die Unsicherheit, weil sich mit zunehmender Länge eines Zeitraums windschwache und windstarke Jahre in der Regel zunehmend ausgleichen. Ohnehin sind dem Gutachter bei Erstellen eines Wind- und Ertragsgutachtens weder der zu erwartende Betriebszeitraum noch der Finanzierungszeitraum bekannt. Die vergangenen Jahre haben beispielsweise gezeigt, dass Betriebszeiträume durch Repowering deutlich verkürzt oder mithilfe von Nachprüfungen deutlich verlängert werden können. Es ist also anzunehmen, dass der Auftraggeber die tatsächliche Betriebsdauer in der Planungsphase ebenfalls nicht kennt. Im Rahmen der Projektfinanzierung ist sicherlich zu überlegen, wie sehr die Windverhältnisse des Finanzierungszeitraums noch insgesamt im Vergleich zum Langjährigen über- oder unterdurchschnittlich sein können. [1] legt den Bezug auf den Betriebszeit-

raum der untersuchten Anlagen fest. Dieser sollte vom Auftraggeber des Gutachtens bestimmt werden. Andernfalls nimmt *aj* 20 Jahre an.

B2.3.2 Langfrist-Referenzdaten

B2.3.2.1 BDB-Windindex

Die gängigste Quelle für Informationen zum Langfrist-Energieinhalt des Windes gemessen an der Ausbeute durch Windkraftanlagen ist in Deutschland der so genannte BDB-Index (früher auch IWET-Index oder umgangssprachlich „Keiler-Häuser-Index“ genannt) [21]. Er wird monatlich nach einem komplexen Verfahren für 20 verschiedene Regionen Deutschlands aus den Ertragsdaten von mehreren Tausend Windkraftanlagen abgeleitet und setzt das Ertragsniveau des Monats für typische Standorte der Region zu längeren Zeiträumen in Bezug. Damit handelt es sich um einen Produktionsindex. Ein Vorteil besteht darin, dass er aus Ertragsdaten gebildet wird und somit genau aus dem Parameter, der auch das Endergebnis eines Wind- und Ertragsgutachtens ist. Außerdem wird er mit Informationen gespeist, die in größeren Höhen über Grund erhoben wurden als Wetterstationsdaten. Allerdings bestehen auch Defizite. Nur die wichtigsten Aspekte dazu werden im Folgenden skizziert.

Der BDB-Index wird aus Anlagenerträgen gebildet. Die Zusammensetzung der hierfür betrachteten Anlagen ändert sich ständig entsprechend des Zubaus und der Datenmeldung durch die Betreiber. Neuere Anlagen haben aber stets andere Charakteristika als ältere. Daneben sinken die Erträge einiger länger bestehender Anlagen durch den Zubau weiterer Anlagen. Dies wird bei der Bildung des BDB-Index nicht explizit geprüft und nicht korrigiert. Somit ist nicht gesichert, dass das mit dem Indexwert 100 charakterisierte Niveau über den gesamten Zeitraum stabil ist. Dies kann überprüft werden, indem die Energieerträge von länger unverändert betriebenen und nicht zugebauten Windkraftanlagen für verschiedene Unterperioden auf Langfristerträge extrapoliert werden. Bei früheren Versionen der BDB-Indices wurden je nach Unterperiode deutlich unterschiedliche Ergebnisse ermittelt, in den meisten dieser Fälle mit einer Tendenz zu im Laufe der Zeit optimistischeren Werten. Das Absolutniveau dieser Indices war folglich häufig nicht stabil. In der Version 2011 des BDB-Index war diese Problematik weniger gravierend, in einzelnen Fällen wurden aber auch mit dieser Version deutliche Veränderungen je nach Unterperiode beobachtet. Die neueste Version 2017 ist in dieser Hinsicht nach bisheriger Prüfung durch *aj* noch stabiler und auch stabiler, als angesichts der oben genannten Aspekte zu erwarten wäre. Anscheinend sind die Algorithmen zur Konsistenzprüfung der Daten robust. Dennoch kann die Stabilität des Absolutniveaus des BDB-Index nicht für die Zukunft abgeschätzt werden.

Ein anderes zentrales Problem ist, dass zu Beginn des Zeitraums, für den Indexwerte wünschenswert wären, nur wenige Windkraftanlagen in Betrieb waren. In einigen Regionen lagen zunächst sogar überhaupt keine Ertragsdaten vor. Dies hat die BDB dazu bewegt, nur Indexwerte anzugeben, die aus mindestens zehn monatlichen Ertragsdaten verschiedener Anlagen derselben Region gebildet worden sind. Je nach Region beginnt daher der Windindex teils im Januar 1990, teils aber auch deutlich später. Bei der Version 2017 des BDB-Index beginnen die letzten Zeitreihen (Regionen 17 und 24) in 1997 und der Index der Region 17 liegt erst ab Februar 1998 durchgängig vor. Der Index der Region 24 weist eine spätere Lücke im November 2014 auf. Hierdurch wurde eindeutig die Zahl der Ausreißer in den Indexreihen im Vergleich zu früheren Versionen vermindert. Allerdings besteht in den Anfangsjahren teilweise noch immer eine unplausible Streuung. Um für alle Regionen möglichst immer hinreichend viele monatliche Ertragsdaten einbeziehen zu können, wurden zudem einige Regionen zusammengelegt, so dass sich die frühere Zahl von 25 Indexregionen in der Version 2017 auf 20 reduziert hat. Abgesehen vom Wegfall der Nummern einzelner Regionen blieb die Nummerierung jedoch erhalten, so dass es zum Beispiel weiterhin eine Region 25 gibt.

Zu erwähnen ist noch, dass viele Probleme, die üblicherweise bei der Verwendung des BDB-Index entstehen, minimiert werden, wenn lineare Regressionen der monatlichen Ertragsdaten über die Indexwerte durchgeführt werden, anstatt die Wertepaare monatlich zu dividieren und daraus einen Mittelwert zu bilden. Die monatsweise Quotientenbildung war über lange Jahre die empfohlene Vorgehensweise, was vermutlich die wichtigste Ursache für zahlreiche Fehleinschätzungen auf der Basis des BDB-Index der Version 1999 war. Diese Beobachtung wurde von *anemos-jacob* in 2003 veröffentlicht [22], und die Verwendung von linearen Regressionen oder ähnlichen Verfahren wird inzwischen allgemein als angemessener angesehen.

Bei der Version 2006 des BDB-Index wurde neben der veränderten Bewertung der Datenbasis der frühen Jahre auch eine Verlängerung der Referenzperiode durch eine Verbindung mit einem Derivat der NCAR-Reanalysedaten (siehe unten) versucht. Damit wurde das Absolutniveau des Index durch diese Reanalysedaten beeinflusst. Gegenüber der vorherigen Version 2003 hatte sich zumindest in einigen Regionen das Absolutniveau des BDB-Index in der Version 2006 zunächst gut dem damals von *aj* für plausibel gehaltenen Niveau angenähert, in anderen Regionen blieb es jedoch unangemessen, und vor allem in weiten Bereichen Südwestdeutschlands war das Absolutniveau des BDB-Index der Version 2006 schlicht unplausibel. Im Laufe der Jahre ergaben sich für die meisten Regionen immer unplausiblere Ergebnisse auf Basis des BDB-Index der Version 2006. Der BDB-Index der Version 2006 suggerierte mit der Verlängerung der Referenzperiode für die Jahre vor Errichtung der meisten Windkraftanlagen ein sehr hohes Windenergieangebot, was bei einer direkten Betrachtung der NCAR-Reanalysedaten nicht nachvollzogen werden konnte. Die Verlängerung der Referenzperiode mit einem

Derivat der NCAR-Reanalysedaten ist als gescheitert anzusehen und wurde daher wieder abgeschafft.

Dies hat zu einer weiteren Revision des BDB-Index im Dezember 2011, der Version 2011, geführt. Deren Bezugsperiode wurde auf die Jahre 1996 bis 2009 verkürzt. Für viele Regionen änderte dies das Indexniveau deutlich. Dieser Schritt konnte als eine wesentliche Verbesserung angesehen werden, da nun das 100 %-Referenzniveau klar definiert war. Es wurde außerdem nicht mehr behauptet, dass dieses Referenzniveau dem langjährigen Mittel entspräche. Es handelte sich lediglich um eine Bezugsgröße, die von den Nutzern ggf. auf andere Bezugszeiträume justiert werden musste. Dies ist anzuraten, da die Periode 1996 bis 2009 hinsichtlich der Windverhältnisse nicht in allen Regionen als durchschnittlich anzusehen ist.

Die Version 2017 wurde auf den Zeitraum 2002-2016 normiert mit der Folge eines deutlichen Absinkens des Absolutniveaus um etwa 5 %. Neben verständlichen statistischen und technischen Gründen gibt der Herausgeber an, diesen Zeitraum als durchschnittlich zu bewerten. Dies befreit die Nutzer nicht von der Pflicht, eine eigene Bewertung vorzunehmen. Wenn mehrere Jahre vor 2002 beachtet werden, ist die Periode 2002 bis 2016 hinsichtlich der Windverhältnisse jedoch in allen Regionen als deutlich unterdurchschnittlich anzusehen. Aus den obigen Darstellungen ergibt sich, dass *aj* der Bewertung der Betreiberdatenbasis nicht zustimmen kann und eine entsprechende Korrektur vornimmt.

Auch wenn der BDB-Index in der Version 2011 gegenüber älteren Versionen eindeutig verbessert wurde, in verschiedenen Aspekten die Version 2017 eine nochmalige Verbesserung darstellt und für Windgutachter wie *aj* auf absehbare Zeit eine wichtige Referenz bleiben wird, ist doch bei seiner Verwendung weiter Vorsicht geboten. Die Stabilität des BDB-Index sollte immer mit weiteren Datensätzen überprüft werden.

B2.3.2.2 Von *aj* erstellte Produktionsindices

Die ersten kommerziellen Windkraftanlagen wurden in Deutschland vor etwa 30 Jahren errichtet. Aufgrund dessen existieren zunehmend Betriebsergebnisse über einen Zeitraum von 15 Jahren oder mehr. Diese geben die Variabilität der Windenergie dann gut wieder, wenn

- die Windkraftanlagen nicht verändert wurden und ihr Betriebsverhalten konsistent war
- sich die Umgebung der Anlagen nicht durch Zubau anderer Anlagen oder Veränderungen des Gebäudebestands oder Bewuchses geändert hat
- die Daten vom Einfluss von Stillständen bereinigt werden
- die Daten vom Einfluss unregelmäßiger Datenerhebung bereinigt werden

- die Variabilität des Energieertrags auf die Charakteristik heutiger Anlagentypen umgerechnet wird (die Energieproduktion der Anlagen mit niedriger Nabenhöhe und / oder hoher flächenspezifischer Nennleistung variiert mehr von Tag zu Nacht, von Sommer zu Winter und von Jahr zu Jahr als der Ertrag heutiger Anlagen, was nur einige der Effekte sind, die in diesem Themenkomplex zu berücksichtigen sind).

Produktionsindices können aus diesen Ertragsdaten generiert werden. Leider sind die meisten Datenreihen solcher Windkraftanlagen unvollständig, und die Informationen über die oben erläuterten Einflüsse sind nicht verfügbar. Dennoch hat *aj* einen Datenbestand von solchen Anlagen aufgebaut und eigene Produktionsindices daraus abgeleitet (*pi aj*). Anhand von Datenbanken und Luftbildern wird geprüft, ob sich die Umgebungen dieser Anlagen verändert haben. Um inkonsistente Daten zu erkennen und zu korrigieren, werden Vergleiche zwischen den Ertragsdaten mehrerer Windkraftanlagen und auch mit anderen Daten durchgeführt. Wenn die Daten mancher Monate fehlen, werden Datenreihen durch geeignete Skalierung der Daten anderer Windkraftanlagen mit ausreichend langer Betriebsdauer aufgefüllt. Die Skalierung wird durch einen Vergleich zeitgleicher Daten über mehrere Jahre ermittelt. Mit diesem Verfahren wird die Zeitreihe mancher Produktionsindices auch vorsichtig in die Vergangenheit verlängert. Der Vorteil ist, dass dadurch mit größerer Zuverlässigkeit ein Langfristniveau für den Bezugszeitraum ab 1991 festgelegt werden kann, als wenn eine Korrektur nur auf Basis von Winddaten durchgeführt wird. Dies gilt jedoch nicht in jedem Fall und ist nur nach sorgfältiger Prüfung möglich.

Der ursprüngliche Bezugszeitraum eines *pi aj* reicht vom ersten monatlichen Indexwert – selbst wenn die Werte am Anfang mit Daten anderer Windkraftanlagen über lineare Regressionen aufgefüllt wurden – bis zum jeweils letzten vollendeten Kalenderjahr. Um das Niveau eines Bezugszeitraums ab 1991 zu erhalten, müssen die *pi aj* gewöhnlich ähnlich wie die BDB-Indices unter Beachtung von Winddaten korrigiert werden.

Der Vorteil gegenüber dem BDB-Index ist, dass wenige, klar definierte Windkraftanlagen betrachtet werden, so dass die Qualitätskontrolle der Daten intensiver sein kann. Damit sollte das Absolutniveau stabiler sein. Außerdem ist die räumliche Auflösung feiner. Allerdings ist die Korrelation mit den Ertragsdaten der zu untersuchenden Anlagen zumeist niedriger, weil die *pi aj* die Verläufe des Windpotenzials an einem Standort mit seiner eigenen Lage, Charakteristik und Umgebung wiedergeben, während die BDB-Indices durch Mittelung über viele Standorte besser für eine Region repräsentativ sind. Zudem dürften die *pi aj* in einzelnen Monaten noch von individuellen Vorgängen geringeren Ausmaßes an den Referenzanlagen beeinflusst sein.

Gelegentlich können die Ertragsdaten von Windkraftanlagen schon als Referenz benutzt werden, wenn sie nur wenige Jahre umfassen und daher noch zu kurz für die Erstellung

eines Produktionsindex sind. Dieses Verfahren bietet sich an, wenn der langjährige mittlere Ertrag von Windkraftanlagen bestimmt werden soll, für die selbst nur relativ wenige Monatsdaten vorliegen. Oft führt der direkte Vergleich dieser kurzen Ertragsreihen mit verschiedenen Indices auf sehr unsichere Ergebnisse, vor allem, wenn die Korrelation nur mäßig ist. Wenn aber in ihrer Umgebung weitere Anlagen gefunden werden können, deren Erträge einerseits wesentlich besser mit denen der zu untersuchenden Anlagen korrelieren als die Indices und andererseits deutlich längere Zeiträume abdecken, kann über sie die Unsicherheit des Langfristbezugs verringert werden. Dann werden zunächst die Langfristerträge der etwas länger betriebenen Anlagen bestimmt, was aufgrund der Betriebsdauer relativ zuverlässig möglich ist. Anschließend werden über einen Vergleich zwischen den Anlagen indirekt die Langfristerträge der Anlagen mit nur kurzem Datenzeitraum berechnet.

B2.3.2.3 IWR Windindex

Die Gruppe „IWR“ an der Universität Münster (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien) gibt den IWR -Index heraus. Er wird von der Mehrheit der Windgutachter nicht akzeptiert und daher hier nicht weiter behandelt.

B2.3.2.4 Reanalysedaten

Reanalysedaten basieren auf einem über einen längeren Zeitraum unveränderten atmosphärischen Globalmodell. Viele Windgutachter verwenden Reanalysedaten, um Wind- oder Produktionsindices abzuleiten oder um kurzzeitige Windmessungen auf langjährige Verhältnisse zu extrapolieren. Diese Daten sind attraktiv, da sie die gesamte Erde abdecken, eine relativ hohe zeitliche Auflösung aufweisen und häufig kostenlos zugänglich sind.

Die grundsätzliche Methodik und die einbezogenen Messdaten sind bei den verschiedenen Reanalysen ähnlich und zumindest teilweise identisch. Daher sind sie nicht als vollständig voneinander unabhängige Datensätze anzusehen. Zwar ergibt der Vergleich der Windgeschwindigkeitsdaten der Datensätze durchaus Unterschiede. Die langfristigen Verläufe der mittleren Windgeschwindigkeit ähneln sich trotzdem häufig.

Im Folgenden sollen nur Datensätze dargestellt werden, die regelmäßig innerhalb weniger Wochen aktualisiert werden. Es gibt auch Reanalysen, die nur einen abgeschlossenen Zeitraum der Vergangenheit abbilden. Weil für diese keine aktuellen Daten vorliegen, sind sie für Windgutachten meistens uninteressant.

Die ersten, für kommerzielle Nutzung verfügbaren Reanalysedaten wurden vom NCAR (National Center for Atmospheric Research), USA, herausgegeben [25]. Ihre räumliche

Auflösung ist für kleinräumige Windgutachten grob ($2,5^\circ \times 2,5^\circ$ Raster, geografische Länge und Breite), folglich ist das verwendete Geländemodell für Europa zu grob (in Deutschland etwa 170×270 km). Dennoch besteht häufig eine sehr gute Korrelation mit lokal erhobenen Daten.

Ausführlichere Erläuterungen zu den NCAR-Reanalysedaten und weitere Referenzen sind in [28] zu finden. Dort werden auch Beispiele für fehlende Homogenität der Daten aufgeführt und letztlich ihre Eignung für Windgutachten bestritten. In der Vergangenheit verwendete *aj* häufig die NCAR-Reanalysedaten als eine Informationsquelle unter mehreren. Sie waren vor allem bei der gegenseitigen Prüfung von Plausibilität und Homogenität hilfreich. Hierbei zeigte sich, dass ihre Homogenität je nach Region sehr unterschiedlich ist. Teils erscheinen Zeitreihen über fast 30 Jahre verwendbar und teils treten schon in 10-jährigen Zeiträumen unplausible Verläufe auf. Besonders kritisch sind die Datenreihen für Übergangsbereiche zwischen Meer und Land zu behandeln. Inzwischen werden diese Datensätze von *aj* praktisch nicht mehr herangezogen.

Zu Beginn des Jahres 2012 wurden die vom Europäischen Zentrum für Mittelfristvorhersage (ECMWF) erstellten Reanalysedaten der Reihe „ERA-Interim“ kommerziell verwendbar [26]. Ihre räumliche Auflösung ($0,75^\circ \times 0,75^\circ$ Raster) ist feiner als die der NCAR-Daten. Die Reihe wurde ab Sommer 2019 nicht mehr fortgesetzt. Die nachfolgende Datenreihe ERA5 [48] weist eine noch feinere räumliche ($0,25^\circ \times 0,25^\circ$ Raster) und zeitliche (stündliche) Auflösung auf. Seit Januar 2019 können ausreichend lange Zeiträume dieser Daten erhalten werden. Sie werden von *aj* inzwischen anstelle der ERA-Interim-Daten eingesetzt.

Darüber hinaus ist ein dritter Reanalysedatensatz, die MERRA-Daten der NASA [27], verfügbar. Die seit Anfang 2016 herausgegebene Version MERRA-2 ist eine Weiterentwicklung der MERRA-Reanalyse mit einer leichten Veränderung des Modellgitters sowie einer deutlich überarbeiteten Datenassimilation. Langfristige Windverhältnisse, die mit Hilfe von MERRA und MERRA-2 ermittelt wurden, weichen nur minimal voneinander ab. Durch ihre räumliche Auflösung ($0,5^\circ \times 0,625^\circ$ Raster) und ihre stündliche zeitliche Auflösung sind sie ebenfalls attraktiv für den Langfristbezug von Windmessdaten.

Häufig wird angegeben, die Reanalysedaten seien langjährig konsistent. Dies stimmt insofern, als zumeist durchgängig dasselbe Berechnungsmodell verwendet wird und dieses eine Konsistenz der verschiedenen Parameter an einem Ort zu einem Zeitpunkt und in dessen Umgebung sicherstellt. Tatsächlich weisen sie häufig, zumindest auf den ersten Blick, einen plausibleren Verlauf auf als Wetterstationsdaten, deren Messung bisweilen durch Änderungen der Messgeräte, der Messhöhe, des Messstandortes oder der Umgebung der Messung beeinflusst ist. Dennoch erscheinen die langfristigen Ver-

läufe der Windgeschwindigkeiten aus Reanalysen nicht in jedem Fall realistischer als die von Wetterstationen. Tatsächlich gibt es hier Einflüsse durch die qualitative und quantitative Veränderung der zugrunde liegenden Messdaten im Lauf der Zeit und die Übertragung von diesen auf die Verhältnisse in niedrigen Höhen über Grund. Die Art und Zahl der Messgeräte, deren Daten verwendet werden, ändern sich im Lauf der Zeit stark. Besonders wichtig ist der Einbezug von Satellitendaten, deren Umfang im Laufe der letzten Jahrzehnte sehr stark zunahm. Daher besteht auch hier keine Sicherheit, dass der Verlauf der Windverhältnisse über längere Zeiträume konsistent wiedergegeben wird.

Festzuhalten ist außerdem, dass Nutzer keinen Einblick haben, wie die Daten erstellt werden und welche Korrekturen durchgeführt wurden und dies daher nicht prüfen können.

Die Verwendung und Interpretation von Reanalysedaten im Rahmen von Windgutachten ist somit nicht trivial. Daher treten deutliche Unterschiede in den Aussagen verschiedener Gutachter auf der Basis derselben Datensätze auf.

aj verwendet im Allgemeinen sowohl MERRA-2- als auch ERA5-Datensätze, auch um eine gegenseitige Überprüfung und Plausibilisierung durchführen zu können, was die Belastbarkeit der Ergebnisse verbessert. Darüber hinaus kontrolliert sie *aj* durch Vergleich mit den Messreihen von zumindest abschnittsweise besonders zuverlässig wirkenden Wetterstationen. Tatsächlich lassen diverse von *aj* durchgeführte Studien den Schluss zu, dass Langfristextrapolationen mittels Reanalysedaten für Messdaten in Frankreich und Deutschland in den vergangenen Jahren zu konservativen Ergebnissen führen, d.h. die Zeitreihen sind nicht vollständig konsistent im Vergleich der vergangenen Jahre mit weiter zurückliegenden [32]. Dies muss jedoch nicht zwangsläufig für andere Regionen oder Zeiträume gelten. In jedem Fall ist der Vergleich von Reanalysen untereinander sowie mit Wetterstationsdaten der beste Weg, um den Einfluss möglicher Inkonsistenzen zu minimieren.

Bei Untersuchungen für verschiedene Regionen Deutschlands und Frankreichs wurde durch einen Vergleich mit verschiedenen Referenzdatenreihen über einen Zeitraum von fünf Jahren für mehrere, seit vielen Jahren bestehende Windkraftanlagen und Wetterstationen deren langjährige Mittelwerte des Ertrags bzw. der Windgeschwindigkeit berechnet. Dafür wurden lineare Regressionen der Monatserträge dieser Anlagen bzw. der Monatsmittelwerte der Wetterstationen der Jahre 2009 bis 2013 über die Referenzdaten gebildet. Mit den erhaltenen Regressionsgleichungen wurden die mittleren Erträge bzw. Windgeschwindigkeiten der vergangenen 10, 15 und teilweise auch 20 Jahre je nach Referenzdatenquelle postuliert. Diese konnten dann mit den tatsächlichen, mittleren Erträgen bzw. Windgeschwindigkeiten verglichen werden. Mit einer langfristig stabilen

Referenzdatenreihe müssten der mittlere Ertrag der Anlage bzw. die mittlere Windgeschwindigkeit der Wetterstation für die weiter zurückliegende Vergangenheit korrekt reproduziert werden.

Als Beispiel ist in der folgenden Abbildung das Ergebnis für eine Windkraftanlage bei Bangstede im küstennahen Bereich von Niedersachsen dargestellt. Das Diagramm zeigt die Abweichung des über die Referenzdaten berechneten 10-, 15- bzw. 20-jährigen Ertragsmittels vom tatsächlichen, um Ausfälle bereinigten Ertragsmittel in Prozent.

Die gelben Balken beziehen sich auf den 10-Jahres-Zeitraum 2004-2013, die orangefarbenen auf die 15 Jahre von 1999 bis 2013 und die roten Balken auf den 20-jährigen Zeitraum 1994-2013. Neben den Windgeschwindigkeitsdaten der MERRA-, ERA- und NCAR-Reanalysen wurden auch der BDB-Windindex der Region 7 (Version 2011), der von *aj* selbst erstellte Produktionsindex *pi aj Elsfleth* und Windgeschwindigkeitsdaten der Wetterstation Bremen betrachtet.

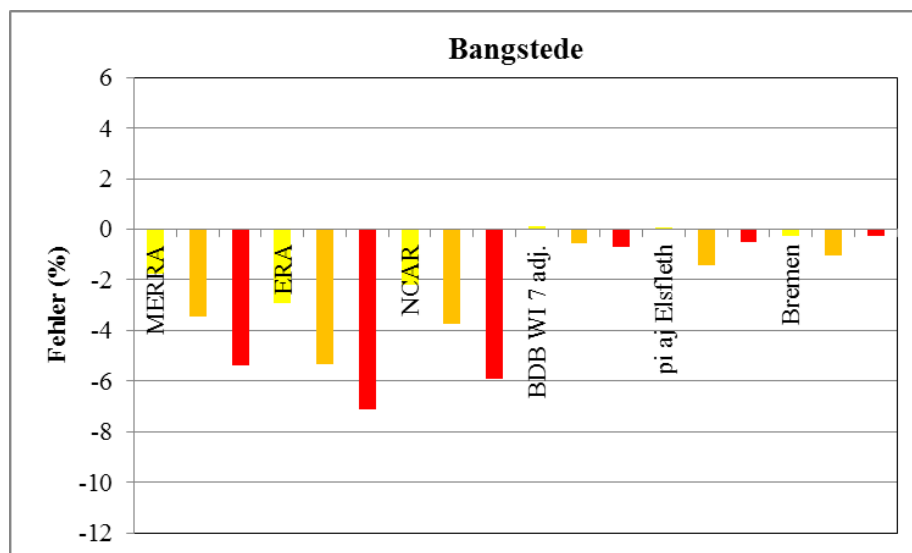


Abb. B3: Homogenitätsprüfung verschiedener Referenzdatensätze anhand der Erträge einer vieljährig bestehenden Windkraftanlage

Über die Reanalysedaten (die 9 linken Balken) wird der Ertrag dieser Anlage durchweg zu niedrig wiedergegeben. Die Abweichung steigt bei allen Reanalysen mit der Länge des Betrachtungszeitraums. Im Unterschied dazu werden die tatsächlichen, mittleren Erträge für alle Zeiträume über den BDB-Index, den *aj*-eigenen Index *pi aj Elsfleth* und die Wetterstation Bremen gut reproduziert. Dies deutet darauf hin, dass die Reanalyse-daten die Langfristverläufe des Windes nicht korrekt wiedergeben und dass die Inkonsistenz mit der Länge der Datenreihen zunimmt.

Wegen der Schwierigkeit, langjährig homogene Datenreihen von Windkraftanlagen und Wetterstationen zu finden, sind nicht alle untersuchten Fälle so deutlich wie der oben dargestellte Fall der Anlage bei Bangstede. Bisweilen führen neben den Reanalysen auch die anderen Referenzen zu um mehrere Prozent abweichenden Ergebnissen. Diese Abweichungen sind aber sowohl positiv als auch negativ und werden bei Mittelung über mehrere Referenzen gering, während die Reanalysen in allen untersuchten Fällen deutlich zu niedrige Ergebnisse lieferten. Dabei nahmen die Abweichungen mit der Länge des betrachteten Zeitraums zu. Im Südwesten Deutschlands besteht dieser Effekt jedoch nicht.

Für Frankreich wurden für diese Untersuchung die Windgeschwindigkeitsdatenreihen einzelner Wetterstationen verschiedener Regionen ausgewählt, die von *aj* als besonders homogen bewertet wurden. Hier besteht der methodische Vorteil, dass nur Windgeschwindigkeiten miteinander verglichen wurden. Auch beim reinen Vergleich mit Windgeschwindigkeitsdaten zeigten die Daten aus den Reanalysen zu niedrige Ergebnisse. Dies widerlegt auch die häufig geäußerte Hypothese, dass eine Veränderung der Effizienz der betrachteten Anlagen für die beschriebenen Divergenzen verantwortlich sind. Tatsächlich finden sich auch bei Nachberechnungen der Ertragsdaten von Windkraftanlagen im Rahmen von Windgutachten nur selten Fälle, bei denen die Leistungsfähigkeit älterer Anlagen im Vergleich zu neueren signifikant verringert ist.

Darüber hinaus wiesen die Reanalysedaten in diesen Untersuchungen systematisch erheblich geringere interannuelle Schwankungen des Windpotenzials aus (ausgedrückt über die Standardabweichung der Jahresmittel über längere Zeiträume) als Wetterstationsdaten und Produktionsindices.

Da leider nicht überall geeignete konsistente Alternativen zur Verfügung stehen, verwendet *aj* weiterhin auch Reanalysedaten. Dabei ist jedoch besondere Vorsicht angebracht. Insbesondere in Deutschland und Frankreich sind auf ihrer Basis oft zu niedrige Ergebnisse beim Langfristbezug zu erwarten. Es ist anzunehmen, dass dieser Trend nicht allgemeingültig ist, sondern je nach Region der Welt und betrachtetem Zeitraum unterschiedlich ausfallen kann.

B2.3.2.5 Aus Reanalysedaten abgeleitete Referenzreihen

Gelegentlich werden Reanalysedaten, die ja auf einem die ganze Erde umspannenden Gitternetz berechnet worden sind, als Eingangsdaten für Mesoskalenmodelle verwendet, welche nur eine bestimmte Region, z. B. Mitteleuropa, modellieren und für die eine feinere Auflösung verwendet wird. Durch die bessere Auflösung sollten lokale Effekte besser erfasst werden können. In der Tat beobachtet *aj* bei solchen Daten häufig (aber nicht immer) eine Verbesserung der Korrelation mit vor Ort aufgezeichneten Wind-

oder Ertragsdaten gegenüber einer direkten Verwendung der Reanalysedaten. Die langfristigen Verläufe dieser aus Reanalysen abgeleiteten Daten werfen jedoch häufig Fragen hinsichtlich der Konsistenz auf. Die unsichere Homogenität dieser Daten wirkt sich natürlich auch auf das langjährige mittlere Wind- und Energieniveau aus. Daher verwendet *aj* derzeit keine aus Reanalysen abgeleitete Daten für den Langfristbezug.

Derzeit werden auf dem Markt verschiedene Wind- oder Produktionsindices angeboten, die auf Reanalysedaten oder aus diesen mit Mesoskalenmodellen abgeleiteten Daten basieren. Dazu gehört unter anderem der World Wind Atlas, der für den Bezug der BDB-Indices der Version 2006 auf längere Zeiträume verwendet worden ist.

B2.3.2.6 Windgeschwindigkeitsdaten von Wetterstationen

Wenn die Variabilität der langjährigen Windverhältnisse charakterisiert werden soll, ist es naheliegend, gemessene Zeitreihen von Windgeschwindigkeiten heranzuziehen, denn hier handelt es sich genau um den Parameter, der in den meisten Fällen untersucht werden soll. Dies gilt insbesondere für den Langfristbezug von Windmessreihen. Nur in wenigen Ländern, darunter Deutschland, zielt der Langfristbezug meistens nicht auf die mittleren Windverhältnisse, sondern die Energieproduktion von Windkraftanlagen ab. Wegen der Veränderlichkeit der atmosphärischen Grenzschicht folgt die Energieabgabe von Windkraftanlagen nicht genau den Windgeschwindigkeiten, die in etwa 10 m über Grund gemessen werden. Als Beispiel können einige Monate im Sommer 2004 genannt werden, in denen offensichtlich die Häufigkeitsverteilung und das typische Höhenprofil des Windes außergewöhnlich waren, was zu einer größeren Divergenz zwischen Windgeschwindigkeit und Energieproduktion führte. Solche Vorgänge sind dann auch relevant, wenn Wetterstationsdaten zur Langfristextrapolation von Windmessdaten verwendet werden, die in größeren Höhen über Grund gemessen wurden.

Der Einfluss solcher Effekte verringert sich mit wachsender Dauer des Vergleichszeitraums.

Jede Messung enthält Unsicherheiten. Dies gilt auch für die Windmessungen an Wetterstationen. Die Unsicherheit einer Windmessung ist umso größer, je kleiner die gemessene Geschwindigkeit ist. Bei langjährigen Messungen müssen die Messgeräte von Zeit zu Zeit gewartet oder ausgetauscht werden. Auch technische Änderungen werden entsprechend der technischen Entwicklung bisweilen durchgeführt oder die Messgeräte werden versetzt. Zusätzlich ändert sich häufig die Stationsumgebung im Lauf der Zeit (Bewuchs, Bebauung, Landnutzung). Die langjährige Homogenität einer Windmessung ist daher häufig nicht gegeben. Andererseits stellt die Beeinflussung einer Windmessung an einer Wetterstation durch störende Objekte oder eine spezielle Struktur der Umgebung kein besonderes Problem dar, wenn diese Beeinflussung über eine vieljähri-

ge Referenzperiode und auch während der zu extrapolierenden Datenreihe gleichförmig war.

Die Anforderungen des Windenergiesektors gehen hinsichtlich der Genauigkeit von Windmessungen deutlich über die der Wetterdienste hinaus. Daher muss angenommen werden, dass Aspekte, die für eine Windmessdatenauswertung wichtig sind, von den Betreibern der Wetterstationen nicht die wünschenswerte Beachtung erhalten haben und dass entsprechende Aufzeichnungen teilweise oder ganz fehlen. Als Beispiel kann genannt werden, dass häufig Wetterdienste angeben, ein Wechsel des Anemometertyps beeinflusse die Messwerte nicht. Folglich werden solche Wechsel dem Kunden, der die Messdaten erwirbt und nach Veränderungen im Messaufbau fragt, teilweise nicht angezeigt.

Daher versucht *aj*, die Homogenität von Windmessungen an Wetterstationen durch die Kombination technischer Informationen (sofern erhältlich) und den Vergleich mehrerer langjähriger Windmessreihen einzuschätzen.

aj hat über viele Jahre hinweg große Anstrengungen unternommen, das mittlere Niveau und die Variabilität der Windgeschwindigkeit und Windenergie in Deutschland auf der Basis der Windmessdaten von mehr als 40 Wetterstationen zu ermitteln. Dabei wurde leider festgestellt, dass die Homogenität der Winddaten der meisten Stationen sehr fraglich ist. Vom DWD waren damals keine detaillierten Informationen erhältlich, die helfen würden, wesentliche Änderungen der Messaufbauten oder ihrer Umgebung zu erkennen und einzuschätzen. Daher konnten die Auswirkungen solcher Veränderungen nur empirisch erkannt und korrigiert werden. Den hierfür notwendigen großen Aufwand hat *aj* nur selten unternommen. Daneben wurden Probleme in den vom DWD angekauften Daten gefunden, die auf Fehler in den Mittelungsverfahren und der Qualitätskontrolle hinweisen. Zusätzlich sank ab 2004 die Verfügbarkeit der Daten auf ein Niveau, das schwer zu akzeptieren ist. Daher wurde die angekaufte Datenbasis ab 2005 nicht mehr durchgängig erweitert. Neuerdings scheinen einige Stationen relativ homogene Windmessdaten zu liefern, und es sind auch mehr Informationen über die Stationen erhältlich. Doch nur bei wenigen Stationen kann *aj* derzeit eine vieljährige Homogenität annehmen.

Eine Möglichkeit, Inkonsistenzen in den Wetterstationsdaten zu identifizieren und zu kompensieren bietet der Ansatz, dass ein Trend als realitätsnah angenommen werden kann, wenn er von einer deutlichen Mehrheit an Wetterstationen ähnlich aufgezeigt wird. Unter Verwendung dieser Annahme wurden von *aj* vor einigen Jahren Langzeitreihen der Jahresmittel der Windgeschwindigkeit für Norddeutschland und Nordfrankreich erstellt. Beide basierten auf den Daten von je 10 Wetterstationen ab 1970, jedoch etwas weniger für die davorliegende Zeit. Vom niederländischen Wetterdienst liegt

ebenfalls eine entsprechende mittlere Messreihe vor, so dass insgesamt Verläufe aus drei Ländern Westeuropas auf der Basis von bis zu 30 Wetterstationen gebildet werden können. Alle drei Zeitreihen zeigen ab Ende der 1970er Jahre ähnliche Verläufe. Größere Einflüsse von Messfehlern und oder anders verursachten Problemen mit der Homogenität sind für die Zeit davor offensichtlich. Hierbei spielt vermutlich der Übergang von manueller zu automatischer Messung, der in Deutschland vor allem in den 1970er Jahren und in Frankreich gegen Ende der 1980er Jahre vollzogen wurde, eine wichtige Rolle.

B2.3.2.7 Großwetterlagenindices

Die Firma Garrad Hassan and Partners Ltd. hat versucht, aus drei verschiedenen Datensätzen für Großwetterlagen Langzeitverläufe abzuleiten, die Hinweise auf das Windpotenzial in Nordwesteuropa geben [29]. Der Grundgedanke dieser Untersuchung war, dass die Messung von Luftdrücken über mehrere Jahrzehnte mit deutlich größerer Homogenität vorgenommen werden konnte als die der Windgeschwindigkeiten. Bewusst wurde in Kauf genommen, dass damit nur ein Teil der treibenden Kräfte für den Wind erfasst wird und das Ergebnis nur grob die tatsächlichen Windverhältnisse annähern kann. Diese Indices waren nicht als Basis für die praktische Arbeit gedacht, sondern sie dienten nur der Darstellung langjährig mittlerer, großräumiger Verläufe. Teilweise ähneln sich die Verläufe der Jahreswerte beim gegenseitigen Vergleich sowie mit NCAR-Reanalysedaten, teilweise bestehen große Unterschiede. Dies ist wegen des gewählten methodischen Ansatzes keine Überraschung. Die wesentliche Aussage betrifft die langfristigen Verläufe.

Garrad Hassan nannte als eine Schlussfolgerung aus dieser Arbeit, dass um 1990 eine Periode mit relativ hohen mittleren Windgeschwindigkeiten aufgetreten ist, die als ungewöhnliches Ereignis betrachtet und bei der Bestimmung des langjährigen mittleren Windpotenzials möglicherweise außer Acht gelassen werden sollte. Diese Schlussfolgerung basiert nach diesem Bericht auf der Analyse weiterer Daten und Veröffentlichungen, die den Zeitraum vor dem in [29] speziell untersuchten abdecken. Inzwischen wurde sie häufig in der Branche als Tatsache wiedergegeben.

In diesem Zusammenhang sollte bedacht werden, dass der Wind das Resultat sehr komplexer Prozesse ist. Ein einfacher Ansatz, der von anderen Parametern als der gemessenen Windgeschwindigkeit oder den Produktionsdaten von Windkraftanlagen ausgeht, vernachlässigt zwangsläufig zahlreiche nichtlineare Vorgänge. Dies ist möglicherweise auch der Grund dafür, dass die in [23] dargestellte Zeitreihe der Windgeschwindigkeit keine nennenswerte Ähnlichkeit mit beobachteten Windgeschwindigkeiten aufweist, obwohl der dort verfolgte Ansatz theoretisch genauso überzeugend erscheint wie der in [29]. Es erklärt auch, warum sich die langfristigen Verläufe der NCAR-Daten und derer

von Garrad Hassan teilweise ähneln, sie sich aber zeitweise stark von gemessenen Verläufen der Windgeschwindigkeit unterscheiden. Für die NCAR-Daten wurde dies in Kapitel B2.3.2.4 dargestellt.

In [46] hat *aj* die Untersuchungen zum NAO-Index aus [29] sowie einer aktualisierten und deutlich verbesserten Untersuchung [43] wiederholt. Es zeigte sich, dass die Kernaussage aus [29] und [43] nicht mehr aufrechterhalten werden kann: Die Periode um 1990 kann nicht mehr als Ausnahme angesehen werden.

B2.3.3 Verfahren des Langfristbezugs

Das Verhältnis der Windgeschwindigkeiten zwischen einem temporären Messort und einer Wetterstation bzw. Referenzdatenquelle schwankt abhängig von verschiedenen Parametern. Einer dieser Parameter ist die Jahreszeit, insbesondere, wenn sich der Charakter der Umgebung, die Messhöhen über Grund und / oder die Höhe über NN stark unterscheiden. Die Hauptursache für die jahreszeitliche Veränderung liegt in der Variabilität der Konvektion und damit der atmosphärischen Schichtung. Dies äußert sich beispielsweise darin, dass die Windgeschwindigkeiten niedriger Messhöhen am Standort häufig besser mit denen der Wetterstationen korrelieren als die höherer Messpunkte. Daher wird die Unsicherheit des Langfristbezugs minimiert, wenn die zu extrapolierenden Kurzzeitdaten einen Zeitraum von 12 Monaten oder einem Mehrfachen davon umfassen. Diese müssen nicht kontinuierlich sein. Wichtig ist vor allem, dass alle Jahreszeiten etwa gleich gut vertreten sind. Dasselbe gilt für das Verhältnis zwischen Wetterstationsdaten und Daten von Windkraftanlagen. Die Verwendung von Reanalysedaten anstelle von Wetterstationsdaten ändert daran nicht grundsätzlich etwas. Selbst das Verhältnis zwischen den Ertragsdaten verschiedener Windkraftanlagen kann von der Jahreszeit abhängen. Daher ist in allen Fällen ein ausgewogenes Verhältnis der Jahreszeiten bei der Langfristextrapolation zu empfehlen.

Für Produktionsindices gilt ähnliches, wenn sich die Nabenhöhe der zu untersuchenden Anlagen stark von der Nabenhöhe der Anlagen unterscheidet, aus deren Erträgen die Indices generiert wurden.

B2.3.3.1 Lineare Regression

Für den Langfristbezug bietet sich zunächst das Verfahren der linearen Regression an. Dabei wird als statistisches Modell ein linearer Zusammenhang zwischen den zu extrapolierenden Kurzzeitdaten und den Referenzdaten angenommen. Die lineare Funktion wird dabei so angepasst, dass durch sie die quadratischen Abweichungen der zu extrapolierenden Daten minimiert werden. Die Eignung dieses Modells bzw. die Güte des

Zusammenhangs für die jeweiligen Daten wird durch den Korrelationskoeffizienten r bzw. das Bestimmtheitsmaß r^2 abgeschätzt. Dem langjährigen Mittelwert der Referenzdaten wird dann durch die lineare Regressionsfunktion ein langjähriger Mittelwert der zu extrapolierenden Daten zugeordnet.

Dieses Verfahren wird von *aj* standardmäßig verwendet, wenn Daten nur in monatlicher (oder gar jährlicher) Auflösung vorliegen, z. B. in Deutschland beim Langfristbezug von Ertragsdaten mittels Referenzindices (eigenen *pi aj* oder BDB-Indices). Aber auch Windgeschwindigkeitsdaten mit höherer zeitlicher Auflösung können durchaus mit linearer Regression ins Langfristige extrapoliert werden, während dies bei Ertragsdaten bzw. Ertragsindices eher fragwürdig ist, da sich hier zwangsläufig Häufungen in den Bereichen des Ursprungs (0 Leistung bei niedrigen Windgeschwindigkeiten) und der Nennleistung ergeben, welche die Regression stark zu einer Verbindung zwischen diesen beiden Punkten hin drängt.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass Monatsmittel oder Jahresmittel von Windgeschwindigkeitsdaten, wie z.B. aus den Reanalysen und Wetterstationen, durchaus sinnvoll direkt mit Monats- bzw. Jahreserträgen von Windkraftanlagen verglichen werden können, obwohl es sich um physikalisch unterschiedliche Größen handelt. Hausinterne Tests ergaben erstaunlicherweise, dass eine Umrechnung der Windgeschwindigkeiten über eine Leistungskennlinie in Ertragsdaten (z. B. auf Basis von Stundenwerten, dann zu Monats- oder Jahresmitteln akkumuliert) auf kein nennenswert anderes Ergebnis und nur eine wenig bessere Korrelation führt als eine direkte Verwendung der Winddaten.

B2.3.3.2 MDP

Wenn, insbesondere bei zeitlich höher aufgelösten Daten, keine direkte Proportionalität zwischen den Windverhältnissen aus verschiedenen Datensätzen besteht, sind komplexere Ansätze für die Extrapolation zu empfehlen.

Für diesen Zweck ist international die measure-correlate-predict-Methode (MCP) gebräuchlich. Diese ist jedoch wegen der abschnittsweise linearen oder auch nichtlinearen Näherungen nach unserer Anschauung nur in den Fällen geeignet, in denen hinreichend konstante Verhältnisse mit geringer Streuung auftreten. Es sei darauf hingewiesen, dass unter MCP in der Praxis eine Bandbreite verschiedener Vorgehensweisen bezeichnet wird. Ein Konsens über diverse wichtige Details ist nicht erkennbar.

Bei *aj* wurde der Grundgedanke der MCP aufgegriffen und ein eigenes Verfahren entwickelt, das auch bei komplexeren Situationen und insbesondere in den Fällen, in denen das Verhältnis der Windgeschwindigkeit der Referenzdatenquelle zur Kurzzeitmessung durch veränderliche atmosphärische Schichtung oder noch komplexere thermische Vor-

gänge nicht konstant ist, verlässliche Ergebnisse liefert. Dabei wurde von der MCP übernommen, dass ein differenzierter empirischer Zusammenhang zwischen den Windverhältnissen an der Wetterstation bzw. Referenzdatenquelle und dem Messpunkt am geplanten Standort ermittelt wird. Dieser wird auf eine langjährige Statistik der Windverhältnisse der Referenzdatenquelle angewandt, um eine langjährige Statistik für den Standort zu synthetisieren.

Das von *aj* entwickelte Verfahren besteht im Wesentlichen aus der Wichtung und Kombination von zweidimensionalen Häufigkeitsverteilungen. Es wird daher als „MDP“ bezeichnet („measure-distribute-predict“). Dadurch sollen folgende Nachteile der auf Regressionen oder, allgemeiner, Mittelungen beruhenden MCP-Verfahren vermieden werden:

1. Bei der MCP kommen in der Regel lineare Regressionen zur Anwendung. Häufig sind die Verhältnisse der Windgeschwindigkeiten zwischen zwei Punkten jedoch nichtlinear, selbst wenn eine sehr gute Korrelation vorliegt. Dies kann beispielsweise durch einen erheblichen Unterschied der Messhöhen oder orografische Effekte verursacht sein. Manche MCP-Ansätze verfolgen nichtlineare Näherungsfunktionen, um diesen Fällen gerecht zu werden.
2. Eine bestimmte Windgeschwindigkeit an der Wetterstation bzw. Referenzdatenquelle entspricht oft abhängig von verschiedenen Parametern einer Reihe von Windgeschwindigkeiten am Standort. Das bedeutet, Streuung tritt natürlicherweise auf. Auf Mittelungen basierende Übertragungsverfahren laufen dann Gefahr, zu nicht ganz korrekten Aussagen hinsichtlich der Energie zu führen, da eine Reihe verschiedener Windgeschwindigkeiten eine andere Energie enthält als deren Mittelwert. Die Reduktion auf eine einzige Übertragungsfunktion wie z.B. eine Regressionsgerade führt bei einer Streuung, auch wenn es sektorweise geschieht, leicht zu einem Fehler hinsichtlich des Energieinhaltes.
3. In komplexeren Situationen, beispielsweise wenn lokal thermisch verursachte Strömungen vorliegen, existiert manchmal kein eindeutiger Zusammenhang zwischen den Windverhältnissen zweier Punkte, der nur von der Windrichtung abhängt. Hier können abhängig von der Wetterlage, atmosphärischer Schichtung oder Tageszeit ganz unterschiedliche, aber für sich genommen wiederum eindeutige Zusammenhänge gefunden werden. Dem wird die MCP in den uns bisher bekannten Ausprägungen nicht gerecht.

Die bei dem MDP-Verfahren verwendeten Häufigkeitsverteilungen enthalten die gesamte Bandbreite der Verhältnisse zwischen Referenzdatenquelle und Kurzzeitmessung, die während des verwendeten Messzeitraums beobachtet wurden. Das Verfahren be-

rücksichtigt dadurch eventuelle Nichtlinearitäten, zeitlich veränderliche Unterschiede wegen der variablen atmosphärischen Schichtung und anderer Wetterphänomene sowie sonstige Streuung im Verhältnis zwischen Referenzdaten und Standortdaten, ohne den Energieinhalt zu verzerren. Zusätzlich erhält es die charakteristischen Eigenschaften des Windfelds am Standort der Windmessung. Als Ergebnis liefert es eine langfristige zweidimensionale Häufigkeitsverteilung des Windes an der untersuchten Messposition. Das Verfahren ist also statistisch orientiert und bietet eine Lösung für die oben genannten Problemstellungen. Es wird seit vielen Jahren von *aj* standardmäßig eingesetzt. Eine Selbstkonsistenzprüfung kann bei dieser Methode nicht sinnvoll durchgeführt werden, weil aufgrund ihrer Konstruktion jede solcher Prüfungen eine vollständige Übereinstimmung ergeben würde. Dies alleine schon zeigt die hohe Differenziertheit der Methode.

Eine ausführliche Beschreibung der Methode ist in [36] zu finden. [37] stellt eine Validierung des Verfahrens dar.

B2.3.4 Unsicherheiten

Verschiedene Aspekte sind hinsichtlich der Unsicherheit beim Langfristbezug relevant.

Da der mittlere Ertrag eines zukünftigen Betriebszeitraums abgeschätzt werden soll, tatsächlich aber nur der mittlere Ertrag eines gewählten Bezugszeitraums der Vergangenheit angegeben werden kann, besteht für die Übertragung von diesem vergangenen Bezugszeitraum auf den zukünftigen Betriebszeitraum eine doppelte Unsicherheit. Zum einen kann durch die Variabilität des Klimas das mittlere Windenergieniveau auch eines längeren vergangenen Bezugszeitraums noch vom tatsächlichen langfristigen Mittelwert abweichen. Aber auch ein zukünftiger Betriebszeitraum begrenzter Länge kann durch die Klimavariabilität ein vom Langfristigen abweichendes Niveau aufweisen. Die Gesamtunsicherheit dieser beiden Teile kann letztlich nicht zuverlässig abgeschätzt werden, weil über das Wesen des langfristigen Windklimas keine hinreichenden Erkenntnisse bestehen. Somit sind hier nur grobe Abschätzungen möglich.

Eine Möglichkeit der Abschätzung besteht in der Annahme, dass das Windenergieangebot der einzelnen Jahre voneinander unabhängig ist und einer zufälligen Verteilung folgt. Dann kann aus der Variabilität von Jahr zu Jahr auch die verbleibende Variabilität nach der Mittelbildung über einen vieljährigen Zeitraum abgeschätzt werden. Eine solche Unabhängigkeit wird jedoch von einigen Klimaforschern bezweifelt. Es besteht die Möglichkeit interdekadischer Schwankungen, wodurch ganze Jahrzehnte deutlich von anderen abweichen könnten. Die beobachtete Häufung von starken Windjahren in der ersten Hälfte der 1990er und schwachen Windjahren in jüngerer Zeit deutet in der Tat

auf diese Möglichkeit hin. Über solche längerfristigen Schwankungen ist aber, wie allgemein über das längerfristige Windklima, zu wenig bekannt, so dass hier kaum Möglichkeiten einer Abschätzung der Unsicherheit bestehen. Deutlich größere Unsicherheiten als allein auf Basis der Annahme zufälliger Schwankungen von Jahr zu Jahr sind hier möglich. Wie in Abschnitt B2.3.2.4 berichtet wird, unterscheiden sich zudem schon die Angaben unterschiedlicher Datenreihen zur interannuellen Variabilität des Windes über die letzten Dekaden, was die Unsicherheit dieses Themenkomplexes unterstreicht.

Es sei auch darauf hingewiesen, dass die Annahme der Existenz eines langfristigen Mittelwerts lediglich eine Folge mangelnden Wissens über das längerfristige Klima ist. Tatsächlich sind Klimaänderungen möglich. Da keine hinreichenden Erkenntnisse über mögliche Auswirkungen von Klimaänderungen auf das Windenergieangebot bestehen, können aber hierfür auch keinerlei Unsicherheiten angegeben werden. Dieses Risiko sollte bei wirtschaftlichen Überlegungen zusätzlich zu den angegebenen Unsicherheiten beachtet werden.

Der Verlauf der Windverhältnisse der letzten Dekaden lässt vermuten, dass auch der Mittelwert 30-jähriger Zeiträume noch vom Mittel über 50 oder 100 Jahre abweichen kann. Deshalb setzt *aj* für die Unsicherheit des Windniveaus des Langfristbezugszeitraums bei Windgutachten auf Basis von Ertragsdaten

$$2 \% * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Langfristbezugszeitraum}}}$$

bei Gutachten auf Basis von Windmessungen für Standorte in Mitteleuropa

$$0,1 \frac{m}{s} * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Langfristbezugszeitraum}}}$$

und für Standorte außerhalb Mitteleuropas

$$0,15 \frac{m}{s} * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Langfristbezugszeitraum}}}$$

an. Die höhere Unsicherheit für Standorte außerhalb von Mitteleuropa trägt der Tatsache Rechnung, dass hier erheblich weniger Untersuchungen zum Thema unternommen wurden, also weniger Erfahrungen vorliegen.

Da für Mitteleuropa nach [1] und auch verschiedenen Veröffentlichungen keine gravierenden Änderungen der Windverhältnisse für die kommenden Dekaden zu erwarten

sind, kann die Unsicherheit der Projektion von der Vergangenheit auf den Betriebszeitraum entsprechend obiger Formel bei Gutachten auf Basis von Vergleichsanlagen mit

$$2 \% * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Betriebszeitraum}}}$$

bzw., bei Windmessungen in Mitteleuropa,

$$0,1 \frac{m}{s} * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Betriebszeitraum}}}$$

angesetzt werden. Da in vielen Regionen außerhalb Mitteleuropas der Einfluss von Klimawandel größer sein dürfte, sollte hier eine höhere Unsicherheit angesetzt werden. *aj* wählt dafür:

$$0,2 \frac{m}{s} * \sqrt{\frac{30 \text{ Jahre}}{\text{Betriebszeitraum}}}$$

Teilweise liegen *aj* keine Daten der ursprünglichen Referenzreihe über den gesamten gewählten Bezugszeitraum bis 1991 zurück vor. Da dieser aber angestrebt wird, schätzt *aj* für Produktionsindices und BDB-Indices auf Basis weiterer Referenzdaten (gewöhnlich Winddaten von vier Wetterstationen sowie aus Reanalysen) je nach Fall Korrekturen ab. Sie werden aus der Abschätzung des Mittelwerts des Index über den Bezugszeitraum mit linearen Regressionen zwischen den Index- und Winddaten bestimmt. Aus den Ergebnissen mit den verschiedenen Referenzen wird dafür ein Mittelwert gebildet, der mit der abzuschätzenden Korrektur letztlich 100 % entsprechen sollte; in diesen Mittelwert gehen aber meist nur eine Reanalyse und häufig nicht alle vier Wetterstationen ein. Wetterstationsdaten werden dafür verworfen, wenn ihr langfristiger Verlauf im Vergleich mit den anderen Windzeitreihen so unplausibel ist, dass eine grobe Inhomogenität zu befürchten ist.

Die so erfolgte Abschätzung der Korrektur ist natürlich ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet. Die Gesamtunsicherheit wird aber in der Regel als geringer eingeschätzt als beim Verzicht auf eine solche Korrektur, was einen kürzeren Bezugszeitraum zur Folge hätte. Da die einzelnen betrachteten Referenzdaten jeweils auf etwas unterschiedliche Korrekturen führen, wird die Unsicherheit der letztlich gewählten Korrektur auf Basis der Streuung der Einzelkorrekturen je nach Referenz wie folgt bestimmt:

*Standardabweichung der einzelnen Abschätzungen für
den Mittelwert des Index über den gewählten Bezugszeitraum
aus linearen Regressionen mit fünf Winddatenreihen*

$$\sqrt{5 - \frac{\text{Anzahl der fehlenden Monatswerte über alle verwendeten Winddatenreihen}}{\text{Anzahl der vom Bezugszeitraum fehlenden Monatswerte des Index}}}$$

In die Standardabweichung gehen dafür auf jeden Fall neben den verwendeten Reanalysedaten alle vier Wetterstationszeitreihen ein, unabhängig davon, ob sie für die Festlegung der Korrektur verworfen wurden oder nicht. Da die verworfenen Wetterstationsdaten durch Inkonsistenzen in der Regel stärker von den anderen Referenzen abweichen, wird durch dieses Vorgehen gewöhnlich eine größere Unsicherheit bestimmt.

Es ist zu beachten, dass zwar die Reanalysedaten ab Beginn des Bezugszeitraums vollständig vorliegen, aber nicht in jedem Fall alle Wetterstationsdaten. Wenn bei ihnen jedoch deutlich weniger Jahre vom gesamten Bezugszeitraum fehlen als beim Index, können sie dennoch einen wertvollen Beitrag zur Festlegung der Korrektur leisten. Allerdings erhöht sich dann die Unsicherheit der Korrektur entsprechend dem Anteil, den die fehlenden Monatswerte der Wetterstationsdaten gegenüber den vom Bezugszeitraum fehlenden Monatswerten des Index haben.

Während die Korrektur für die eigenen Produktionsindices möglichst exakt aus den Winddaten abgeleitet wird, werden für die BDB-Indices von *aj* nur auf ganze Zahlen gerundete Korrekturen verwendet. Die im Einzelfall gegebene Abweichung dieser gerundeten Korrektur von der eigentlich aus den Referenzdaten abgeleiteten Korrektur wird als zusätzliche Unsicherheit in die Teilunsicherheit der Korrektur eingerechnet und ist damit für die BDB-Indices in dieser Teilunsicherheit enthalten.

Eine weitere Unsicherheitsquelle ist die mögliche Inhomogenität der Referenzdaten zwischen ihrem Gesamtzeitraum und dem gemeinsamen Zeitraum mit den Kurzzeitdaten. Dies lässt sich vor allem durch den Vergleich verschiedener Referenzdatenreihen oder, noch besser, deren parallele Verwendung sowie einen Vergleich der Ergebnisse prüfen. Gelegentlich gibt es aber auch Möglichkeiten, in den Referenzdaten selbst durch geeignete Prüfungen Inkonsistenzen auszumachen. Die Unsicherheit der Homogenität (bzw. in der Terminologie von [1], der Konsistenz) der Referenzdaten wird bei *aj* mit

$$\frac{\text{Relative Standardabweichung der Einzelergebnisse aus linearen Regressionen zwischen Monatsmitteln unter Verwendung verschiedener Referenzdaten}}{\sqrt{\text{Anzahl der Referenzdatenreihen}}}$$

festgelegt. Wird letztlich ein Ergebnis gewählt, das nicht dem Mittelwert aller relevanter und als hinreichend homogen bewerteter Referenzdatenreihen entspricht, wird als zu-

sätzliche Unsicherheitskomponente die relative Differenz zwischen dem gewählten Ergebnis und dem angesprochenen Mittelwert angesetzt.

Schließlich enthält auch der Vorgang bzw. die Methode der Langfristextrapolation Unsicherheiten. Hier sind mehrere Aspekte relevant. Zum einen hat jede gewählte Methode ihre eigene Unsicherheit. Diese sinkt meist einerseits mit steigendem Datenumfang bzw. längerem Vergleichszeitraum und andererseits, je besser der physikalische Zusammenhang zwischen den Daten ist. Letzteres kann sich statistisch bei Verwendung von Regressionen im Bestimmtheitsmaß widerspiegeln. Dies gilt allerdings nicht zwangsläufig:

- Unter anderem hängt das Bestimmtheitsmaß auch von der Bandbreite der Beobachtungen ab.
- Bei gleichbleibender Streuung, aber wachsender Datenmenge bleibt das Bestimmtheitsmaß gleich. Der Aspekt der Datenmenge ist deshalb zusätzlich zu berücksichtigen.
- Die Korrelation zwischen Referenzdaten und Standortdaten ändert sich je nach gewähltem Zeitintervall. Sie ist am höchsten bei Monats- oder Wochenmitteln, weil sich hier einerseits im Unterschied zu Jahresmitteln die saisonale Veränderung des Windpotenzials auswirkt und andererseits der zeitliche und räumliche Unterschied beim Durchgang von einzelnen Wetteränderungen gegenüber Tages-, Stunden- und 10-Minuten-Mitteln eine sehr geringe Rolle spielt. Das bedeutet, dass die Bewertung des Bestimmtheitsmaßes das zugrunde liegende Zeitintervall berücksichtigen muss. Bei der Verwendung von Stundenwerten drückt beispielsweise ein Bestimmtheitsmaß von 0,8 einen sehr guten Zusammenhang aus, für Monatsmittel ist dasselbe Bestimmtheitsmaß schon als relativ niedrig anzusehen, für Jahreswerte wieder als gut.
- Ob die Referenzdaten für die zu extrapolierenden Daten wirklich repräsentativ sind, ist auch durch eine Betrachtung der räumlichen Nähe, der Umgebung und der Eigenschaften der Daten selbst zu prüfen.
- Darüber hinaus sinkt die Unsicherheit zumeist, je ähnlicher das Windpotenzial des Vergleichszeitraums dem langfristigen ist. Nachteilig kann sich vor allem auswirken, wenn die Jahreszeiten im Vergleichszeitraum nicht ausgewogen repräsentiert sind.

Aus [37] ergeben sich Hinweise auf die Unsicherheit verschiedener Verfahren für die Langfristextrapolation von Windmessdaten.

Die Teilunsicherheiten der Repräsentativität der Indices für die Vergleichsstandorte bzw. der Referenzdaten für den Standort der Windmessung, des Umfangs und der zeitlichen Auflösung der Vergleichsdaten und der Methode der Extrapolation können wegen der oben genannten Zusammenhänge sinnvollerweise nicht vollständig unabhängig von einander bestimmt werden. *aj* verwendet hier folgenden Ansatz, wobei sich die Anzahl

der Jahre auf den Datenumfang, also die Länge des Vergleichszeitraums bezieht:

- Bei Vergleichsanlagen mit Monatswerten; hier wird zum einen eine Einzelkomponente für den Datenumfang mit

$$\frac{5 \%}{\sqrt{\text{Anzahl der Jahre}}}$$

angesetzt, zum anderen eine kombinierte Komponente (in Prozent) mit

$$\frac{0,6 * (1 - r^2)}{\sqrt{\text{Anzahl der Jahre}}} * 100$$

r^2 ist hier, wie in der Folge, wieder das Bestimmtheitsmaß.

- Bei Vergleichsanlagen mit Jahreswerten:

$$\frac{10 \%}{\sqrt{\text{Anzahl der Jahre} - 1}}$$

- Bei Windmessung mit Stundenwerten und MDP-Verfahren:

$$\begin{aligned} & \frac{0,1 \frac{m}{s} * (1 - r^2)}{\sqrt{\text{Anzahl der Jahre}}} + \max \left(0; 0,3 \frac{m}{s} \right) \\ & * \sum | \text{Windrichtungshäufigkeit Langfristzeitraum} \\ & \quad - \text{Windrichtungshäufigkeit Messzeitraum} | - 0,015 \frac{m}{s} \end{aligned}$$

Die Summierung geschieht dabei sektorweise.

Die Teilunsicherheit der Repräsentativität der Windbedingungen während des Betriebszeitraums von Vergleichsanlagen für den Langfristzeitraum wird bei *aj* wie folgt bestimmt:

$$0,2 * (|\text{Ertrag des Vergleichszeitraums} - \text{Langfristertrag (in \%)}| - 100 \%)$$

Die entsprechende Teilunsicherheit bezogen auf den Messzeitraum bei Windmessungen wird bei *aj* mit folgender Summe bestimmt:

$$0,2 * |Windgeschwindigkeit Langfristzeitraum - Windgeschwindigkeit Messzeitraum| + \max(0; 0,4 \frac{m}{s}) * \sum |Windrichtungshäufigkeit LF Daten - Windrichtungshäufigkeit Standort| - 0,01 \frac{m}{s})$$

Auch hier bezieht sich die Summierung auf die Windrichtungssektoren, d.h. die Differenzen der Häufigkeit werden sektorweise ermittelt. Wird eine Messreihe mit deutlich unter einem Jahr Dauer indirekt über eine mindestens einjährige Messreihe in der Umgebung langfristextrapoliert (Bezeichnung in der TR 6: „Zeitreihenverlängerung“), lautet die entsprechende Formel für die Übertragung mittels MDP-Verfahrens zwischen den beiden Messungen:

$$(1 - r^2) * |Windgeschwindigkeit Langfristzeitraum - Windgeschwindigkeit Messzeitraum| + \max(0; 1,5 \frac{m}{s} * (1 - r^2)) * \sum |Windrichtungshäufigkeit LF Daten - Windrichtungshäufigkeit Standort| - 0,01 \frac{m}{s})$$

An beiden Stellen bezieht sich r^2 auf den Vergleich der Windgeschwindigkeiten der kurzen Messung vor Ort und der mindestens 12-monatigen Messung in der Nähe.

Die zusätzliche Unsicherheit für saisonale Unausgewogenheit des Messzeitraums wird aufgrund projektspezifischer Untersuchungen und Überlegungen bestimmt.

B2.4 Wind- und Ertragsberechnungen

Die Ergebnisse des Wind- und Ertragsgutachtens beruhen auf einer Modellrechnung und entstehen somit aus der Kombination von Eingabedaten (insbesondere Windfelddaten, Geländedaten und auf Windkraftanlagen bezogene Daten), den Eigenschaften des verwendeten numerischen Modells und den Handlungen des Benutzers. Diese Elemente werden im Folgenden weitgehend separat behandelt. Allerdings müssen sie aufeinander abgestimmt sein. Für das endgültige Ergebnis, das im Wind- und Ertragsgutachten genannt wird, wird der eigentliche Berechnungsvorgang noch bewertet und eventuell werden Anpassungen vorgenommen.

B2.4.1 Strömungsmodell

Jedes Modell ist zwangsläufig ein unvollständiges Abbild der hochkomplexen Wirklichkeit, in dem nur die wesentlichen Einflüsse und Gesetzmäßigkeiten wiedergegeben werden können. Für das von *aj* überwiegend verwendete Berechnungsmodell WASP liegen langjährige Erfahrungen vor, die zeigen, dass bei umsichtiger Anwendung in vielen Fällen eine hohe Zuverlässigkeit erreicht werden kann. Inwieweit die Grenzen des Modells bei einer gegebenen Aufgabe erreicht werden, muss vom Anwender in jedem Fall individuell beurteilt werden. Wie bei jedem Berechnungsprogramm hängt darüber hinaus auch bei WASP die Zuverlässigkeit der Ergebnisse von der Zuverlässigkeit der Eingabedaten und der Sorgfalt des Anwenders ab. WASP ist eindimensionales Modell. Es nimmt ein mittleres Höhenprofil des Windes entsprechend neutraler Schichtung an. Turbulenzen, Strömungsablösung und dreidimensionale Effekte werden nicht erfasst. Diese und weitere Aspekte werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

Das Grundprinzip von WASP ist es, aus der Häufigkeitsverteilung des an einem Punkt in Bodennähe gemessenen Windes unter Berücksichtigung der lokalen topografischen Verhältnisse die von der Erdoberfläche unbeeinflusste Windverteilung oberhalb der atmosphärischen Grenzschicht zu berechnen. Diese Windverteilung kann für ein größeres Gebiet, das den untersuchten Standort einschließt, als repräsentativ angesehen werden. Dann werden auf umgekehrte Weise die Auswirkungen des ungestörten Windfeldes in der Höhe unter Berücksichtigung der standortspezifischen Gegebenheiten (Orografie, Rauigkeit, Hindernisse) auf den untersuchten Standort und somit dessen Windpotenzial berechnet. Als Winddaten kommen Statistiken von Wetterstationen der Region, einer Windmessung am Standort oder in der Umgebung, Steuerungsdaten von Windkraftanlagen der Region sowie Reanalyse- oder Mesoskalendaten infrage.

Im Fall von Wetterstationsdaten kann sich das Geländemodell für die Generalisierung der gemessenen Statistik von dem für den geplanten Standort verwendeten Geländemo-

dell deutlich unterscheiden, weil die Vorgänge zeitlich und organisatorisch entkoppelt sind. Häufig wurde in diesem Fall die Aufbereitung und Generalisierung der Daten nicht von derselben Firma vorgenommen wie die Modellierung des untersuchten Standortes. Besondere Unsicherheiten entstehen außerdem, wenn die Messung an der Wetterstation durch Gebäude oder Bewuchs beeinflusst ist. Dieser Einfluss kann nur ungenügend kompensiert werden. Beide Probleme sind üblicherweise wenig relevant, da WASP in Verbindung mit Wetterstationsdaten in der Regel dazu verwendet wird, den Unterschied der Windverhältnisse bzw. Energieerträge zwischen benachbarten Standorten zu ermitteln. Dann entfallen oder verringern sich einige der Unsicherheiten, die mit den Wetterstationsdaten oder der Modellierung der Wetterstationsumgebung verbunden sind.

Basiert die Modellierung des Strömungsfeldes dagegen auf Windmessdaten oder Steuerungsdaten einer Windkraftanlage aus der näheren Standortumgebung, wurde das Geländemodell von *aj* genauso erstellt wie das für den geplanten Standort, was eine bessere Konsistenz der Berechnungen bedeutet. Wesentlich wichtiger ist in diesen Fällen jedoch, dass die verwendeten Daten ohnehin deutlich besser für den geplanten Standort repräsentativ sind als Wetterstationsdaten. Dies wird auch aus den folgenden Abschnitten deutlich.

Wird eine Statistik aus Mesoskalendaten verwendet, unterlegt *aj* der Generalisierung der Daten ein sehr einfaches, im Nahbereich homogenes Geländemodell, das strukturell der Art Modellen entspricht, die bei der Generierung von Mesoskalendaten eingesetzt werden.

Bei komplexer Standortumgebung verwendet *aj* teilweise parallel zu WASP auch das CFD-Modell WASP CFD. Diesem werden dieselben Winddaten und Geländeinformationen unterlegt. Lediglich die Strömungsberechnung unterscheidet sich, was eine gute Möglichkeit bietet, den Einfluss der Modelle zu untersuchen und zu bewerten. Der Unterschied zwischen den Ergebnissen liefert einen Anhaltspunkt für die Unsicherheit der Modellierung. *aj* hat in verschiedenen Regionen und Landschaften Europas Vergleichsrechnungen zwischen WASP und WASP CFD durchgeführt. Hierfür wurden Fälle gewählt, in denen die kleinräumige Veränderung des Strömungsfeldes punktuell durch verschiedene Windmessungen oder die Energieerträge mehrerer Windkraftanlagen bekannt ist und diese von WASP nur unbefriedigend wiedergegeben wurde. Zumeist lieferte WASP CFD eine etwas bessere Übereinstimmung mit der Realität, der Unterschied war jedoch nur in speziellen Fällen signifikant. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass die systematischen Abweichungen der WASP-Modellergebnisse von der Realität zu meist etwa dieselben sind wie die von WASP CFD.

CFD-Modellen wird allgemein eine bessere Erfassung der Strömung in komplexem Gelände zugeschrieben. Von ihrer Konzeption her können sie tatsächlich mehr Einflüsse erfassen als WAsP. *aj* hat in den vergangenen Jahren verschiedene weitere CFD-Modelle getestet und steht im Austausch mit anderen Gutachtern im In- und Ausland, die auch solche Modelle verwenden oder testen. Zudem war *aj* in den vergangenen Jahren an einem entsprechenden Forschungsprojekt beteiligt. Für jedes am Markt verfügbare Modell scheinen positive wie negative Erfahrungen vorzuliegen. Das bedeutet, dass in einem gegebenen Prognosefall (d.h. ohne Abgleichsmöglichkeit) nicht unbedingt erkennbar ist, ob die gefundenen Ergebnisse realistisch sind. Bei näherer Betrachtung weisen die meisten Modelle Defizite auf. Häufig sind noch grundlegende Fragen bei den am Markt vorhandenen Modellen nicht zufriedenstellend gelöst. Tatsächlich wird von vielen Gutachtern die Qualität der gegenwärtigen CFD-Modellierung als nicht ausreichend bewertet. Auch die Vergleiche, die *aj* zwischen den Ergebnissen verschiedener Gutachter auf Basis von CFD-Modellen und Ertragsdaten durchgeführt hat, zeigen in der Regel keinen signifikanten Vorteil der CFD-Modelle gegenüber WAsP. In Einzelfällen wurden jedoch deutlich plausiblere Ergebnisse vorgefunden. Hier waren zusätzliche Maßnahmen der Anpassung der Modellierung an die Realität anhand vor Ort erhobener Daten oder relevanter Erfahrung in der Region vorgenommen worden. Solche Anpassungen nimmt *aj*, wie im Folgenden erläutert wird, jedoch auch mit WAsP vor.

Deshalb sieht *aj* eine kritische und durch Erfahrung unterlegte Verwendung von WAsP, ggf. mit fallspezifischen Anpassungen, als zuverlässiger und effizienter an als eine alleinige Verwendung von CFD-Modellen, oder eben eine kritische parallele Verwendung von WAsP und solchen Modellen.

B2.4.1.1 Großräumige Veränderungen des Windfeldes

Ursprünglich wurde WAsP zur Übertragung der Windverhältnisse an einer Wetterstation auf einen weiter entfernten Standort in der Nabenhöhe einer Windkraftanlage verwendet. Die großräumige Veränderung des Windfeldes, z. B. durch die Umströmung größerer Bergformationen, wird von WAsP nicht erfasst. Das bedeutet, dass die Unsicherheit der Berechnung davon abhing, ob die Wetterstation und der untersuchte Standort in vergleichbaren großräumigen Strömungsfeldern lagen. Großräumige Einflüsse mussten daher vom Anwender eingeschätzt werden. Wird ein Abgleich der Berechnungsergebnisse anhand von Ertragsdaten oder Windmessungen aus der näheren Umgebung des untersuchten Standorts vorgenommen, wie es heute in Deutschland üblich ist, wird diese Unsicherheit teilweise umgangen. Dadurch kann es gut gelingen, die lokal oder regional verfügbare Energiemenge des Windes zuverlässig zu erfassen. Die vor Ort zu erwartende Windrichtungsverteilung und die Form der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit werden dabei jedoch möglicherweise weniger genau abgebildet. Diese können anhand einer Windmessung vor Ort oder Steuerungsdaten von Windkraft-

anlagen und eines detaillierten Vergleichs mit Langfristedaten genauer bestimmt werden. Auch können Mesoskalendaten hier sehr realitätsnah sein, was in [38] für die ConWx-Daten [39] von EMD eindrucksvoll nachgewiesen wurde. Deshalb verwendet *aj* inzwischen keine Wetterstationsdaten mehr für diesen Zweck. Der Benutzer des Programms muss einschätzen, ob die berechnete Windrichtungsverteilung realistisch ist und welche Einflüsse mögliche Abweichungen auf das Berechnungsergebnis haben. Ein Indiz hierfür ist, wie gut die Ertragsunterschiede innerhalb eines Windparks von der Berechnung wiedergegeben werden. Dies wird bei *aj* stets geprüft, sofern die Datenlage eine differenzierte Untersuchung erlaubt.

Dieser Aspekt wird in der TR 6 als „Modellsensitivität auf Windeingangsdaten“ bezeichnet. Werden ConWx-Daten als Basis für die Strömungsmodellierung verwendet, setzt *aj* standardmäßig hierfür in einfach strukturierten Regionen eine Unsicherheit von 1 % des Energieertrags an. Mit steigender Komplexität gelten höhere Werte bis hin zu Landschaften mit kleinräumig stark variablen Windverhältnissen, wo 3 % des Ertrags verwendet wird. Bei Verwendung von Windmessdaten eines etwas entfernten Standorts oder SCADA-Daten ist eine stärker projektspezifische Betrachtung der Unsicherheit notwendig, die ebenfalls von der Variabilität des Geländes, aber auch der Qualität und möglichen systematischen oder stochastischen Verzerrungen der verwendeten Daten abhängt. Typische Werte sind 2 % für SCADA-Daten und 0-0,5 % für langfristbezogene Windmessdaten.

Darüber hinaus ist nach der TR 6 eine Unsicherheitskomponente für die Qualität der verwendeten Eingangsdaten anzusetzen. Hier werden insbesondere die möglichen Einflüsse von Offsetfehlern und der Trägheit der Gondelrichtungsmessung sowie eventueller Nichtlinearität der Windgeschwindigkeitsmessung von Windkraftanlagen berücksichtigt, darüber hinaus der Einfluss von Datenlücken etc. Diese Unsicherheitskomponente wird bei *aj* bei Verwendung von ConWx-Reanalysedaten und Windmessdaten aus der direkten Umgebung mit 0,5 % angesetzt, bei Verwendung von SCADA-Daten in der Regel mit 2 %, wobei fallspezifisch ein niedrigerer Wert verwendet werden kann.

Zumeist sind auch CFD-Modelle nicht dazu geeignet, regionale Effekte korrekt abzubilden. Dies wird eher von Mesoskalenmodellen wie WRF geleistet. Eine Verbesserung der Modellierung bei einer Übertragung über größere Entfernungen wäre demnach von einer Kombination von Mesoskalenmodellen und WAsP oder einem CFD-Modell zu erwarten. Solche Modellkoppelungen werden in Zukunft international eine größere Bedeutung erfahren. *aj* setzt derzeit kein Mesoskalenmodell ein, weil sich hierfür aktuell zu wenige Anwendungsfälle ergeben. Auch wird beim Einsatz einer Modellkette, wie sie oben angedeutet wird, von der TR 6 kein größerer horizontaler Übertragungsbereich („Repräsentativität“) zugelassen als mit WAsP. Hier hemmt demnach die zunehmende Bedeutung von Richtlinien die fachliche Weiterentwicklung.

B2.4.1.2 Orografieeinfluss

Bei der Überströmung von Kuppen entsteht lokal eine Beschleunigung der Strömung. Dieser Effekt wird in WAsP durch ein symmetrisches Modell abgebildet. Je nach Fall kann er dabei über- oder unterbewertet werden. Das berechnete Ausmaß der Beschleunigung wird vom Programm angegeben. Es kann vom Benutzer kontrolliert, durch Vergleichsrechnungen untersucht und auf Plausibilität geprüft werden. In der Vergangenheit wurde anhand von Vergleichen zwischen Berechnungen und Energieerträgen von Windkraftanlagen in Mitteleuropa häufiger eine Unterschätzung als eine Überschätzung des orografischen Einflusses beobachtet. Typisch ist in einfachem, offenem Gelände eine real etwa doppelt so starke Variation des Windpotenzials gegenüber dem WAsP-Ergebnis und in bergigem, bewaldetem Gelände eine bis zu dreifache. In vielen Fällen wurde eine noch bessere Anpassung an die tatsächlichen Verhältnisse durch eine Addition bzw. Subtraktion von 0,05 m/s bis 0,10 m/s pro 10 Höhenmeter ausgehend von einem Referenzniveau beobachtet. Hierbei ist der niedrigere Wert häufig bei Gelände mit geringen Steigungen, aber größeren Höhenunterschieden auf weitere Entfernungen angemessener als der höhere. Auf Leeseiten von Hügeln und Bergen sind die Modellabweichungen eher stärker als auf Luvseiten. So werden die Windverhältnisse besonders auf windabgewandten Seiten von Bergen oder Hügeln, in Tälern und Senken sowie auf Hochplateaus mit Taleinschnitten lokal überschätzt, während Unterschätzungen bei nur leicht erhöhten Lagen mit geringen Geländesteigungen, auf Halden, bei Kaltluftabflüssen und in Südeuropa gefunden wurden.

Darüber hinaus berücksichtigt WAsP den Einfluss der absoluten geodätischen Höhen nur unzureichend, d.h. die Windverhältnisse an relativ hoch gelegenen, aber nicht lokal exponierten Standorten werden tendenziell unterschätzt. Dies wird durch die oben genannte höhenabhängige Anpassung ebenfalls deutlich abgemildert.

aj prüft durch zahlreiche Kontrollen, möglichst auch anhand unterschiedlicher Informationen im Rahmen des untersuchten Projektes, ob die berechneten Unterschiede zwischen den Standorten realistisch sind und nimmt ggf. aufgrund der Ergebnisse oder anhand von Erfahrungswerten Anpassungen an den Berechnungen vor.

Die Unsicherheit der Berechnung des Orografieeinflusses ist demnach umso größer, je unterschiedlicher die Umgebungen der Windmessung und der geplanten Anlagenpositionen bzw. des Vergleichsstandorts und des untersuchten Standorts sind, und je größer die Entfernung und/oder der Höhenunterschied zwischen beiden ist. Werden erfahrungsbasierte oder gar aus den Arbeiten zum Projekt selbst abgeleitete Anpassungen vorgenommen, sinkt die Unsicherheit. Sie hängt demnach stark vom Einzelfall ab.

Mit der Revision 12 der TR 6 wurde eine Zusatzunsicherheit für die horizontale Übertragung eingeführt, die zu der vom Gutachter zunächst festgelegten Unsicherheit für die horizontale Übertragung addiert werden muss. Diese Zusatzunsicherheit wird anhand eines eigens für diesen Zweck entwickelten und „T-RIX“ genannten Parameters berechnet. Zum einen wurde der T-RIX-Parameter nach Ansicht der *aj* fachlich unzulänglich entwickelt und entbehrt jeglicher empirischer oder wissenschaftlicher Grundlage. Er entstand aufgrund einer statistischen Auswertung einer Meinungsumfrage, bei der die Unsicherheit der Übertragung zwischen Standorten unterschiedlicher Komplexität bewertet werden sollte. Dabei wurde nicht nach Windrichtung differenziert und keine Windrose vorgegeben, was schon für sich eine große Unschärfe in die Umfrage brachte. Die Verwendung der Zusatzunsicherheit nach TR 6 führt zudem auf „Unsicherheiten“, die nicht mehr der Definition von Unsicherheit im Sinne der Statistik entsprechen. Vielmehr handelt es sich um politisch gewollte, zusätzliche Komponenten, die die Gutachtenunsicherheit künstlich erhöhen.

In komplexem Gelände kann bei starken Änderungen der Geländesteigung und insbesondere hinter Erhebungen lokal Strömungsablösung auftreten. Das bedeutet, dass die Strömung nicht mehr der Geländeoberfläche folgt und turbulent wird. Der nutzbare Energiegehalt sinkt dabei erheblich. Dieser hoch komplexe Vorgang ist in WAsP nicht modelliert. Es liegt alleine in der Erfahrung und im Wissen des Benutzers zu erkennen, ob solche Situationen vorliegen könnten und dies entsprechend anzugeben. Eine Quantifizierung der mittleren Windgeschwindigkeit und der nutzbaren Energie ist an einer solchen Stelle kaum möglich. Gute CFD-Modelle sollten in der Lage sein, solche Effekte zumindest qualitativ korrekt zu erfassen, was aber in der Praxis noch nicht zuverlässig geschieht.

B2.4.1.3 Orografiemodell

Weit verbreitet ist die Aussage, dass das Orografiemodell für WAsP mindestens 10 km in jede Richtung um den Berechnungspunkt reichen muss. Hierfür wird auch teilweise das WAsP-Handbuch zitiert. Eine solche Angabe von WAsP bzw. Risø hat jedoch *aj* nirgends gefunden. Im Gegenteil wird im Handbuch sogar erläutert, dass die Strömung in der direkten Umgebung eines Berechnungspunktes umso genauer erfasst wird, je kleiner das Modellgebiet ist. Dementsprechend entscheidet *aj* je nach Fall, welche Modellgröße auf die geringsten Unsicherheiten führen dürfte. Nach ausgiebigen Tests zeigte sich, dass in aller Regel eine Ausdehnung von ca. 5 km um den untersuchten Standort herum genügt. Nur wenn im Bereich bis ca. 10 km dann noch stark ausgeprägte, orografische Elemente präsent sind, mag deren Einbezug sinnvoll sein. Doch auch dies hängt vom jeweiligen Fall ab, insbesondere von der Frage, von wo nach wo die Windinformationen übertragen werden sollen.

Die vertikale Auflösung des Orografiemodells wird bei *aj* aufgrund entsprechender Tests situationsspezifisch gewählt. Kuppen und Windparkareale werden bei manueller Erstellung des Modells relativ fein aufgelöst, weiter entfernte Bereiche und vor allem steile Hänge und tiefe Täler werden (sofern sie nicht Teil des Windparkareals sind) mit grober Auflösung modelliert.

Die Genauigkeit der Geländemodellierung ist selbstverständlich maximal auf die Genauigkeit der verwendeten topografischen Karten beschränkt. In stärker gegliedertem Gelände zeigen sich so teilweise spürbare Unterschiede zwischen den Informationen üblicher Karten im Maßstab 1:25000 und feiner aufgelöster Karten. Bei der Übertragung der Information von den Karten in ein digitales Geländemodell entstehen weitere Ungenauigkeiten, zum einen hinsichtlich der Genauigkeit der Wiedergabe der Höhenlinien und zum anderen durch die Notwendigkeit der Referenzierung in einem Koordinatensystem. Bei der Ermittlung der geodätischen Höhen einzelner Positionen aus dem Geländemodell entstehen zwangsläufig weitere Unsicherheiten. Dies ist insbesondere dadurch erkennbar, dass sich teilweise die von WAsP und von WindFarmer aus denselben Geländemodellen bestimmten geodätischen Höhen unterscheiden.

Die von *aj* in Wind- und Ertragsgutachten angegebenen geodätischen Höhen von Windkraftanlagen und Messpositionen sind die von WAsP aus dem für die Berechnungen verwendeten Geländemodell ermittelten. Diese sind somit in sich konsistent, unterscheiden sich aber aus den oben genannten Gründen nicht selten von den tatsächlichen Geländehöhen, wie sie z. B. durch Vermessungen vor Ort ermittelt werden. Eine Anpassung der Angaben auf die tatsächlichen Geländehöhen, sofern diese bekannt sind, ist nicht sinnvoll, da im Gutachten die durchgeführte Arbeit einschließlich aller zwangsläufig entstehenden Unschärfen dargestellt werden soll. Dies gilt auch für Unterschiede zu geodätischen Höhen von Messpositionen in Messberichten. Die Angaben im Wind- und Ertragsgutachten zu Mess- und Anlagenpositionen sollten methodisch konsistent sein, weshalb in der Regel alle dem Strömungsmodell entnommen werden, während in Messberichten die tatsächliche Höhe möglichst genau angegeben werden soll.

Die Unsicherheit der Geländemodellierung ist insbesondere relevant, wenn bei der Strömungsmodellierung die Informationen von einem Punkt (z. B. Ort der Windmessung) auf mehrere Anlagenpositionen übertragen werden. Stehen dagegen für einen Abgleich Erträge mehrerer Windkraftanlagen oder Messungen von mehreren Punkten im Areal zur Verfügung, verringert sich die Unsicherheit der Geländemodellierung. Entsprechendes gilt jedoch auch für die Planung: Mit der Anzahl der geplanten Anlagen sinkt die Gesamtunsicherheit der Geländemodellierung für den geplanten Windpark. Diese wird deshalb von *aj* über einen Skalierungsfaktor abgeschätzt:

$$\frac{\text{Skalierungsfaktor}}{\sqrt{\text{Anzahl Anlagen}}}$$

Der Skalierungsfaktor beträgt

- bei starker Gliederung des Geländes im Nahbereich und üblicher Kartenauflösung 3 % des Ertrags bzw. 1 % der Windgeschwindigkeit
- bei starker Gliederung des Geländes im Nahbereich und hoher Kartenauflösung bzw. Auflösung der Geländedaten 1 % des Ertrags bzw. 0,25 % der Windgeschwindigkeit
- bei mäßig gegliedertem Gelände im Nahbereich und Daten aus Satellitenmessungen 2 % des Ertrags bzw. 0,5 % der Windgeschwindigkeit
- bei mäßig gegliedertem Gelände im Nahbereich und üblicher Kartenauflösung 1 % des Ertrags bzw. 0,25 % der Windgeschwindigkeit
- bei sanft welligem oder flachem Gelände 0,5 % des Ertrags bzw. 0,15 % der Windgeschwindigkeit

Diese Unsicherheitskomponente wird für die geplanten Anlagen und die Vergleichsanlagen bzw. die Position der Windmessung separat angesetzt und dann kombiniert.

B2.4.1.4 Rauigkeitseinfluss

Aus den differenziert eingegebenen Rauigkeitslängen ermittelt WAsP für jeden Windrichtungssektor eine äquivalente Rauigkeitslänge und berechnet deren Einfluss auf die Strömung. Dies stellt eine erhebliche Vereinfachung der im Detail hoch komplexen Einflüsse dar. Beispielsweise gibt es keine Möglichkeit, zwischen niedrigem, homogenem Bewuchs und einer wechselnden Folge von Baumreihen und Feldern zu differenzieren, wenn diesen beiden Landschaften gleiche effektive Rauigkeitslängen zugeordnet werden. Es ist leicht vorstellbar, dass in ihnen unterschiedliche Höhenprofile vorherrschen. Die der von der TR 6 angesprochene Bewertung der Geländekomplexität erstreckt sich deshalb auch auf die Rauigkeit, welche bei starker Variabilität als komplex bezeichnet werden und komplexe Strömung zur Folge haben kann.

Verschiedene Untersuchungen anhand von Betriebsergebnissen bestehender Windparks und Windmessungen zeigten, dass WAsP in Mitteleuropa typischerweise den Einfluss von Rauigkeit qualitativ korrekt, aber quantitativ unzureichend wiedergibt. Das bedeutet, dass z. B. der Unterschied der Winde zwischen Freiflächen und Wald zu gering berechnet wird. In Gebieten mit hoher Rauigkeit werden vor allem in Bodennähe zu starke Winde berechnet, wodurch die Steigerung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe stark unterschätzt wird.

Beides wird bei *aj* ggf. durch nachträgliche Anpassungen der Ergebnisse oder geeignete Gewichtung von Berechnungsergebnissen berücksichtigt. Die Anpassungen können aus Messungen oder Ertragsdaten vor Ort abgeleitet werden, oder sie basieren auf allgemeiner Erfahrung aus entsprechenden Untersuchungen in vergleichbaren Fällen. Eine typi-

sche Anpassung besteht in leicht oder mäßig gegliedertem Gelände in Mitteleuropa in der Verdoppelung der von WASP berechneten Unterschiede der Windverhältnisse, was auch gleichzeitig die entsprechenden Unterschätzungen des Einflusses der Orografie abdeckt. In bewaldetem Gelände wurden teilweise auch Anpassungsfaktoren in der Größenordnung von 2,5 empirisch ermittelt. In einzelnen Fällen konnten in flachem oder welligem Gelände die tatsächlichen Verhältnisse besser durch den Einsatz einer Verdrängungsdicke (üblicher Wert: 2/3 der Baumhöhe) wiedergegeben werden (siehe auch Kapitel B2.4.1.7). Dann musste jedoch auch für die direkte Umgebung der Wälder eine reduzierte Verdrängungsdicke angesetzt werden.

Grundsätzlich ist in Wald und in der Nähe von Wald mit einer erhöhten Unsicherheit bei der Berechnung des Rauigkeitseinflusses zu rechnen. Ähnliches gilt aber auch für Regionen mit zahlreichen hohen Baumreihen oder Baumgruppen, auch wenn diese nur eine geringe Fläche bedecken. Deren Einfluss auf die Strömung ist kaum bekannt und quantifizierbar.

In direkter Meeresnähe hat *aj* dagegen in mehreren Untersuchungen festgestellt, dass WASP häufig eine zu starke Veränderung des Windpotenzials mit der Entfernung von der Küstenlinie berechnet. Dies konnte gut durch Ansatz einer angemessenen, von Null verschiedenen Rauigkeitslänge für die Wasserflächen hinreichend korrigiert werden, was bei *aj* deshalb standardmäßig verfolgt wird.

Analog zum Einfluss der Orografie steigt auch beim Rauigkeitseinfluss die Unsicherheit der Modellergebnisse mit dem Unterschied der Umgebungsrauigkeit zwischen Vergleichsstandort und geplantem Standort (bei Verwendung von Vergleichsanlagen) bzw. zwischen Messposition und geplanten Anlagenpositionen. Die aufgrund von Rauigkeitsunterschieden berechneten Wind- und Ertragsunterschiede sind demnach ein Maß für die Modellunsicherheit. Vergleichsrechnungen zwischen Standorten mit stark unterschiedlichen Landschaftsbildern sind immer mit deutlichen Unsicherheiten verbunden. Bei Einsatz von Anpassungen sinkt die Berechnungsunsicherheit. Sie hängt also stark vom Einzelfall ab.

B2.4.1.5 Rauigkeitsmodellierung

Die Umgebungsrauigkeit kann in Form einer Rauigkeitsrose, d.h. einer Abfolge von Rauigkeitslängen je 30°-Sektor, oder einer digitalisierten Rauigkeitskarte modelliert werden. Die Rose bezieht sich nur auf den jeweiligen Punkt und führt bei der Verwendung für weiter entfernte Punkte zu einem Fehler, der mit der betrachteten Höhe über Grund jedoch abnimmt. Bei größeren Rauigkeitsunterschieden innerhalb eines Parkareals können verschiedene Rauigkeitsrosen jeweils als repräsentativ für bestimmte Bereiche verwendet werden.

Mit Rauigkeitskarten werden zwar die Unterschiede zwischen den einzelnen Bereichen innerhalb eines Standorts bzw. Parkareals korrekter erfasst, die Rauigkeitsrosen sind aber bei Vergleichen zwischen unterschiedlichen, weiter voneinander entfernten Standorten gelegentlich von Vorteil.

Über lange Zeit war zudem die Behandlung von Rauigkeitskarten in WASP offensichtlich fehlerhaft, weshalb *aj* erst mit neueren Versionen von WASP standardmäßig auf Rauigkeitskarten übergang.

Die Einschätzung der Rauigkeit wird subjektiv vom Bearbeiter aufgrund von Erfahrungswerten, den Angaben von topografischen Karten, von Luftbildern und dem vor Ort gewonnenen Eindruck, ggf. auch Aufzeichnungen über Unterschiede zwischen Kartendarstellung und Beobachtungen, vorgenommen. Dadurch entstehen naturgemäß Unsicherheiten. Bei *aj* wurde festgestellt, dass die Modellierung der Rauigkeit eines Standortes durch verschiedene Mitarbeiter und zu verschiedenen Zeitpunkten zu Unterschieden in den berechneten Energieerträgen in der Größenordnung von typischerweise 1-2 Prozent führen. Bei Vergleichen zwischen verschiedenen Gutachterbüros dürften die Unterschiede jedoch ein Vielfaches davon betragen, wie auch entsprechende Ringversuche gezeigt haben.

Bei Verwendung der Energieerträge von Vergleichsanlagen ist es wichtig, dass die Besichtigung des geplanten Standorts und der Vergleichsstandorte etwa zur selben Zeit durchgeführt wird, um nicht durch unterschiedliche Belaubung oder unterschiedlich entwickeltem Bewuchs auf den Feldern den Eindruck über die Unterschiede zwischen den Standorten zu verfälschen. Auch das bei der Besichtigung vorherrschende Wetter beeinflusst den Eindruck vom Standort, was ebenfalls dafür spricht, die Besichtigungen bei vergleichbaren Bedingungen durchzuführen.

Bei *aj* berücksichtigt die Modellierung der Rauigkeit sowohl den durch Bewuchs und Bebauung erzeugten Oberflächenanteil als auch den orografischen Anteil, der durch die Hügeligkeit bestimmt ist. Eine großräumig stark variable Geländeform wirkt wie erhöhte Rauigkeit, was durch das Orografiemodell in WASP nicht berücksichtigt wird. Schon aus diesem Grund, aber auch aus grundsätzlichen Überlegungen, berücksichtigte die Rauigkeitsmodellierung bei *aj* lange die Gegebenheiten in einem Umkreis von mindestens 30 km. Aufgrund von Empfehlungen in neueren Versionen von WASP wurde dieser Umkreis auf 50 km erhöht. Bei Einsatz von Rauigkeitskarten wird dabei die Rauigkeit in einem inneren Bereich detailliert eingegeben. Der Einfluss der weiteren Umgebung wird durch einen geeignet gewählten Randwert berücksichtigt.

Stets wird durch Vergleichsrechnungen die Plausibilität der Berechnungsergebnisse hinsichtlich der Modellierung kritisch geprüft.

Die Unsicherheit der Rauigkeitsmodellierung wird von *aj* über einen Skalierungsfaktor abgeschätzt:

$$\frac{\text{Skalierungsfaktor}}{\sqrt{\text{Anzahl Anlagen}}}$$

Der Skalierungsfaktor beträgt

- in deutlich inhomogenem Wald, in direkter Waldnähe sowie bei dominanten Baumreihen oder in Küstennähe 3 % des Ertrags bzw. 1 % der Windgeschwindigkeit
- in ausgedehntem, eher homogenem Wald 2 % des Ertrags bzw. 0,5 % der Windgeschwindigkeit
- bei deutlich variabler Rauigkeit, dies jedoch in regional homogener Weise 1 % des Ertrags bzw. 0,25 % der Windgeschwindigkeit
- bei sehr geringen Rauigkeitseinflüssen 0,5 % des Ertrags bzw. 0,25 % der Windgeschwindigkeit

Diese Unsicherheitskomponente wird für die geplanten Anlagen und die Vergleichsanlagen bzw. die Position der Windmessung separat angesetzt und dann kombiniert.

Die Umgebung des beurteilten Standortes wird auch in der Zukunft bzw. über die Dauer des gesamten Betriebszeitraums hinweg Veränderungen insbesondere hinsichtlich Bewuchs und Bebauung unterworfen sein. Die Berechnungen basieren aber auf der Annahme, dass die Umgebung die Struktur aufweist, die sie während der Standortbesichtigung hatte. Schon zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens kann sich dies geändert haben, ohne dass der Gutachter davon Kenntnis erlangt hat.

B2.4.1.6 Thermisch bedingte Einflüsse

Lokal thermisch bedingte Strömungen werden von WASP nicht modelliert. Dieser Sachverhalt ist an den meisten mitteleuropäischen Binnenlandstandorten unerheblich. Ausnahmen sind beispielsweise Kaltluftabflüsse aus Gebirgen und Mittelgebirgen und Land-Seewind-Zirkulationen, die selbst bei relativ homogen erscheinendem Landschaftsbild lokal stärkere Veränderungen des Windfelds verursachen können. Des Weiteren ist der Einfluss der Konvektion auf das Höhenprofil des Windes sehr groß. Dies wird im folgenden Kapitel behandelt.

B2.4.1.7 Verlauf der Windgeschwindigkeit und der Energie mit der Höhe über Grund

Der Verlauf der mittleren Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund, wird durch hoch komplexe Vorgänge bestimmt und ändert sich je nach Wetterlage. WASP nimmt in der Standardeinstellung nur ein mittleres Windgeschwindigkeitsprofil für neutrale thermische Schichtung an. Tatsächlich variiert die Schichtung im Lauf der Zeit stark, was

auch als variierende atmosphärische Stabilität beschrieben wird. Dabei besteht neutrale Schichtung nur zu einem geringen Teil der Zeit. Die Variation der Stabilität führt zu einer Variation des Höhenprofils. In Wind- und Ertragsgutachten werden dagegen in der Regel nur über das gesamte Jahr gemittelte Profile angenommen. Diese kommen in Mitteleuropa nicht selten den Profilen nahe, die von WAsP für neutrale Schichtung berechnet werden. Deshalb ist die Grundannahme von WAsP für erste Näherungen brauchbar, aber für genauere Aussagen zu unsicher.

Nun stehen praktisch nie Informationen zur atmosphärischen Schichtung bzw. Stabilität an einem untersuchten Standort zur Verfügung. Allenfalls können über Windmessungen Informationen zum Höhenprofil des Windes an einer Stelle abgeleitet werden. Rückschlüsse daraus auf die atmosphärische Stabilität wären nicht nur schwierig, sondern auch für die Aufgabenstellung nicht hilfreich, da letztlich nur mittlere Profile betrachtet werden. Dies gilt erst recht für den Rückschluss von Energieerträgen von Windkraftanlagen auf das mittlere Höhenprofil in einem Gebiet. Die Untersuchung des Höhenprofils kann damit zwar im Zusammenhang mit der atmosphärischen Schichtung angesehen werden, aber nur auf einer abstrakten theoretischen Ebene.

Die vorstehenden Erläuterungen sind notwendig, um Forderungen der TR 6 Rev. 12 nach Angaben zur angenommenen standortspezifischen Stabilität genüge zu tun.

Bei der Übertragung zwischen Höhen im Bereich von 60 m bis 100 m konnte *aj* an offenen Standorten in Mitteleuropa sowohl im Vergleich mit Windmessdaten als auch mit Ertragsdaten von Windkraftanlagen eine oft gute Realitätsnähe der WAsP-Berechnungen feststellen. In Regionen mit starken thermischen Einflüssen, in der unmittelbaren Nähe von Wald sowie in Wäldern wurden dagegen oft gravierende Abweichungen der berechneten Verläufe von den gemessenen festgestellt. Das Höhenprofil in Waldnähe und direkt über Wald wird häufig deutlich zu schwach berechnet.

Über größere Höhenbereiche hinweg liefern die Berechnungen von WAsP jedoch nur noch selten realitätsnahe Profile. Hier weist die Natur eine erstaunlich große Bandbreite an Profilen auf, die bisher nicht vollständig erklärt werden konnte. *aj* hat so in etlichen Messungen aus verschiedenen Ländern mit der Höhe steigende Höhenexponenten gefunden, in vielen anderen fallende. Fallende Höhenexponenten können in Wäldern und in Waldnähe erklärt werden. Auch dies soll der bekannte Ansatz der so genannten Verdrängungsdickenkorrektur (siehe auch Kapitel B2.4.1.4) abdecken. Dabei wird das vom Modell berechnete Höhenprofil erst in etwa 2/3 der Baumhöhe beginnend angesetzt. *aj* verwendet diese Korrektur in der Regel nicht zur Anpassung des Höhenprofils, da bei entsprechenden Überprüfungen anhand von gemessenen Höhenprofilen keine befriedigenden Ergebnisse erzielt wurden. Die für eine gute Anpassung des Profils notwendigen Korrekturen waren extrem unterschiedlich und wiesen keinen Zusammenhang mit den

Baumhöhen auf. Sofern Messdaten vom Standort vorhanden sind, ermittelt *aj* das Höhenprofil ohnehin direkt aus ihnen, schreibt bei Übertragungen zwischen verschiedenen Höhen das Berechnungsergebnis entsprechend vor und passt die Berechnungen an. Auch aus den Ertragsdaten von Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Nabenhöhen kann die Größenordnung des Höhenprofils durch Nachberechnungen abgeleitet werden. Soweit möglich setzt *aj* diese Möglichkeit ein. Wenn keine Messdaten oder geeignete Ertragsdaten vorhanden sind, aus denen vor Ort das Höhenprofil ermittelt werden kann, werden Erfahrungswerte aus der Region verwendet. Die Vorgehensweise bei der Anpassung ist dann dieselbe. Solche Anpassungen sind ohnehin aus dem im folgenden Absatz genannten Zusammenhang sehr häufig notwendig.

In der Standardeinstellung berechnet WAsP direkt oberhalb von 100 m über Grund erheblich größere Windgeschwindigkeitssteigerungen als direkt unterhalb von 100 m [31]. Hierfür gibt es keine physikalischen Gründe. Häufig werden die Steigerungen an offenen Standorten oberhalb von 100 m über Grund stark überschätzt. In diesen Fällen verwendet *aj* oft die unterhalb von 100 m berechnete Steigerung als Maßstab für die Anpassung, sofern keine weiteren Anhaltspunkte zum Höhenprofil vorliegen.

Da nicht angenommen werden kann, dass über größere Höhenbereiche konstante Höhenexponenten vorliegen, besteht bei größeren Abständen zwischen dem obersten Anemometer eines Messmastes und der geplanten Nabenhöhe eine nennenswerte Unsicherheit bezüglich des Höhenprofils. Hier versucht *aj*, aus dem Verlauf des Höhenprofils über den Mast hinweg auf den weiteren Verlauf zu schließen. Um dies möglichst genau zu erfassen, bevorzugt *aj* bei Mastmessungen den Einsatz von mindestens fünf Messhöhen gegenüber den üblichen drei oder vier. Bei Waldstandorten kann sich dennoch der Verlauf oberhalb des Mastes deutlich von dem entlang des Mastes unterscheiden. Demgegenüber sind Fernmesssysteme oder eben Maste, die bis in Nabenhöhe reichen, von Vorteil.

Das Höhenprofil ändert sich je nach Wetter und Jahreszeit. Untersuchungen der *aj* haben gezeigt, dass diese Änderung sehr stark zwischen Standorten variiert und derzeit nicht vorhergesagt werden kann. Die in kürzeren Zeiträumen als über 12 Monate gemessenen Höhenprofile sind deshalb als nicht repräsentativ anzusehen. Für belastbare Langfristskalierungen fehlen derzeit noch geeignete Methoden. Nur durch Vergleiche mit Profilmessungen in der Umgebung des Standortes erscheint dies derzeit sinnvoll möglich. Doch auch hier bestehen im Einzelfall häufig methodische Unsicherheiten. Diese hängen stark von der Jahreszeit, dem Wetterverlauf, der Windstärke und der Windrichtungsverteilung des kurzen Messzeitraums ab. *aj* vermeidet möglichst Situationen, in denen kurzzeitig gemessene Höhenprofile langfristextrapoliert werden müssen. Es sei aber erwähnt, dass Kurzzeitmessungen immerhin erste Anhaltspunkte für die

Größenordnung des Höhenprofils geben können, wenn diese zum Verständnis des lokalen Windfeldes fehlen, aber eine genaue Quantifizierung nicht nötig ist.

Die mit extrapolierten oder geschätzten Höhenprofilen verbundene Unsicherheit ermittelt *aj* durch Ertragsberechnungen anhand der geschätzten Unsicherheit des Höhenexponenten („Standardunsicherheit Höhenexponent“). Aus dieser Unsicherheit und der Nabenhöhendifferenz zwischen Vergleichsanlagen und Planung ergibt sich bei Gutachten auf Basis der Erträge von Vergleichsanlagen für jede Gruppe von Vergleichsanlagen eine Unsicherheitskomponente der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Planung, welche unter Verwendung der Sensitivität (siehe unten) auf den entsprechenden Unsicherheitsbeitrag je Gruppe von Vergleichsanlagen führt. Sind die Nabenhöhen verschiedener Gruppen von Vergleichsanlagen teils größer und teils kleiner als die Nabenhöhe der Planung, kompensieren sich diese Beiträge bei der Kombination über die Vergleichsgruppen hinweg teilweise, weshalb in diesem Fall die Unsicherheiten der vertikalen Übertragung mancher Gruppen negativ dargestellt werden, die Unsicherheit insgesamt also sinkt.

Die vorliegenden Windmessungen aus großen Höhen zeigen, dass sich die dort auftretenden Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit in manchen Regionen stark von den mit WAsP auf Basis von Wetterstationsdaten berechneten unterscheiden [30, 31]. Der Anteil an Stunden, in denen Windkraftanlagen Nennleistung liefern, ist zumeist deutlich geringer, als die klassischen WAsP-Berechnungen auf Basis von Wetterstationsdaten ergeben. In der Regel führt eine Erhöhung der flächenspezifischen Nennleistung dann zu einer geringeren Ertragssteigerung, als diese Berechnungen angeben. Bei rechnerischen Übertragungen zwischen Windkraftanlagen mit sehr unterschiedlichen Verhältnissen von Rotorkreisfläche zu Nennleistung ist daher mit systematischen Fehlern, bzw. einer erhöhten Unsicherheit zu rechnen. Dieser Fehler ist also von der Kombination aus Standortcharakteristik, Region, den verwendeten Winddaten, dem Verhalten des Modells WAsP und den Leistungskennlinien abhängig und kann nur geschätzt werden. Gleiches gilt für Untersuchungen, bei denen die Details der Häufigkeitsverteilung eine größere Rolle spielen wie z.B. Betriebsbeschränkungen. Hier führen in größeren Höhen durchgeführte Windmessungen, Statistiken aus den Steuerungsdaten bestehender Windkraftanlagen sowie geeignete, validierte Mesoskalendaten [38] zu erheblichen Genauigkeitsgewinnen gegenüber Wetterstationsdaten. Die entsprechende Unsicherheitsschätzung wird in Kapitel B2.4.2.1 unter dem Stichwort Repräsentativität des Anlagentyps erläutert.

B2.4.2 Ertragsberechnung

Die Energieerträge werden entweder mit dem Programm WAsP oder mit dem Programm WindFarmer ([9] - [11]) berechnet. Bei der Berechnung des geostrophischen Windes nähert WAsP die ursprünglichen diskreten Häufigkeitsverteilungen für jeden Windrichtungssektor durch Weibullverteilungen an. Solche Näherungen führen zwangsläufig zu Fehlern. Wenn die Arbeiten auf dem Abgleich mit Ertragsdaten bestehender Windkraftanlagen basieren, ist dieser Fehler für die Vergleichsanlagen und die geplanten Anlagen gleich und wirkt sich somit nicht aus. Basieren die Berechnungen hinsichtlich des Absolutniveaus aber auf einer Windmessung vor Ort, ist dieser Fehler relevant. Typischerweise werden dadurch die Energieerträge in einer Größenordnung von 2 % zu hoch berechnet. Inzwischen setzt *aj* ausschließlich das Programm WindFarmer für die Ertragsberechnungen ein. Dieses verwendet und skaliert die ursprüngliche Häufigkeitsverteilung, wodurch die Fehler durch die Weibullnäherung von WAsP vermieden werden. Allerdings ist die Methode der Skalierung relativ einfach, sodass auch sie umso ungenauer wird, je größer der Unterschied der Windgeschwindigkeit zwischen dem Messpunkt und der Anlagenposition in Nabenhöhe ist.

Da WindFarmer keine Strömungsberechnungen durchführt, benötigt dieses Programm Informationen über das Windfeld an den verschiedenen Anlagenpositionen und in Nabenhöhe. Hierzu werden die Windverhältnisse für jeden Windrichtungssektor von in der Regel 30° auf einem Gitter mit zumeist 25 m Maschenweite mit WAsP über die relevanten Bereiche berechnet. In diesem Windfeld wird dann von WindFarmer zu den genauen Anlagenpositionen hin interpoliert. Die Unterschiede zwischen dem Windpotenzial an der Messposition und den Anlagenpositionen in Form eines einfachen Faktors berechnet WindFarmer aus den von WAsP übergebenen Weibullparametern. Entsprechend wird die diskrete Häufigkeitsverteilung an der Messposition skaliert. Sind die Hauptwindrichtungen deutlich ausgeprägt und die Abschattungsverluste hängen stark von der detaillierten Verteilung ab, führt *aj* die Berechnungen mit einer Auflösung von 10° durch.

Sowohl WAsP als auch WindFarmer bestimmen zunächst für jede untersuchte Position den Jahresenergieertrag einer frei stehenden Windkraftanlage, d.h. ohne den Einfluss benachbarter Anlagen. Hierzu wird für jeden Windrichtungssektor die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Leistungskennlinie der Windkraftanlage kombiniert. Das nach der Windrichtungsverteilung gewichtete Mittel der Ergebnisse für die einzelnen Windrichtungssektoren ergibt die mittlere Jahresenergieproduktion.

Aus Windmessungen herrührende Unsicherheiten, die sich auf die Windgeschwindigkeit beziehen, müssen vor der Kombination mit den aus Ertragsberechnungen bestimmten Unsicherheiten in ertragsbezogene Unsicherheiten umgewandelt werden. Gleiches

gilt für die Standardunsicherheit des Höhenexponenten, da sich dieser auf Windgeschwindigkeiten bezieht. Der hierfür jeweils verwendete Umrechnungsfaktor ist die „Sensitivität“. Diese ist im Kapitel Unsicherheiten ausgewiesen. Manchmal ergeben sich aufgrund der Windfeldberechnung für die geplanten Windkraftanlagen deutlich unterschiedliche mittlere Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe, sodass die Sensitivität über eine lineare Regression der freien Erträge über die zugehörigen Windgeschwindigkeiten bestimmt werden kann. Andernfalls führt *aj* separate Berechnungen für denselben Standort durch, die zu deutlich unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Erträgen führen, z.B. durch Annahme größerer und kleinerer Nabenhöhen. Falls unterschiedliche Anlagentypen gleichzeitig geplant sind, wird die Sensitivität für jeden Typ separat bestimmt und das Ergebnis entsprechend den freien Erträgen gewichtet.

Bei Abgleichen mit Erträgen von Vergleichsanlagen erfolgt die Bestimmung des Sensitivitätsfaktors ebenfalls über Variationsrechnungen für die geplanten Anlagen. Er wird jedoch nicht explizit im Gutachten angegeben.

Der Sensitivitätsfaktor ist stark abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit, der Windgeschwindigkeitsverteilung und der Leistungskennlinie der geplanten Anlagen, insbesondere vom Verhältnis der Nennleistung zur Rotorkreisfläche.

B2.4.2.1 Leistungskennlinien

Sämtliche verwendeten Leistungskennlinien wurden letztlich von den jeweiligen Anlagenherstellern herausgegeben. Während *aj* zu früheren Zeiten diese in der Regel direkt von den Herstellern bezog, wurden sie in den letzten Jahren überwiegend von Kunden übermittelt. Alle Leistungskennlinien werden bei *aj* nach einem festgelegten Verfahren in ein Tabellenformat und das von WindFarmer verwendete Format übertragen, so zentral abgelegt und von dort für Berechnungen und zur Darstellung herangezogen.

Die für die Ertragsberechnungen benötigten Leistungskennlinien werden für die Planung häufig vom Auftraggeber vorgegeben. Andernfalls werden sie von *aj* unter den vorliegenden ausgewählt. Hierbei handelt es sich teils um berechnete, teils um gemessene Leistungskennlinien. Für die Vergleichsrechnungen der Energieerträge bestehender Anlagen werden ebenfalls Leistungskennlinien benötigt. Diese werden von *aj* aus den verfügbaren Kennlinien ausgewählt.

Bei gemessenen Leistungskennlinien werden, wenn nötig, die letzten ermittelten Leistungswerte stets entsprechend den jeweiligen Vorgaben der FGW bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit fortgesetzt. Negative Leistungswerte werden von *aj* durch Null ersetzt, da

- negative gemessene Leistungswerte viel zu unsicher für eine Verwendung sind,

- diese Werte nicht ab 0 m/s vollständig vorliegen und kein Verfahren für eine sinnvolle Extrapolation bis 0 m/s bekannt ist,
- berechnete Leistungskennlinien in der Regel keine negativen Werte enthalten und somit bessere Konsistenz hergestellt wird und
- Eigenverbrauch bei Stillstand nach der TR 6 nicht berücksichtigt werden soll.

Diese Vorgehensweise der *aj* entspricht der Vorgabe der TR 6 Rev. 11 und Rev. 12, während nach früheren Revisionen der TR 6 noch die negativen Leistungswerte zu verwenden waren.

Sowohl Berechnungen als auch Messungen von Leistungskennlinien enthalten Unsicherheiten. Hierfür sind systematische und stochastische Ursachen verantwortlich. Systematische Abweichungen, durch die die tatsächlichen Unterschiede beim Vergleich von Leistungskennlinien verfälscht bzw. auf Basis von Windmessungen nicht ganz korrekte Erträge berechnet werden, entstehen z. B. durch

- unterschiedliche Eigenschaften der Bezugsanemometer (sowohl bei vermessenen als auch bei berechneten Leistungskennlinien), was jedoch auf die Zeit vor etwa 2004 begrenzt ist,
- standortspezifische Einflüsse,
- die jeweilige spezielle meteorologische Situation bei der Vermessung (insbesondere Turbulenz und Schichtung),
- Unterschiede zwischen Nabenhöhe und Messhöhe,
- ungewöhnliche Nabenhöhe bei der Vermessung bzw.
- unterschiedliche Berechnungsverfahren oder Annahmen bei den Berechnungen der Leistungskennlinien.

Die wichtigsten dieser Punkte werden im Folgenden genauer erläutert.

Stochastische Unsicherheiten entstehen zwangsläufig bei Vermessungen von Leistungskennlinien. Auch das Leistungsverhalten der Serienanlagen ist stochastischen Veränderungen unterworfen durch

- Serienstreuung der Anlagenproduktion,
- Streuung der Anlageneinstellungen,
- unterschiedliche Komponenten sowie
- nicht immer gleich gute Anpassung an die Standortbedingungen.

Typspezifische Bewertung und Korrektur von Leistungskennlinien

Es gibt zahlreiche Hinweise und teilweise auch Belege, dass berechnete Leistungskennlinien häufig eine mindestens so gute Grundlage für Ertragsberechnungen bieten wie gemessene, da sie sich in der Regel auf einheitliche Standorte und definierte meteorolo-

gische Situationen beziehen und die systematischen wie stochastischen Messfehler vermieden werden. Zudem werden die Leistungskennlinienberechnungen häufig anhand von Messungen validiert und ggf. angepasst. Nur bei Änderungen der Anlagenkonzepte und Weiterentwicklungen sind nennenswerte systematische Fehler der Berechnungen möglich.

Die in Messberichten angegebenen Unsicherheiten werden nach einem vorgegebenen Standard (zuletzt [50], davor z. B. [19], [41]) bestimmt. Teilweise werden einzelne Einflüsse darin überschätzt. Insbesondere ist sowohl die Leistungsmessung als auch die Anemometerkalibrierung häufig präziser, als nach Standard angenommen werden muss.

Mehrere Untersuchungen belegen die schon länger von *aj* vertretene Meinung, dass die Messunsicherheit von Leistungskennlinien, insbesondere die Streuung um den Mittelwert bei einer größeren Zahl von Vermessungen, typischerweise nur sehr wenige Prozent bezogen auf den Energieertrag beträgt. Trotzdem führt die Verwendung des neueren Standards [50], welcher inhaltlich [41] entspricht, bei gleicher Vorgehensweise zu noch erheblich höheren Unsicherheiten als [19]. Andererseits zeigen diese Untersuchungen, dass bei einigen Anlagenherstellern systematische Unterschiede zwischen den Leistungskennlinien der Prototypen oder der Vorausberechnung und der in Garantiemessungen untersuchten Serienanlagen bestehen. Diese können durchaus etwa 5 % betragen. Leider ist überwiegend unbekannt, für welchen Anlagenhersteller welche Abweichung angenommen werden sollte. Unter den derzeit aktiven Herstellern sind *aj* lediglich Untersuchungen zu Vestas bekannt. Von unabhängigen Firmen wurden mehrere Hundert Messungen von Leistungskennlinien untersucht, was von Vestas nochmals in einem eigenen Dokument zusammengefasst und weiter analysiert wurde. Hieraus geht eindeutig hervor, dass für die Anlagentypen ab V90 im Mittel keine signifikante Abweichung der gemessenen Leistungskennlinien von den vorausberechneten besteht. Die Streuung der Ergebnisse ist dabei gering. Dem entsprechend kann die Leistungskennlinienunsicherheit für diese Anlagentypen niedriger angesetzt werden, als von der TR 6 [1] allgemein vorgegeben wird. Dies wird an entsprechender Stelle weiter unten aufgegriffen.

Bestimmte Einflüsse sind andererseits in den angegebenen Unsicherheiten bisher nicht enthalten.

Immerhin wurden in [41] gegenüber [19] erste Ansätze des Einbezugs der Turbulenz, der Schichtungsverhältnisse und der Winddrehung mit der Höhe in die Bestimmung von Leistungskennlinien aufgenommen, die aber nur einen Teil der tatsächlichen Einflüsse erfassen. Dies wurde in [50] übernommen. Vor allem für die häufig beobachtete starke Leistungsminderung bei niedriger Turbulenz und niedriger Windgeschwindigkeit fehlen bisher ausreichende Erklärungen, weshalb dieser Effekt nur bei empirischer Betrachtung

ausreichend berücksichtigt werden kann. *aj* hat beispielsweise schon mehrfach Berichte über stark saisonabhängige Ergebnisse von Leistungskennlinienmessungen gehört, was teilweise bei Vermessungen auch ausgenutzt wird. Die Möglichkeit von zusätzlichen unerkannten Messfehlern ist ebenfalls nicht zu unterschätzen. Hier hat *aj* schon mehrfach Messaufbauten vorgefunden, die, entgegen den Angaben der entsprechenden Berichte, nicht den IEC-Anforderungen entsprachen und vermutlich systematische Messfehler verursachten. Dies kann jedoch nur erkannt werden, wenn ein vollständiger Messbericht mit ausreichenden Informationen vorliegt oder die Messung von *aj* inspiziert worden ist, was beides fast nie der Fall ist.

Bei größer werdenden Rotoren führt zunehmend der Abstand zwischen Messmast und vermessener Anlage zu einer systematischen Verzerrung der Leistungskennlinie, insbesondere im Schwachwindbereich [40].

Einige extreme Beispiele zeigen darüber hinaus, dass die in gängigen Richtlinien definierten Anforderungen an Leistungskennlinienmessungen offensichtlich keine belastbaren Ergebnisse garantieren. Dies gilt insbesondere für komplexe Standorte, bei denen offensichtlich die Zuhilfenahme einer Standortkalibrierung hierfür nicht ausreicht. Die in entsprechenden Berichten angegebenen Unsicherheiten unterscheiden sich nur wenig von denen der Vermessungen ohne Standortkalibrierung, was unplausibel ist. Außerdem betrifft es Standorte, an denen das Windfeld trotz flachen Geländes in der unmittelbaren Umgebung über geringe Entfernungen variiert, wie z. B. direkt in Küstennähe oder bei größeren Wäldern oder Windparks in der Umgebung, d.h. bei meteorologisch komplexen Strömungsbedingungen. Inwieweit die vollständig überarbeitete Version der wichtigsten Richtlinie [41] (in [50] übernommen) hier zu einer Verbesserung führt, bleibt abzuwarten.

Die von *aj* angegebenen Windverhältnisse beziehen sich auf Messungen mit Anemometern der Typen Vector Instruments, Risø, Thies First Class und vergleichbaren Typen und sind somit konsistent mit heute üblichen Leistungskennlinien. Unter Berücksichtigung dessen wurde von *aj* in der Vergangenheit auf der Basis vergleichbar erscheinender Leistungskennlinien ein Referenzniveau ausgewählt. Für Kennlinien, die sich bei Ertragsberechnungen als damit inkonsistent herausstellten oder für die dies zu erwarten war, wurden **typspezifische** Korrekturen festgelegt. Das Ziel der typspezifischen Bewertungen und ggf. Korrekturen war es, systematische Fehler zu kompensieren und Kennlinien vergleichbar zu machen. Die Korrekturen beziehen sich auf Erfahrungswerte und theoretische Betrachtungen und sind damit abhängig vom Erfahrungsstand der *aj*. Die Erfahrungen wurden vor allem durch Vergleiche zwischen Berechnungen und den tatsächlichen Energieerträgen an Standorten gewonnen, an denen Windkraftanlagen verschiedener Typen nahe beieinander betrieben werden. Sie entstehen ohnehin zwangsläufig bei aufmerksamer Betrachtung der Ergebnisse von Vergleichsrechnungen für

Wind- und Ertragsgutachten in Deutschland. Lagen noch keine Betriebserfahrungen vor, wurden die Leistungskennlinien von *aj* theoretisch bewertet. Erläuterungen des Anlagenherstellers zu den speziellen Anlageneigenschaften, Neuentwicklungen etc. wurden dabei berücksichtigt und auf Plausibilität geprüft.

Bei älteren Anlagentypen, die für Vergleichsrechnungen herangezogen werden, ist diese Bewertung noch relevant und wird weiterhin verwendet. Angesichts der schnellen Abfolge von Neuentwicklungen und fehlender Erläuterungen kann sie jedoch fast nie für geplante Anlagen zum Tragen kommen. Mit der Vorgabe einer für Leistungskennlinien anzusetzenden Unsicherheit in der TR 6 ab Rev. 11 können die von *aj* bisher durchgeführten Bewertungen und Korrekturen kaum sinnvoll in Einklang gebracht werden. Deshalb wird nun für geplante Anlagen weitgehend darauf verzichtet. *aj* wird durch die Entwicklung der TR 6 also dazu gedrängt, auf Korrekturen zu verzichten, die in der Vergangenheit die Unsicherheit der Gutachten reduziert haben, und gleichzeitig, höhere Unsicherheiten anzusetzen. Dies entspricht dem erklärten Ziel, Wind- und Ertragsgutachten ähnlicher und vergleichbarer zu machen, verhindert aber Möglichkeiten zur Verringerung von Unsicherheiten und letztlich die fachliche Weiterentwicklung.

Gemessene Leistungskennlinien werden weiterhin möglichst anhand des vollständigen Messberichtes unter Verwendung der in [17] erläuterten Kriterien, ggf. der Kenntnis des Messstandortes und einer Prüfung des Messaufbaus, kritisch bewertet. In den letzten Jahren bestand ein Trend zu immer geringeren Datenmengen bei Leistungskennlinienmessungen mit der Folge wachsender stochastischer Abweichungen. Außerdem werden gerne Erkenntnisse über die jahreszeitliche Variabilität der gemessenen Kennlinien ausgenutzt, und teilweise werden Standorte mit lokal deutlich variablen Windverhältnissen verwendet. Dadurch können gemessene Leistungskennlinien nur als Belege für die grundsätzliche Korrektheit der berechneten Kennlinien herangezogen werden. In der Regel sind die berechneten Kennlinien aber untereinander konsistenter und belastbarer.

Weiterhin gilt die Überlegung der *aj*, dass die berechneten Erträge für einen gegebenen Anlagentyp von der konkret verwendeten Leistungskennlinie unabhängig sein müssen, denn der tatsächlich erzielte Ertrag hängt nicht davon ab, welche Kennlinie für die Vorausberechnung verwendet wurde. Das bedeutet, dass unterschiedliche berechnete und gemessene Leistungskennlinien für einen gegebenen Anlagentyp so korrigiert werden sollten, dass stets ungefähr derselbe Ertrag berechnet wird. Da in der Regel berechnete Leistungskennlinien, zumindest für denselben Anlagenhersteller, untereinander konsistenter sind als gemessene (siehe voriger Absatz), sollte sich die Korrektur sinnvollerweise an der berechneten Leistungskennlinie orientieren. Eine solche Korrektur wird sogar explizit in [1] als Möglichkeit vorgesehen. Sofern keine Belege dafür vorhanden sind, dass eine gemessene Kennlinie dem Erwartungswert näher kommt als eine berechnete, verwendet *aj* deshalb vorzugsweise für die meisten neueren Anlagentypen berech-

nete Leistungskennlinien unkorrigiert (abgesehen von eventuellen standortspezifischen Einflüssen). Bei gemessenen Kennlinien wird am berechneten Ertrag ggf. eine Korrektur um ganze Prozentzahlen angebracht, mit der ein möglichst ähnlicher Ertrag wie mit der entsprechenden berechneten Kennlinie erzielt wird.

Zunehmend unterscheiden sich die Gültigkeitsbereiche der Kennlinien bezüglich der Umgebungsbedingungen. Dies betrifft zwar überwiegend die berechneten Kennlinien, zunehmend aber auch die vorgelegten gemessenen (die damit dann nicht mehr üblichen Standards und Richtlinien entsprechen). Es muss ganz klar gesagt werden, dass damit die von den Anlagenherstellern herausgegebenen Kennlinien nicht untereinander vergleichbar sind. Für eine Vergleichbarkeit müssten Korrekturen angebracht werden. Nach der Erfahrung von *aj* ist die Mehrzahl der Marktteilnehmer weder mit der Relevanz dieses Themas vertraut, noch in der Lage, die entsprechenden Angaben in den Anlagenspezifikationen zu bewerten. Offensichtlich kommen die Anlagenhersteller in diesem Punkt nicht ihrer Aufklärungs- und Informationspflicht nach. Deshalb enthält die TR 6 Rev. 12 die Aufforderung, die Gültigkeit der verwendeten Leistungskennlinien bezüglich der Windfelder im Wind- und Ertragsgutachten zu dokumentieren. *aj* wird dies gerne tun, jedoch aufgrund des damit verbundenen Aufwandes erst sukzessive. Weiteres zu diesem Thema findet sich im Abschnitt „standortspezifische Bewertung und Anpassung von Leistungskennlinien“ weiter unten.

In einem Diagramm im Gutachten werden die Leistungsbeiwerte der für die geplanten Anlagen verwendeten Leistungskennlinien dargestellt. Im Fall des Abgleichs mit Erträgen von Vergleichsanlagen werden die hierfür verwendeten Kennlinien im selben Diagramm dargestellt. Sind große Unterschiede zwischen den Leistungsbeiwerten vorhanden, ist Vorsicht angebracht. Manche dieser Unterschiede sind technisch erklärbar, andere nur aufgrund der Annahmen oder Messunsicherheiten. Hier wird ebenfalls auf [17] verwiesen.

In der Vergangenheit hing die von *aj* angesetzte Unsicherheit für eine Leistungskennlinie von dem Umfang und der Konvergenz von Vergleichsergebnissen aus Betriebsdaten ab. Außerdem wurden folgende Aspekte bewertet, was *aj* noch heute als angemessene Vorgehensweise ansieht:

- Ähnlichkeit mit anderen Leistungskennlinien entsprechend dem Stand der Technik
- Ähnlichkeit mit anderen Leistungskennlinien desselben Herstellers, für die Praxiserfahrungen vorliegen
- Vorliegende, überzeugende technische Erklärungen bei Abweichungen vom Stand der Technik oder den Leistungskennlinien anderer Typen des Herstellers
- Aussagekraft der vorliegenden Berichte zu Kennlinienmessungen
- Standort, Dauer, Windbedingungen und Konsistenz der Ergebnisse von Kennlinienmessungen

Aufgrund der Vorgaben der TR 6 ab Rev. 11 musste *aj* diese Vorgehensweise zwar bezogen auf die einzelnen Leistungskennlinien aufgeben. Denkbar ist zwar zum einen, konkrete Untersuchungen zur Belastbarkeit der Leistungskennlinien durchzuführen, die meistens zu einer Verringerung der Unsicherheit führen sollten. Dann kann von den Vorgaben der TR 6 abgewichen werden. Nicht formal dokumentierte Erfahrungswerte, wie sie *aj* bisher eingesetzt hat, gelten dagegen nicht als validierte Methode. Solche konkreten Untersuchungen sind aber in der Praxis sowohl aufgrund des Aufwandes als auch aufgrund fehlender geeigneter Daten nicht durchführbar. Zum anderen werden zumindest einige Grundgedanken der bisherigen Vorgehensweise in veränderter Form bei der Festlegung des Ähnlichkeitsparameters zwischen den Leistungskennlinien der Planung und denen der Vergleichsanlagen übernommen, siehe unten.

aj befolgt bei Gutachten für Projekte in Deutschland die Vorgaben der TR 6 bezüglich der Unsicherheit der Leistungskennlinien. Liegt eine gemessene Leistungskennlinie vor, wird die Ertragsdifferenz zwischen den Berechnungen mit berechneter und gemessener Leistungskennlinie, auf ganzzahlige Werte gerundet, als zusätzliche Komponente der Unsicherheitsberechnung der berechneten Kennlinie unter Berücksichtigung des Vorzeichens der Differenz angesetzt. Bei Gutachten in internationalem Kontext weicht *aj* davon bisweilen ab.

Die TR 6 ermöglicht die Verwendung von Unsicherheiten für berechnete Leistungskennlinien, die den dort vorgegebenen Standardwerten abweichen, wenn dies durch entsprechende Untersuchungen belegt werden kann. Dies trifft auf Vestas-Anlagen ab V90 zu. Da *aj* die mittleren Windgeschwindigkeiten der Teststandorte nicht kennt, setzt *aj* für die betreffenden Anlagentypen konservativ die Hälfte der von der TR 6 vorgegebenen Unsicherheit an.

Die in der TR 6 angegebenen Unsicherheiten für Leistungskennlinien sind in erster Näherung als je nach Anlagentyp voneinander unabhängig zu verstehen. Deshalb reduziert sich die entsprechende Gesamtunsicherheit mit der Zahl der unterschiedlichen Anlagentypen bei Vergleichsrechnungen. Dies wird von *aj* berücksichtigt. Dabei müssen jedoch die Ähnlichkeiten zwischen den Leistungskennlinien bzw. Anlagentypen berücksichtigt werden. Dies geschieht mittels eines Ähnlichkeitsparameters. Er beträgt

- 1 bei identischem Typ
- 0,95 bei nur sehr wenig verschiedenem Typ (z. B. etwas unterschiedlicher Nennleistung)
- 0,9 bei ähnlichem Typ
- 0,75 bei gleichen Entwicklungslinien desselben Herstellers
- 0,5 bei unterschiedlichen Herstellern, aber zu erwartender Vergleichbarkeit der Ergebnisse

- bis hin zu 0 bei großen Unterschieden in Konzept und Auslegung und fehlendem Nachweis über Vermessungen

Zwischenwerte können ggf. gewählt werden. Die Erfahrung aus bestehenden Windparks wird ebenfalls berücksichtigt. Da bei größeren Vestas-Anlagen von vorneherein niedrige Leistungskennlinienunsicherheiten verwendet werden, werden an dieser Stelle für Vestas eher konservative Werte angesetzt, um das Gesamtunsicherheitsniveau in einem plausiblen Rahmen zu halten. Auf Basis dieser Bewertung wird eine „effektive Anzahl unabhängiger Leistungskennlinien“ bestimmt, die zur Abschätzung der Verringerung der Unsicherheit aufgrund statistischer Kombination herangezogen wird. Diese beträgt

$$\sum (1 - \text{Ähnlichkeitsparameter})$$

Bei der praktischen Anwendung muss zunächst einem der Anlagentypen ein Ähnlichkeitsparameter von Null zugeordnet werden, damit eine Leistungskennlinie statistisch voll gewertet wird. Dafür wird die für die Entscheidung zur Windfeldermittlung wesentlichste Anlagengruppe gewählt. Danach wird der Ähnlichkeitsparameter für jede Anlagengruppe der Vergleichsrechnungen einzeln festgelegt, wobei jeweils die größte Ähnlichkeit zu einer der bereits eingestuft Gruppen maßgeblich ist. Die Gesamtunsicherheit der Leistungskennlinien der Vergleichsanlagen beträgt dann

Leistungskennlinie, Basis

$$= \frac{\sum (\text{Einzelunsicherheit LK} * (1 - \text{Ähnlichkeitsparameter}))}{\sum (1 - \text{Ähnlichkeitsparameter})} = \frac{\sum (\text{Einzelunsicherheit LK} * (1 - \text{Ähnlichkeitsparameter}))}{\sqrt{\text{Effektive Anzahl unabhängiger LK}}}$$

Außerdem ist die Ähnlichkeit geplanter Anlagentypen mit den Typen der Gesamtheit der relevanten Vergleichsanlagen zu berücksichtigen. Bei identischem Typ entfällt die Unsicherheit der Leistungskennlinie vollständig, bei großen Unterschieden (unterschiedliche Entwicklungslinien, keine Vermessungen vorhanden) wird die Gesamtunsicherheit der Leistungskennlinien der Vergleichsanlagen als statistisch von den Kennlinien der geplanten Anlagen unabhängig angesehen. Die Unsicherheiten werden entsprechend kombiniert. Der angesetzte Ähnlichkeitsparameter, der wie oben definiert ist, wird für jede geplante Anlage zunächst separat festgelegt und dann über die Planung hinweg ertragsgewichtet kumuliert. Das Ergebnis wird im Gutachten ebenfalls im Bereich der Unsicherheitsermittlung angegeben.

Bei der hier beschriebenen Kombination der Unsicherheiten unter Berücksichtigung von Ähnlichkeiten werden nur die Beiträge der Grundunsicherheit, die auf Unterschiede zwischen gemessenen und berechneten Kennlinien bezogenen und die auf abweichende Gültigkeitsangaben bezüglich der Turbulenz bezogenen Beiträge zusammengefasst. Die

Unsicherheitskomponenten der Serienstreuung und des suboptimalen Verhaltens werden ohne Berücksichtigung von Ähnlichkeiten, also ohne gegenseitigen Ausgleich, statistisch kombiniert. Dies führt auf folgende gesamte Leistungskennlinienunsicherheit für eine einzelne geplante Anlage:

Performance (LK) mit Vergleichsanlagen kombiniert

$$= \sqrt{\begin{aligned} & (1 - \text{Ähnlichkeitsparameter LK Planung zu Vergleichsanlagen}) \\ & \quad * (\text{Unsicherheit LK, Basis Planung})^2 \\ & + \text{Vorzeichen (Differenz ber./gem. LK Planung)} \\ & \quad * \text{Differenz ber./gem. LK Planung}^2 \\ & + \text{Unsicherheit standortspez. Verhalten}^2 \\ & + \text{Unsicherheit LK, Basis Vergleichsanlagen}^2 \\ & + \text{Vorzeichen (Differenz ber./gem. LK Planung)} \\ & \quad * \text{Differenz ber./gem. LK Vergleichsanlagen}^2 \\ & + \text{Unsicherheit suboptimales Verhalten Planung}^2 \\ & + \text{Unsicherheit Serienstreuung Planung}^2 \end{aligned}}$$

Die entsprechende Gesamtunsicherheit für die Planung wird dann, wie bei allen anderen Unsicherheitsbeiträgen auch, ertragsgewichtet kumuliert.

Die in obiger Formel enthaltenen Anteile der Unsicherheit der Performance der Vergleichsanlagen werden dann natürlich bei der Bestimmung der Gesamtunsicherheit aus der Unsicherheit der Windfeldermittlung entfernt, während die Anteile aus suboptimalem Verhalten und Serienstreuung dort verbleiben. Die entsprechenden Zwischenergebnisse werden im Gutachten nicht dargestellt.

Bei Wind- und Ertragsgutachten auf Basis von Windmessungen ohne Abgleichsmöglichkeit mit Erträgen entfallen diese Überlegungen selbstverständlich.

Standortspezifische Bewertung und Anpassung von Leistungskennlinien

Die bekannteste standortspezifische Korrektur von Leistungskennlinien ist die der Luftdichte. Hier stehen für den Regelfall allgemein anerkannte Methoden zur Verfügung [50]. WASP enthält bis zur Version 11 keine entsprechende Option. Bei Ertragsberechnungen mit WASP korrigiert *aj* die Kennlinien deshalb einzeln entsprechend [19] mit einem Tabellenkalkulationsprogramm. WindFarmer nimmt dies automatisch für jede einzelne Anlage vor. In beiden Fällen orientiert sich die Luftdichtekorrektur für die gesamte Betriebsdauer nur an der mittleren Luftdichte. Ihre zeitliche Variation wird nicht berücksichtigt.

Einige Anlagenhersteller liefern auch Leistungskennlinien für unterschiedliche Luftdichten. Diese beruhen in der Regel auf simulierten Zeitreihen. Exemplarische Verglei-

che mit über [19] bzw. [50] luftdichtekorrigierten Leistungskennlinien zeigten Unterschiede des berechneten Energieertrags zwischen etwa 0 % und 0,15 % pro Prozent Luftdichteunterschied, d.h. durchweg gleiche oder schlechtere Leistungskennlinien auf Basis der Simulationen. Nach der TR 6 sollen stets für Ertragsberechnungen die Leistungskennlinien verwendet werden, die am besten den Bedingungen des untersuchten Standorts Rechnung tragen. Demnach sollen jeweils die luftdichte-korrigierten Kennlinien der Hersteller verwendet werden. Angesichts der derzeit häufigen Änderungen von Leistungskennliniendokumenten, welche nach Forderung der Auftraggeber stets eingearbeitet werden müssen, ist dies praktisch nicht zu leisten bzw. würde die Arbeit zu sehr behindern. Denkbar wäre eine Korrektur entsprechend der oben genannten Abweichungen. Unklar ist jedoch, weshalb sich die Abweichungen je nach Anlagentyp so stark unterscheiden. Dies könnte durch die Regelung der Anlage, deren aerodynamische Auslegung oder Unterschiede in den Simulationen verursacht sein. Eine diesbezügliche Validierung der von den Herstellern verwendeten Berechnungsverfahren ist *aj* nicht bekannt, ist aber auch wegen der relativ geringen Variation kaum durchführbar. Es könnten für alle Anlagentypen dieselben Korrekturen verwendet werden, was aber absehbar zu nicht auflösbaren Diskussionen führen würde. Eine typspezifische Ermittlung der Korrektur erscheint zu aufwändig. Vorläufig setzt *aj* deshalb lediglich eine entsprechende Unsicherheit von 0,15 % pro Prozent Luftdichteunterschied in Kombination mit der darüber hinaus grob geschätzten Unsicherheit für die Standortbedingungen der Leistungskennlinie (siehe unten) an. Zu beachten ist aber, dass durch diesen Effekt im Zweifelsfall zu hohe Erträge berechnet werden. Bei Gutachten auf Basis von Erträgen bestehender Anlagen ist dieser Beitrag vernachlässigbar und wird nicht angesetzt.

Die Möglichkeit der Wahl unterschiedlicher Leistungskennlinien je nach Luftdichte entfällt ohnehin bei der Verwendung von gemessenen Leistungskennlinien, da diese jeweils nur für eine Luftdichte vorliegen. Da die TR 6 jedoch die bevorzugte Verwendung gemessener Leistungskennlinien vorgibt, ist sie in dieser Hinsicht sowieso inkonsequent.

Auf den Einfluss der Turbulenzintensität auf die über 10-Minuten-Mittelwerte bestimmte Leistungskennlinie wird in [17] hingewiesen. Doch nicht nur aus statistischen, sondern auch aus physikalischen Gründen ändert sich das Leistungsverhalten von Windkraftanlagen mit der Umgebungsturbulenz, der atmosphärischen Schichtung, der Windrichtungsscherung und der Vertikalkomponente der Anströmung. Dieses Thema wurde in der Vergangenheit unterschätzt. Hierzu sind Untersuchungen und Entwicklungen im Gang, über die in der Vergangenheit insbesondere www.pcwg.org Auskunft gab. Diese Aktivitäten sind inzwischen auf die IEA übergegangen. *aj* nahm teilweise an entsprechenden Workshops teil. Dieses Thema ist insbesondere von Belang, weil sich die von den Herstellern garantierten Leistungskennlinien auf atmosphärische Bedingungen beziehen, die an den meisten Standorten nur zu einem begrenzten Teil der Zeit herrschen.

Für die übrige Zeit, was in vielen Fällen der überwiegende Teil der Betriebszeit ist, sind die Kennlinien bisher nicht definiert und nicht garantiert. Demnach hängt die Unsicherheit der Ertragsberechnung auch von den Umgebungsbedingungen des Standortes und der entsprechenden Spezifikation der Leistungskennlinie ab. Basiert ein Wind- und Ertragsgutachten auf einer vor Ort durchgeführten Windmessung mit belastbarer Turbulenzangabe, vergleicht *aj* die entsprechenden Messergebnisse mit der Spezifikation der Kennlinie. Zumeist ist dies in einem Diagramm im Gutachten dargestellt.

Verschiedene Anlagenhersteller bieten inzwischen an, standortspezifische Leistungskennlinien zu berechnen, wenn die Standortbedingungen (Windprofil, Turbulenz) detailliert bekannt sind. Dies wurde bisher nur in sehr wenigen Fällen, die *aj* präsentiert wurden, genutzt, sollte aber eigentlich Praxis werden. GE stellt darüber hinaus oft von vorneherein Leistungskennlinien für drei verschiedene Turbulenzcharakteristika zur Verfügung. Diese entsprechen aber nicht gut typischen Verläufen an den Standorten. In den meisten bisher untersuchten Fällen war die mit „niedrige Turbulenz“ bezeichnete Charakteristik diesen in den entscheidenden Bereichen am ähnlichsten.

Erste Ansätze für standortspezifische Anpassungen von Leistungskennlinien werden seit wenigen Jahren sukzessive entwickelt und getestet und sind teilweise in [50] enthalten. Diese berücksichtigen aber nur den Anteil, der mit der über die Rotorkreisfläche hinweg verfügbaren Energie verbunden ist. Anteile, die z. B. mit der Rotor aerodynamik, der Regelung oder meteorologischen Vorgängen verbunden sind, werden nicht berücksichtigt. Dem entsprechend sind die Anpassungen in der Regel noch zu gering. Dennoch plant *aj*, in Zukunft die in [50] vorgegebenen Modelle zu implementieren, da sie zumindest in einem gewissen Maß eine bessere Annäherung an die Realität darstellen. Bis dahin werden lediglich entsprechende Unsicherheiten angesetzt, die sehr grob projektspezifisch geschätzt werden.

Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit werden Windkraftanlagen zum Schutz gegen mechanische Überlastung vom Stromnetz genommen. Sie liefern so lange keine Energie, bis die in der Steuerung festgelegte Wiederanschaltwindgeschwindigkeit unterschritten ist. Diese liegt deutlich unterhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit. Es gibt also Windgeschwindigkeitsbereiche, in denen die Anlage manchmal in Betrieb ist und manchmal nicht. Die verwendeten Leistungskennlinien beschreiben aber die Verhältnisse bei permanentem Betrieb bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit und vernachlässigen diese so genannte Abschalthysterese, was zu einer Überschätzung der bei hohen Windgeschwindigkeiten erzielbaren Energie führen kann. Das Maß der Überschätzung hängt von den Parametern der Anlagensteuerung und den Windverhältnissen am Standort ab und kann in aller Regel nicht zuverlässig vorhergesagt werden. In der Regel ist der Einfluss dieser Thematik vernachlässigbar. Lediglich an Standorten mit relativ großem Anteil hoher Windgeschwindigkeiten oder bei niedri-

ger Abschaltwindgeschwindigkeit der Anlagen verdient sie Aufmerksamkeit. Liegt eine Windmessung vor Ort vor, kann dieser Aspekt wesentlich besser eingegrenzt werden als bei Berechnungen auf Basis von Wetterstationsdaten. [1] legt fest, wie dies zu geschehen hat. Die entsprechende Unsicherheit wird mit 0,5 % des ermittelten bzw. angenommenen Verlustes abgeschätzt.

Bei Stillstand, also in der Regel bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten, verbrauchen die Windkraftanlagen Energie zur Versorgung verschiedener Komponenten und Aggregate. Die Leistung ist dann negativ. Diese negativen Werte werden in den meisten von Anlagenherstellern herausgegebenen Leistungskennlinien zu Null gesetzt, was auf etwas zu hohe berechnete Energieerträge führt. Auch die meisten Berechnungsprogramme (WASP in manchen Versionen, WindFarmer) gestatten es nicht, in diesem Bereich mehrere bzw. überhaupt negative Leistungswerte anzusetzen. Der dadurch begangene Fehler hängt von den Windverhältnissen des Standorts ab. Er ist in der Regel klein. Wie schon oben erwähnt, ersetzt *aj* aus Konsistenzgründen alle negativen Leistungswerte vorliegender Kennlinien durch Null.

Häufig wird dieser Energieverlust vom Energieversorger zu einem anderen Tarif in Rechnung gestellt, als die eingespeiste Energie vergütet wird. Eine einfache Kombination dieses Verlustes mit dem erwarteten Ertrag auf der Ebene der Energieberechnung führt folglich zu falschen Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Deshalb werden diese Verluste zwar von *aj* bisweilen an gegebener Stelle abgeschätzt, in der Regel aber bei der Zusammenstellung des Erwartungswertes nicht berücksichtigt.

Da es sich bei den Einflüssen von Luftdichte, Turbulenz, Höhenprofil und Schräganströmung um unvermeidbare standortspezifische Einflüsse auf die Leistungskennlinie handelt, sollten sie bereits bei der Ermittlung des Bruttoertrags berücksichtigt werden. In der TR 6 [1] wird dies ab Revision 12 so gehandhabt. Davor wurden sie mit Ausnahme des Luftdichteinflusses als Verluste beim Übergang von Parkertrag zu Nettoertrag aufgeführt (wobei die standortspezifischen Einflüsse auch Gewinne sein können). Effekte, deren Ausmaß von einem Zusammenspiel von Standortbedingungen und Anlagencharakteristik abhängt und die ausschließlich zu Verlusten führen wie Abschalthysterese, Stillstandsverluste und Vereisung, werden dagegen weiterhin im Bereich der Verluste nach Bestimmung des Parkertrags behandelt.

Alle oben genannten standortspezifischen Effekte sind praktisch nicht relevant, wenn das Windpotenzial aus den Energieerträgen bestehender Windkraftanlagen abgeleitet wird und die Leistungskennlinien nach gleicher Systematik erstellt wurden, da das Betriebsverhalten der Vergleichsanlagen denselben Effekten unterworfen ist. Wenn jedoch die Leistungskennlinien der geplanten Anlagen für Turbulenzbereiche gelten, die von den früher teils implizit, teils explizit angenommenen deutlich abweichen, sind sie nicht

mit den Leistungskennlinien der Vergleichsanlagen konsistent. Vorläufig nimmt *aj* hierfür keine Korrektur vor. Allerdings werden zusätzliche Unsicherheiten entsprechend den Gültigkeitsangaben der Hersteller bezüglich der Umgebungsturbulenz angesetzt, die einen Hinweis auf die von *aj* für sinnvoll erachtete Korrekturen geben:

- Enercon: bis ca. 2017 0 %; Herausgabe ca. 2018 3 %; Herausgabe ab ca. Herbst 2019 2 %
- Siemens Gamesa und Gamesa: 1 %
- GE niedrige Turbulenz und andere Hersteller: 0 %

Repräsentativität des Typs von Vergleichsanlagen

[1] fordert die Berücksichtigung von Aspekten wie Regelungs- bzw. Steuerungsprinzip und Anlagengröße von Vergleichsanlagen im Rahmen der Unsicherheitsschätzung. Die meisten dieser Aspekte sind in der Leistungskennlinie oder anderen Bereichen wie standortspezifischer Einflüsse auf die Leistungskennlinie bereits enthalten. Allerdings hängt die Güte der rechnerischen Übertragung der Erträge zwischen unterschiedlichen Anlagentypen, wie in Abschnitt B2.4.1.7 erläutert, auch von der Kombination aus Unsicherheit der angenommenen bzw. berechneten Häufigkeitsverteilung mit den Leistungskennlinien ab. Teilweise wird dies schon an anderer Stelle berücksichtigt, aber noch nicht in Bezug auf die Veränderung der Häufigkeitsverteilung bei der vertikalen Übertragung zwischen verschiedenen Nabenhöhen, deren Berechnung von der Realität abweichen kann. Die entsprechende Unsicherheit schätzt *aj* über

Differenz Nabenhöhen (in m)

** Differenz flächenspezifische Nennleistungen $\left(\text{in } \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right)$*

** Skalierungsfaktor*

Der Skalierungsfaktor beträgt je nach Datenquelle für die Modellierung:

- bei ConWx-Daten in großräumig einfach strukturierter Landschaft 0,1 %
- bei ConWx-Daten in mäßig gegliederter Landschaft 0,15 %
- bei ConWx-Daten in stark komplexer Landschaft 0,2 %
- bei SCADA-Daten 0,15 %
- bei einer Windmessung aus der Nähe 0,05 %

Abweichendes Anlagenverhalten

Windkraftanlagen desselben Typs können im Rahmen der Serienstreuung verschiedene Leistungskennlinien aufweisen. Manchmal werden innerhalb einer Serie unterschiedliche Komponenten verwendet, z. B. Rotorblätter oder Regelungen. Dies kann zu Unterschieden in den Leistungskennlinien führen. Daher ist die im Wind- und Ertragsgutachten verwendete Kennlinie nicht immer repräsentativ für die gebaute Anlage. Diese As-

pekte werden bei der Unsicherheitsbetrachtung unter Serienstreuung berücksichtigt. Sofern *aj* keine statistischen Untersuchungen hierzu vorliegen, nimmt *aj* die entsprechende Unsicherheit mit

$$3 \% * \sqrt{\text{Anzahl der geplanten Anlagen}}$$

an. Bei älteren Anlagentypen wird in einzelnen Fällen aufgrund der Erfahrung aus Vergleichsrechnungen (Streuung innerhalb von Windparks) ein von 3 % verschiedener Skalierungsfaktor verwendet.

Kaum möglich ist eine Erfassung und Bewertung von Veränderungen an den Komponenten wie z. B. Stallstrips und Vortexgeneratoren innerhalb der Serie. Details hierzu, die dadurch verursachten Unterschiede im Betriebsverhalten sowie die konkret bei einer Vergleichsanlage oder geplanten Anlage eingesetzte Version sind in der Regel *aj* nicht bekannt. Hierdurch können unerkannte systematische Abweichungen in der Ermittlung des Windpotenzials oder des zu erwartenden Energieertrags entstehen.

Auch kann ein Windkraftanlagentyp je nach den Windverhältnissen an unterschiedlichen Standorten verschiedene Leistungskennlinien aufweisen, da er ggf. nicht an die einzelnen Standortbedingungen angepasst ist. Die entsprechende Unsicherheit wird im Bereich der suboptimalen Einstellung der Anlagen berücksichtigt, wie auch die Unsicherheiten aufgrund der im Folgenden erläuterten Vorgänge.

Aus den USA wurde mehrfach berichtet, dass in Windparks häufig vielfach und unkontrolliert unterschiedliche Einstellungen typgleicher Anlagen vorgefunden wurden. *aj* nimmt an, dass sich dies in den kommenden Jahren verbessern wird.

In einzelnen Fällen wurden auch in Europa erhebliche Unterschiede zwischen Prototypen und Serienanlagen beobachtet. Die Ursachen sind *aj* nicht bekannt. Dieses Thema wird mit Sorge betrachtet, denn in aller Regel verbieten Vertraulichkeitsgründe, entsprechende Erfahrungen in Wind- und Ertragsgutachten einfließen zu lassen.

Große Sorge bereiten *aj* zudem Entwicklungen, nach denen Windkraftanlagen zunehmend lastbegrenzende oder belastungsoptimierende Regelungen erhalten. Die Auswirkungen solcher an sich sehr erfreulicher Möglichkeiten auf die Leistungskennlinie sind nicht bekannt. Es kann dabei zu einer Situation kommen, in der die Windgutachter die tatsächlich vor Ort jeweils realisierte Leistungskennlinie nicht mehr absehen können, da sich diese je nach Situation ändern kann.

Die oben genannten Vorgänge können von Windgutachtern nicht ermittelt bzw. bewertet oder ausgeschlossen werden. Dem entsprechend können ihre Auswirkungen nicht

belastbar abgeschätzt werden. Dennoch müssen sie berücksichtigt werden. *aj* setzt hierfür unter dem Stichwort „suboptimales Verhalten“ eine Unsicherheit an, die sich vor allem an der Konsistenz der Vergleiche für Anlagen des jeweiligen Anlagenherstellers im Rahmen von Abgleichsrechnungen orientiert. Standardmäßig betragen diese Unsicherheiten:

- Enercon: bis ca. 2003 1 %; dann 3 %
- Vestas: 1 %
- Nordex: 2 %
- GE: 3 %
- übrige: 2,5 %

aj hat in einigen Fällen in Betriebsergebnissen eindeutige, starke Veränderungen des Leistungsverhaltens von Anlagen gegenüber dem für den Anlagentyp üblichen beobachtet, was nur durch Einstellungen der Anlage begründet werden kann, die vom für den Typ eigentlich Vorgesehenen abweichen. Abweichungen bis über 10 % bezogen auf den Ertrag wurden dabei festgestellt. Solche Abweichungen können nicht mehr durch übliche Unsicherheitsbetrachtungen abgedeckt werden. *aj* vertritt hier den Standpunkt, dass diese Anlagen nicht mehr der angenommenen Spezifikation entsprechen und deshalb die Abweichungen im Rahmen von Vorausberechnungen in Wind- und Ertragsgutachten nicht berücksichtigt werden müssen und auch nicht können.

Im Rahmen von Abschattungsberechnungen wird allgemein angenommen, dass Windkraftanlagen, die sich im Nachlauf einer anderen Anlage im Windpark befinden, dieselbe Leistungskennlinie aufweisen wie bei freier Anströmung. Verschiedene Untersuchungen der *aj* bestätigten diese Annahme grundsätzlich. Bei einigen Anlagentypen hat *aj* jedoch beobachtet, dass offensichtlich die Effizienz im Nachlauffall nachlässt. Das bedeutet, dass dann eigentlich eine ungünstigere Leistungskennlinie anzunehmen wäre. Dies berücksichtigt *aj* derzeit lediglich im Rahmen der Unsicherheitsbetrachtungen zur Parkabschattung. Ein entsprechender Abzug wird momentan nicht vorgenommen.

Veränderung der Anlageneffizienz

aj ist bekannt, dass in der Literatur verschiedentlich von nennenswerten Ertragseinbußen durch Verschmutzung oder Alterung von Rotorblättern berichtet wird. Manche Gutachter nehmen hierfür grundsätzliche Abzüge vor, die jedoch nicht empirisch begründet sind. Untersuchungen anhand der Ertragsdaten vieljährig betriebener Windkraftanlagen haben bei *aj* keine eindeutigen Hinweise auf solche Phänomene geliefert. Sicherlich ist der mögliche Effekt so gering, dass er statistisch kaum nachweisbar ist. Möglicherweise wird er auch durch eine im Lauf der Zeit verbesserte Einstellung und Verfügbarkeit von Anlagen kompensiert.

aj hat hierzu eine auf Rotorblattservice spezialisierte Firma sowie einen Anlagenhersteller befragt. Dem Hersteller lagen hierzu Erfahrungen von einem Teststandort vor. Aus diesen Gesprächen kann geschlossen werden, dass in Klimaten, die durch viel Sand oder Staub gekennzeichnet sind, mit deutlichen Ertragseinbußen zu rechnen ist. In Mitteleuropa tritt gelegentlich eine Verschlechterung der Leistungskennlinie durch Staub oder Insekten auf, was aber durch Regen in der Regel schnell wieder beseitigt wird. Allerdings sollten auch die Rotorblätter regelmäßig geprüft und ggf. gereinigt werden. Unter diesen Voraussetzungen ist keine signifikante, dauerhafte Leistungseinbuße zu erwarten. Ein entsprechender Abzug ist deshalb nur dann nötig, wenn mit einem signifikanten Einfluss von Sand, Staub o.ä. zu rechnen ist. aj schätzt dies bei ausländischen Standorten anhand von Beobachtungen und Informationen, die während der Standortbesichtigungen eingeholt wurden, ab. Die verbleibende Unsicherheit wird hinreichend durch die Leistungskennlinienunsicherheit abgedeckt. Von der TR 6 wird ein entsprechender, standortunabhängiger Abzug von 0,5 % vorgeschrieben. Dieser ist auch relevant, wenn das Windpotenzial aus den Erträgen von Windkraftanlagen abgeleitet wurde, die schon ausreichend lange betrieben wurden. Sind die Vergleichsanlagen noch relativ neu, muss nach dem Ansatz der TR 6 dagegen angenommen werden, dass die Verschlechterung der Eigenschaften der Rotorblätter noch nicht ausgeprägt ist und demzufolge der Abzug nicht angesetzt werden muss. Die entsprechende Unsicherheit beträgt nach [1] 0,25 %.

Für ausländische Standorte behält sich aj vor, von den pauschalen Vorgaben der TR 6 abzuweichen.

B2.4.2.2 Berechnung der gegenseitigen Abschattung im Windpark

In Windparks beeinflussen sich die Anlagen gegenseitig durch Abschattung, so dass der Gesamtenergieertrag des Windparks verringert wird. Um die gegenseitige Beeinflussung der Windkraftanlagen zu quantifizieren, werden Parkberechnungen durchgeführt, die geplante und ggf. bestehende oder weitere, fremdgeplante Anlagen einschließen. Die von einer Windkraftanlage auf die Strömung aufgeprägten Störungen gehen vom Rotor aus und breiten sich im Lauf der Zeit, d.h. mit zunehmendem Abstand von der Anlage, in alle Richtungen aus. Es findet eine allmähliche Durchmischung statt, die von der schon in der Strömung vorhandenen Turbulenz abhängt. Je turbulenter eine Strömung ist, desto schneller wird die von der Windkraftanlage eingebrachte zusätzliche Turbulenz in die Umgebung verteilt. Darüber hinaus führt die Turbulenz zu einem Transport von Energie aus höheren Luftschichten in niedrigere Schichten, sodass teilweise in langen Anlagenreihen die Leistung nicht ständig nachlässt, sondern konstant werden oder gar wieder steigen kann.

In WAsP ist eine relativ einfache Modellierung des Impulsverlustes im Nachlauf von Windkraftanlagen implementiert. Es wird angenommen, dass sich der Nachlauf hinter

der Rotorkreisfläche mit konstantem Aufweitungswinkel ausdehnt und dass sich der Nachlauf von verschiedenen Windkraftanlagen linear überlagert. Für die Festlegung des Aufweitungswinkels liefern [4, 5] zu wenige Hinweise. Als Standardwert ist ein Winkel von $4,3^\circ$ voreingestellt. In [9, 10] wird dagegen eine Berechnung abhängig von der Rauigkeitslänge und der Nabenhöhe vorgeschlagen. Nach dieser ist der Winkel von $4,3^\circ$ für die meisten Fälle, außer bei großen Nabenhöhen in offener Landschaft, im Hinblick auf die Abschattungsverluste angemessen bis konservativ. Bei Bedarf wählt *aj* für die Berechnung mit WAsP einen standortspezifischen Aufweitungswinkel.

In WindFarmer können verschiedene Nachlaufmodelle und für diese standortspezifische Parameter gewählt werden. Zum einen gibt es eine modifizierte Version des in WAsP enthaltenen Modells, die eine realistischere Behandlung des mehrfach überlagerten Nachlaufs enthält. Hierzu muss eine für den Standort insgesamt angemessene Rauigkeitslänge eingegeben werden. Alternativ kann das so genannte eddy-viscosity-Modell gewählt werden. Dieses benötigt als standortspezifischen Parameter eine Turbulenz. Sie kann konstant oder abhängig von Windrichtung und –geschwindigkeit eingegeben werden. Wenn eine Windmessung vom Standort vorliegt, zieht *aj* letzteres vor. Andernfalls wird eine mittlere Turbulenz auf Basis von Erfahrungswerten aus Messungen geschätzt, die sich vor allem an dem für den Abschattungsverlust relevanten Windgeschwindigkeitsbereich (etwa 5-12 m/s) orientiert.

Das Modell zur Berechnung des Ertragsverlusts durch gegenseitige Beeinflussung von Windkraftanlagen in Windparks birgt naturgemäß Unsicherheiten. Verschiedene Vergleiche zwischen den erzielten Energieerträgen in Windparks und entsprechend zugehörigen Parkberechnungen haben gezeigt, dass die beobachteten Ertragsunterschiede zwischen den Anlagen in aller Regel gut wiedergegeben werden. Dies umfasst sogar relativ große und / oder dicht gestellte Windparks und sowohl Standorte in freier Umgebung als auch in Wald. In einigen Fällen wurde jedoch festgestellt, dass sie das berechnete Maß deutlich über- oder untersteigen. Ob hierfür Unzulänglichkeiten des Berechnungsmodells oder Anpassungsschwierigkeiten der Anlagen auf die komplexeren Strömungsverhältnisse im Park verantwortlich sind, ist noch unklar.

In einer in 2022/2023 bei *aj* durchgeführten Masterarbeit wurden die in WindFarmer und WAsP implementierten Parkabschattungsmodelle anhand weniger Windparks validiert. Die dabei erzielten Ergebnisse bestätigten durchweg die bis dahin vorliegenden, eher unsystematisch aufgenommenen und oben beschriebenen Erfahrungen. Zudem ergab sich, dass

- sowohl WindFarmer als auch WAsP die Unterschiede der Abschattung zwischen hoher und niedriger Umgebungsturbulenz gut wiedergeben
- kein Einfluss von Vorstau (blockage) in relevantem Ausmaß vorhanden werden war

- mit Ausnahme langer Reihen, wo WAsP am Ende zu hohe Abschattungen berechnete, die Ergebnisse mit verschiedenen Modellen praktisch gleich gut waren
- bei einem größeren Park vermutlich eine massive Erhöhung der Windgeschwindigkeit der seitlichen Umströmung stattfand
- schon bei nur mäßig ausgeprägter Hügelstruktur komplexe Kombinationen von Parkwirkung und Orografieeinfluss auftreten können, aufgrund derer bei einzelnen Anlagen hohe Abweichungen zwischen Modellergebnis und Realität auftreten können.

Grundsätzlich steigt die Unsicherheit der Berechnung der Abschattungsverluste mit dem Ausmaß der Verluste. Nach der Erfahrung aus Nachberechnungen nimmt *aj* diesen Anstieg als überproportional an. Außerdem scheint für die Unsicherheit die Anzahl der Anlagen im Windpark eine Rolle zu spielen. Bei sehr großen Parkverbänden ist eine hohe Unsicherheit anzunehmen, aber auch bei kleinen Parks mit relativ hohen Verlusten ist die Unsicherheit erhöht.

Wenn sehr unterschiedliche Nabenhöhen in einem Windpark enthalten sind, ist die Abschattung sehr komplex, was von gängigen Modellen nicht ausreichend berücksichtigt wird. Dem entsprechend ist auch hier eine erhöhte Unsicherheit anzusetzen.

Die Aufstellungsgeometrie des Windparks ist in Kombination mit der Windrichtungsverteilung ein weiterer Einflussparameter für die Berechnungsunsicherheit. Bei Konzentration der Windrichtungsverteilung auf einen engen Bereich ist die Unsicherheit erhöht, wenn auch die Parkgeometrie ungünstigerweise entlang dieser Richtung ausgerichtet ist. Dieser Fall tritt jedoch selten auf. Auch die Genauigkeit der angenommenen Windrichtungsverteilung hat natürlich einen Einfluss auf die Unsicherheit der Abschattungsberechnung. Dies gilt insbesondere, wenn nur eine oder zwei geplante Windkraftanlagen in einem Parkverbund zu untersuchen sind. Die Unsicherheit der berechneten Abschattungsverluste hängt demnach auch von der Zahl der betrachteten Anlagen ab.

In komplexem Gelände, das für sich schon starke lokale Änderungen der Strömungsrichtung bewirkt, ist die Unsicherheit der Bestimmung der Abschattungsverluste hoch. *aj* hat beispielsweise in einem solchen Fall beobachtet, dass, wohl auch durch die Kombination mit erhöhtem Turbulenzniveau, trotz einer ungünstigen Ausrichtung der Anlagenpositionen nur sehr geringe Abschattungsverluste auftraten.

aj hat verschiedentlich festgestellt, dass offensichtlich Windparks die Strömung wie Hindernisse beeinflussen. Das bedeutet, dass die Strömung teilweise durch Windparks umgelenkt wird. Hierdurch verändert sich die Windrichtung lokal. Außerdem hat *aj* mehrfach beobachtet, dass einzelne Anlagen, die in Bezug auf die Hauptwindrichtung seitlich neben einem Windpark stehen oder eine höhere Nabenhöhen aufweisen als die

meisten Nachbaranlagen, sich offensichtlich hierdurch in einer beschleunigten Strömung befinden und deutlich höhere Energieerträge liefern, als zu erwarten wäre. *aj* ist kein kommerzielles Berechnungsmodell bekannt, das solche Effekte berücksichtigt.

Die in [1] beschriebene Sensitivitätsprüfung zur differenzierten Abschätzung der Unsicherheit der Abschattungsberechnung ist gemessen an dem für übliche Wind- und Ertragsgutachten akzeptierten Arbeits- und Zeitaufwand nicht praktikabel. Dieser Aufwand ist zudem kaum gerechtfertigt, weil diese Prüfung viele der oben genannten Effekte nicht berücksichtigt. Als Alternative dazu lässt [1] nur drei verschiedene quantitative Niveaus der Unsicherheit zu. Diese drei Niveaus erlauben keine differenzierte Betrachtung, die alle obigen Einflüsse berücksichtigt. Eine solche differenzierte Betrachtung hat *aj* bis Ende 2020 praktiziert. Grundsätzlich nimmt *aj* nun als Standardunsicherheit im Rahmen der verfügbaren Möglichkeiten 10 % des Abschattungsverlustes an, bei Windparks mit großen Nabenhöhenunterschieden, in sehr komplexem Gelände, bei sehr niedrigen Parkwirkungsgraden, bei geplanten Einzelanlagen sowie bei Anlagen des Herstellers Enercon jedoch 25 % (was in letzterem Fall die erhöhten Unsicherheiten der Schubbeiwerte und des Leistungsverhaltens unter Abschattungsbedingungen berücksichtigt).

Andererseits sind die Quellen der Unsicherheit bei Vergleichsanlagen und geplanten Anlagen grundsätzlich gleich, weshalb eigentlich nur der Unterschied der Abschattung zwischen diesen als Basis für die Unsicherheitsberechnung herangezogen werden muss. Es erscheint aber unangemessen, bei gleichen Parkwirkungsgraden der Vergleichsanlagen und der Planung keine Unsicherheit für die Abschattungsberechnung anzunehmen. Deshalb setzt *aj* diese Unsicherheit zur Hälfte auf Basis des Parkwirkungsgrades der Planung an und zur Hälfte auf Basis der Differenz der Parkwirkungsgrade von Planung und Vergleichsanlagen. Falls jedoch die Unsicherheit der Abschattungsberechnung für die Vergleichsanlagen größer sein sollte als die Unsicherheit der Planung, setzt *aj* die Unsicherheit zur Hälfte auf Basis des Parkwirkungsgrades der Vergleichsanlagen an und zur Hälfte auf Basis der Differenz der Parkwirkungsgrade von Planung und Vergleichsanlagen.

B2.4.2.3 Schubbeiwerte

Die Rückwirkung einer Windkraftanlage auf die Strömung hängt unter anderem von ihren Schubbeiwerten (c_t -Werten) ab. Schubbeiwerte sind deshalb wesentliche Eingabegrößen für die Modellierung der Abschattung in Windparks. Die verwendeten Schubbeiwerte werden in aller Regel von den Anlagenherstellern berechnet. Auch hierbei entstehen Unsicherheiten, die sich aber in der Regel nur geringfügig auswirken. Auffällig ist jedoch, dass die Schubbeiwertkurven verschiedener Anlagenhersteller im gegenseitigen Vergleich wenig konsistent wirken. Nicht auszuschließen ist außerdem, dass bei

neueren Rotorkonzepten die berechneten Schubbeiwerte nicht mehr ausreichen, um die Wirkung der Anlagen auf die Strömung mit herkömmlichen Modellen ausreichend zu beschreiben. Hierzu ist noch wenig bekannt.

Wenn *aj* gemessene Leistungskennlinien verwendet, ordnet *aj* diesen Schubbeiwerte zu, die vom Anlagenhersteller etwa zur Zeit der Kennlinienmessung herausgegeben wurden, auch wenn neuere Schubbeiwerte verfügbar sind.

B2.4.2.4 Luftdichte

Die Luftdichte hat einen direkten Einfluss auf die im Wind enthaltene Energie. Die mittlere Luftdichte eines Standortes ist ohne geeignete Messung nicht genau bekannt. Sie hängt von der geodätischen Höhe und dem Wettergeschehen ab und kann über Wetterstationsdaten abgeschätzt werden. Liegt vom Standort eine Temperaturmessung ausreichender Länge vor, skaliert *aj* diese mittels Wetterstations- oder Reanalysedaten auf den Mittelwert der letzten 10 Jahre und verwendet das Ergebnis für die Bestimmung der Luftdichte. Zuvor werden sie allerdings auf Plausibilität geprüft. Manchmal werden unplausible Niveaus festgestellt. Dann werden die Temperaturdaten von Wetterstationen oder Reanalysen verwendet. Bei Fernmessgeräten wird die Lufttemperatur üblicherweise in ca. 2 m über Grund gemessen. Zumindest hinsichtlich des Verlaufs ist sie damit nicht repräsentativ für die Verhältnisse in Nabenhöhe. Auch beinhalten daraus bestimmte mittlere Lufttemperaturen in Nabenhöhe eine erhöhte Unsicherheit. *aj* hat abgeschätzt, dass dennoch die in ca. 2 m über Grund gemessenen Lufttemperaturen bei entsprechender Umrechnung eine bessere Grundlage für die Bestimmung der lokalen Luftdichte liefern sollten als Wetterstations- oder Modelldaten, welche in der Regel ebenfalls nicht repräsentativ für den geplanten Standort sind.

In der Vergangenheit hat *aj* außerdem den mittleren gemessenen Luftdruck direkt als langjährig repräsentativ angesetzt. Nun verlangt die TR 6 Rev. 12 zwingend, dass in diesem Fall der gemessene Luftdruck langfristextrapoliert wird. Die Standardabweichung des mittleren jährlichen Luftdrucks verschiedener Wetterstationen in Mitteleuropa beträgt 1 hPa, also deutlich weniger als die anzunehmende Messgenauigkeit üblicherweise verwendeter Sensoren. Somit entspricht der über 12 Monate am Standort gemessene mittlere Luftdruck mit 0,1 % Unsicherheit (abgesehen von der Messgenauigkeit) dem langfristigen Mittel. Eine Langfristextrapolation ist deshalb nicht hilfreich, würde aber einen signifikanten Aufwand erfordern. Ohnehin sind die Luftdrucksensoren an diesen Geräten in der Regel nicht kalibriert und die Messgenauigkeit ist unbekannt. Deshalb hat *aj* entschieden, bis auf weiteres keine gemessenen Luftdrücke mehr zu verwenden. Damit kann auch die übertriebene Forderung der TR 6 nach einem Langfristbezug umgangen werden. Die mittleren Luftdrücke werden stattdessen derzeit der Standardatmosphäre [20] entnommen. Vergleiche mit Wetterstationsdaten zeigten in

Mitteleuropa Abweichungen bis zu 5 hPa. Dem entsprechend wird dem so ermittelten Luftdruck eine Standardunsicherheit von 0,5 % zugeordnet.

Falls gemessene Luftfeuchtedaten vorliegen, werden sie ebenfalls nicht zur Bestimmung der Luftdichte herangezogen, da die nahe Grund gemessene Luftfeuchte nicht als hinreichend repräsentativ für die Verhältnisse in Nabenhöhe angesehen werden kann und ohnehin die TR 6 selbst deren Einbezug im Rahmen der Ertragsberechnung nur für heiße Klimate fordert.

Die Luftdichte ändert sich je nach Wetterlage und Jahreszeit. Dennoch wird üblicherweise ein mittlerer Wert für die gesamte Betriebszeit angenommen. In der Regel besteht nur eine schwache Korrelation zwischen Luftdichte und Windverhältnissen, so dass diese Vereinfachung nur zu sehr geringen Fehlern führt.

Bei Gutachten auf Basis der Erträge von Vergleichsanlagen ist die Unsicherheit der Bestimmung der Luftdichte vernachlässigbar.

Werden bei Windmessungen vor Ort in ausreichender Höhe über Grund erhobene Temperaturdaten verwendet, wird für die ermittelte Luftdichte eine Unsicherheit von 1,0 % des berechneten Energieertrags angesetzt, bei Temperaturdaten aus niedriger Höhe über Grund (z. B. von Sodar- und Lidargeräten) oder bei Zweifeln an der Genauigkeit der Temperaturmessung eine Unsicherheit von 1,5 %.

B2.4.2.5 Anlagenpositionen und Parkkonfiguration

Ob geplante Anlagen genau an den im Wind- und Ertragsgutachten angenommenen Positionen errichtet werden, liegt nicht im Einflussbereich des Gutachters.

Außerdem ist *aj* in aller Regel nicht über weitere Planungen in der Umgebung der beurteilten Standorte informiert. Bauämter oder Planungsbehörden werden dazu von *aj* nicht befragt. Es besteht immer die Möglichkeit, dass zu einem späteren Zeitpunkt weitere Windkraftanlagen in der Umgebung errichtet werden, die die im Gutachten betrachteten abschatten und dadurch die nutzbare Energie verringern. Schon zwischen dem Zeitpunkt der Standortbesichtigung und der Herausgabe des Gutachtens können hier Anlagen errichtet worden sein, ohne dass *aj* davon Kenntnis erhält. Die entsprechende Unsicherheit entzieht sich einer Quantifizierung und wird von *aj* nicht berücksichtigt. Manchmal liegen *aj* jedoch auch Informationen über Planungen anderer Kunden vor, die aber aus Gründen der Vertraulichkeit nicht berücksichtigt werden dürfen.

Die Übertragung der Positionen bestehender und geplanter Anlagen in das Geländemodell ist stets auch mit Ungenauigkeiten behaftet. Gleiches gilt bei der manchmal notwendigen Übertragung zwischen Koordinatensystemen.

B2.4.3 Energieverluste

B2.4.3.1 Elektrische Übertragungsverluste

Die Leistung von Windkraftanlagen wird für die Leistungskennlinienmessung üblicherweise niederspannungsseitig am Turmfuß oder in der Gondel gemessen. Auch berechnete Leistungskennlinien beziehen sich in der Regel auf diesen Punkt, die Abrechnung des Energieversorgers dagegen auf einen weiter entfernten Übergabepunkt und eine andere Spannungsebene. Bei der Transformation auf andere Spannungsebenen sowie beim Transport zum Übergabepunkt, der je nach Fall wenige Meter bis einige Kilometer von der Windkraftanlage entfernt sein kann, entstehen elektrische Verluste. Diese Energie wird zwar von der Windkraftanlage geliefert, aber nicht vergütet. Diese Übertragungsverluste sind berechenbar, was aber im Rahmen des Wind- und Ertragsgutachtens in der Regel nicht geschehen kann. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen müssen sie von den im Wind- und Ertragsgutachten angegebenen Energieerträgen als Verluste, nicht als Unsicherheiten, subtrahiert werden, sofern dies nicht bereits im Gutachten vorgenommen wurde. Nach den Vorgaben der TR 6 müssen diese Verluste stets im Gutachten berücksichtigt werden. Falls keine fallspezifischen (in der Regel berechneten) Werte vorliegen, muss demnach ein Ertragsverlust von 2 % und eine Standardunsicherheit von 1 % angesetzt werden. Für ausländische Standorte behält sich jedoch *aj* vor, sie aufgrund allgemeiner Erfahrung zu schätzen. Wurden die Verluste projektspezifisch berechnet, wird eine Unsicherheit von 25 % des Verlustes angesetzt.

Bei einigen Anlagentypen erfolgt die Leistungsmessung auf der Mittelspannungsebene, wodurch die genannten Verluste geringer sind.

B2.4.3.2 Anlagenverfügbarkeit und Vereisung

Windkraftanlagen sind zeitweise wegen Störungen, Wartung, Reparatur, Überprüfung, Netzausfall, Vereisung, Starkwind oder anderen Gründen außer Betrieb. Das bedeutet, dass sie nicht permanent zur Energielieferung verfügbar sind. Die Verfügbarkeit variiert von Anlage zu Anlage. Sie hängt auch vom Standort und vom Typ ab. Leider sind momentan noch keine einheitlichen Beurteilungen darüber, was unter Verfügbarkeit zu verstehen ist, gebräuchlich. Im Wind- und Ertragsgutachten wurde traditionell die Energielieferung unter der Annahme 100-prozentiger Verfügbarkeit angegeben. Entsprechende Abzüge mussten dann im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusätzlich

vorgenommen werden. Nach [1] müssen diese Verluste nun stets mit 3 % eingezogen werden, sofern keine konkret begründeten anderen Angaben vorliegen und die entsprechende Standardunsicherheit mit 1,5 %. Bei ausländischen Standorten behält sich *aj* Abweichungen von dieser Vorgabe vor. Dann schätzt *aj* die Verluste auf der Basis von Erfahrungswerten und unter Berücksichtigung der Präsenz des Anlagenherstellers bzw. geeigneter Wartungskapazitäten in der näheren und weiteren Standortumgebung.

aj betrachtet in dieser Hinsicht und im Einklang mit der TR 6 die Verringerung der Energielieferung am Einspeisepunkt ohne Einbezug vertraglicher Festlegungen. Wenn die Folgen bestimmter Stillstände durch eine Versicherung oder den Anlagenhersteller finanziell ausgeglichen werden, ändert dies nicht die Energielieferung und wird deshalb im Gutachten nicht berücksichtigt. Dies muss dann zusätzlich bei den wirtschaftlichen Betrachtungen einbezogen werden. Aus diesem Grund ist auch keine Differenzierung zwischen den Verfügbarkeitsverlusten, die hinsichtlich etwaiger Herstellergarantien relevant sind, und anderen Stillständen nötig.

Üblicherweise ist die Anlagenverfügbarkeit in den ersten 2 Betriebsjahren niedriger als in den Folgejahren. Die Schätzung des Gutachtens bezieht sich auf typische Finanzierungszeiträume in einer Größenordnung von etwa 15 Jahren. Darüber hinaus beobachtet *aj* im Mittel stark ansteigende Verfügbarkeitsverluste bei neueren Anlagentypen, die den in der TR 6 angegebenen Pauschalwert teilweise deutlich übersteigen.

Der angegebene Verfügbarkeitsverlust der geplanten Anlagen kann sich nur auf übliche Störungen beziehen. Lange Stillstandszeiten wegen Serienfehlern, behördlichen Stilllegungen oder Nicht-Verfügbarkeit von Ersatzteilen etc. können hierbei nicht berücksichtigt werden.

Zu monatlichen Ertragsdaten von Vergleichsanlagen werden üblicherweise Verfügbarkeitsdaten übermittelt, deren Definition und Erhebung jedoch in der Regel unklar ist. Bedeutende Störungen, Fehlfunktionen und Stillstände werden ohnehin durch die Datenfilterung erkannt und haben keinen Einfluss auf das weitere Vorgehen. Weniger gravierende Stillstände können jedoch nicht identifiziert werden. Daher kann der bei 100-prozentiger Verfügbarkeit erreichbare Energieertrag der bestehenden Anlagen unterschätzt werden. Durch die Eliminierung von Ausreißern, die aus anderen Gründen als Stillständen entstanden sind, oder durch die Korrektur immer wieder auftretender Stillstände wie z. B. bei hohen Windgeschwindigkeiten kann jedoch in seltenen Fällen auch eine Überschätzung des erzielbaren Energieertrags entstehen.

Wurden bei Gutachten auf Basis der Erträge von Vergleichsanlagen diese ausgehend von 10-minütlichen Zeitreihen auf 100 %ige Verfügbarkeit skaliert, sind auch die Ertragsverluste aufgrund von Vereisung darin weitgehend kompensiert. Bei der Verwen-

dung monatlicher und jährlicher Ertragsdaten werden dagegen von *aj* seit Mitte Juni 2023 Vereisungsverluste entsprechend der FGW-Vereisungskarte angenommen und korrigiert. Sie müssen dann in allen Fällen für die geplanten Anlagen wieder eingerechnet werden. Die Verlustannahmen wegen Vereisung berücksichtigen sowohl Stillstände als auch Verringerung der aerodynamischen Effizienz.

B2.4.3.3 Leistungsreduktion und Betriebsbeschränkungen

Aus Gründen des Immissionsschutzes, Naturschutzes, aufgrund von Netzbeschränkungen oder aus anlagenspezifischen Gründen wie Begrenzung der mechanischen Belastung können Windkraftanlagen zeitweise Leistungsminderungen oder Abschaltungen unterliegen. Dies kann für geplante Anlagen ohne Wissen der *aj* der Fall sein. Auch ist es möglich, dass solche Betriebsbeschränkungen erst zu einem späteren Zeitpunkt nach der Errichtung der Anlagen erfolgen oder geändert werden. In manchen Fällen wird eine Leistungsbeschränkung schon im Rahmen des Wind- und Ertragsgutachtens berücksichtigt. Deren Auswirkungen können nur dann zuverlässig abgeschätzt werden, wenn die Häufigkeitsverteilung, der Tages- und der Jahresgang der Windgeschwindigkeit in etwa der geplanten Nabenhöhe bekannt sind. Dies ist über eine Windmessung, über hoch aufgelöste Betriebsdaten von bestehenden Windkraftanlagen und über hochwertige Reanalyse- oder Mesoskalendaten möglich. Andernfalls müssen Schätzungen auf der Basis allgemeiner Erfahrung vorgenommen werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in der Regel in Mitteleuropa in größeren Höhen die Windgeschwindigkeit nachts höher ist als tagsüber und der Unterschied mit der Höhe steigt. Dies ist stark vom einzelnen Standort abhängig.

In aller Regel ist *aj* die Implementierung der behördlichen Vorgaben in die Anlagensteuerung unbekannt. Dies betrifft beispielsweise Mittelungszeiten, Sicherheitsmargen, Wartezeiten, Hysteresen, die Qualität und ggf. systematische Abweichungen verwendeter Daten und Signale etc. Entsprechend ist die Unsicherheit der vorausgerechneten Verluste hoch.

Auch die Vergleichsanlagen können solchen Beschränkungen unterliegen, ohne dass dies *aj* bekannt wäre oder im Rahmen der Untersuchung auffallen würde. In diesem Fall werden die Windverhältnisse des Standorts der Vergleichsanlage unterschätzt.

Drosselungen zur Verringerung der Schallemission

Allgemein wird der Ertragsverlust durch die Schalldrosselung bestimmt, indem zunächst für die Tages- und Nachtzeit getrennte Ertragsberechnungen mit ein und derselben Leistungskennlinie durchgeführt werden. Hieraus wird das Ertragsverhältnis zwischen Tag- und Nachtbetrieb für ungedrosselten Betrieb ermittelt. Diese Berechnungen

werden in der Regel auf Basis von Zeitreihen durchgeführt, die hinreichend repräsentativen Windmessungen, SCADA-Daten aus der Region oder aber Reanalysedaten bzw. deren Derivaten entnommen werden.

Dann wird der Ertrag für den Nachtbetrieb mit einer entsprechend der jeweiligen Vorgabe modifizierten Leistungskennlinie berechnet. Hieraus ergibt sich der relative Drosselverlust für den Nachtbetrieb. Für nicht gedrosselte Anlagen im selben Windpark kann sich dabei wegen verringerter Abschattungswirkung auch ein Ertragsgewinn ergeben. Dieser Effekt wird dann nicht bei den Angaben zum Parkwirkungsgrad berücksichtigt, sondern als direkte Folge der Schalldrosselung dort mit angegeben. Die Drosselverluste und –gewinne werden mit dem berechneten Verhältnis des Tag- und Nachtbetriebs gewichtet.

Aus Konsistenzgründen werden für all diese Verlustberechnungen berechnete Leistungskennlinien verwendet. Wenn für den Tagbetrieb eine gemessene Leistungskennlinie angesetzt wird, werden die Ergebnisse der Verlustberechnungen entsprechend dem Verhältnis der Ertragsberechnungen mit gemessener und berechneter Leistungskennlinie für den Tagbetrieb gewichtet.

Drosselungen und Abschaltungen auf Veranlassung des Netzbetreibers

Der Umfang dieser Maßnahmen ist bis auf klar definierte und zumindest über einen gewissen Zeitraum durchgängig bestehende Begrenzungen der Einspeiseleistung nicht vorhersehbar und wird deshalb im Wind- und Ertragsgutachten nicht berücksichtigt. Zudem unterliegt er eigenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, weshalb er bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt werden muss.

Kombination von Verlusten

Verluste verschiedener Arten können entweder überwiegend zeitgleich auftreten, d.h. sie sind voneinander (statistisch) unabhängig über die Zeit oder über bestimmte, tendenziell gemeinsame Zeiträume verteilt, oder sie treten zu Zeiten oder Bedingungen auf, die sich überwiegend gegenseitig ausschließen. Vereinfachend nimmt *aj* bei der Kombination von Verlusten in der Regel jeweils eine dieser beiden Situationen an. Falls jedoch in einem Einzelfall signifikante Verluste teils getrennt voneinander und teils gleichzeitig auftreten, wird eine spezielle Vorgehensweise zur Abschätzung der kombinierten Verluste gewählt, die dann im Hauptteil des Wind- und Ertragsgutachtens erläutert wird. Dabei muss bei zeitgleich auftretenden Bedingungen entschieden werden, welcher Ursache der Verlust zugeschrieben wird.

Verluste, die bei sich gegenseitig überwiegend ausschließenden Bedingungen auftreten, werden bei der Kombination als prozentuale Verluste addiert. Verluste, die als statistisch gleichverteilt in überwiegend überlappenden Zeiträumen anzunehmen sind, werden bei der Kombination als Effizienzen multipliziert.

Folgende Annahmen trifft *aj* für den Regelfall, wobei es sich praktisch durchweg um Vereinfachungen der Realität handelt:

- Abschattungsverluste, Verfügbarkeitsverluste aller Art, elektrische Stillstands- und Übertragungsverluste, Starkwindhysterese, suboptimaler Betrieb, Vereisungsverluste, Sektormanagement, permanente Einspeise- oder Leistungsbegrenzung, temperaturabhängige Leistungsbegrenzung, Abschaltungen zum Schutz von Funk oder Flugzeugen und von Zugvögeln sowie Rotorblattdegradation und -verschmutzung werden als über das gesamte Jahr und unabhängig von meteorologischen Bedingungen statistisch verteilt angenommen.
- Verluste wegen Schalldrosselung und zum Schutz von Fledermäusen treten nachts auf, jedoch in unterschiedlichen, sich in der Regel nicht überschneidenden Windgeschwindigkeitsbereichen.
- Verluste wegen Schattenwurfabschaltungen sowie zum Schutz von Vögeln einschließlich Abschaltungen in Verbindung mit Mahd oder Bodenbearbeitung treten tagsüber auf und sind voneinander statistisch unabhängig verteilt.

Angenommene bzw. anzunehmende Unsicherheiten

Nach [1] müssen die Standardunsicherheiten für Verluste je nach Unsicherheit der Eingangsdaten und des Modells als 10 %, 25 % oder 50 % des Verlustes angesetzt werden. In der Regel gilt bei *aj* folgende Bewertung und somit anteilige Standardunsicherheit:

Verlustart	Bewertung	Unsicherheit (vom Verlust)
Schallreduktion	tageszeitenabhängige Windverteilung in Nabenhöhe gut bekannt, Anlagenverhalten kann als gesichert angenommen werden, Modell zuverlässig	10 %
Schattenwurfmanagement	Abschaltdauern sehr unsicher, Windbedingungen während Abschaltungen unbekannt	50 %
Fledermausschutz	tageszeitenabhängige Windverteilung gut bekannt, Temperaturverläufe hinreichend bekannt, in Nabenhöhe zumeist unsicher, Genauigkeit der	50 %

Verlustart	Bewertung	Unsicherheit (vom Verlust)
	Anlagensteuerung unsicher (z. B. Windgeschwindigkeits- und Temperaturmessung), Modell validiert und sicher, Abweichungen der Realität von Berechnungen nach bisherigen Beobachtungen teilweise hoch	
Vogelschutz	Dauer der Abschaltungen unsicher, Windbedingungen während der Abschaltungen unbekannt	50 %
Sektormanagement	Windverteilungen hinreichend sicher, Anlagenverhalten und Genauigkeit der entsprechenden Eingangsparameter unsicher, Modell sicher	25 %
Leistungsbeschränkung	Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gut bekannt, Parameter der Anlagensteuerung unbekannt, Modell sicher	25 %
Flugverkehrsschutz	Dauer der Abschaltungen unsicher, Windverhältnisse zu dieser Zeit unbekannt	50 %
temperaturabhängige Leistungsbegrenzung	Windgeschwindigkeits- und Temperaturverteilungen in den relevanten Bereichen unsicher, insbesondere deren Kombination, Temperaturmessung an der Anlage unsicher, Modell sicher	50 %
Starkwindhysterese	Windgeschwindigkeitsverteilung und –verlauf im relevanten Bereich unsicher, Modell von TR 6 vorgegeben	50 %
Vereisung	Vereisungshäufigkeit sehr unsicher, Zuordnung von Windbedingungen dazu unsicher, Anlagenverhalten unsicher	50 %
Veränderung der Anlageneffizienz	Verlust ist Vorgabe von [1]	50 %

Tabelle 1: Kategorisierung der Unsicherheiten der Verluste entsprechend [1]

Wo entsprechend den Vorgaben der TR 6 oder aus anderen Gründen vereinfachend Verluste von 0 % angesetzt werden, aber grundsätzlich geringe Verluste nicht auszuschließen sind, müssen diesen nach der TR 6 Unsicherheiten zugeordnet werden. Damit ergibt sich eine genauso große Wahrscheinlichkeit eines Gewinns wie eines Verlustes gleicher Größe, was physikalisch nicht korrekt ist. Hierfür sind verschiedene Lösungen denkbar,

erscheinen aber derzeit nicht durchsetzbar. Deshalb folgt *aj* den Vorgaben der TR 6. Folgende Unsicherheiten werden in solchen Fällen angesetzt, sofern nicht projektspezifisch Verluste ermittelt wurden, welche dann entsprechend den obigen Erläuterungen mit proportionalen Unsicherheiten belegt werden:

Verlustart	Bewertung	Unsicherheit
temperaturabhängige Leistungsbegrenzung	Von Vestas liegen entsprechende Angaben vor, die je nach Anlagentyp und Standort zu nicht vernachlässigbaren Verlusten führen können. Dem Vernehmen nach bestehen entsprechende Begrenzungen auch bei anderen Herstellern, ohne dass <i>aj</i> Details bekannt wären. Es kann keinesfalls ohne weitere Prüfung davon ausgegangen werden, dass diese Verluste stets gering sind.	1,0 %
Stillstandsverluste	Abschätzungen anhand von Windmessungen ergeben in der Regel etwa 0,1 % bis 0,2 % Verlust.	0,2 %
Verfügbarkeit der Infrastruktur vor Ort	Konkrete Erfahrungswerte liegen <i>aj</i> nicht vor.	0,1 %
Netzverfügbarkeit	Gelegentlich werden Daten hierzu veröffentlicht, die nicht nur für Deutschland sehr geringe Ausfallzeiten ausweisen	0,1 %
Starkwindhysterese	Diese Verluste hängen stark vom Standort und vom Anlagentyp ab. Die angegebene Unsicherheit deckt sie in den allermeisten Fällen ab, zumal bei einer zunehmenden Zahl an Anlagentypen inzwischen eine Leistungsverringerung im Sturmfall implementiert ist.	0,2 %

Tabelle 2: Unsicherheiten für vereinfachend auf Null gesetzte Verluste

B2.5 Ermittlung der Gesamtunsicherheit bei Gutachten auf Basis von Erträgen von Vergleichsanlagen

Die Unsicherheiten einzelner Gruppen von Vergleichsanlagen bzw. ggf. auch einzelner Vergleichsanlagen werden zunächst individuell bestimmt. Die Windfeldermittlung beruht auf einer Abstimmung zwischen allen Vergleichsanlagen. Entsprechend ist die Unsicherheit der Windfeldermittlung aus den Einzelunsicherheiten zu bestimmen. Hierfür wird jeder Gruppe ein Wichtungsfaktor zugeordnet. Dieser beträgt in der Regel 1, d.h. jede Gruppe wird in der Regel voll im Sinne einer Stichprobe gezählt. Nur als unplausibel oder irrelevant bewertete Gruppen erhalten den Faktor 0. In Einzelfällen können auch Zwischenwerte gewählt werden, z.B. bei weit entfernten Anlagengruppen oder Gruppen, die nur zu Teilaspekten der Windfeldermittlung beigetragen haben.

Wo Vergleichsanlagen mit relativ niedrigen Nabenhöhen untersucht wurden, um das Höhenprofil am Standort oder in der Umgebung zu bestimmen, verringert dies die entsprechende Unsicherheit, gerade auch bei großen Nabenhöhenunterschieden. Die TR 6 Rev. 12 gestattet die Untersuchung dieser Anlagen, wenn sie helfen, die Gesamtunsicherheit zu verringern. Gleichzeitig legt sie aber mit Nabenhöhenunterschieden wachsende Zusatzunsicherheiten fest, die gerade verhindern, dass auf diese Weise die Gesamtunsicherheit verringert wird. Bei Überschreiten bestimmter Grenzen ist ohnehin unklar, welche Zusatzunsicherheit gelten soll. *aj* löst dieses Problem dadurch, dass die gesamten Unsicherheitsbeiträge dieser Vergleichsanlagen in der Unsicherheit des Höhenprofils berücksichtigt werden und die Anlagen anschließend bei der Ermittlung der Gesamtunsicherheit unberücksichtigt bleiben (Wichtungsfaktor 0).

Entsprechendes gilt für die horizontale Übertragung, wo die TR 6 den Ansatz von Zusatzunsicherheiten abhängig vom so genannten T-RIX-Parameter vorschreibt, siehe Kapitel B2.4.1.2.

Die Gesamtunsicherheit wird unter Berücksichtigung der Wichtungsfaktoren berechnet. Die meisten Beiträge zur Unsicherheit können dabei als voneinander unabhängig angesehen werden. Die auf den Langfristbezugszeitraum, den zukünftigen Betriebszeitraum und auf den letztlich verwendeten Produktionsindex bezogenen Beiträge gelten jedoch für alle Gruppen gemeinsam und werden entsprechend angesetzt. Auch die Unsicherheiten der vertikalen Übertragung sind nicht voneinander unabhängig und werden entsprechend behandelt. Gleiches gilt für die Leistungskennlinien in dem durch die Ähnlichkeitsparameter beschriebenen Maß. Dies wird oben im Kapitel B2.4.2.1. erläutert. Deshalb müssen die Unsicherheiten pro Gruppe zunächst ohne diese Beiträge ermittelt und statistisch kombiniert werden, und anschließend die Gesamtunsicherheit mit den genannten gemeinsamen bzw. nicht voneinander unabhängigen Unsicherheitsbeiträgen.

Eine Nachberechnung der im Gutachten angegebenen Unsicherheiten ist also nicht trivial.

Es sei außerdem nochmals darauf hingewiesen, dass die Beiträge der Leistungskennlinien und der Parkabschattungen zwischen Vergleichsparks und Planung kombiniert werden, weil sie sich teilweise gegenseitig kompensieren.

B3 Literatur und Quellenangaben

- [1] FGW e. V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen; Teil 6 (TR 6): Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen. Revision 12. Berlin, 28. November 2023
- [2] Mortensen, N. G., L. Landberg, I. Troen, E. L. Petersen; Risø National Laboratory: Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). Vol. 1: Getting Started. Risø-I-666(EN)(v.1). Roskilde, January 1993
- [3] Mortensen, N. G., L. Landberg, I. Troen, E. L. Petersen; Risø National Laboratory: Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). Vol. 2: User's Guide. Risø-I-666(EN) (v.2). Roskilde, January 1993
- [4] Mortensen, N. G., E. L. Petersen; Risø National Laboratory: Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). 8.03, 1987-2004
- [5] Mortensen, N. G., E. L. Petersen; Risø National Laboratory: Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) 8.03: User's Guide. Risø-I-1950(EN). Roskilde, Denmark, January 2003
- [6] Troen, I., E. L. Petersen, 1990: Europäischer Windatlas, RISØ National Laboratory, Dänemark
- [7] Traup, S., B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, DWD
- [8] Behrens, U., T. Deutschländer, J. Sebecker, B. Wichura, 2012: Wind und Windenergiepotenziale für Deutschland, Winddaten für Windenergienutzer, DWD
- [9] Garrad Hassan and Partners Ltd.: GH WindFarmer – Benutzerhandbuch 12/2005. Bristol, Dezember 2005
- [10] Garrad Hassan and Partners Ltd.: GH WindFarmer - Theory Manual 11/2005. Bristol, November 2005
- [11] Garrad Hassan and Partners Ltd.: GH WindFarmer – Validation Report 07/2003. Bristol, Juli 2003
- [12] Ingenieur-Werkstatt Energietechnik: Monatsinfo - Betriebsvergleich umweltbewußter Energienutzer. Erscheint monatlich in Rade

- [13] Windenergie 1993, Windenergie 1994 etc. Hrsg.: BWE Service GmbH, Osnabrück; später BWE e.v., Berlin
- [14] Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET): Jahresauswertungen des WMEP. Kassel, 1993, 1994 etc.
- [15] Christoffer, J., M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD Nr. 147
- [16] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010. Frankfurt am Main, August 2011
- [17] Schwartz, H.: Einschätzung und Anwendung von Leistungskennlinien. Vortrag beim BWE-Seminar „Leistungskurven von Windkraftanlagen“. Kassel, 14. Dezember 2001
- [18] IEA: Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation. 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry. 1. Edition 1999
- [19] Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE): DIN IEC 61400-12-1, Windenergieanlagen - Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage. Entwurf, Berlin, Mai 2006.
- [20] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): DIN ISO 2533, Normatmosphäre. Beuth-Verlag Berlin, 1997
- [21] Ingenieur-Werkstatt Energietechnik: Energiewetterbericht - Windindex Betreiber-Datenbasis; jetzt www.btrdb.de
- [22] Schwartz, H.: „Wie viel bringt sie wirklich?“ Die Prognose von Windkraft-Erträgen ist alles andere als trivial - Tipps zur richtigen Anwendung von vorhandenen Produktionsdaten. In: Windenergie 2003. Hrsg.: BWE Service GmbH. Osnabrück, Februar 2003.
- [23] Schmidt, H.: Die Entwicklung der Sturmhäufigkeit in der Deutschen Bucht zwischen 1879 und 2000. In: Deutscher Wetterdienst, Klimastatusbericht 2001. Offenbach, März 2002

- [24] Monnier, P.-A., V. Borget, M. Strack: Long-term scaling of site measurements: Evaluation of long-term meteorological data in France and comparison of correlation methods. DEWEK 2006
- [25] Kalnay, E., M. Kanamitsu, R. Kistler, W. Collins, D. Deaven, L. Gandin, M. Iredell, S. Saha, G. White, J. Woollen, Y. Zhu, M. Chelliah, W. Ebisuzaki, W. Higgins, J. Janowiak, K. C. Mo, C. Ropelewski, J. Wang, A. Leetmaa, R. Reynolds, R. Jenne, and D. Joseph, 1996: The NMC/NCAR 40-Year Reanalysis, Project. Bull. Amer. Meteor. Soc., 77, 437-471.
- [26] Dee, D. P., S. M. Uppala, A. J. Simmons, P. Berrisford, P. Poli, S. Kobayashi, U. Andrae, M. A. Balmaseda, G. Balsamo, P. Bauer, P. Bechtold, A. C. M. Beljaars, L. van de Berg, J. Bidlot, N. Bormann, C. Delsol, R. Dragani, M. Fuentes, A. J. Geer, L. Haimberger, S. B. Healy, H. Hersbach, E. V. Hólm, L. Isaksen, P. Kållberg, M. Köhler, M. Matricardi, A. P. McNally, B. M. Monge-Sanz, J.-J. Morcrette, B.-K. Park, C. Peubey, P. de Rosnay, C. Tavalato, J.-N. Thépaut, F. Vitart, 2011: The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. Quart. J. R. Meteorol. Soc., 137, 553-597
- [27] Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al., 2011. MERRA - NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- [28] Brower, M. C.: The use of NCEP/NCAR reanalysis data in MCP. In: Proceedings of the EWEC 2006
- [29] Atkinson, N., K. Harman, M. Lynn, A. Schwarz, A. Tindal (Garrad Hassan): Long-term wind speed trends in northwestern Europe. In: Proceedings of the BWEA conference, 2006
- [30] Schwartz, H.: Auf die Verteilung kommt es an. In: Erneuerbare Energien Dezember 2007
- [31] Böttcher, J. (Hrsg.): Handbuch Windenergie, 2., aktualisierte und überarbeitete Auflage. De Gruyter Oldenbourg Verlag, Berlin, 2019
- [32] anemos-jacob GmbH: Langfristige Stabilität der Windgeschwindigkeit in Reanalysedaten. Oldershausen, 25. August 2014

- [33] Schwartz, H., A. Herholz, J. von Bremen: Veränderungen der Windverhältnisse in der Vergangenheit und Zukunft. Vortrag bei der Windmessekonferenz 09, Hamburg, 26. Oktober 2009
- [34] Bosilovich, M. G., R. Lucchesi, and M. Suarez, 2016: MERRA-2: File Specification. GMAO Office Note No. 9 (Version 1.1), 73 pp, available from http://gmao.gsfc.nasa.gov/pubs/office_notes.
- [35] Quelle: Deutscher Wetterdienst, DWD Climate Data Center (CDC), Aktuelle stündliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung, Qualitätskontrolle noch nicht vollständig durchlaufen, Version recent, aktuelles Datum.
- [36] Schwartz, H.: The measure-distribute-predict (MDP) method, Oldershausen, 17. November 2016
- [37] Bloch, C.: Vergleich verschiedener Verfahren zur Langfristextrapolation von Windmessdaten. Bachelorarbeit. Hamburg, 15. August 2017
- [38] Haxsen, S.: Suitability of the EMD-ConWx Europe Mesoscale Data for Wind Resource Assessments. Dissertation in partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Science with a major in Wind Power Project Management. Uppsala University, Department of Earth Sciences, Campus Gotland. Uppsala, 29 October 2017
- [39] EMD, 2017. EMD-ConWx Europe Mesoscale Data. Available from: <http://www.emd.dk/windpro/mesoscale-data/subscribe/emdconwx-mesoscale-data/>
- [40] Schwartz, H.: Impact of the distance between mast and wind turbine on the results of power curve measurements. Presentation at the PCWG Meeting, Hamburg, 10 March 2016
- [41] IEC: International Standard, Wind energy generation systems – Part 12-1: power performance measurements of electricity producing wind turbines; IEC 61400-12-1, Edition 2.0 2017-03. Geneva 2017 (withdrawn)
- [42] Brasseur, G.P., D. Jacob, S. Schuck-Zöller (Hrsg.): Klimawandel in Deutschland, Springer-Verlag 2017
- [43] Winkler, W. (Garrad Hassan): Long-term wind speed trends in Germany. In: Proceedings DEWEK 2011

- [44] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen. Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, Revision 9, 1. April 2023.
- [45] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) Anlage 2 (zu § 36h), Berlin, 17. Juli 2017.
- [46] anemos-jacob GmbH: Bewertung des langfristigen Windverlaufs in Deutschland anhand des NAO-Indexes. Oldershausen, 15. Mai 2018
- [47] Tian, Q., G. Huang, K. Hua, D. Niyogi: Observed and global climate model based changes in wind power potential over the Northern Hemisphere during 1979-2016, 2019. Energy, 167, 1224-1235
- [48] Hersbach, H., P. de Rosnay, B. Bell, D. Schepers, A. Simmons, C. Soci, S. Abdalla, M. Alonso-Balmaseda, G. Balsamo, P. Bechtold, P. Berrisford, J.-R. Bidlot, E. de Boisséson, M. Bonavita, P. Browne, R. Buizza, P. Dahlgren, D. Dee, R. Dragani, M. Diamantakis, J. Flemming, R. Forbes, A. J. Geer, T. Haiden, E. Hólm, L. Haimberger, R. Hogan, A. Horányi, M. Janiskova, P. Laloyaux, P. Lopez, J. Muñoz-Sabater, C. Peubey, R. Radu, D. Richardson, J.-N. Thépaut, F. Vitart, X. Yang, E. Zsótér, H. Zuo: Operational global reanalysis: progress, future directions and synergies with NWP, 2018. ERA Report Series, 27
- [49] Lankau, H.: Eignung der Gondelanemometerdaten von Windkraftanlagen für die Ermittlung der energetischen Verfügbarkeit. Bachelorarbeit. Hamburg, 27. November 2020
- [50] IEC: International Standard, Wind energy generation systems – Part 12-1: power performance measurements of electricity producing wind turbines; IEC 61400-12-1, Edition 3.0 2022-09. Geneva 2022
- [51] IEC: International Standard, Wind energy generation systems – Part 50: Wind measurement – Overview; IEC 61400-50, Edition 1.0 2022-08. Geneva 2022
- [52] IEC: International Standard, Wind energy generation systems – Part 50-1: Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instruments; IEC 61400-50-1, Edition 1.0 2022-11. Geneva 2022

- [53] IEC: International Standard, Wind energy generation systems – Part 50-2: Wind measurement – Application of ground-mounted remote sensing technology; IEC 61400-50-2, Edition 1.0 2022-08. Geneva 2022

- [54] AQSystem Stockholm AB: Classification report – AQ510 WindFinder full classification according to IEC 61400-12-1:2017. Report AQS 510-007-008-04 Issue B. 12 April 2017

- [55] anemos-jacob GmbH: Calibration of the Sodar instrument type AQ510 WindFinder identification AJ04 at the site Stetteldorf in Austria, December 2023 to January 2024 – Revision 0.0. Oldershausen, 29 July 2024

- [56] anemos-jacob GmbH: Calibration of the Sodar instrument type AQ510 WindFinder identification AJ04 at the site Stetteldorf in Austria, July 2024 to August 2024 – Revision 0.0. Oldershausen, 30 August 2024

- [57] anemos-jacob GmbH: Calibration of the Sodar instrument type AQ510 WindFinder identification AJ15 at the site Stetteldorf in Austria, June to July 2024 – Revision 0.0. Oldershausen, 26 August 2024