



Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Abschätzung des langjährigen mittleren Wind- und Ertragspotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Billerbeck (Kläranlage)

Auftraggeber: Abwasserbetrieb der Stadt Billerbeck
Markt 1
48727 Billerbeck
Deutschland

Standort: Billerbeck (Kläranlage), Nordrhein-Westfalen

Berichts-Nr.: 22-174-7022672-Rev.00-WV-MS

Art des Berichtes: Windatlas-Vorabschätzung

Datum: 26. September 2022



Abschätzung des langjährigen mittleren Wind- und Ertragspotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Billerbeck (Kläranlage)

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
22-174-7022406-Rev.00-WV-MS	17. Juni 2022	Abschätzung des langjährigen mittleren Wind- und Ertragspotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Billerbeck (Kläranlage)	Erstbericht
22-174-7022672-Rev.00-WV-MS	26. September 2022	Abschätzung des langjährigen mittleren Wind- und Ertragspotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Billerbeck (Kläranlage)	Aktualisierung: Plausibilisierung der Wind- und Ertragswerte

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von (WEA)-Standorte; Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometern, SoDAR und LiDAR; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

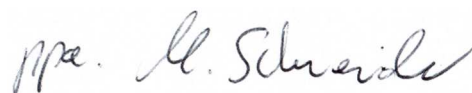
Reppenstedt, den 26. September 2022

verantwortlicher Bearbeiter

geprüft

freigegeben





Martin Schneider
M. Sc. Physik der Erde und
Atmosphäre
Senior Consultant

Philine Podein
M. Sc. Meteorologie
Senior Consultant

Martin Schneider
Prokurist

Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen sowie unter Berücksichtigung der Norm DIN EN ISO/IEC 17025:2018 erstellt. Das Ergebnis dieses Berichtes ist das Wind- und Ertragspotentials, sowie sektorielle Statistiken (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k und Leistungsdichte). Die Datengrundlage ist in Kap. 3 beschrieben.

Die Möglichkeit einer Fehleinschätzung der mittleren Wind- und Ertragsverhältnisse bei einem natürlichen Parameter wie der Windgeschwindigkeit ist nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen gefordert werden.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

Das vorliegende Dokument darf zum Einholen von erforderlichen Genehmigungen, für die Prospektierung, für die Projektfinanzierung sowie im Rahmen einer Due Diligence an Dritte weitergegeben werden. Die Veröffentlichung und Vervielfältigung des Berichtes ist nur mit schriftlicher Erlaubnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Dieser Bericht umfasst 30 Seiten.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Vorbemerkung	5
2 Standort	6
2.1 Billerbeck	6
2.2 Vergleichsstandort St. Michaelisdonn	9
3 Berechnungsmethode	10
4 Ergebnisse	11
4.1 Windpotential	11
4.2 Energieertrag	13
5 Verifizierung der Leistungsperformance inkl. SCADA-Daten Analyse	14
5.1 Grundlegende Annahmen der Auswertung	14
5.2 Filterung und Auswertung der 10-Minuten-Daten	14
5.3 Auffüllen von Datenlücken	16
6 Verifizierung des Standortes und Turbinentyps	17
7 Analyse von Sicherheitsabschlägen	18
8 Quellenverzeichnis	19
Anhang A Leistungskennlinie	20
Anhang B Deutschland 3 km Windatlas	22
Anhang C Abkürzungsverzeichnis	30

1 Vorbemerkung

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 8. September 2022 von dem Abwasserbetrieb der Stadt Billerbeck beauftragt, die Abschätzung des Wind- und Ertragspotentials am Standort Billerbeck (Kläranlage) für die Nabenhöhe 30 m über Grund zu aktualisieren. Zusätzlich werden die SCADA-Daten für die Kleinwindanlage St. Michaelisdonn analysiert und die Wind- und Ertragsbedingungen mit dem Standort Billerbeck verglichen. Angaben über die Kleinwindanlage (KWA) Billerbeck und die Windmessung Billerbeck auf 13 m ü. G. (siehe Tab. 1) wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt. Die SCADA-Daten und Informationen zur KWA (siehe Tab. 5) wurden vom Hersteller Solutions 4 Energy GmbH zur Verfügung gestellt.

Die Datengrundlage zur Abschätzung des Wind- und Ertragspotentials am betreffenden Standort bilden hier die Daten des anemos Windatlas für Deutschland (D-3km.E5) mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2002 - 2021 ab.

Beim Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wurde ein hausintern entwickeltes „Remodelling“-Verfahren angewandt. Hierbei erfolgt eine komplexe Korrektur des Windatlas anhand von qualitativ hochwertigen Windmessungen. Das „Remodelling“-Verfahren wurde anschließend anhand weiterer unabhängiger Winddaten überprüft. Die Windgeschwindigkeitszeitreihe wird an den Standort angepasst.

Die hier angewandte Vorgehensweise beinhaltet die Analyse des Wind- und Ertragspotentials am Standort Billerbeck (Kläranlage), berechnet mit Hilfe des anemos Windatlas für Deutschland. Sie ist als Abschätzung der Wind- und Ertragsverhältnisse zu verstehen, die auf Modellsimulationen basiert. Diese Vorgehensweise unterliegt, nicht zuletzt durch die Modellsimulation, einer Unsicherheit. Der Windatlas wurde allerdings anhand einer Vielzahl von Windmessungen verifiziert (siehe Anhang B). Dies sollte bei der Interpretation der hier aufgezeigten Ergebnisse unbedingt berücksichtigt werden.

2 Standort

2.1 Billerbeck

Die geplante Kleinwindanlage befindet sich im Westen Deutschlands, im Bundesland Nordrhein-Westfalen, ca. 2 km nordwestlich der Stadt Billerbeck.

Tab. 1: Koordinaten der geplanten Anlage und der Windmessung in Billerbeck

WEA / Messung	UTM ETRS89, Zone 32		Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]
	Rechtswert	Hochwert				
KWA	380478	5760539	101	S4E 30K20	30	19.54
Messung	380573	5760471	101	-	13	-

Die langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen sind aus den Simulations-Zeitreihen der vier nächstgelegenen Gitterpunkte des anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 abgeleitet. Für die nachfolgenden Abschätzungen werden die Windgeschwindigkeit und Windrichtung sowie die Ertragsberechnung in der Höhe 30 m über Grund für den in Abb. 1 dargestellten Standort berechnet.



Abb. 1: Lageplan des Standortes (Kleinwindanlage in Rot und Messung in Blau) und des Windatlas Gitters (Google Earth Pro)

Anpassung der Windgeschwindigkeitszeitreihe an DWD-Stationen und WM Billerbeck

Das Windfeld am Standort Billerbeck (Kläranlage) wird mittels Abgleich der mittleren Windgeschwindigkeit umliegender DWD-Stationen und einer weiteren Messung (WM Billerbeck) angepasst. Bei der Windmessung Billerbeck handelt es sich um eine Messung mit eingeschränkter Qualität mit nicht kalibrierten Messinstrumenten auf einem Gebäude der Kläranlage Billerbeck. Für die Entwicklung des Skalierungsfaktors wurden die 1-Stunden Windgeschwindigkeitszeitreihen der DWD-Stationen Ahaus (Messhöhe: 12 m, Referenzzeitraum: 01.01.2018 - 31.12.2020), Münster-Greven (Messhöhe: 10 m, Referenzzeitraum: 01.01.2018 – 31.12.2021), Haltern (Messhöhe: 10 m, Referenzzeitraum: 01.01.2010 – 31.12.2019) sowie die 1-Stunden Zeitreihe der Windmessung Billerbeck (Messhöhe: 13 m, Referenzzeitraum: 01.03.2022 – 30.05.2022) verwendet. Die mittlere Windgeschwindigkeit des Windatlas (10 m Höhe) wurde für die entsprechende Höhe der DWD-Station Ahaus und der WM Billerbeck mittels Hellmann-Exponent auf 12 m bzw. 13 m Höhe ü. G. extrapoliert. In Tab. 2 sind die Ergebnisse der Anpassung dargestellt. Der gewichtete Skalierungsfaktor, welcher sich zu 50% aus den DWD-Stationen und zu 50% aus der WM Billerbeck zusammensetzt, beträgt 0.717.

Tab. 2: Ergebnis der Anpassung mit den DWD-Stationen und der WM Billerbeck.

Standort	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]		Abw. [%]	Skalierungsfaktor DWD / WM* [-]
	Messung	anemos Windatlas		
Ahaus (12 m)	3.66	4.08	+10.3	0.717
Münster-Greven (10 m)	3.23	3.53	+8.5	
Haltern (10m)	2.62	3.16	+17.1	
WM Billerbeck (13m)	2.65	4.44	+44.7	

*der Skalierungsfaktor setzt sich zu 50% aus den DWD-Stationen und zu 50% aus der WM Billerbeck zusammen.

Anpassung der Windgeschwindigkeitszeitreihe an Betriebsdaten-WEA

Zusätzlich wird das Windfeld am Standort Billerbeck (Kläranlage) mittels Abgleich der Betriebsdaten umliegender WEA angepasst. Dazu wird die Windgeschwindigkeit aus den Ertragsdaten von insgesamt 16 WEA aus sechs Windparks mittels der jeweiligen Leistungskennlinien unter Berücksichtigung der Parkabschattung ermittelt. Für die Entwicklung des Skalierungsfaktors wird nun die mittlere Windgeschwindigkeit der 16 WEA für die Höhen von 40 m bis 119 m ü. G. verwendet. In Tab. 3 sind die Ergebnisse der Anpassung dargestellt. Der Skalierungsfaktor für die Anpassung an den Mittelwert der Betriebsdaten der WEA beträgt 0.900.

Tab. 3: Ergebnis der Anpassung mit Ertragsdaten

Standort	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]		Abw. [%]	Skalierungsfaktor Betriebsdaten-WEA [-]
	Betriebsdaten	anemos Windatlas		
Mittelwert der Betriebsdaten von 16 WEA	Ø = 5.60	Ø = 6.22	+10.0	0.900

Berechnung des finalen Skalierungsfaktors für die KWA Billerbeck

Es wird aus den Skalierungsfaktoren DWD / WM und den Betriebsdaten ein finaler Skalierungsfaktor abgeleitet. Im Folgenden wird der Skalierungsfaktor DWD / WM auf die Windatlas Zeitreihe in 10 m ü. G. und der Skalierungsfaktor der Betriebsdaten der WEA auf die Windatlas Zeitreihe in 40 m ü. G. angewendet. Für die gewünschte Nabenhöhe auf 30 m wird über den Hellmann-Exponenten (α aus dem Deutschland 3km ERA5 Windatlas am Standort: 0.286) von 10 m bzw. 40 m auf die Zielhöhe von 30 m extrapoliert. Zusätzliche Hindernisse (Gebäude) wurden aufgrund der ausgeprägten südwestlichen Hauptwindrichtung nicht weiter berücksichtigt.

Tab. 4: Berechnung des finalen Skalierungsfaktors aus DWD / WM und WEA Betriebsdaten

Skalierung	Mittlere Windgeschwindigkeit (unskaliert) [m/s] anemos Windatlas KWA Billerbeck	Skalierungs- faktoren [-]	Mittlere Windgeschwindigkeit (skaliert und extrapoliert) [m/s] anemos Windatlas KWA Billerbeck 30 m Höhe
DWD / WM	4.34 (10 m Höhe)	0.717	4.21
WEA Betriebsdaten	5.08 (40 m Höhe)	0.900	4.26
Finale Skalierung	-	0.834*	4.24

*inkl. Extrapolation auf 30 m

Der finale Skalierungsfaktor, welcher zusätzlich die Extrapolation von 40 m auf 30 m enthält, berechnet sich aus dem arithmetischen Mittel der skalierten und extrapolierten mittleren Windgeschwindigkeiten in 30 m ü. G. (4.21 m/s und 4.26 m/s) und der unskalierten Windgeschwindigkeit auf 40 m (5.08 m/s). Zusammenfassend ergibt sich ein finaler Skalierungsfaktor von 0.834, welcher im Folgenden auf die Windgeschwindigkeitszeitreihe in 40 m ü. G. für den Standort Billerbeck (Kläranlage) angewendet wird (siehe Tab. 4).

2.2 Vergleichsstandort St. Michaelisdonn

Der Vergleichsstandort St. Michaelisdonn mit einer Kleinwindanlage befindet sich im Norden Deutschlands, im Bundesland Schleswig-Holstein, ca. 24 km südlich der Stadt Heide.

Tab. 5: Koordinaten der Bestands-Anlage in St. Michaelisdonn

Vergleichs-WEA	UTM ETRS89, Zone 32		Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]
	Rechtswert	Hochwert				
KWA	507540	5980896	-2	S4E 30K16	22	16



Abb. 2: Lageplan des Standortes und des Windatlas Gitters (Google Earth Pro)

3 Berechnungsmethode

Das Berechnungsverfahren beinhaltet folgende Schritte:

- Auswahl der vier dem WEA-Standort nächstgelegenen Gitterzellen des anemos Windatlas Deutschland 3 km ERA5.
- Bereitstellung der Zeitreihen der atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Luftdichte) für die ausgewählten Gitterzellen des Windatlas und für die vorgegebene Höhe ü.G.
- Berechnung der standortspezifischen Windgeschwindigkeitszeitreihe auf der gewünschten Nabenhöhe für die WEA Billerbeck (Kläranlage) (30 m)
- Anpassung an Betriebsdaten von WEA aus sechs Windparks, 3 DWD-Stationen und der WM Billerbeck mithilfe eines mittleren, gewichteten Skalierungsfaktors für die Windgeschwindigkeit
- Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte sowie der sektoriellen Weibull-Parameter und der Häufigkeitsverteilungen für die WEA. Die Statistiken werden mittels Weibullparameter-Schätzmethode ermittelt.
- Berechnung der Ertragszeitreihe durch Kombination der Windgeschwindigkeitszeitreihe und der Leistungskurve unter Berücksichtigung der Luftdichte am Standort. Es erfolgt eine zeitschritt-abhängige Luftdichtekorrektur entsprechend der IEC Richtlinie 61400-12-1:2017.
- Ermittlung der langjährigen Statistiken aus den Wind- und Ertragszeitreihen (Mittelwerte, sektorielle Weibull-Verteilung, Jahresgang)

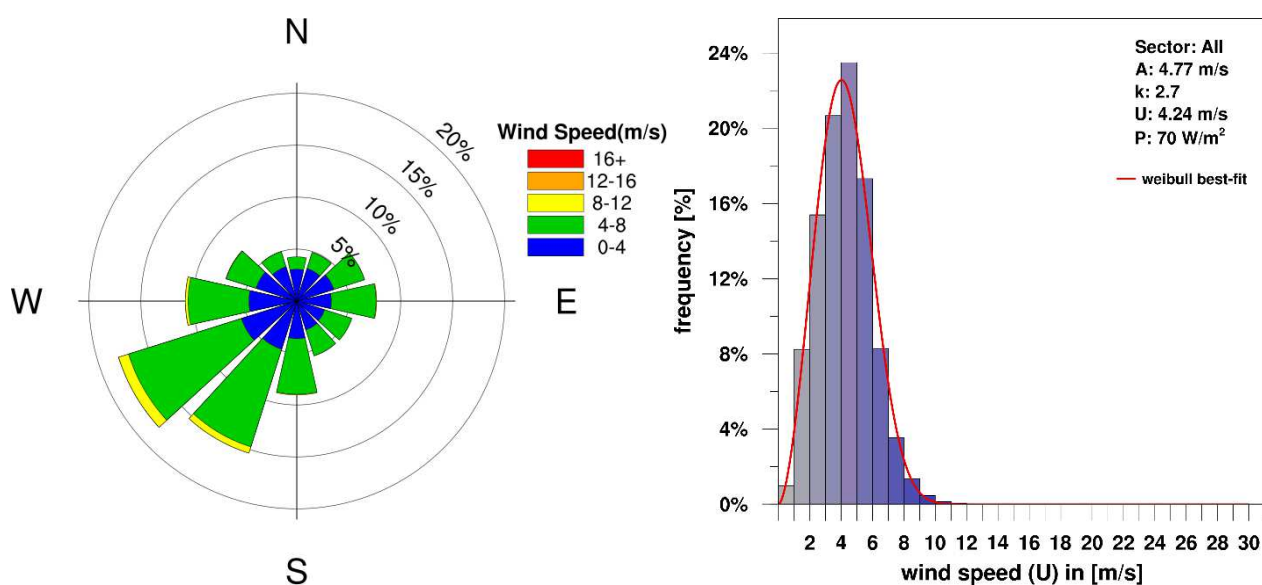
4 Ergebnisse

4.1 Windpotential

Die folgenden Ergebnisse sind ausschließlich für die in diesem Bericht ausgewiesene Windparkkonfiguration des Standortes Billerbeck (Kläranlage) gültig. Auf Basis des Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wird die langjährige mittlere Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe auf **4.24 m/s** geschätzt. Dabei weht der Wind vorwiegend aus südwestlicher Richtung. Die Schätzungen basieren auf dem 20-jährigen Referenzzeitraum 2002 - 2021.

Tab. 6: Zusammenfassung der Windverhältnisse

Parameter	Einheit	Simuliert (anemos Windatlas)	Weibull-Fit	Abweichung
Mittlere Windgeschwindigkeit	m/s	4.24	4.24	0.0%
Mittlere Leistungsdichte	W/m ²	70	70	0.0%



Tab. 7: Wind-Statistiken für 12 Windrichtungs-Sektoren

-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	3.55	3.80	4.25	4.74	4.39	4.29	4.86	5.45	5.55	4.87	4.15	3.67	4.77
k	2.69	2.94	3.19	3.13	3.09	3.19	3.18	2.99	2.89	2.69	2.79	2.75	2.70
U	3.16	3.39	3.80	4.24	3.93	3.84	4.35	4.87	4.95	4.33	3.70	3.27	4.24
P	28.88	33.81	45.79	63.96	51.30	47.15	68.62	99.38	106.57	74.65	45.47	31.50	69.82
Freq	4.26	4.91	6.84	7.69	5.54	5.53	9.04	15.35	17.99	10.72	7.15	4.99	100.00

A (Weibull-A) und U (mittlere Windgeschwindigkeit) sind in m/s gegeben, P (Leistungsdichte) in W/m² und Freq. (Häufigkeit) in %.

Tab. 8: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für 12 Windrichtungs-Sektoren

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
1	3.32	1.98	1.00	0.74	0.98	0.79	0.64	0.55	0.51	0.85	1.35	2.16	0.99
2	18.42	13.53	8.70	6.71	9.54	9.18	6.34	4.67	4.55	7.93	11.45	17.41	8.24
3	24.71	23.03	18.47	14.34	17.77	19.08	13.55	10.81	9.69	14.83	19.54	23.70	15.39
4	25.37	28.27	26.29	21.42	22.07	23.35	19.45	15.64	16.22	19.35	25.11	26.04	20.67
5	20.49	23.45	26.88	25.34	24.80	26.73	24.24	20.77	21.50	24.30	26.18	22.14	23.49
6	6.74	8.35	14.95	19.83	18.29	16.52	22.85	21.95	20.71	17.19	11.16	7.05	17.32
7	0.74	0.98	2.98	9.05	5.85	3.93	9.80	14.49	13.27	8.98	3.57	1.08	8.29
8	0.20	0.34	0.61	1.81	0.68	0.35	2.42	7.04	7.94	4.18	1.16	0.34	3.54
9	0.00	0.06	0.11	0.63	0.02	0.05	0.45	2.81	3.56	1.52	0.30	0.08	1.36
10	0.00	0.00	0.02	0.10	0.00	0.01	0.20	0.91	1.33	0.53	0.11	0.00	0.47
11	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	0.00	0.05	0.29	0.48	0.19	0.05	0.00	0.16
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.17	0.09	0.02	0.00	0.05
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.05	0.00	0.00	0.01
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.01
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Freq. (Häufigkeit) in % mit den Windgeschwindigkeiten von 0 bis <1 m/s in Bin „1“, von 1 bis <2 m/s in Bin „2“ usw..

4.2 Energieertrag

Die folgenden Ergebnisse sind ausschließlich für die in diesem Bericht ausgewiesene Windparkkonfiguration des Standortes Billerbeck (Kläranlage) gültig. Die Berechnung wird mit der vom Kunden zur Verfügung gestellten Leistungskennlinie durchgeführt. Die Leistungskennlinie für die Standardluftdichte befindet sich im Anhang A. Es erfolgt eine zeitschrittabhängige Luftdichtekorrektur der Leistungskennlinie entsprechend der IEC Richtlinie 61400-12-1:2017.

Es wird von einer 100%igen technischen Verfügbarkeit ausgegangen. Abschläge aufgrund begrenzter technischer Verfügbarkeit oder elektrischer Leitungsverluste sind nicht berücksichtigt. Diese müssen neben weiteren Energieverlustfaktoren bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zusätzlich berücksichtigt werden.

Tab. 9: Statistische Zusammenfassung des Energieertrages

KWA	WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	Bruttoenergieertrag (1 Anlage) [MWh/a]
KWA Billerbeck	S4E – 30K20	30	4.24	66.234

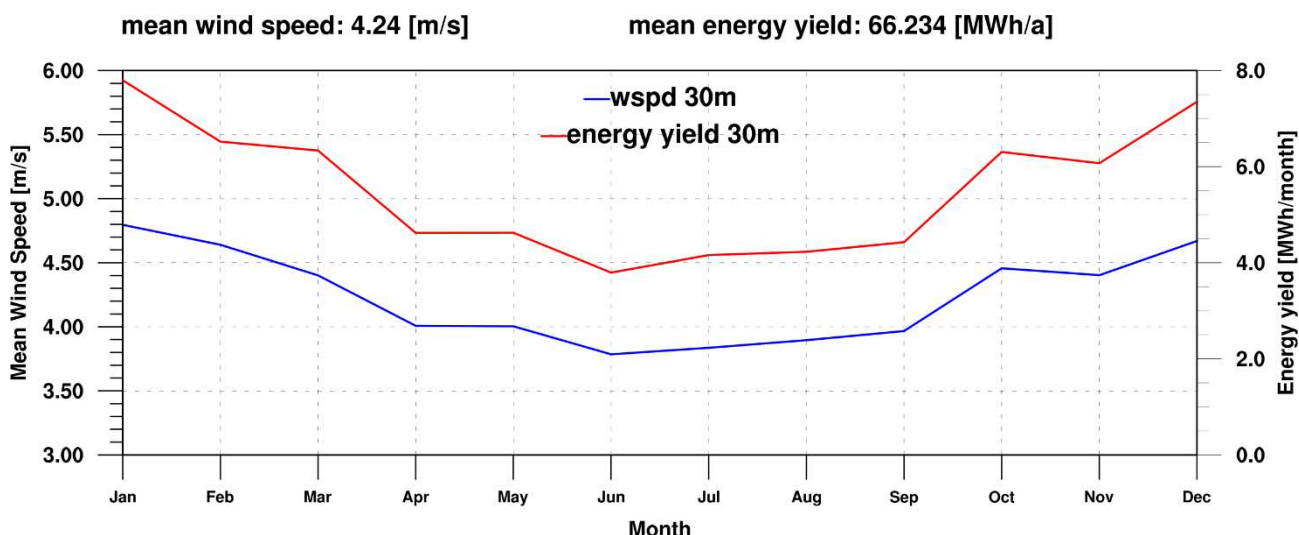


Abb. 3: Mittlerer Jahresgang der Windgeschwindigkeit und des Bruttoenergieertrags in 30 m Höhe über Grund

5 Verifizierung der Leistungsperformance inkl. SCADA-Daten Analyse

5.1 Grundlegende Annahmen der Auswertung

Vom Hersteller wurden 10-Minuten SCADA-Daten für die KWA St. Michaelisdonn (siehe Tab. 5) für den Zeitraum 01.01.2021 bis 23.12.2021 zur Verfügung gestellt. Vom Hersteller wurde mitgeteilt, dass ab dem 24.12.2021 bis zum Jahresende auf den Produktionsbetrieb, aufgrund sporadisch aufgetretenen Erdschlussmeldungen (Störung des Stromkreises), verzichtet wurde.

Die Auswertung wurde auf Grundlage folgender Annahmen durchgeführt:

Während des zur Auswertung herangezogenen Zeitraumes wurden keine weiteren WEA in unmittelbarer Nähe (< 1 km) der jeweils betrachteten WEA errichtet. Während des ausgewerteten Betriebszeitraumes gab es keine Änderung der Betriebsmodi, der WEA-Konfiguration, des Betriebsverhaltens und der Restriktionsbedingungen. Die Berechnung der Verfügbarkeit erfolgt ohne Auswertung des Grunds für den Stillstand bzw. die Leistungsreduktion.

5.2 Filterung und Auswertung der 10-Minuten-Daten

Die Filterung und Auswertung der SCADA-Daten erfolgt nach der TR10, Rev.2. Die Leistungsdaten (in kW) mit einer Auflösung von 10 Minuten aus dem SCADA-System werden zunächst auf Kontinuität geprüft und korrigiert, d.h. doppelte Zeitschritte werden entfernt, fehlende Zeitschritte werden mit Fehlwerten aufgefüllt und Zeitschritte, die nicht auf einem regulären 10-Minuten-Zeitschritt liegen, werden entsprechend korrigiert. Darüber hinaus wird eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt, um Datenlücken, welche in Form von Nullen oder identischen Zeitschritten gespeichert wurden, zu identifizieren. Diese Zeitschritte werden ebenfalls als Datenlücke deklariert. Die Windgeschwindigkeiten werden auf die Standardluftdichte korrigiert.

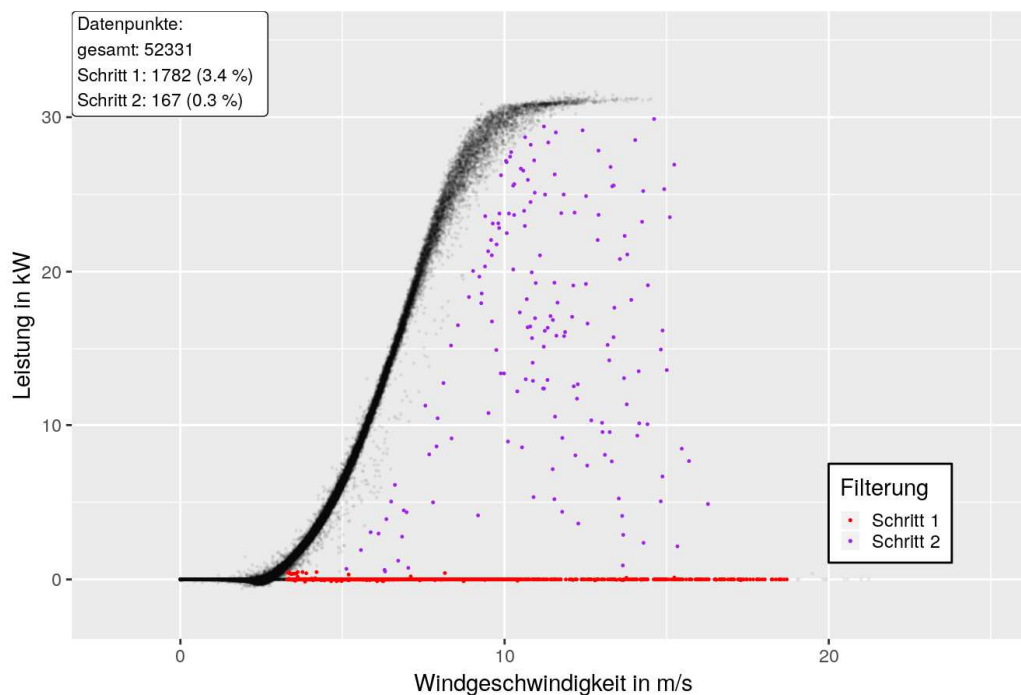


Abb. 4: Filterung der Daten über die Leistung. Gefilterte Zeitschritte aufgrund von Stillstand (rot) bzw. nicht-idealem Betrieb (lila).

Für die Filterung der plausiblen Daten werden unterschiedliche Verfahren angewendet, die abhängig von der Datengrundlage sind. Stillstandzeiten, wie z.B. BlmSchG-Restriktionen, Wartung, etc. werden in Schritt 1 gefiltert (Abb. 4). Hierzu wird die Beziehung Windgeschwindigkeit-Leistung (Leistungskurve) verwendet. In Schritt 2 werden alle übrigen Werte gefiltert, die nicht als Idealbetrieb gelten (z.B. Hysterese). Dies geschieht ebenfalls über die Beziehung Windgeschwindigkeit-Leistung. Danach wird die Betriebs-Leistungskurve aus den übrigen Werten gebildet und mit der berechneten und vermessenen Leistungskennlinie des WEA-Typs verglichen (Abb. 5).

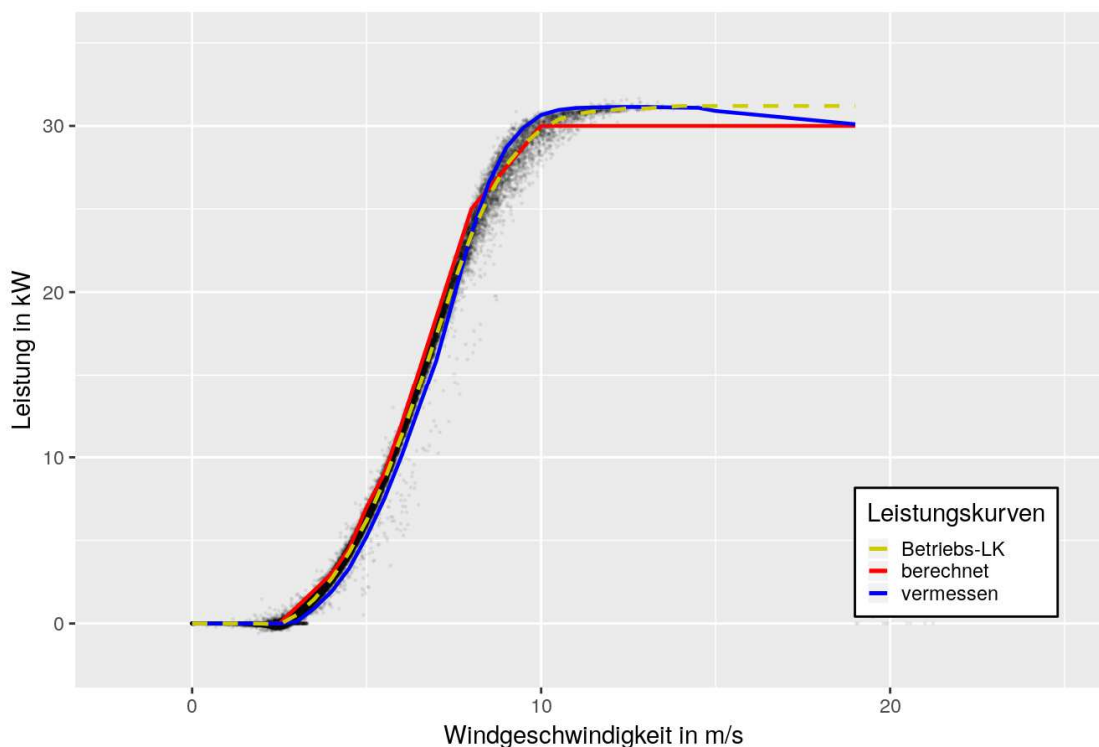


Abb. 5: Vergleich der Hersteller-Leistungskurve (berechnet & vermessen) mit der aus den SCADA-Daten abgeleiteten WEA-spezifischen Leistungskurve (Betriebs-LK).

In der Tab. 10 wird die Anzahl der zur Verfügung stehenden 10-Minuten-Daten sowie die aufgrund der Filterung eliminierte Anzahl an Werten angegeben. In diesem Fall wurde die Filterung unter Berücksichtigung der Gondelwindgeschwindigkeit durchgeführt. Die KWA wird schon bei 15 m/s abgeschaltet, was nach der vermessenen Leistungskennlinie erst bei 19 m/s passieren soll.

Tab. 10: Filterung der 10-Minuten-Zeitschritte

WEA	Anzahl an Zeitschritten bzw. Zeilen			
	in den Rohdaten (Auswertungszeitraum)	ohne Fehlwerte	nach Filterung Schritt 1	nach Filterung Schritt 2
KWA St. Michaelisdonn	52554	52331	50549	50382

5.3 Auffüllen von Datenlücken

Um die Datenlücken zu schließen, müssen zunächst die Lücken in der Windgeschwindigkeit rekonstruiert werden. Hierzu wird als externe Datenquelle der anemos Windatlas für Deutschland 3 km (D-3km.E5) verwendet. Es werden monatsweise für jeden Windrichtungssektor Regressionsbeziehungen zwischen Windatlas-Windgeschwindigkeit und Gondelwindgeschwindigkeit erstellt. Unter Anwendung dieser Regressionen werden die Lücken der Gondelwindgeschwindigkeitszeitreihe gefüllt. Im nächsten Schritt werden wieder monatsweise und zusätzlich für Tag und Nacht Betriebskennlinien bestimmt. Die Betriebskennlinien erlauben mithilfe der aufgefüllten Windgeschwindigkeitszeitreihe die Bestimmung der Leistung in den Datenlücken. Somit steht eine lückenlose Ertragszeitreihe zur Verfügung, auf deren Grundlage die Berechnung der energetischen Verfügbarkeiten erfolgt. In Tab. 11 ist die Anzahl der mittels der Atlas-Daten (D-3km.E5) aufgefüllten Werte angegeben. Die zeitliche Verfügbarkeit (Tab. 11) ist mit 95.95 % insgesamt als relativ hoch zu bewerten.

Tab. 11: Anzahl der aufgefüllten Werte

WEA	Werte nach Filterung	ATLAS	ATLAS [%]
KWA St. Michaelisdonn	50382	2131	4.05

Die Verfügbarkeit wird für den gesamten ausgewerteten Zeitraum als auch für den Zeitraum vom 01.01.2021 - 23.12.2021 angegeben. Die energetische Verfügbarkeit für den gesamten Zeitraum liegt bei 93.25 % (siehe Tab. 12). Für den Zeitraum 01.01.2021 – 23.12.2021 erhält man eine repräsentativere energetische Verfügbarkeit von 94.66 %.

In Tab. 12 werden die Wind- und Ertragswerte des Herstellers, welche am 02.09.2022 in dem Schreiben „Ertragsbestätigung einer realen S4E Kleinwindanlage“ übermittelt wurden, verifiziert. Das Windpotential für das Jahr 2021 von 4.24 m/s wird durch die ermittelte Windgeschwindigkeit aus der SCADA-Daten Analyse bestätigt. Auch der Parkenergieertrag von 51.1 MWh wird mit einem Wert von 51.228 MWh (0.2 % Abweichung) bestätigt. Zusammenfassend kann die Leistungsperformance der KWA St. Michaelisdonn bestätigt werden, da die Unterschiede zwischen der Betriebs-LK und der vermessenen bzw. berechneten Leistungskennlinie relativ gering ist. Für die folgende Verifizierung des Standortes und Turbinentyps (s. Kap. 6) sind zusätzlich in Tab. 12 die mittlere Windgeschwindigkeit und der Parkenergieertrag nach dem Auffüllen aller Datenlücken berechnet. Für den kompletten Zeitraum 01.01.2021 – 31.12.2021 beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit 4.23 m/s und der Energieertrag 54.9 MWh.

Tab. 12: Verifikation der Leistungsperformance mittels der SCADA-Daten
für den Zeitraum 01.01.2021 – 31.12.2021

KWA St. Michaelisdonn NH: 22 m	Mittlere Windgeschwindigkeit 2021* [m/s]	Mittlere Windgeschwindigkeit 2021 (Aufgefüllt) [m/s]	Energieertrag 2021* [MWh]	Energieertrag 2021 (Aufgefüllt) [MWh]	Energetische Verfügbarkeit [%]
Hersteller Angaben	4.24	-	51.1	-	-
SCADA-Daten Analyse	4.24	4.23	51.228	54.934	93.25 (94.66)*

*Zeitraum 01.01.2021 – 23.12.2021

6 Verifizierung des Standortes und Turbinentyps

Zur Verifizierung des mittleren Bruttoenergieertrages am Standort Billerbeck (66.234 MWh/a) werden mithilfe der Windatlas Zeitreihen auf 40 m Höhe ü. G. (vollständiger Zeitraum für 2021) an den Standorten Billerbeck und St. Michaelisdonn die Energieerträge für mehrere WEA-Kombinationen berechnet und verglichen. Dies ist nötig, da sich die WEA-Typen an den beiden Standorten unterscheiden.

Des Weiteren wird die Windatlas Zeitreihe auf die mittlere Windgeschwindigkeit von 4.23 m/s (2021) aus der SCADA-Daten Analyse nach dem Auffüllen aller Datenlücken skaliert („Windatlas skaliert komplett“), da vorhandene Datenlücken die Ergebnisse beeinflussen würden. Zusätzlich wird in einer zweiten Skalierung nur der Betriebsbereich der KWA St. Michaelisdonn von 3 m/s bis 19 m/s verwendet („Windatlas skaliert LK“), damit vor allem Windgeschwindigkeiten bei Stillstand der KWA nicht in die Skalierung mit einfließen, da diese durch den trudelnden Rotor verfälscht sein können.

Tab. 13: Wind- und Ertragspotential für das Jahr 2021
am Standort St. Michaelisdonn für zwei Turbinentypen

KWA St. Michaelisdonn Nabenhöhe: 22 m Jahr: 2021	Mittlere Windgeschwindigkeit 2021 [m/s]	S4E 30K16 Energieertrag 2021 [MWh]	S4E 30K20 Energieertrag 2021 [MWh]
SCADA-Daten Windzeitreihe (aufgefüllt)	4.23	54.934	73.215
Windatlas skaliert komplett (0.839)	4.23	41.657	66.910
Windatlas skaliert LK (0.927)	4.67	56.133	84.425

In Tab. 13 sind die Ergebnisse des Wind- und Ertragspotentials für die KWA St. Michaelisdonn auf 22 m Nabenhöhe für das Jahr 2021 dargestellt. Der Energieertrag mit der 30K16 Turbine ist für den „Windatlas skaliert komplett“ mit 41.657 MWh deutlich geringer als das Ergebnis der SCADA-Daten Analyse. Für den „Windatlas skaliert LK“ wird hingegen der Energieertrag mit einer Abweichung von ca. 2 % gut getroffen. Die berechneten Energieerträge für eine fiktive 30K20 Turbine auf 22 m Nabenhöhe liegen bei Verwendung der SCADA-Daten Windzeitreihe bei ca. 30 %, was sich mit den Herstellerangaben deckt, und mit den skalierten Windatlas Zeitreihen ca. 50 – 60 % höher liegt. Mit den ermittelten Ertragswerten beider Turbinentypen in St. Michaelisdonn kann nun der Vergleich zum Standort Billerbeck gezogen werden.

In Tab. 14 sind die Ergebnisse des Wind- und Ertragspotentials für die KWA Billerbeck auf 30 m Nabenhöhe für das komplette Jahr 2021 dargestellt. Der Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit zeigt, dass in Billerbeck auf 30 m Nabenhöhe die mittlere Windgeschwindigkeit in 2021 ca. 5 % geringer ist als am Standort St. Michaelisdonn auf 22 m Nabenhöhe. Mit den Skalierungsfaktoren des Standortes St. Michaelisdonn ergibt sich für die KWA Billerbeck für den „Windatlas skaliert komplett“ ein Energieertrag von 59.275 MWh, für den „Windatlas skaliert LK“ 76.104 MWh und für den „Windatlas skaliert 4.23“ 67.589 MWh. Tab. 15 stellt die Langzeit Ergebnisse für beide Turbinentypen auf der jeweiligen Nabenhöhe dar. Hier wurde die finale Zeitreihe aus Kap. 4 zugrunde gelegt.

*Tab. 14: Wind- und Ertragspotential für das Jahr 2021
am Standort Billerbeck für die 30K20 Turbine auf 30 m Nabenhöhe*

KWA Billerbeck Nabenhöhe: 30 m Jahr: 2021	Mittlere Wind- geschwindigkeit 2021 [m/s]	S4E 30K20 Parkenergie-ertrag 2021 [MWh]
Windatlas skaliert 4.23 (0.883)	4.23	67.589
Windatlas skaliert komplett (0.839)	4.02	59.275
Windatlas skaliert LK (0.927)	4.44	76.104

*Tab. 15: Wind- und Ertragspotential am Standort Billerbeck
für die 30K20 Turbine auf 30 m Nabenhöhen für den Referenzzeitraum 2002 - 2021*

KWA Billerbeck Nabenhöhe: 30 m Zeitraum: 2002-2021	Mittlere Wind- geschwindigkeit [m/s]	S4E 30K20 Parkenergie-ertrag [MWh/a]
Windatlas KWA Billerbeck	4.24	66.234
Windatlas skaliert 4.23	4.23	65.812

Zusammenfassend kann gezeigt werden, dass am Standort St. Michaelisdonn die Windatlas Methode plausibilisiert wurde. Demnach ist die Übertragung auf den Standort Billerbeck anwendbar und der mit der Windatlas Methode berechnete Bruttoenergieertrag von 66.234 MWh/a für den Referenzzeitraum 2002 – 2021 am Standort Billerbeck plausibel.

7 Analyse von Sicherheitsabschlägen

Um ein Maß für Sicherheitsabschläge der Ertragsberechnung in Billerbeck zu erhalten, werden die Berechnungen für ein 5 %, 10 % und 15 % geringeres Windpotential durchgeführt. Tab. 16 zeigt die Ergebnisse des Bruttoenergieertrages für die drei Sicherheitsabschläge des Windpotentials im Vergleich zu den Ergebnissen aus Kap. 4.2.

Tab. 16: Sicherheitsabschlag mit 5 %, 10 % und 15 % geringerem Windpotential

KWA Billerbeck	S4E 30K20, Nabenhöhe: 30 m	
	Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	Bruttoenergieertrag [MWh/a]
KWA	4.24	66.234
KWA (5% geringeres Windpotential)	4.03	57.567
KWA (10% geringeres Windpotential)	3.82	49.343
KWA (15% geringeres Windpotential)	3.60	41.434

8 Quellenverzeichnis

- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), date of access. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Farr, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission, Rev. Geophys., 45, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183; <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/srtmBibliography.html>
- Hersbach, H. et al., 2020: The ERA5 global reanalysis, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, Volume 146, Issue 730, 1999-2049, <https://doi.org/10.1002/qj.3803>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471
- Keil, M., M. Bock, T. Esch, A. Metz, S. Nieland, A. Pfitzner, 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen, Januar 2010
- Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, *Int. Journal of Energy Research*, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, *Theor. Appl. Climatol*, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, *Erneuerbare Energien*, 2, 25-27
- 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
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1989: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp. ISBN 87-550-1482-8
- Weiter, A., M. Schneider, D. Peltret und H.-T. Mengelkamp (2019): Electricity production by wind turbines as a means for the verification of wind simulations. *Meteorol. Z.* doi: 10.1127/metz/2019/0924
- WRF, 2017, User's Guides for the Advanced Research WRF (ARW) Modeling System, Version 3, WRF users page, http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/contents.html

Anhang A Leistungskennlinie

S4E – 30K20 (21.02.2022)	
Windgeschwindigkeit	Power
[m/s]	[kW]
0.00	0
2.50	0
3.00	1.7
3.50	2.8
4.00	4.3
4.50	6.5
5.00	9.5
5.50	12.7
6.00	16.2
6.50	20.1
7.00	24.0
7.50	26.6
8.00	28.9
8.50	29.3
9.00	30
9.50	30
10.00	30
10.50	30
11.00	30
11.50	30
12.00	30
12.50	30
13.00	30
13.50	30
14.00	30
14.50	30
15.00	0
15.50	0
16.00	0
16.50	0
17.00	0
17.50	0
18.00	0
18.50	0
19.00	0

S4E – 30K16 (02.09.2022)	
Windgeschwindigkeit	Power
[m/s]	[kW]
0.00	0
2.50	0.0
3.00	0.11
3.50	0.918
4.00	1.93
4.50	3.318
5.00	5.237
5.50	7.467
6.00	10.07
6.50	13.0
7.00	15.9
7.50	19.69
8.00	23.52
8.50	26.58
9.00	28.7
9.50	29.9
10.00	30.66
10.50	30.96
11.00	31.08
11.50	31.11
12.00	31.13
12.50	31.14
13.00	31.14
13.50	31.12
14.00	31.1
14.50	31.09
15.00	30.9
15.50	30.8
16.00	30.7
16.50	30.6
17.00	30.5
17.50	30.4
18.00	30.3
18.50	30.2
19.00	30.1

Anhang B Deutschland 3 km Windatlas

Eingangsdaten

Der anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wird mithilfe des meteorologischen Mesoskalen-Modells WRF-ARW¹ erstellt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten ERA5 Reanalysedaten als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile der ERA5 Reanalyse – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 die Nachteile der ERA5 Reanalysedaten – relativ geringe räumliche (0.3° Breite, 0.3° Länge) und zeitliche Auflösung (1 h) – überwunden.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit (Abb. 6) hochaufgelöste Simulationen und Prognosen der atmosphärischen Zirkulation. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Topographie berücksichtigen. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden alle 10 min auf einem Gitter von 3 x 3 km² ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird in 50 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Dazwischenliegende Höhen werden durch Interpolation berechnet.



Abb. 6: Verschachtelte Domains der WRF Simulationen

¹ <http://www.wrf-model.org>

Die Geländehöhen sind dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer räumlichen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt hier 1 m.

Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter in räumlicher Auflösung von 100 m zur Verfügung. Deren letzte Überarbeitung fand im Jahre 2018 statt. Aufgrund der Repräsentativität über die letzten 25 Jahre, sowie aus Konsistenzgründen, wird für die Modellsimulation der CORINE Datensatz von 2006 verwendet.

Die Daten des anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 dürfen nicht als absolute Wahrheit des vorherrschenden Atmosphärenzustands an einem Standort oder als Ersatz für eine langzeitliche Messreihe angesehen werden. Durch Modellsimulationen wird versucht die natürlichen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre möglichst repräsentativ nachzubilden. Die simulierten Größen sind daher als erste Schätzung der Windverhältnisse auf dem vorhandenen Modellgitter mit der räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² zu bewerten und sollten ohne ein entsprechendes standortgenaues „Remodelling“ nicht als Absolutwerte verstanden werden (vgl. Abb. 7).

Optimierung der Modelleinstellungen

Vor der eigentlichen Hauptsimulation wurden die Modelleinstellungen und Parametrisierungen (wie zum Beispiel Grenzschichtschema, Bodenschema, Strahlungsschema, etc.) getestet und für die relevanten atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) optimiert. Die Modelleinstellungen wurden mit dem Windatlas für Deutschland (D-3km.M2) und Frankreich (F-3km.M2) verglichen und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert. Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird für die Simulation des D-3km.E5 verwendet.

Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling

Die wichtigste Aufgabe nach der Durchführung der Hauptsimulation ist die intensive Verifikation anhand zahlreicher Windmessungen. Für die Verifikation des Deutschland 3km ERA5 Windatlas wurden 52 Messungen verwendet. Zum einen erhält man aus der Verifikation die Prognosegüte und Qualität der Hauptsimulation und zum anderen werden systematische Fehler im letzten Schritt, dem *Remodelling*, behoben und die Qualität des Atlas wird verbessert. Verifiziert werden statistische Kenngrößen wie Mittelwert, Bestimmtheitsmaß (R^2) bzw. Korrelation (R), Bias, RMSE und Extremwerte (QQ-Verteilung). Außerdem werden Vertikalprofile, Tages- & Jahresgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

Remodelling Verfahren

Nach der vollständigen Verifikation der Hauptsimulation mit allen verfügbaren Windmessungen wird der Windatlas im vorletzten Schritt der Prozesskette durch das Remodelling optimiert. Es wird anhand der Abweichungen und deren Abhängigkeiten bei der Verifikation mit 26 Windmessungen ein sektorielles Training durchgeführt. Die verbleibenden Windmessungen werden für die anschließende unabhängige Verifikation des Remodelling Verfahrens benötigt.

Durch das Training werden Skalierungsparameter mithilfe einer multiplen linearen Regressionsanalyse entwickelt, welche anschließend auf die Windatlas-Zeitreihen angewendet werden. Es wird nach Abhängigkeiten der Skalierungsparameter von der Subgrid-Topographie (Variation von Orographie und Rauigkeit innerhalb einer Modellgitterzelle) gesucht, die bei ausreichender Signifikanz verwendet werden. Infolgedessen können durch die im Training entwickelten Skalierungsparameter alle Gitterzellen mithilfe der Subgrid-Informationen (Orographie, Rauigkeit, etc.) korrigiert werden. Letztendlich verbessert das Remodelling die statistischen Kenngrößen sowie auch die Häufigkeitsverteilung mit Weibull-Parametern und das Vertikalprofil. Des Weiteren wurde der Optimierungsalgorithmus des Remodelling verbessert und es wurden neuere Windmessungen in den Trainingsdatensatz mit aufgenommen, die annähernd homogen über Deutschland verteilt sind. Neben einer Jahresgangkorrektur, die den systematischen Bias im Jahresgang, welcher schon in den Reanalysedaten vorhanden ist, korrigiert, wurde zu der Höhenkorrektur auch eine Rauigkeitskorrektur durchgeführt.

Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Höhen- & Rauigkeitskorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Meteodyn werden die 3 km x 3 km Windatlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Mithilfe der empirischen Höhenkorrektur wird der Windatlas auf ein 25 x 25 m² Gitter bzw. standortgenau skaliert.

Da die Höhen- & Rauigkeitskorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhen- bzw. Rauigkeitsunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortspezifische Topographiekorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat vor allem die Rauigkeitskorrektur bei großen Vegetationsänderungen einen signifikanten Einfluss. Die Korrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet. Durch das Remodelling-Verfahren mit standortspezifischer Korrektur und der intensiven Verifikation mit Messdaten stellt der neue Windatlas den aktuell besten Datensatz für Deutschland dar. Die Anwendung der Windatlas-Daten beruht in erster Linie auf der Langzeiteinordnung erhobener Kurzzeit-Windmessungen durch Korrelationsanalysen in einen klimatologisch repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Durch das beschriebene standortgenaue „Remodelling“ inkl. Verifikation wird der Einsatzbereich des Windatlas erweitert, da eine Annäherung an die Absolutwerte erfolgt.

Hierzu wurde in Abb. 7 ein Vergleich von unabhängigen Messungen zwischen den gängigen Mesoskala-Datensätzen NEWA², EMD-WRF Europe+³ & anemos (D-3km.E5) durchgeführt. Zusätzlich werden neben dem finalen standortgenauen anemos Windatlas (-site) die Atlas-Rohdaten (-raw) und die durch das Remodelling korrigierten 3km Daten (-cell) dargestellt, um die Verbesserung durch das Remodelling und durch die Korrektur auf den Standort darstellen zu können. Die Boxen stellen das 25 % - 75% Quartil - d.h. die mittleren 50% der Daten - und die Whisker (Antennen) das Minimum bzw. Maximum dar. Der Mittelwert (Median) ist durch ein Kreuz (Strich in der Box) markiert.

Abb. 7a zeigt, dass die Parametrisierungen und Einstellungen des WRF Modells entscheidend für die Korrelation bzw. das Bestimmtheitsmaß sind. Bei dem Vergleich mit NEWA, EMD & anemos-raw fällt auf, dass das mittlere R^2 von NEWA bei 66%, EMD bei 72.5% und anemos-raw bei 75% liegt. Demnach schneidet der anemos Windatlas um fast 10-%-Punkte besser ab als NEWA. Das Remodelling und die Standortkorrektur (-cell & -site) führen bei dem R^2 nur noch zu minimalen Verbesserungen.

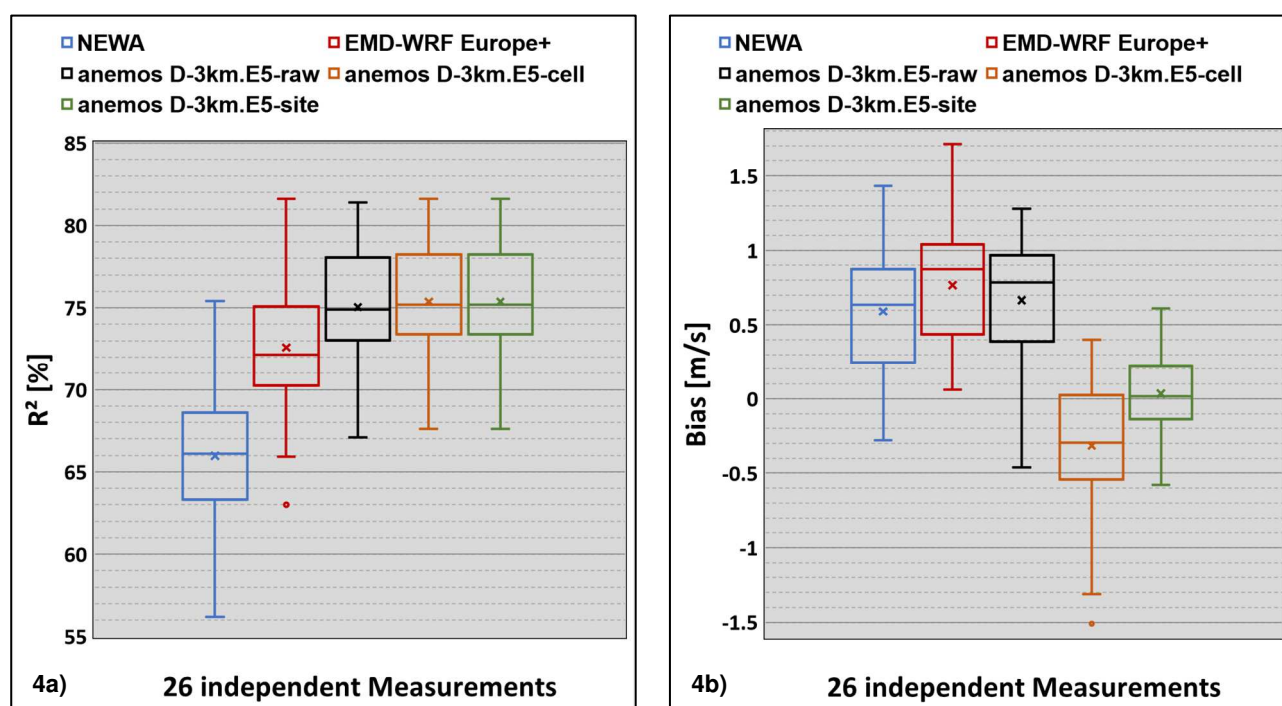


Abb. 7: Boxplot zwischen 26 unabhängigen Messungen (min. 1 Jahr Messdauer & 100 m Höhe über Grund) und NEWA, EMD und anemos (-raw, -cell, -site). Erläuterungen sind dem Text zu entnehmen. In Abb. 4a ist das Bestimmtheitsmaß R^2 (stündliche Werte) und in Abb. 4b der Bias dargestellt.

Dies sieht bei Betrachtung des Bias ganz anders aus. Abb. 7b zeigt, dass sowohl EMD, NEWA und anemos-raw relativ dicht beieinander liegen, jedoch allesamt einen starken positiven Bias von 0.6 – 0.8 m/s aufweisen mit einer Boxenweite von 0.6 m/s. Durch das Remodelling auf die 3 km Zellen (anemos-cell) wird der Bias deutlich korrigiert und liegt im Mittel bei -0.3 m/s.

² NEWA (New European Wind Atlas), developed as part of the ERANET+ project, final report: 2019_08_19_NEWA_D4_4_final

³ EMD-WRF-Europe+; EMD International A/S, developed as part of the windPROSPER project

Durch die letztendlich folgende Standortkorrektur (Höhen- und Rauigkeitskorrektur) erfolgt eine weitere Verbesserung auf einen mittleren Bias von ca. 0 m/s mit einer Boxenweite von 0.3 m/s. Dies zeigt, wie wichtig eine Anpassung (Remodelling) an reale Messungen ist, um einen Windatlas mit sehr hoher Qualität zu realisieren.

Für die folgenden Anwendungsbereiche ist der Windatlas inkl. Remodelling geeignet:

- ✓ **Windpotential (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k, Leistungsdichte)**
- ✓ **Langzeitbezug mit Windmessungen bzw. Ertragsdaten)**
- ✓ **Ertragsberechnungen ohne / mit Verlusten auf 10-min. Basis**
- ✓ **Ertragsindex**
- ✓ **Extremwindberechnungen**
- ✓ **Marktwertanalysen**
- ✓ **Erlösprognosen**
- ✓ **Risiko- / Portfolioanalysen**
- ✓ **SCADA-Daten Analysen**
- ✓ **Rückrechnung nach TR10 (10-min. Reanalysedaten)**

Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit den 52 Onshore Windmessungen auf 100 m Höhe über Grund verifiziert. Im Folgenden bezieht sich die Auswertung nur auf die 100 m Höhe. Weitere verifizierte Messhöhen sind in Tab. 17 zu finden. Die Ergebnisse der Verifikation werden in Abb. 8 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der mittleren Windgeschwindigkeit über das jeweilige Messintervall an den 52 Messstandorten gebildet und graphisch dargestellt. Abb. 8 zeigt die Abweichung in m/s der Windgeschwindigkeit zwischen den 52 Messungen und dem Windatlas für das Endprodukt mit Remodelling und Standortkorrektur (D-3km.E5-site). Die starke positive Abweichung zwischen Rohdaten (-raw) und Messung (9.6 %) kann durch das Remodelling behoben werden. Die meisten der 52 Messstationen liegen nach dem Remodelling im Bereich von ± 0.25 m/s (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung gegenüber den Rohdaten (0.54 ± 0.50 [m/s]) darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 87 % (Bestimmtheitsmaß analog zu Tab. 17 (R^2): 75.7 %) und der mittlere Bias der 52 Messungen liegt bei 0.0 m/s (0.08 %) mit einer Standardabweichung von ± 0.24 m/s (4.38 %). In der folgenden Tabelle sind die statistischen Kenngrößen auf vier Höhen des Windatlas dargestellt:

Tab. 17: statistische Kenngrößen des finalen Datensatzes (Remodelling Version 2) für verschiedene Messhöhen

Messhöhen	Anzahl Messungen	Bias [%]	Bias [m/s]	R ² [%]
60	38	3.82 ± 7.18	0.15 ± 0.31	71.3 ± 8.2
80	45	0.50 ± 5.02	0.01 ± 0.26	73.9 ± 6.7
100	52	0.08 ± 4.38	0.00 ± 0.24	75.7 ± 6.4
140	17	0.10 ± 3.45	0.01 ± 0.21	76.5 ± 5.1

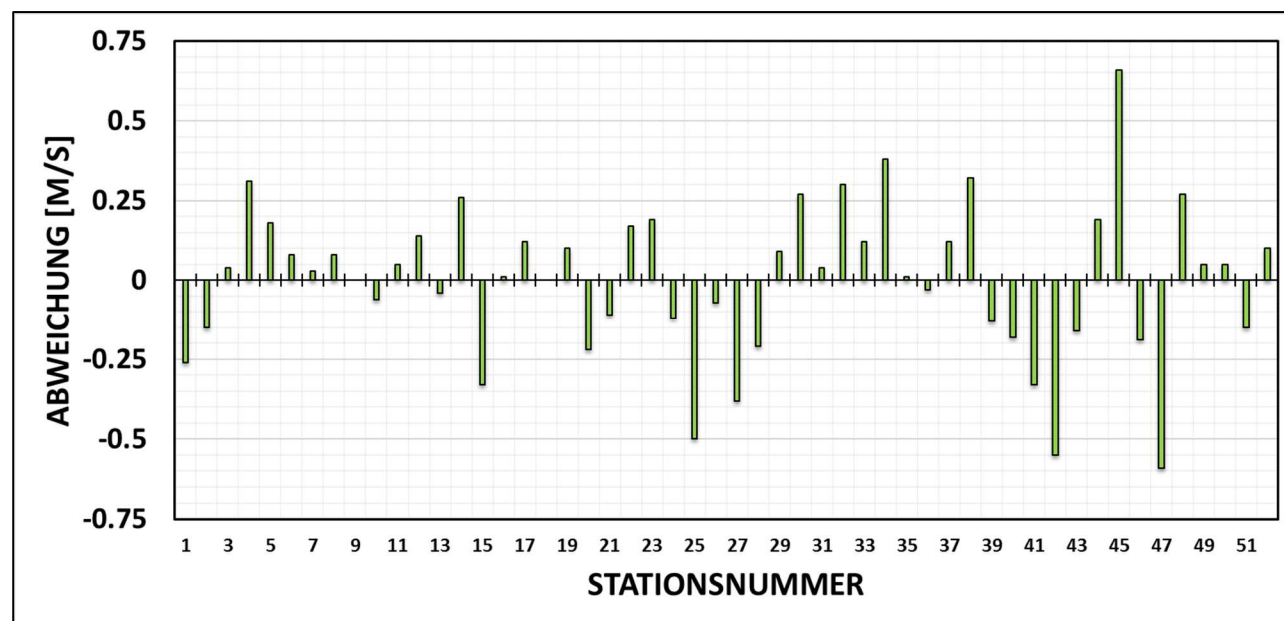


Abb. 8: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 52 internen Messungen und D-3km.E5-site (grün). Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall >1 Jahr.

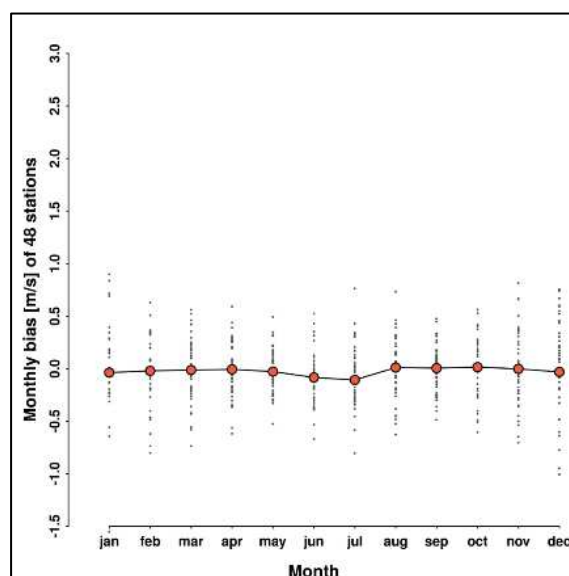
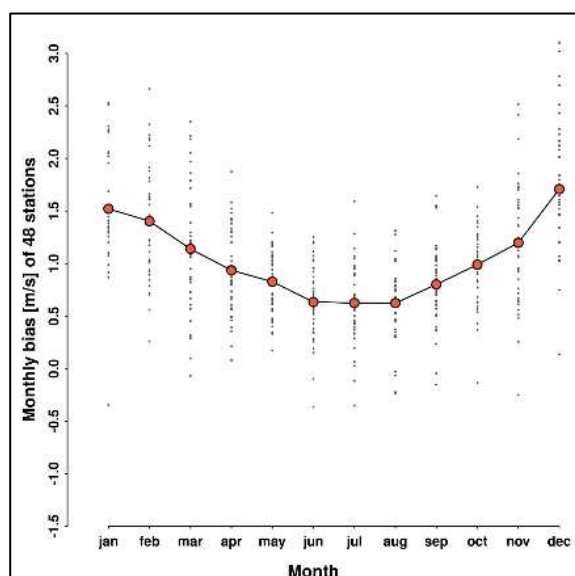


Abb. 9: Monatliche Abweichung im Jahresgang von 48 Messungen der Rohdaten (D-3km.E5-raw, links) und des finalen Datensatzes (D-3km.E5-site, rechts). Die schwarzen Punkte stellen jeweils eine Messung dar, die orangefarbenen Punkte den Mittelwert.

Abb. 9 zeigt die monatliche Abweichung im Jahresgang von 48 Messungen. In der linken Abbildung sind die Rohdaten dargestellt. Hier ist ein systematischer Bias zu erkennen. Im Winter ist die Abweichung deutlich höher als im Sommer. Die rechte Abbildung zeigt die Abweichung nach dem Remodelling, welches die Jahresgangkorrektur enthält. Die systematische Abweichung im Jahresgang konnte fast vollständig behoben werden. Zusätzlich hat sich die Streubreite der einzelnen Messungen verringert.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 10 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windenergieanlagen relevanten Höhen zwischen 85 m und 165 m ü. G. untersucht.

In Abb. 10 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 66 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.E5-site liegen bei den meisten Stationen (86 % der Messungen) im Bereich von $\pm 6\%$. Die mittlere Korrelation der Windgeschwindigkeit für alle Messungen erreicht beim D-3km.E5-site einen Wert von 87.3 % auf Stundenbasis. Der Bias (0.4 %) und RMSE (4.5 %) zeigen eine Verbesserung im Vergleich zum alten Windatlas D-3km.M2-site. Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 1.6 % und RMSE 6.4 %). Somit zeigt sich auch für den Bias der Energiedichte eine Verbesserung gegenüber der Vorgängerversion des Windatlas für Deutschland. Dies ist für die Berechnung von Erträgen und Marktwerten relevant. Im Zuge des „Remodelling“-Verfahrens werden insbesondere die Weibull-Verteilung und das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit deutlich besser getroffen, sodass der Bias der Energiedichte bei 88% der Messungen im Bereich von $\pm 9\%$ liegt.

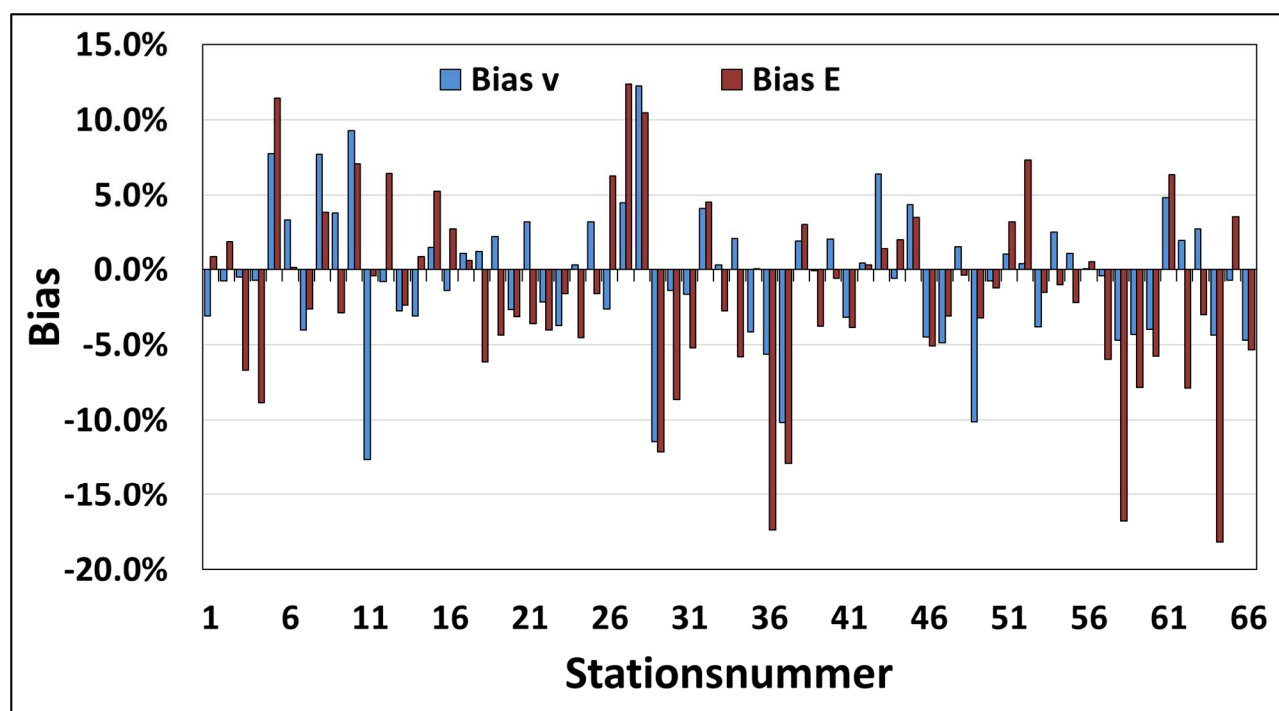


Abb. 10: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (blau) und der mittleren Energiedichte (rot) zwischen den 66 externen Messungen und dem D-3km.E5-site. Die Messhöhen liegen zwischen 85 m und 165 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll

In Tab. 18 sind die wichtigsten Kennzahlen der externen Verifikation dargestellt. Nicht nur die Windgeschwindigkeit und Windrichtung zeigen sehr geringe Abweichungen zu den 66 Messungen sowie hohe stündliche Korrelationen auch die für die Windenergie relevanten Parameter Energiedichte und Weibull k weisen eine Abweichung um die Null-Prozent und einen RMS von 5 – 6 % auf.

Tab. 18: statistische Kenngrößen des Finalen Datensatzes (V2) für verschiedene Variablen.

Final (V2) Messungen: 66	Bias [%]	RMS [%]	R [%]
Windgeschwindigkeit	0.4	4.5	87.3
Energiedichte	1.6	6.4	-
Weibull k	-1.1	5.5	-
Windrichtung	3.8°	6.4°	96.1

Abb. 11 zeigt nochmal deutlich die Verbesserung durch das Remodelling mit Jahresgangkorrektur. Der starke Jahresgang in den Rohdaten (links) wird im Remodelling Verfahren korrigiert, sodass die Spannweite der Abweichung zwischen Winter und Sommer von 8.8 % (Rohdaten) auf nur noch 2.3 % (finaler Datensatz) reduziert werden kann.

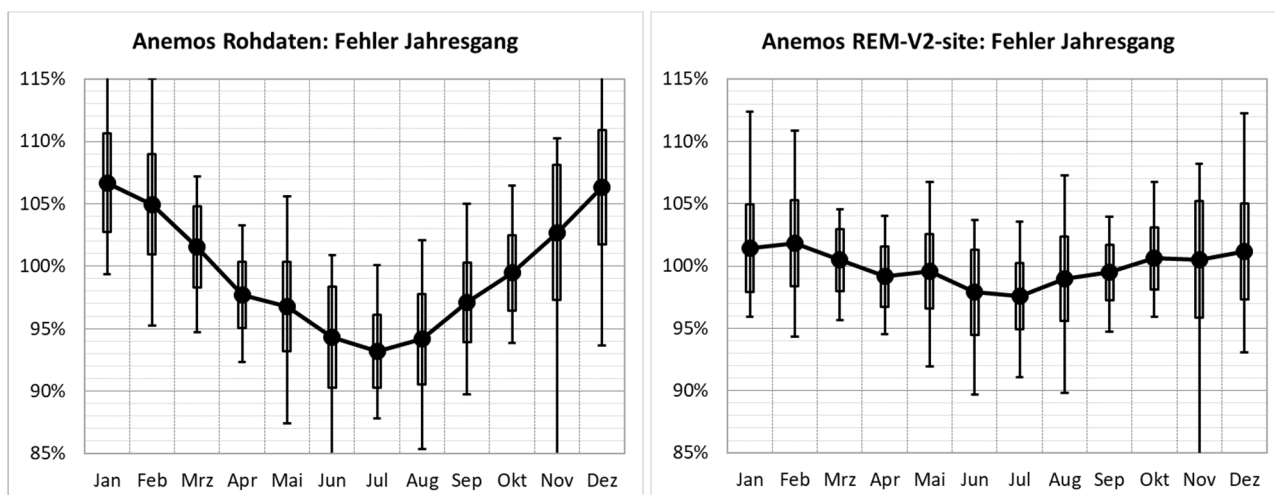


Abb. 11: Monatliche Abweichung im Jahresgang von 39 Messungen der Rohdaten (links) und des finalen Datensatzes (D-3km.E5-site, rechts). Die Boxen stellen eine Standardabweichung und die dünnen Balken einzelne extreme Abweichungen dar. Die Abbildungen wurden von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll bereitgestellt.

Anhang C Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Referenz
CFD	Computational Fluid Dynamics
D-3km.E5	anemos Windatlas für Deutschland 3km, Basis: ERA5 Daten
DWD	Deutscher Wetterdienst
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EWS	Extreme Wind Speed
ISO	Internationale Organisation für Normung
ERA5	Reanalysedatensatz, "Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate"
KWA	Kleinwindanlage
QQ-Verteilung	Quantile-Quantile-Verteilung
R / R ²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
RMSE	Root mean squared error
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StdAbw	Standardabweichung
UTM	Universale Transversale Mercatorprojektion
VarK	Variationskoeffizient
Vref	Extremwindgeschwindigkeit für den Bezugszeitraum
WEA	Windenergieanlage
WM	Windmessung
WP	Windpark
WRF	The Weather Research and Forecasting Model