



Hochschule für Angewandte
Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Eignung der Gondelanemometerdaten von Windkraftanlagen für die Ermittlung der energetischen Verfügbarkeit

Bachelorthesis im Studiengang Umwelttechnik
in Kooperation mit der anemos-jacob GmbH

vorgelegt von: Henrik Lankau



Hamburg, am 27.11.2020

Erstprüfer: Prof. Dr. Heiner Kühle

Zweitprüfer: Dipl.-Ing. Herbert Schwartz

Zusammenfassung

Üblicherweise werden bei der Ermittlung der Verlusterträge von Windkraftanlagen die Winddaten bei Stillstand einer Anlage mit Winddaten aufgefüllt, die aus Regressionsrechnungen mit Vergleichsanlagen in der Nähe hervorgehen. Die verbreitete Auffassung unter Gutachtern ist es, dass eine Regressionsrechnung grundsätzlich genauere Ergebnisse bereitstellt als die Auffüllung über das anlageneigene Anemometer. Es ist von hohem wirtschaftlichem Interesse, präzise und kostengünstige Ergebnisse bei der Berechnung der Verlusterträge zu erhalten. Infolgedessen widmete sich diese Arbeit zum einen der Frage, ob diese Annahme auf Grundlage von Messdaten bestätigt werden kann. Andererseits sollte untersucht werden, ob nicht ein Maß für die Abweichungen der ermittelten Verluste im Stillstand ausgewählter Anlagentypen gefunden werden kann.

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit ging hervor, dass die Verlustbestimmungen mit einem anlageneigenen Anemometer grundsätzlich nicht weniger präziser waren als Werte, die aus der Regression mit dem Anemometer einer Vergleichsanlage in der Umgebung stammten. Teilweise überschritten die Abweichungen durch die Regression die der gondel-eigenen Messungen signifikant. Zudem liegt die Vermutung nahe, dass die Ergebnisse aus der Regression eine hohe Unsicherheit aufweisen, die von der Wahl der Vergleichsanlage abhängig ist. Im Gegensatz dazu wiesen die Untersuchungen der Messungen an der eigenen Gondel darauf hin, dass deren Abweichungen eine abschätzbare und vom Anlagentyp abhängige Größe darstellen.

Diese Arbeit beschränkte die Untersuchungen darauf, inwieweit Umgebungseinflüsse wie Geländeprofil oder benachbarte Anlagen das gegenseitige Verhältnis von untersuchter Anlage und Vergleichsanlage beeinflussen und sich dabei auf Abweichungen auswirken. Weitere Untersuchungen sind demnach wünschenswert, auch unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit. Im Zuge dessen könnten sowohl zusätzliche Faktoren und Abhängigkeiten als auch eine größere Anzahl von Windkraftanlagen und Anlagentypen betrachtet werden. Dies könnte schlussendlich dazu führen, dass Gondelanemometermessungen sich als eine korrigierbare und von der Umgebung unabhängige Alternative zur Regressionsrechnung etablieren.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Menschen bedanken, die mich auf meinem Weg unterstützt und mir mit Rat zur Seite gestanden haben.

Zunächst gebührt mein Dank Herrn Dipl.-Ing. Herbert Schwartz und Prof. Dr. Heiner Kühle, die meine Arbeit betreut und begutachtet haben. Für die hilfreichen Anregungen und das kontinuierliche Engagement möchte ich mich herzlich bedanken.

Ebenfalls möchte ich mich bei allen Freunden und Kollegen für das Korrekturlesen der Bachelorarbeit bedanken.

Abschließend gilt ein besonderer Dank meiner Familie, deren unendliche Geduld und Unterstützung mir dieses Studium ermöglicht haben.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	II
Danksagung	III
Inhaltsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis.....	VI
1 Einleitung.....	1
2 Grundlagen	5
2.1 Energetische Verfügbarkeit.....	5
2.2 Langfristerträge	6
2.3 Rotor aerodynamik.....	6
2.4 Standortbeschreibungen.....	11
2.4.1 Standort 1.....	12
2.4.2 Standort 2.....	14
2.4.3 Standort 3.....	16
2.4.4 Standort 4.....	18
2.4.5 Standort 5.....	20
3 Methodik.....	22
3.1 Betrachtung unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen.....	25
3.2 Betrachtung unter typischen Umgebungseinflüssen	27
4 Ergebnisse.....	30
4.1 Standort 1.....	30
4.2 Standort 2.....	33
4.3 Standort 3.....	36
4.4 Standort 4.....	38
4.5 Standort 5.....	41
5 Diskussion.....	44
6 Fazit	49
Quellenverzeichnis	VIII
Anhang	IX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Beispiel der energetischen Verfügbarkeiten aller Windkraftanlagen an Standort 2 über den Zeitraum eines Jahres.....	5
Tabelle 2. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 1	31
Tabelle 3. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 1	32
Tabelle 4. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 2	34
Tabelle 5. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 2	35
Tabelle 6. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 3	37
Tabelle 7. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 3	37
Tabelle 8. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 4	39
Tabelle 9. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 4.....	39
Tabelle 10. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 5	41
Tabelle 11. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 5.....	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Idealisierter Strömungsverlauf einer frei umströmten Windturbine.....	7
Abbildung 2. Impulstheorie mit Berücksichtigung des Strömungsdralls.....	8
Abbildung 3. Luftkraftverteilung über die Gesamtlänge sowie Gesamtkräfte und -momente	9
Abbildung 4. Visualisierung der Rotordurchströmung mit einer numerischen Strömungssimulation, Rot: 8m/s, Blau: 2m/s (Hau, 2014, S.101)	10
Abbildung 5. Vergleich zweier Anlagen der Typen Enercon E-92/2.3 MW (l.) und Vestas V112-3.3MW (r.).....	11
Abbildung 6. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 1	12
Abbildung 7. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie um Standort 1.....	13
Abbildung 8. Die Positionen der untersuchten Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 2.....	14
Abbildung 9. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie um Standort 2.....	15
Abbildung 10. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 3	16
Abbildung 11. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 3 ..	17
Abbildung 12. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 4	18
Abbildung 13. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 4. .	19
Abbildung 14. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 5	20
Abbildung 15. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 2 ..	21
Abbildung 16. Beispiel der noch unbearbeiteten Rohdaten von Anlage 74 am Standort 2.....	23
Abbildung 17. Beispiel einer aus Rohdaten gemittelten und interpolierten Leistungskennlinie, die aus den Messdaten der Anlage 74 am Standort 2 erstellt wurde	23
Abbildung 18. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 25	26
Abbildung 19. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 nach Veränderung der Filter-Parameter	29
Abbildung 20. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 1	33
Abbildung 21. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 2	36
Abbildung 22. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 3	38
Abbildung 23. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 4	40

Abbildung 24. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen an Standort 5 43

Abbildung 25. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 an Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 45

1 Einleitung

Ertragsverluste spielen für Investoren, Planer und Gutachter eine entscheidende Rolle bei der Betrachtung potenzieller Standorte für geplante und der wirtschaftlichen Analyse bestehender Windkraftanlagen. Eine möglichst genaue Bestimmung der Ertragsverluste ist wesentlich, um die Energieerträge mit ihren realen energetischen Verfügbarkeiten auf Werte von idealen Verfügbarkeiten aufzufüllen. Auf Grundlage dieser idealen Energieerträge wird auf den langfristigen mittleren Jahresenergieertrag hochgerechnet.

Langfristerträge werden benötigt, um Investitionsentscheidungen zu treffen, aber auch um die Finanzierungsbedingungen von Banken zu erfüllen (vgl. Schwartz, 2019, S.227). An anderer Stelle werden sie bei der Ermittlung des Windpotentials eingesetzt. Hierfür werden Vergleichsanlagen in der Nähe eines geplanten Standorts betrachtet und von deren Erträgen auf das Windpotential am geplanten Standort geschlossen. Alternativ können hierfür oder Windmessdaten von Fernmessgeräten oder Messmasten verwendet werden. Ein solcher Messaufbau ist jedoch zeitaufwendig und teurer als die Betrachtung einer Vergleichsanlage. Eine zunehmende Zahl von Faktoren bestimmt dabei die energetische Verfügbarkeit der Windkraftanlagen. Teilweise ausgeprägte Stillstandzeiten, Einspeisemanagement und Betriebsbeschränkungen haben in den letzten Jahren höhere Verluste verursacht als zuvor (vgl. Bundesnetzagentur, 2019, S.156 ff.).

Für die Erstellung von Wind- und Ertragsgutachten gibt es keine technische Richtlinie, die vorschreibt, wie die Berechnung der Ertragsverluste durchzuführen ist. Eine Möglichkeit besteht darin, die Lücken der Leistungszeitreihe der Windkraftanlage mit den Messdaten des anlageneigenen Gondelanemometers über die Leistungskennlinie aufzufüllen. Jedoch wird sie in Fachdiskussionen oft mit dem Argument abgelehnt, dass die Daten des Gondelanemometers bei Stillstand oder Drosselung der untersuchten Anlage inkonsistent mit den Daten des normalen Leistungsbetriebs seien. Dies sei einerseits auf die Rotorstellung zur Zeit des Stillstands zurückzuführen, welche das Gondelanemometer abschatten können. Andererseits herrschen unterschiedliche Strömungsbedingungen im Stillstand und Betriebszustand. Es resultiere daher ein nicht zu vernachlässigender Unterschied, da die Leistungskennlinie einer Anlage in der Regel im Betrieb aufgenommen wird, die Umrechnung der Verluste aber auf Winddaten beruht, die bei Stillstand der Anlage gemessen werden.

Windgutachter berufen sich daher auf eine Vorgehensweise, die in die Technische Richtlinie 10 (TR10) aufgenommen wurde. Die TR10 ist standardmäßig bei der Ermittlung der Standortgüte im Betrieb befindlicher Anlagen hinzuzuziehen. Laut jener Vorgehensweise beruht die Auffüllung einer Leistungszeitreihe auf einer Regressionsrechnung. Dabei werden die Winddaten des eigenen Gondelanemometers durch Winddaten ersetzt, die sich aus einer Regression mit einer Vergleichsanlage oder anderen Referenzdaten ergeben. In der vorliegenden Arbeit wird unter dem Begriff *Vergleichsanlage* stets die Anlage verstanden, deren Winddaten für eine Regressionsrechnung hinzugezogen werden. Unter Zuhilfenahme dieser neuen Winddaten wird dann die Rückrechnung auf die Leistung durchgeführt. Eine Auffüllung durch die eigenen Gondelanemometermessungen beziehungsweise nur über die Betriebsdaten ohne Stillstände wird hierbei nicht in Erwägung gezogen. Als Begründung wird angegeben, dass die von den Herstellern implementierten Übertragungsfunktionen (NTF – Nacelle Transfer Functions) nur für den regulären Anlagenbetrieb und nicht für Stillstandzeiten geeignet sind. Weiterhin gibt die TR10 vor, die Vergleichsanlage unabhängig für jeden von zwölf 30°-Sektoren einer untersuchten Anlage auszuwählen. Diese Auswahl soll anhand des günstigsten Korrelationskoeffizienten unter allen infrage kommenden Anlagen in der Nähe getroffen werden (vgl. Fördergesellschaft Windenergie und dezentrale Energien, 2018, S.29).

Die anemos-jacob GmbH bevorzugt die Auffüllung der Zeitreihe mit dem eigenen Gondelanemometer durchzuführen. Sie vermutet, dass die verursachte Abweichung aufgrund dieser Methode sich nur unwesentlich auf das Ergebnis auswirkt und die Betrachtung einer Vergleichsanlage möglicherweise sogar größere Abweichungen aufweist. In diesem Fall würde die Betrachtung einer Vergleichsanlage hinfällig und erheblicher Aufwand eingespart.

Das Ziel der hier beschriebenen Untersuchung war es daher, die unterschiedlichen Methoden hinsichtlich ihrer Abweichungen voneinander zu vergleichen. Dabei wurden insgesamt fünf Standorte betrachtet, an denen sich jeweils andere Anlagentypen im Betrieb befanden. Anhand dieser Anlagen und Vergleichsanlagen in unmittelbarer Nähe wurde eine Berechnung der Ertragsverluste auf Grundlage unterschiedlicher Anströmrichtungen und Sektorgrößen durchgeführt. Schlussendlich sollte die Gesamtheit der Ergebnisse beider Methoden einerseits ein Maß dafür liefern, wie groß die zu erwartenden Abweichungen der Methoden

voneinander sind. Andererseits sollte untersucht werden, ob sich ein Maß für die Abweichung der gondel eigenen Messungen für die ausgewählten Anlagentypen ergibt.

In einem ersten Vergleich wurden Anlagenpaarungen betrachtet, die jeweils aus einer zu untersuchenden Anlage mit Stillstandzeiten und einer Vergleichsanlage in direkter Nähe bestehen. Hierfür ist ein Windrichtungsbereich mit möglichst freier Anströmung zu beiden Anlagen ausgewählt worden. Die Ertragsverluste wurden sowohl über das eigene Gondelanemometer der Anlage als auch unter Verwendung der aus der Regressionsrechnung hervorgehenden Übertragungsfunktion der zweiten Methode bestimmt. Dies geschah unter der Annahme, dass die zweite Methode unter nahezu unbeeinflussten Voraussetzungen genauere Ergebnisse liefert. Somit ist die Differenz der ermittelten Verluste die zu betrachtende Abweichung. Anschließend wurden Fälle in einem anderen Windrichtungsbereich geprüft, da in der Realität die Ermittlung der Verluste für jeden Windrichtungsbereich durchgeführt werden muss. In diesem Schritt wurde untersucht, inwiefern der Umstand eines unebenen Geländes oder eine Abschattung durch andere Anlagen Einfluss nimmt. Es sollten gezielt nicht die ungünstigsten Fälle betrachtet werden, sondern Fälle mit mäßiger Beeinflussung, die weiterhin eine vergleichsweise hohe Korrelation aufweisen.

Würde sich nun aus dem zweiten Teil der Untersuchung ergeben, dass die ermittelte Abweichung zwischen den Ergebnissen signifikant höher ist als die Abweichung unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen, ist es wahrscheinlich, dass sich dieser Unterschied daraus ergibt, dass die Methode, die das Gondelanemometer der Vergleichsanlage mit einbezieht, infolge externer Faktoren an Genauigkeit verliert. Nicht zuletzt müssen mehrere Windrichtungsbereiche untersucht werden, um eine belastbare Aussage darüber treffen zu können, inwieweit sich die Methoden unter Bedingungen tatsächlich unterscheiden.

Diese Arbeit betrachtet gezielt nur ausgewählte Faktoren anhand des Verhältnisses zweier Anlagen. Es soll die Frage beantwortet werden, wie sich Abweichungen aufgrund typischer Einflüsse verändern. Es wäre daher eine lohnende Aufgabe zukünftiger Untersuchungen, die Fragestellung unter Berücksichtigung weiterer Faktoren zu betrachten. Die wechselseitige Beziehung aller Anlagen eines Parks zueinander ist eine komplexe Angelegenheit, die in ihrer Gesamtheit nicht ausschließlich auf das Verhältnis zweier Anlagen von vielen zurückgeführt werden kann. Selbst nach ausgiebiger Recherche fand der Autor keine bisherigen Publikationen zu der in dieser Arbeit behandelten Fragestellung. Zugleich besteht die Möglichkeit, dass

sich einige Unternehmen der Forschung selbst annahmen und ihre internen Ergebnisse bisher nicht veröffentlichten.

2 Grundlagen

2.1 Energetische Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit bildet das Verhältnis von Betriebsdauer zur Gesamtstundenzahl eines Zeitraums. Im Gegensatz dazu beschreibt die energetische Verfügbarkeit innerhalb eines Bezugszeitraumes das Verhältnis von tatsächlich erzeugtem Energieertrag zu idealem Energieertrag. Dieser hätte erzeugt werden können, wenn der Betrieb der Windkraftanlage nicht infolge von Beschränkungen, Drosselungen, Störungen oder sonstigen technischen wie nicht-technischen Ursachen eingeschränkt gewesen wäre. Tabelle 1 zeigt die energetischen Verfügbarkeiten von einem der untersuchten Standorte. Dort standen beispielsweise alle Anlagen im Juni 2017 rund die Hälfte der Zeit still. Ertragsverluste einer Windkraftanlage über einen Bezugszeitraum ergeben sich direkt aus der Differenz zwischen tatsächlichen und idealen Energieerträgen (vgl. FGW, 2017, S.11). Energieerträge ergeben sich mit Hilfe der Leistungskennlinie der Windenergieanlage aus der gemessenen Windzeitreihe des Bezugszeitraums.

Tabelle 1. Beispiel der energetischen Verfügbarkeiten aller Windkraftanlagen an Standort 2 über den Zeitraum eines Jahres. Alle Angaben sind nach der Höhe ihres Werts farblich markiert (Eigene Darstellung)

Monat	Verfügbarkeit der Anlagen in %					Gesamt
	71	72	73	74	75	
Mrz. 17	63,9	66,9	66,8	66,8	65,0	65,6
Apr. 17	86,9	81,4	82,2	82,2	79,7	82,8
Mai. 17	75,8	47,8	56,8	56,8	37,9	57,3
Jun. 17	46,0	49,3	50,3	50,3	44,2	48,2
Jul. 17	75,7	79,8	74,8	74,8	73,0	76,3
Aug. 17	68,1	74,2	74,4	74,4	51,1	68,2
Sep. 17	72,1	80,1	76,3	76,3	75,8	77,0
Okt. 17	84,0	91,5	86,5	86,5	79,2	86,0
Nov. 17	91,9	94,0	94,2	94,2	91,7	93,2
Dez. 17	88,9	82,7	87,1	87,1	92,6	88,3
Jan. 18	93,9	91,5	85,3	85,3	94,9	89,8
Feb. 18	86,8	95,3	91,1	91,1	86,3	89,3
Mrz. 18	95,5	92,4	92,0	92,0	88,3	93,2

2.2 Langfristerträge

Langfristerträge beschreiben die mittleren Erträge von Windkraftanlagen über einen als repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Es kann hierbei sowohl von berechneten als auch von realen Erträgen die Rede sein. Auf Basis der Ertragsdaten kann somit auf den langfristigen mittleren Jahresenergieertrag hochgerechnet werden. Dafür werden die Erträge der zu betrachtenden Anlagen zunächst um ihre Verfügbarkeitsverluste korrigiert, sodass man Ertragsdaten einer idealen energetischen Verfügbarkeit erhält. Diese aufgefüllten Erträge liegen jedoch maximal für den Zeitraum vor, in dem die Anlage im Betrieb war. Häufig handelt es sich um ein bis wenige Jahre. Für eine wirtschaftliche Betrachtung ist jedoch ein längerer Zeitraum in der Zukunft interessant. Häufig möchte man einen festgelegten Finanzierungszeitraum oder einen Zeitraum von 20 Jahren betrachten, da dies die übliche Lebensdauer einer Windenergieanlage widerspiegelt. Allgemein wird angenommen, dass die mittleren Windverhältnisse denen der Vergangenheit entsprechen. Man bezieht folglich die Ertragsdaten des Betriebszeitraums auf das langjährige Mittel der Vergangenheit. Hierzu bewertet man sie zum Beispiel mithilfe des sogenannten Windindex.

Der Windindex beschreibt das Verhältnis der Erträge einbezogener Windkraftanlagen einer Region zum jeweiligen langjährigen Mittel der Region in Prozent. Bereitgestellt werden die entsprechenden Windindizes dabei von verschiedenen Anbietern, beispielsweise von der Betreiber-Datenbasis BDB oder dem Internationalen Wirtschaftsforum für Regenerative Energien IWR (vgl. BDB, 2017). Manche Unternehmen haben auch selbstentwickelte Indizes, die auf eigenen Daten beruhen und lokal für einen einzigen Standort entwickelt wurden. Darüber hinaus werden Windindizes auch auf Basis von Winddaten aus Reanalysen oder von Wetterstationen erstellt.

2.3 Rotor aerodynamik

Eine Windenergieanlage im Betrieb beeinflusst maßgeblich die Strömung der Luft in ihrer Umgebung aufgrund unterschiedlicher Effekte. Es ist daher davon auszugehen, dass der Unterschied zwischen einer Gondelanemometermessung im Betrieb und bei Stillstand der Anlage nicht vernachlässigbar ist. Die Verlustleistung von im Stillstand gemessenen Winddaten abzuleiten ist umstritten, weil die gemessene Leistungskennlinie der Anlage im Betriebszu-

stand aufgenommen wird und für die Verlufterträge nur Messungen zu Stillstandzeiten relevant sind. Wie sich die Luftströmung um die Gondel verhält, soll im Folgenden näher erläutert werden.

Die Betz'sche Impulstheorie beschreibt die Aerodynamik um den Rotor im Betrieb mithilfe der Energieerhaltung und trifft einige vereinfachende Annahmen. Beispielsweise wird der Rotor der Anlage wie eine Kreisfläche betrachtet, die keine Ausdehnung in Strömungsrichtung aufweist. Die Leistung wird dem Wind ohne Reibungsverluste entnommen, wobei von einer idealisierten, homogenen Strömung ausgegangen wird. In Abbildung 1 ist zu erkennen, wie sich aufgrund der Energieentnahme am Rotor die Windgeschwindigkeit v verringert und im Sinne der Kontinuitätsgleichung der Austrittsquerschnitt A_2 der Luft vergrößert (vgl. Betz, 1926, S.6). Bei Stillstand der Anlage erfolgt keine Verringerung der Windgeschwindigkeit. Folglich ist nach Betz der Unterschied zwischen Wind auf der Gondel und Wind der freien Anströmung ein anderer als im Leistungsbetrieb.

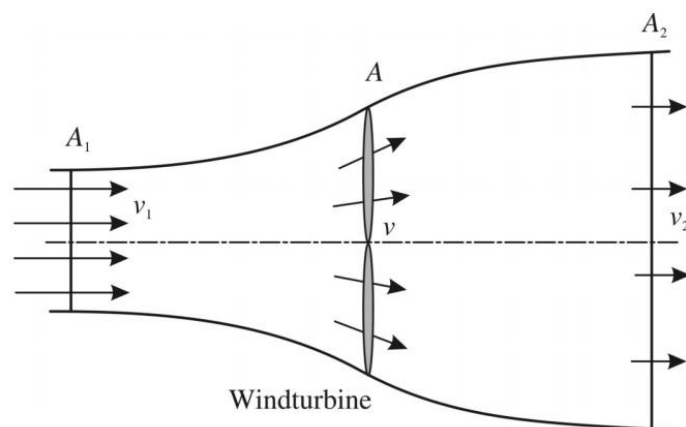


Abbildung 1. *Idealisierter Strömungsverlauf einer frei umströmten Windturbine (Quaschnig, 2005, S.190)*

Die erweiterte Impulstheorie berücksichtigt die Bewegung des Rotors, die die anströmende Luft in eine Drehbewegung versetzt, sodass diese im sogenannten Strömungsnachlauf eine Drall-Bewegung erfährt. Dies ist in Abbildung 2 als Größe v_{umfang} dargestellt. Somit ergibt sich eine resultierende Größe für die Anströmgeschwindigkeit v_1 , die sich aus axialer Anströmgeschwindigkeit v_{axial} und Umfangsgeschwindigkeit v_{umfang} der Blattspitze zusammensetzt (vgl. Hau, 2014, S.93).

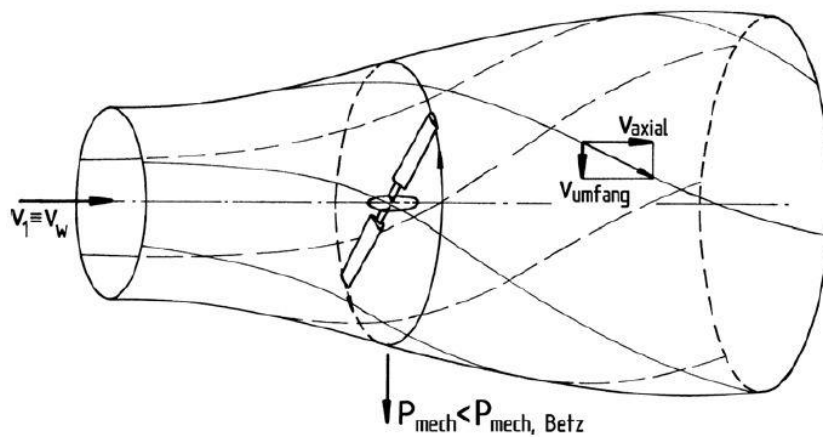


Abbildung 2. Impulstheorie mit Berücksichtigung des Strömungsdralls (Hau, 2014, S.94)

Die Impulstheorie beschreibt das Gesamtsystem von Vorlauf bis Nachlauf des Rotors. Für die Strömung sind jedoch auch lokale Unterschiede der Luftkräfte wie Schubkraft und Tangentialkraft am Rotorblatt relevant.

Bei der Blattelementtheorie wird daher das Rotorblatt abschnittsweise betrachtet. Dabei wird die Impulstheorie mit der Vorstellung eines Kräftegleichgewichts an den Rotorblattelementen im Abstand r von der Rotorachse bis zur Blattspitze vereinigt, um eine lokalere Betrachtung zu ermöglichen. Es ergeben sich somit Kräfteverteilungen über die gesamte Länge des Rotorblatts beziehungsweise aus der Gesamtheit dieser Elemente. Die Tangentialkraft ist in der Rotorebene verteilt und ergibt nach Integration über die Rotorblattlänge das Antriebsmoment für den Rotor. Senkrecht dazu ist die axiale Schubkraft verteilt, deren Integration den Gesamtschub auf die Anlage beschreibt (vgl. Hau, 2014, S.96). Beide Verteilungen sind in Abbildung 3 veranschaulicht.

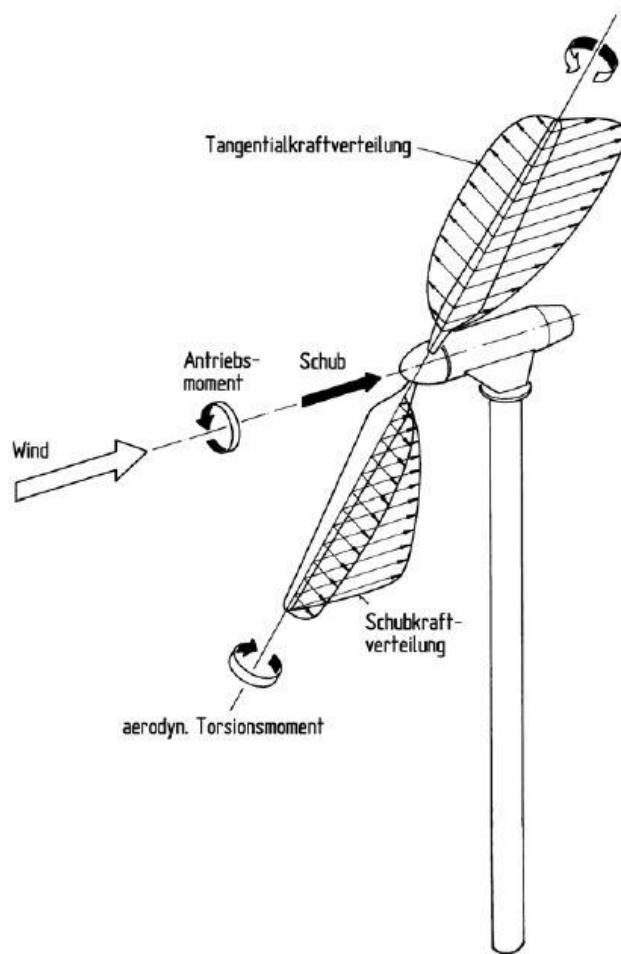


Abbildung 3. Luftkraftverteilung über die Gesamtlänge sowie Gesamtkräfte und -momente (Hau, 2014, S.97)

Die Abbildung 3 zeigt zudem, dass die Schubkraft nicht gleichmäßig über die Blattlänge verteilt ist. Stärkere Schubkräfte im mittleren Bereich des Rotorblatts gegenüber geringeren Schubkräften zur Blattwurzel hin führen zu einer Verdrängung der Luft. Einerseits wird die Luft nach innen verdrängt, sodass sie an der Gondel entlang strömt. Andererseits weicht sie nach außen zur Blattspitze hin aus. Aus der Verengung der Strömung im Gondelbereich resultiert eine schnellere Strömungsgeschwindigkeit und folglich ein inhomogener Strömungsbereich. Die Wirkung ist abhängig von den Formen der Blattwurzel und der Gondel. Abbildung 4 stellt diesen Effekt anhand einer Strömungssimulation dar.

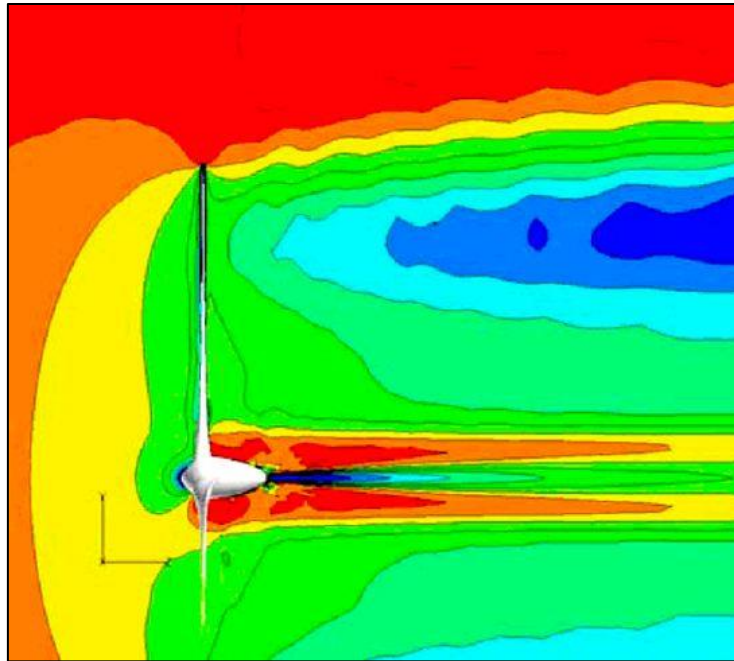


Abbildung 4. Visualisierung der Rotordurchströmung mit einer numerischen Strömungssimulation, Rot: 8m/s, Blau: 2m/s (Hau, 2014, S.101)

Im Stillstand treten solche Strömungseffekte an Windkraftanlagen nur geringfügig auf. Meist sind hier Umströmungseffekte zu beobachten, die im Vergleich zum Betriebszustand eine vernachlässigbare Ausprägung haben. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass die Form der Rotorblätter eine Rolle spielt. Kommt der Rotor der Anlage in einer bestimmten Stellung zum Stillstand, kann es passieren, dass sich eines der Rotorblätter mehr oder weniger im Anströmbereich des Gondelanemometers befindet. Während eine schmale Blattwurzel mit geringem Energieverlust umströmt wird, kann eine breitere das Gondelanemometer weitgehend abschatten. Die Wahrscheinlichkeit ist hoch, dass ein solcher Effekt beispielsweise bei einigen Anlagen des Herstellers Enercon auftritt. Enercon verwendet meist charakteristische Designs für Gondel und Rotorblätter. Abbildung 5 stellt eine Anlage des Typs *Enercon E-92/2.3 MW*, wie sie am Standort 4 verwendet wird, gegenüber mit einer Anlage des Typs *Vestas V112-3.3MW*. Letzterer Anlagentyp ist am Standort 1 vorzufinden. Hier ist eindeutig der Unterschied in der Breite der Blattwurzel erkennbar.



Abbildung 5. Vergleich zweier Anlagen der Typen Enercon E-92/2.3 MW (l., [common.wikimedia.org](https://commons.wikimedia.org/), 2019) und Vestas V112-3.3MW (r., [anemos-jacob GmbH](https://www.anemos-jacob.com/), 2019)

Eine weitere Eigenschaft einiger Anlagentypen ist es, ihre Rotorblätter im Falle eines Stillstands in einen Pitch-Winkel von 90° zu drehen, sodass die Widerstandsfläche minimiert wird. In diesem Fall wird das Gondelanemometer nahezu frei angeströmt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass verschiedene Vorgänge grundsätzlich zu einer Differenz der Strömungsgeschwindigkeiten führen. Folglich weisen die gemessenen Windgeschwindigkeiten im Stillstand und Leistungsbetrieb ebenfalls Unterschiede auf, wobei einige Effekte typabhängig sind.

2.4 Standortbeschreibungen

Für den Gesamtumfang der Untersuchungen wurden die Messdaten der Windkraftanlagen von fünf Standorten mit unterschiedlichen Rauigkeiten, Geländeprofilen und Anlagentypen ausgewertet. Alle Abbildungen dieser Untersuchungen wurden dabei anonymisiert und Namen unkenntlich gemacht.

2.4.1 Standort 1

Standort 1 befindet sich im südlichen Brandenburg. Die direkte Umgebung des Standorts ist in Abbildung 5 zu erkennen. Sie zeichnet sich überwiegend durch mittelhohen Nadelwald aus, der sich unterschiedlich weit in alle Richtungen ausbreitet.

Im westlichen Teil des Parks ist die Bewaldung unterbrochen von einer mehrere hundert Meter breiten Schneise, die durch landwirtschaftliche Nutzung gekennzeichnet ist. Im nördlichen und südlichen Teil dieser Freifläche liegen zwei kleine Ortschaften. Der Süden und Osten sind weiterhin von Waldstücken geprägt, jedoch mit zunehmender Entfernung von Freiflächen und Lichtungen durchzogen. Unmittelbar nordöstlich des Parks befinden sich eine weitere größere Freifläche und eine kleine Ortschaft. Nördlich des Parks verläuft von Ost nach West eine Bundesstraße durch den Wald. Etwa einen Kilometer dahinter beginnt wiederum landwirtschaftliche Nutzung der Flächen.

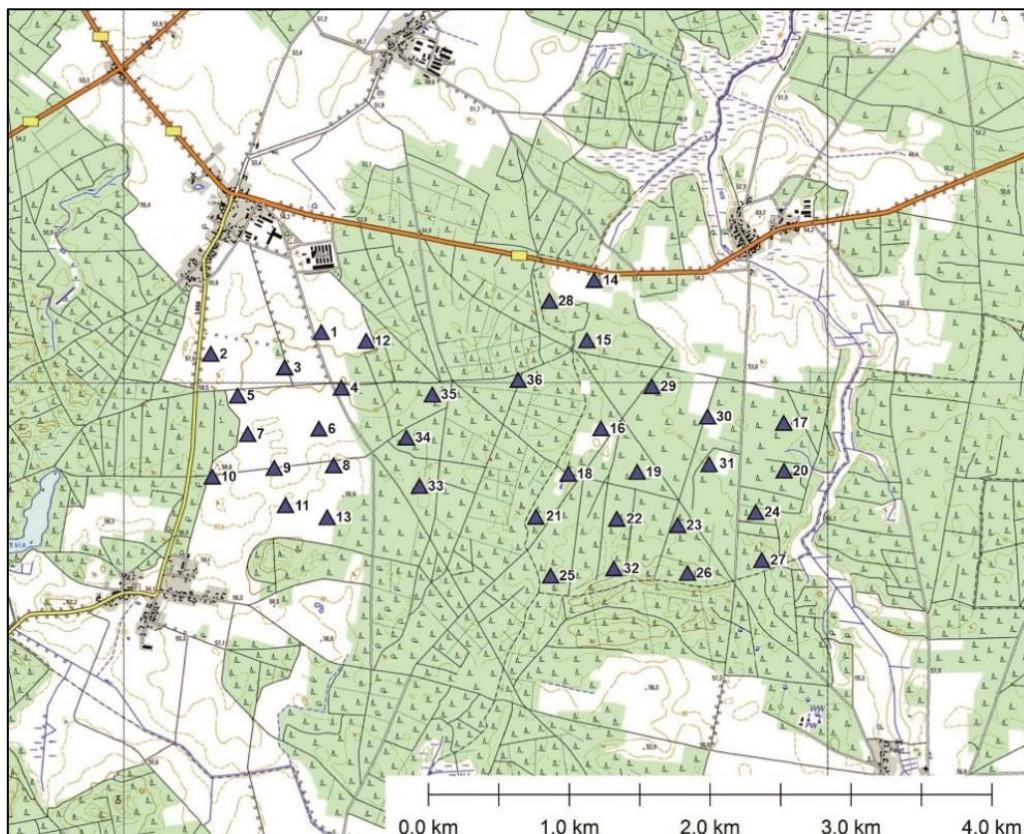


Abbildung 6. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 1 (anemos-jacob GmbH, 2019)

Die weitere Umgebung setzt sich mehrheitlich aus nahezu flachem Gelände zusammen, das sich auf einem Niveau von 40 bis 60 Metern über Normal Null (ü. NN) befindet. Nur vereinzelt finden sich im Süden der Region Hügel mit einem Niveau von über 100 Metern ü. NN, jedoch nicht innerhalb eines Umkreises von vier Kilometern um den Park, wie in Abbildung 6 farblich gekennzeichnet ist. Der Standort selbst umfasst einen Park von 36 Windkraftanlagen, wobei sich alle Anlagen in einer Höhe zwischen 50 und 60 Metern ü. NN befinden und infolgedessen etwas höher als die nähere Umgebung gelegen sind. Es sollten hier die Stillstände von den Anlagen der Kennungen 15, 26 und 32 in sechs unterschiedlichen Paarungen untersucht werden, wobei alle Anlagen ausschließlich vom Typ V112-3.3MW der Firma Vestas sind.

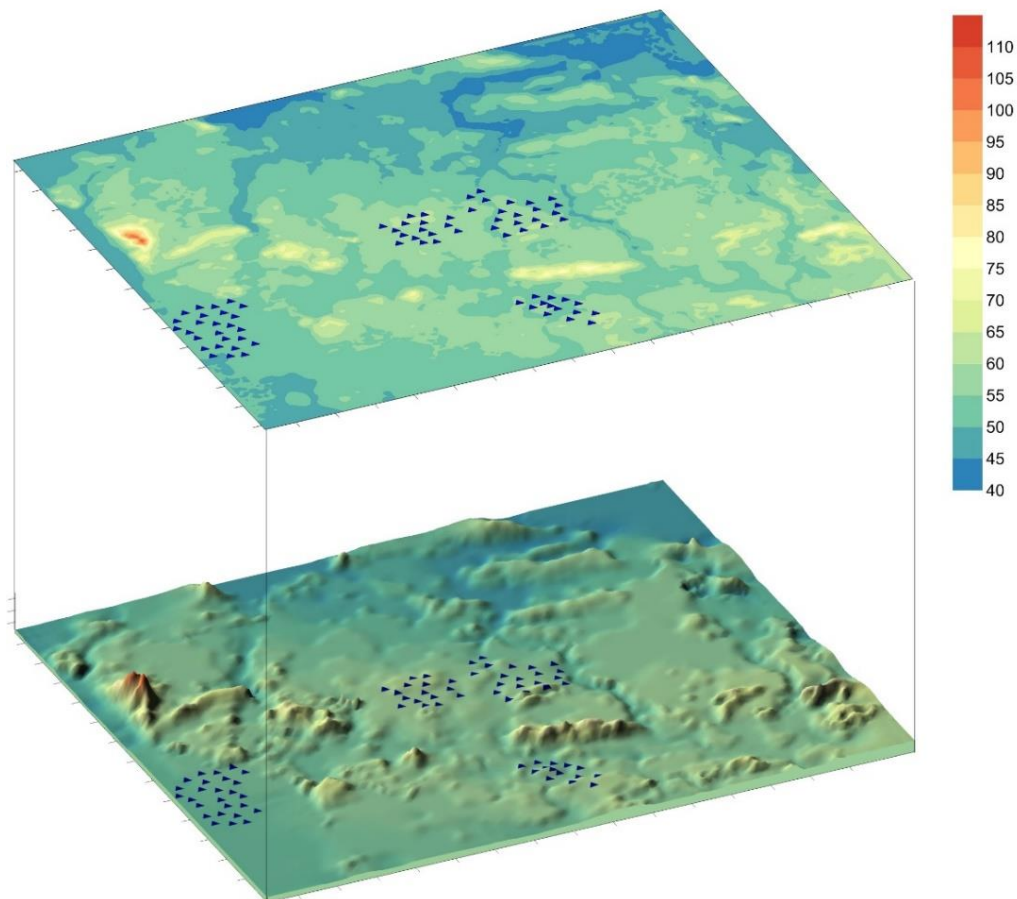


Abbildung 7. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie um Standort 1. Alle bestehenden Anlagen des Standorts und auch bekannte Parks der Umgebung sind gekennzeichnet durch Symbole (anemos-jacob GmbH, 2019)

2.4.2 Standort 2

Standort 2 liegt im nördlichen Nordrhein-Westfalen. Abbildung 7 zeigt, dass die unmittelbare Umgebung ein Wechsel aus landwirtschaftlich kultivierten Flächen, kleinen Wäldern und verhältnismäßig dichter Besiedlung ist. Zwischen den Anlagen sowie im Norden des Parks liegen kleine Waldflächen mit einer Ausdehnung von mehreren Hektar. Dahinter befinden sich in etwa zwei Kilometer Entfernung eine Ortschaft und zwei Badeseen. Westlich des Standorts verläuft von Nord nach Süd eine Autobahn mit mehreren angrenzenden Dörfern, die von etwa einen Kilometer breiten Waldflächen umgeben sind. Etwas weniger als einen Kilometer südlich des Standorts beginnt eine kleine bis mittelgroße Stadt. Diese liegt in direkter Nähe zu einem Stausee auf ihrer östlichen Seite. Nach Osten hin finden sich ebenfalls mehrere Ortschaften in einer Reichweite von nur wenigen hundert Metern. Dahinter erstreckt sich über mehrere Kilometer überwiegend Waldfläche.

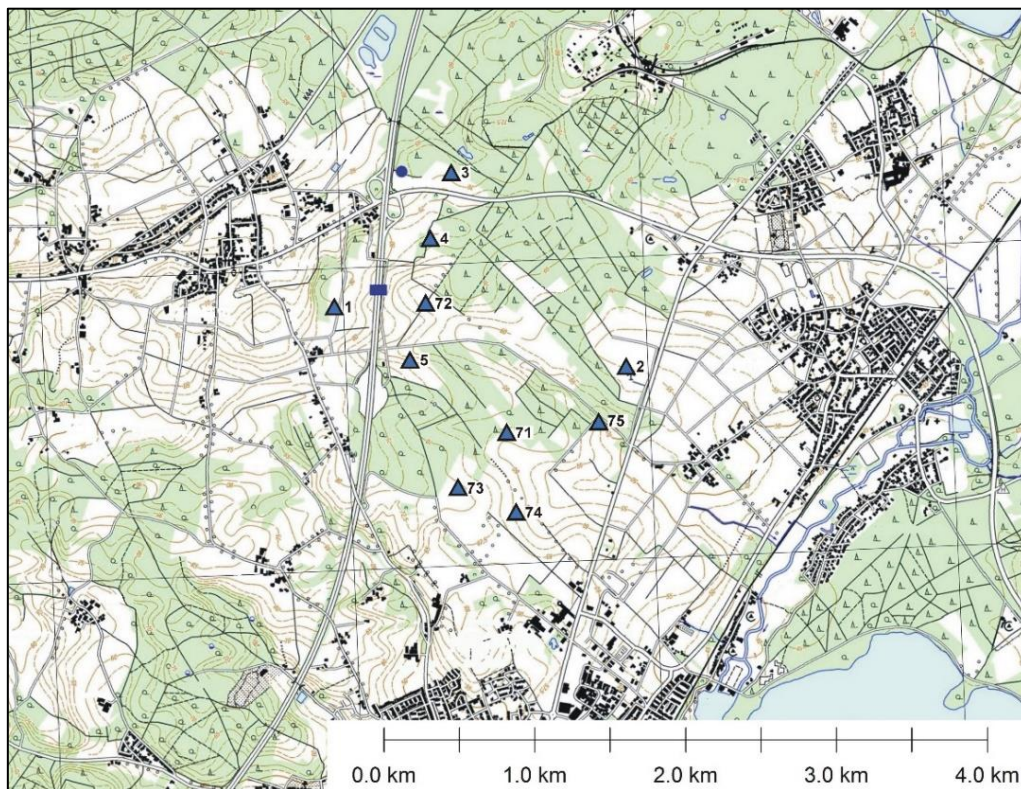


Abbildung 8. Die Positionen der untersuchten Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 2 (anemos-jacob GmbH, 2020)

Großräumig findet sich in der Region sowohl flaches Gelände auf einem Niveau von 30 bis 50 Metern ü. NN. als auch Anhöhen mit einem Niveau von bis zu 150 Metern ü. NN. Eine Anhöhe befindet sich direkt westlich des Parks, wie in Abbildung 8 anhand einer sowohl dreidimensionalen als auch farblich gekennzeichneten Darstellung erkennbar ist.

Der Standort umfasst eine Anzahl von zehn Windkraftanlagen, wobei sich alle untersuchten Anlagen mit Ausnahme der Anlage 75 auf einer Höhe von 60 bis 70 Metern ü. NN befinden. Infolgedessen sind die meisten einige Meter höher gelegen als der Großteil der näheren Umgebung. Untersucht werden hier die beiden Anlagen der Kennungen 72 und 75 in insgesamt vier unterschiedlichen Paarungen. Alle Anlagen sind dabei vom Typ N131/3000 der Firma Nordex.

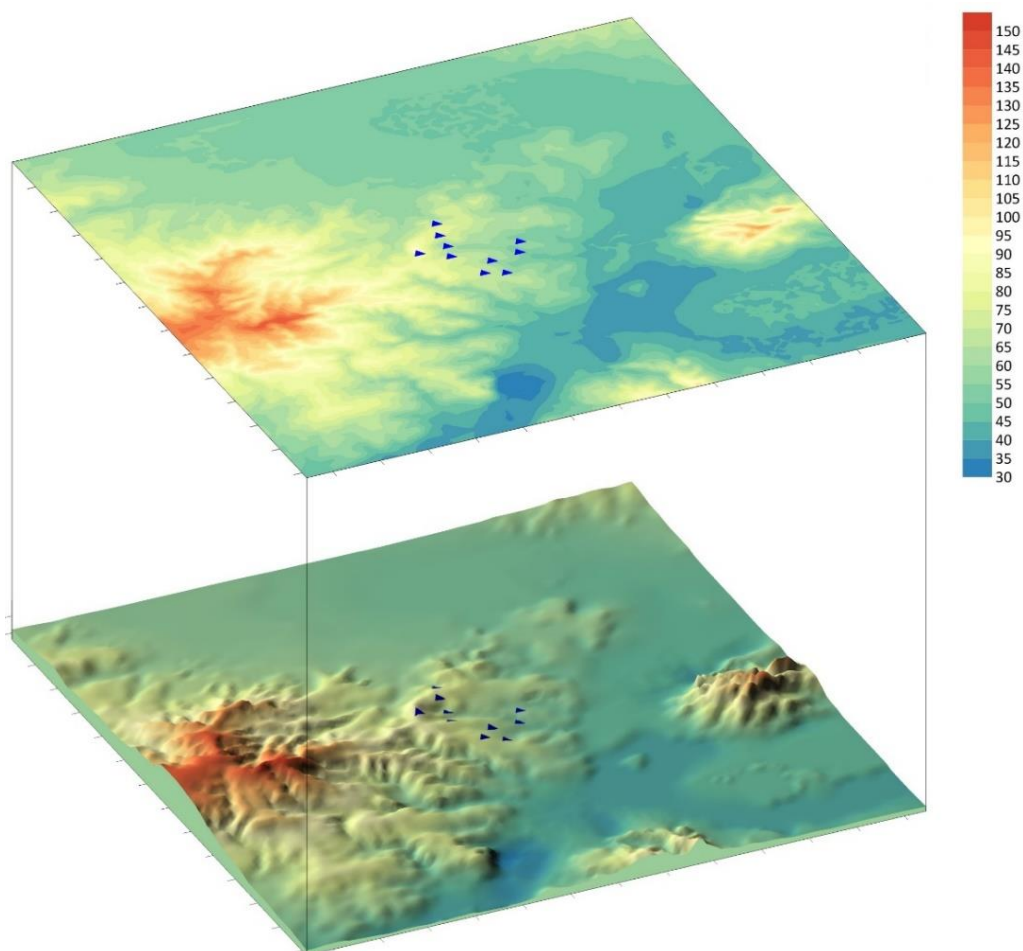


Abbildung 9. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie um Standort 2. Alle bestehenden Anlagen des Standorts sind gekennzeichnet durch Symbole (anemos-jacob GmbH, 2018)

2.4.3 Standort 3

Standort 3 befindet sich im südöstlichen Brandenburg. Die untersuchten Anlagen befinden sich in einem Gebiet mittelhohen Nadelwalds, der sich, abgesehen von der östlichen Richtung, über eine Fläche von etwa vier Quadratkilometern erstreckt. Abbildung 9 zeigt, dass direkt nördlich der Anlagen von Nordwest nach Südost eine Autobahn verläuft. Angrenzend befindet sich eine Kleinstadt. Im Westen des Parks geht der Wald nach einem Kilometer zunehmend in landwirtschaftliche Flächen über. Im Süden sind zwei Ortschaften gelegen. Diese sind in näherer Umgebung von freien Flächen und dahinter von weiteren kleinen Waldflächen umringt. Im Osten verläuft von Nordost bis Südost eine Schneise, die wiederum eine kleine Ortschaft enthält. Einen Kilometer weiter geht der Wald erneut in freie Flächen mit weiteren Ortschaften über.

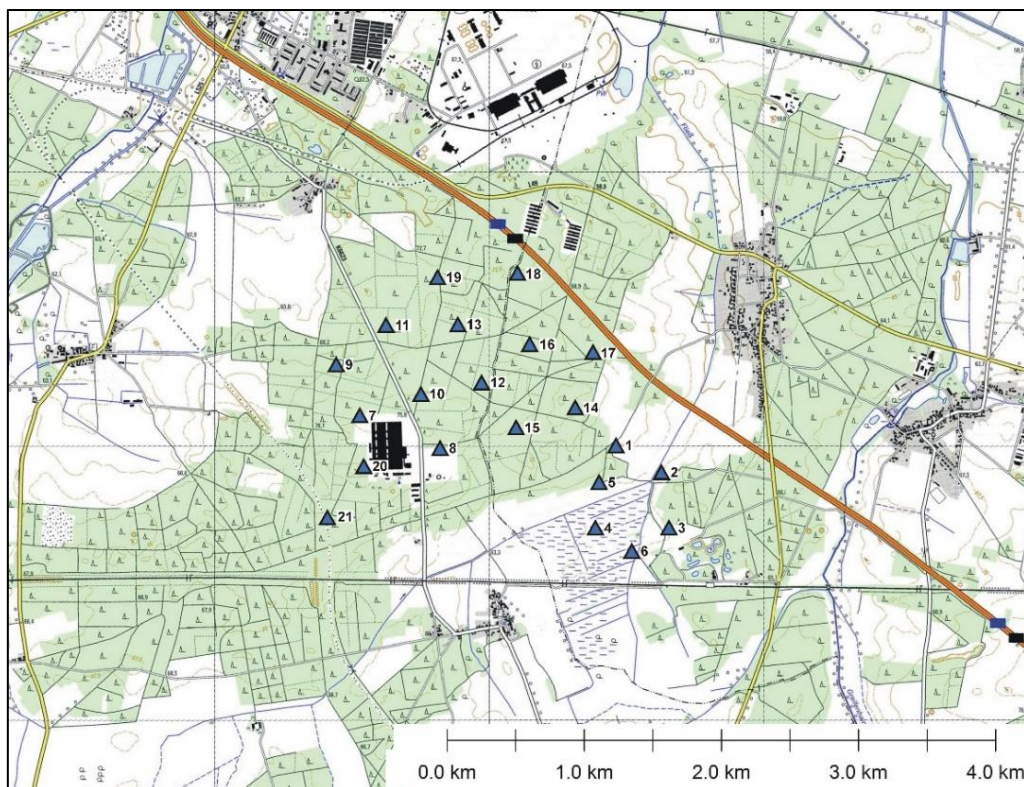


Abbildung 10. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 3 (anemos-jacob GmbH, 2020)

Die weitere Umgebung ist orographisch in zwei Teile einordbar. Wie in Abbildung 10 zu erkennen ist, zeichnet sich das nordöstliche Drittel des Kartenausschnitts durch ein flaches Gelände auf einem Niveau von 50 bis 60 Metern ü. NN aus, das sich klar abgrenzt vom weiteren Geländeprofil. Der übrige Teil hebt sich durch ein geringfügig hügeligeres Gelände ab, das von 60 Metern bis über 90 Metern ü. NN an einzelnen Stellen im Nord- und im Südwesten der Region reicht.

Der Standort umfasst eine Anzahl von 20 Windkraftanlagen. Die Anlagen stehen dabei im Vergleich zu ihrer näheren Umgebung auf einer leicht erhöhten Position bei einem Niveau von etwa 70 bis 80 Metern ü. NN. Untersucht wird hier nur der Stillstand der Anlage mit Kennung 17, jedoch insgesamt vier verschiedene Anlagenpaarungen. Alle Anlagen sind dabei vom Typ N117/2400 der Firma Nordex.

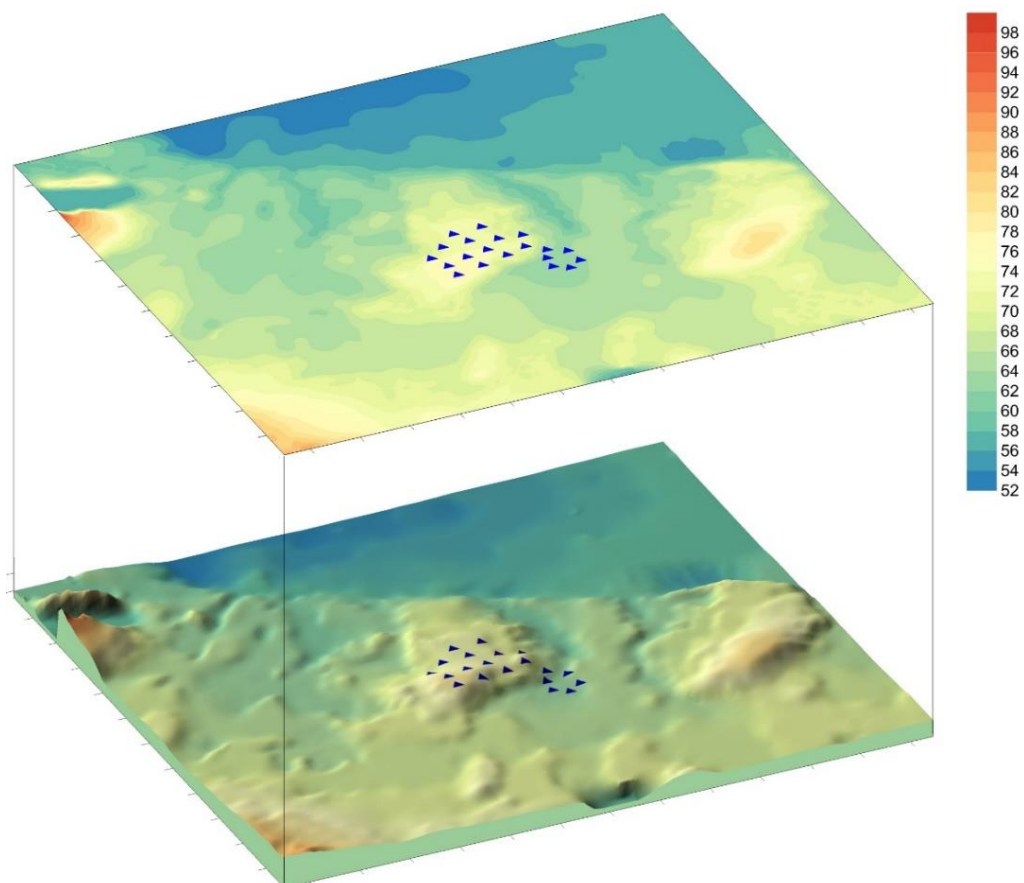


Abbildung 11. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 3. Alle bestehenden Anlagen des Standorts sind gekennzeichnet durch Symbole (anemos-jacob GmbH, 2018)

2.4.4 Standort 4

Standort 4 ist im nördlichen Niedersachsen in Küstennähe gelegen. Er ist charakterisiert durch landwirtschaftlich genutztes Gelände. In der direkten Umgebung der untersuchten Anlagen finden sich überwiegend Freiflächen, Baumreihen und kleine Siedlungen. Auch in der weiteren Umgebung sind nur wenige größere Waldflächen zu finden. In einer Entfernung von ein bis zwei Kilometern von den Anlagen liegen in nahezu allen Richtungen kleine Ortschaften. In Abbildung 11 ist sichtbar, dass sich die Beschaffenheit des Geländes auch in größerer Entfernung zum Standort in gleicher Form fortsetzt. Lediglich im Westen verläuft eine Windung eines schmalen Flusses von Süd nach Nord. Ungefähr fünf Kilometer nordöstlich verläuft ein weiterer, etwas größerer Fluss, der nach weiteren 10 Kilometern in der Nordsee mündet.

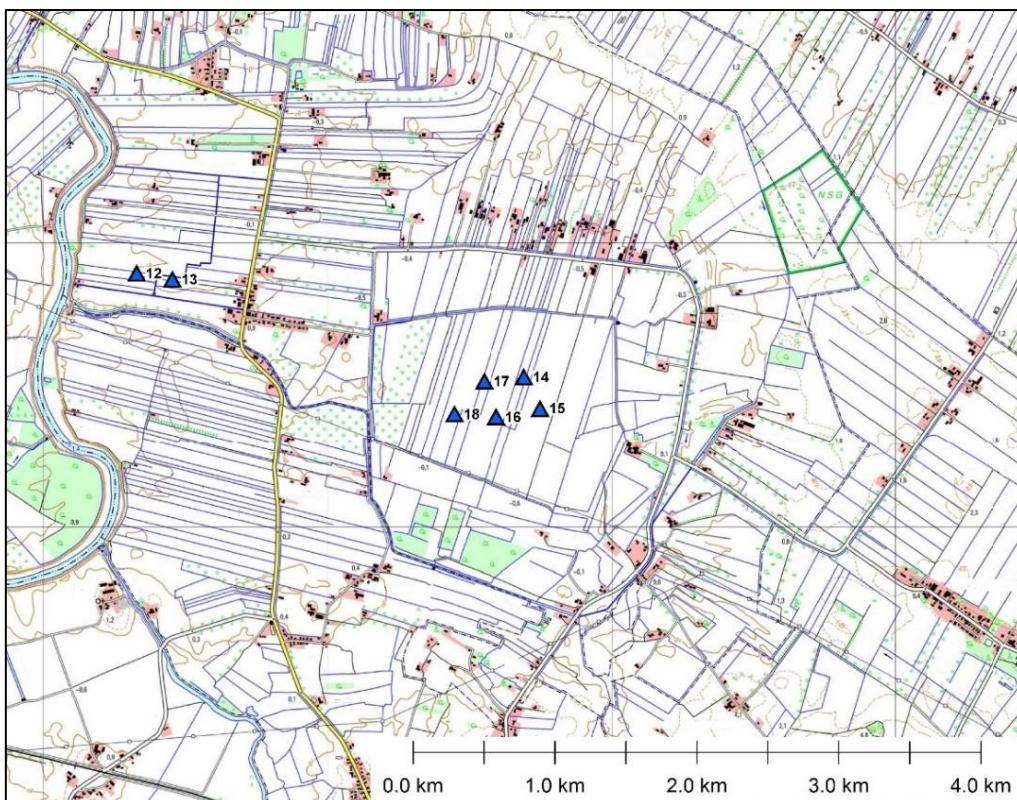


Abbildung 12. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 4 (anemos-jacob GmbH, 2020)

Der Standort befindet sich in nahezu ebenem Gelände auf Höhen von null bis einem Meter ü. NN. Das Geländeprofil in der gesamten Region zeichnet sich nicht durch hohe Abweichungen zum Standortniveau aus. In allen Richtungen weicht das Niveau nicht mehr als 5 Meter ab. Tendenziell fällt es in Richtung des Flusses im Nordosten bis auf Normalnull ab. Allein im Südwesten und Südosten gibt es geringfügige Erhebungen von bis zu 16 Metern ü. NN. Der Standort umfasst eine Anzahl von fünf Windkraftanlagen, wobei sich alle untersuchten Anlagen auf einer Höhe von null bis einem Meter ü. NN befinden. Infolgedessen sind sie nicht höher als die nähere Umgebung gelegen. Untersucht werden hier die beiden Anlagen der Kennungen 15 und 17 in insgesamt sechs unterschiedlichen Paarungen. Alle Anlagen sind dabei vom Typ E-92/2.3 MW der Firma Enercon.

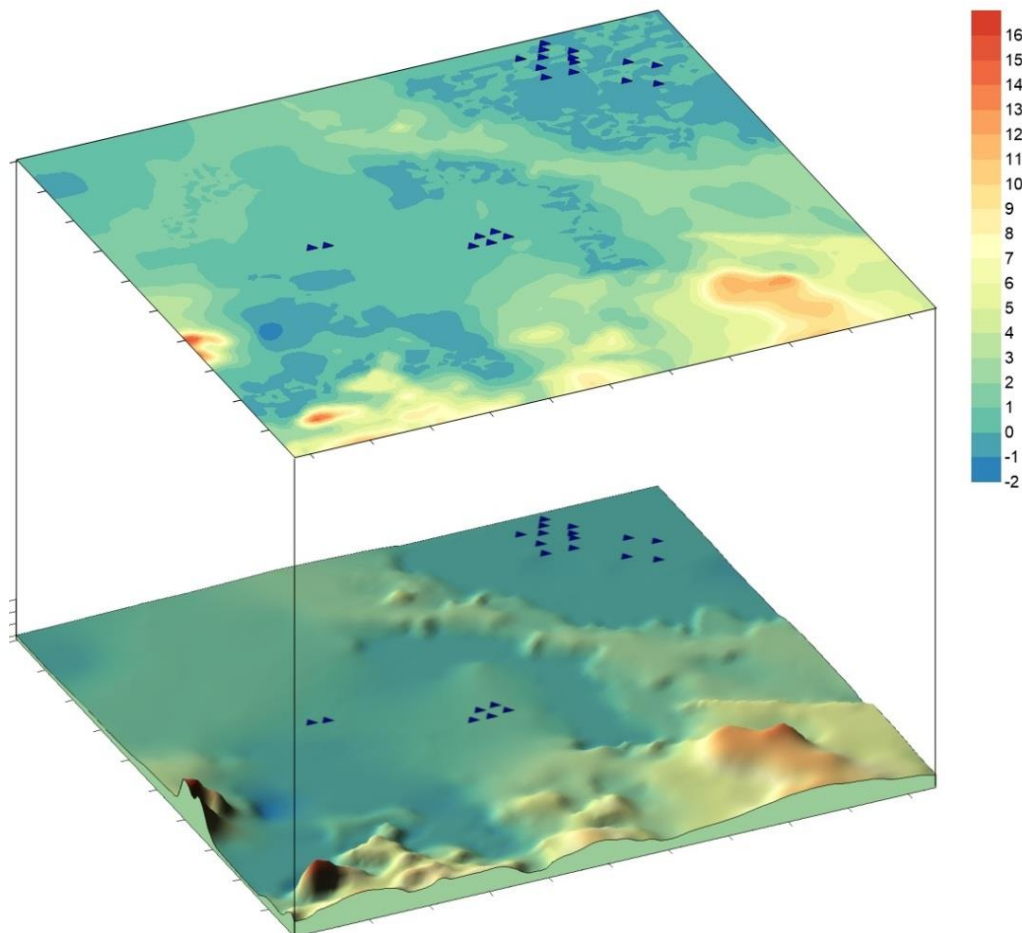


Abbildung 13. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 4. Alle bestehenden Anlagen des Standorts und auch bekannte Parks der Umgebung sind gekennzeichnet durch Symbole (anemos-jacob GmbH, 2018)

2.4.5 Standort 5

Standort 5 ist im westlichen Hessen gelegen. Die nähere Umgebung ist geprägt von einem Wechsel aus starker Bewaldung und mittelgroßen Ortschaften. Der Windpark befindet sich im Wald. Nordwestlich des Standorts in etwa einem Kilometer Entfernung liegt eine mittelgroße Ortschaft. Direkt westlich verlaufen eine Bundesstraße von Nord nach Süd und eine Autobahn in einem Bogen von West nach Süd. Im Süden liegt in unmittelbarer Nähe ein ungefähr einen Kilometer breites Industriegebiet. In Abbildung 13 ist zu erkennen, dass die Bewaldung von Südosten bis Osten von mehreren ebenfalls mittelgroßen Ortschaften unterbrochen wird. Einzig zum Westen und Norden hin ist die Bewaldung über mehr als zwei Kilometer durchgängig.

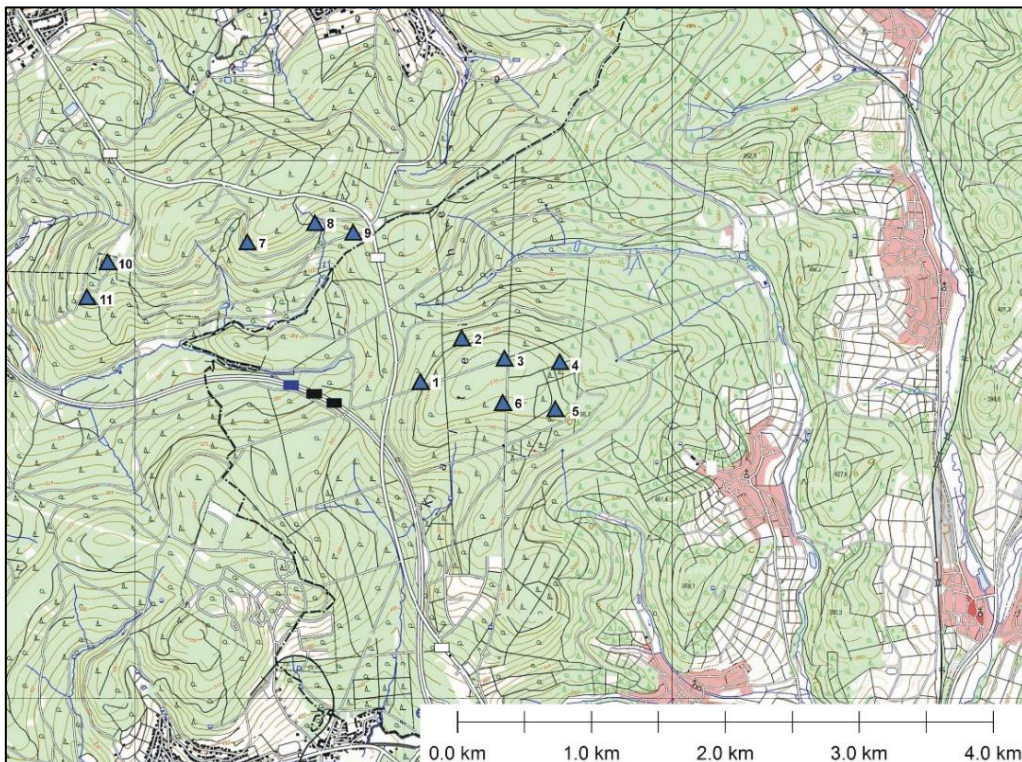


Abbildung 14. Die Positionen der Windkraftanlagen und die nähere Umgebung am Standort 5 (anemos-jacob GmbH, 2020)

Im weiteren Umfeld weist die Region starke Höhenunterschiede auf. In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass diese teilweise mehrere Hundert Meter betragen und konsistent in der gesamten Region in Form von Mulden und Furchen vorzufinden sind. Somit ist hier ein komplexes Geländeprofil gegeben. Der Windpark ist dabei auf einer Erhebung gelegen, die sich in

Form eines Rückens von Nordost bis Südwest durch die Region zieht. Diese Erhebungen erreichen bis zu 640 Meter ü. NN. Tendenziell finden sich daher die niedrigeren Niveaus zum Nordwesten und Südosten hin, wo sie auf bis zu 200 Metern ü. NN absinken.

Der Standort umfasst eine Anzahl von sechs Windkraftanlagen, wobei sich diese auf einem Höhengniveau von 540 bis 570 Metern ü. NN befinden. Die Anlagen stehen regional gesehen zwar auf einem hohen Niveau, jedoch an jeweils sehr individuellen Positionen. In Abbildung 14 ist zu sehen, dass die Positionen um eine Kuppe herum angeordnet sind, sodass sich nicht zwischen allen Anlagen eine gleichartige Anströmung ergibt. Untersucht werden hier die Anlagen der Kennungen 1, 2 und 4 in insgesamt sechs unterschiedlichen Paarungen. Alle Anlagen sind dabei vom Typ SWT-2.3-113 der Firma Siemens.

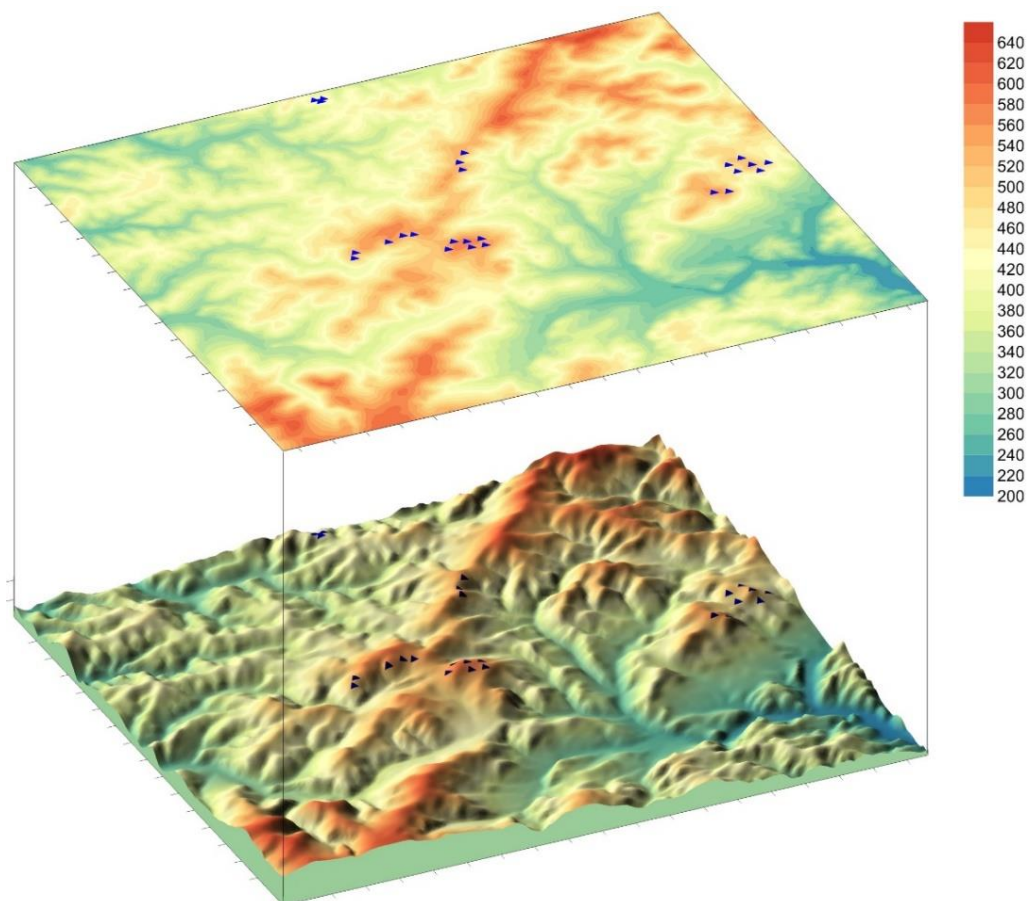


Abbildung 15. Zwei- und dreidimensionale Darstellung der Orographie der Region um Standort 2. Alle bestehenden Anlagen des Standorts und auch bekannte Parks der Umgebung sind gekennzeichnet durch Symbole (anemos-jacob GmbH, 2018)

3 Methodik

Es sollten Windkraftanlagen untersucht werden, die über eine lange Zeit stillstanden, sodass eine ausreichend hohe Datenmenge zur Verfügung steht. Das bedeutet auf der einen Seite, dass die zu untersuchenden Anlagen anhand ihrer energetischen Verfügbarkeit ausgewählt wurden. Diese sollte möglichst über einen größeren Zeitraum unter 90% liegen. Andererseits wurde entschieden, an den untersuchten Standorten Datenreihen über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr Betriebsdauer zu verwenden, um die Verhältnisse ausreichend präzise betrachten zu können.

Die benötigten Betriebsdaten der Anlagen lagen für alle Standorte in Form zehninütiger Werte vor und waren als Rohdaten vom jeweiligen Eigentümer an die anemos-jacob GmbH übermittelt worden. Zunächst wurden diese Rohdaten aufbereitet. Mithilfe eines hauseigenen Tools der anemos-jacob GmbH werden solche Rohdaten üblicherweise für jede Anlage analysiert und gefiltert. Dabei werden die Zeitreihen unter anderem zeitkorrigiert. Doppelte Zeitstempel werden gelöscht und fehlende Zeitstempel ohne Daten hinzugefügt, sodass eine kontinuierliche Zeitreihe entsteht.

Für die Ermittlung der Verluste wurden außerdem nur Zeitstempel betrachtet, bei denen an der Vergleichsanlage eine Windgeschwindigkeit von über $4 \frac{m}{s}$ gemessen worden war. Dies entspricht der üblichen Anlaufgeschwindigkeit einer Windenergieanlage. So konnte ausgeschlossen werden, dass der Stillstand an der untersuchten Anlage nicht durch eine zu geringe Windgeschwindigkeit hervorgerufen wurde, sondern durch Ursachen wie beispielsweise Wartungen, Einspeisemanagement oder Fehlfunktionen.

Damit die Leistungswerte bestimmt werden können, die bei störungsfreiem Betrieb erreicht worden wären, wurde aus den Rohdaten eine individuelle Leistungskennlinie für jede Anlage erstellt. Dabei wurden Ausreißer entfernt und die Kennlinie auf $0,01 \frac{m}{s}$ – Schritte gemittelt und interpoliert. Abbildung 16 zeigt die noch unbearbeiteten Rohdaten einer Beispielanlage. In Abbildung 17 ist dagegen eine fertige Leistungskennlinie nach Filterung, Mittelung und Interpolation der Rohdaten zu sehen, die von derselben Anlage stammen.

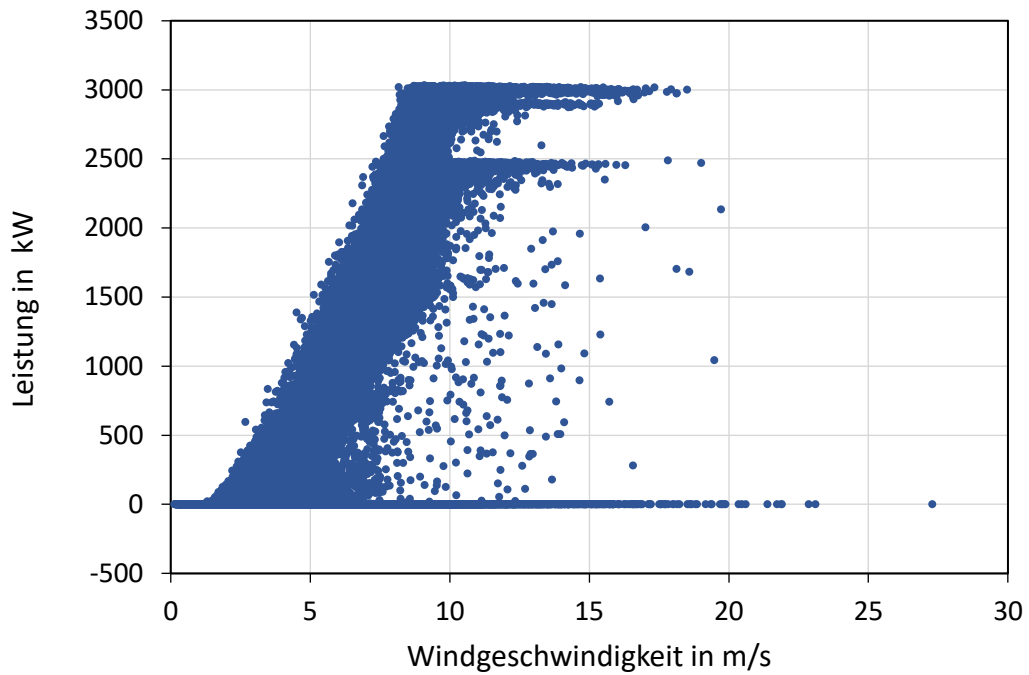


Abbildung 16. Beispiel der noch unbearbeiteten Rohdaten von Anlage 74 am Standort 2 (Eigene Darstellung)

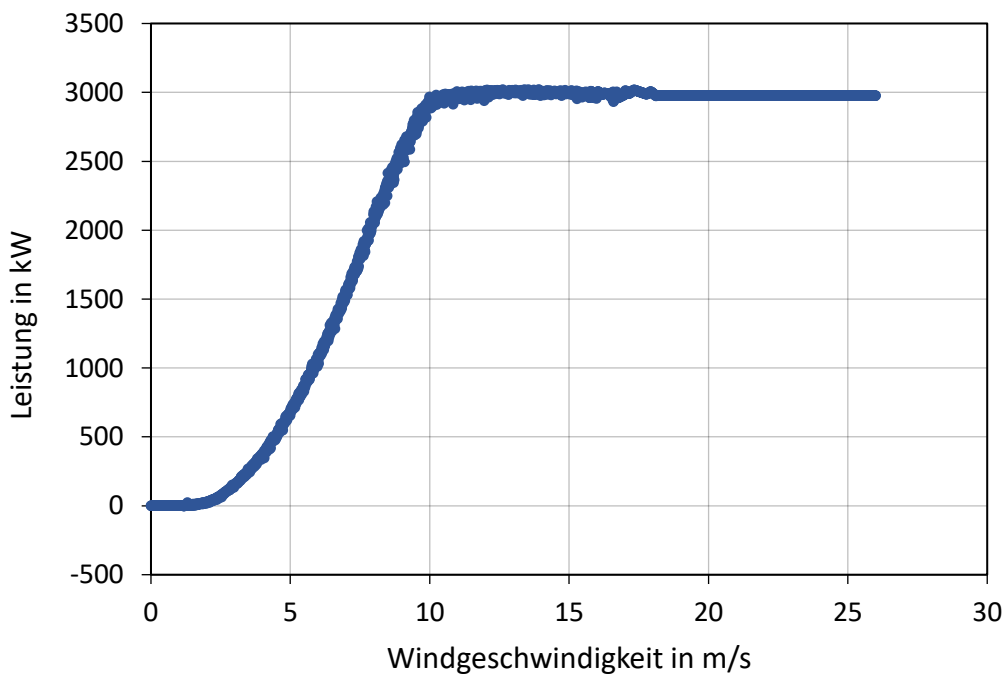


Abbildung 17. Beispiel einer aus Rohdaten gemittelten und interpolierten Leistungskennlinie, die aus den Messdaten der Anlage 74 am Standort 2 erstellt wurde (Eigene Darstellung)

Ist die Luftdichte oder die Temperatur in Nabenhöhe gegeben, wird die Kennlinie außerdem luftdichtekorrigiert. Diese Korrektur wird angewandt auf die Windgeschwindigkeit jedes gemessenen Datenpunkts. Sie wurde hier berücksichtigt, weil die Betriebsmonate sowohl wärmere Sommermonate als auch kältere Wintermonate enthalten. Bei kälterer Luft ist im Allgemeinen die Luftdichte größer und folglich bei gleicher Windgeschwindigkeit die enthaltene Energie höher. Falls nur die Temperatur gemessen worden ist, wird mithilfe des Werts für die Nabenhöhe \bar{p} ein Druckwert der Standardatmosphäre berechnet. Eine Veränderung der Luftdichte durch Luftdruckschwankungen wurde dann nicht berücksichtigt.

Alle notwendigen Berechnungen und Diagramme wurden mit Microsoft Excel© und Excel VBA durchgeführt und erstellt. Ein eigens für die vorliegende Arbeit entwickeltes Software-Tool diente als Vorlage, um die Betriebsdaten jedes Anlagenpaares in Abhängigkeit von gewünschter Anströmrichtung und Sektorgröße zu filtern und die Verluste zu berechnen.

Die Untersuchung der Daten ist in zwei Teile gegliedert. Dabei wurden immer Anlagenpaare betrachtet, die jeweils aus einer zu untersuchenden Anlage (im folgenden „Anlage A“) mit ausgeprägten Stillstandzeiten und einer Vergleichsanlage (im Folgenden „Anlage B“) in der Nähe der Anlage A bestehen. In jedem Teil wurden die Verluste von Anlage A mithilfe zweier unterschiedlicher Methoden berechnet:

- Nach der von anemos-jacob GmbH bevorzugten Methode werden die Ertragsverluste von Anlage A mithilfe der Messdaten des eigenen Gondelanemometers ermittelt (im folgenden Methode *Gondelanemometer*).
- Nach der Methode, die sich an der TR10 orientiert, sollen die Verlustwerte unter Verwendung der Übertragungsfunktion erfolgen, die sich aus linearer Regression der Messwerte beider Gondelanemometer im gleichzeitigen Betrieb ergibt (im folgenden Methode *TR10*).

In beiden Fällen erfolgt die Berechnung der Leistungswerte mithilfe der interpolierten Leistungskennlinie, die zuvor aus den Messdaten der Anlage A ermittelt wurde.

Für die Bestimmung der Übertragungsfunktion wurde die Methode der linearen Regression durch den Ursprung gewählt, da an diesem Punkt angenommen werden kann, dass bei einer gemessenen Windgeschwindigkeit von null Metern pro Sekunde an einer Anlage die Messung der anderen Anlage idealerweise ebenfalls bei null Metern pro Sekunde liegt und die

Werte einem proportionalen Verlauf folgen. Außerdem ist dies die Variante, die in der Methode TR10 vorgegeben wird (vgl. FGW, 2018, S.29).

Von der FGW wird nicht vorgegeben, mithilfe welcher Methode das Bestimmtheitsmaß B bei der linearen Regression durch den Ursprung nach TR10 errechnet werden soll. Die Literatur gibt ihrerseits verschiedene Gleichungen vor. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die modifizierte Formel nach Burkschat et al. (vgl. 2012, S.330) gewählt:

$$B = \frac{(\sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i)^2}{\sum_{i=1}^n x_i^2 \cdot \sum_{i=1}^n y_i^2} \quad (1)$$

3.1 Betrachtung unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen

Zu Beginn sollten die Anlagenpaare unter möglichst unbeeinflussten Voraussetzungen betrachtet werden, beziehungsweise unter der Annahme, dass in einem solchen Fall bei Stillstand von Anlage A die Verwendung von Messdaten des Gondelanemometers von Anlage B nach TR10 ein genaueres Ergebnis liefern würde als die eigenen Messdaten von Anlage A.

Dies bedeutet, dass nur Betriebsdaten eines ausgewählten Windrichtungsbereichs verwendet werden durften, in dem für beide Anlagen eine möglichst freie Anströmung gegeben war und sich aus einer Windrichtungsänderung keine signifikanten Veränderungen im Unterschied der Windverhältnisse zwischen beiden Anlagen ergeben hätten.

Um eine solche Eingrenzung vorzunehmen, wurden zunächst die Messdaten der Gondelanemometer beider Anlagen zu Betriebszeiten graphisch gegeneinander aufgetragen. Im Idealfall weisen die Daten einen näherungsweise linearen Verlauf mit geringer Streuung und nur wenigen systematischen Abweichungen auf. Für jedes Anlagenpaar wurden dementsprechend unterschiedliche Anströmrichtungen und Sektorgrößen betrachtet. Unter Zuhilfenahme des Bestimmtheitsmaßes aus der Regressionsrechnung und anhand der optischen Streuung der Diagramme wurde eine Auswahl getroffen. Die Sektorgrößen sollten in diesem Fall möglichst breit gewählt werden, um äußere Einflüsse zu minimieren und mithilfe einer ausreichend großen Datenmenge eine möglichst genaue Regression zu bilden.

Beispielsweise wurde für die Anlagen 32 und 25 am Standort 1 ein Anströmwinkel von 180° über eine Sektorgröße von 120° gewählt. Dies entspricht einer Anströmung von Südsüdwest. Die Parameter wurden anhand der Abschattung im Park ausgewählt. In diesem Fall sollte keine der beiden Anlagen eine Abschattung durch Nachbaranlagen oder Gelände erfahren. Visuell ist die Filterung nach diesen Parametern in Abbildung 16 als Streudiagramm dargestellt. Aus der Regressionsrechnung ergaben sich für die Steigung b der Regressionsgerade ein Wert von 1,0108 und ein Bestimmtheitsmaß B von 0,9969.

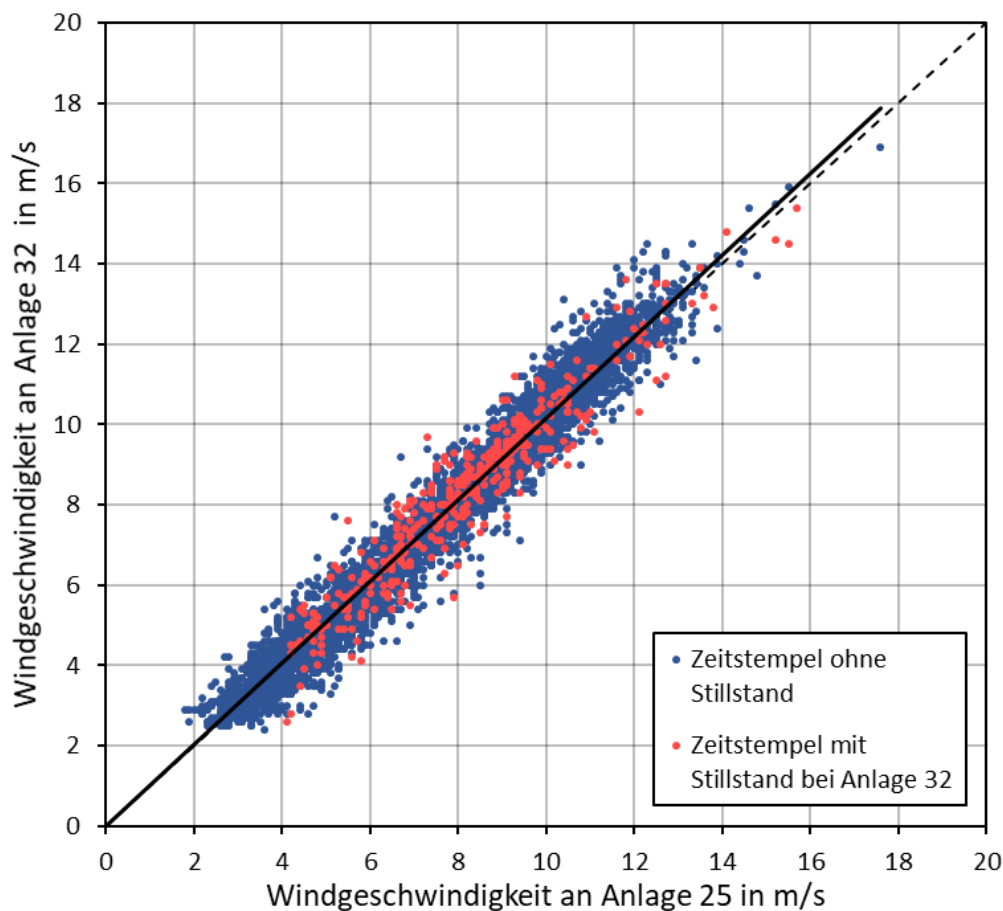


Abbildung 18. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 25. Die Datenpunkte wurden farblich codiert nach Stillstandzeiten und die Regressionsgerade über die Zeitstempel ohne Stillstand wurde hinzugefügt (Eigene Darstellung)

Im nächsten Schritt sollten aus den gefilterten Daten für jeden einzelnen Datenpunkt die zugehörigen Ertragsverluste ermittelt werden. Dabei wurden die zwei unterschiedlichen Methoden verwendet, die schlussendlich miteinander verglichen werden sollten. Die Ertragsverluste wurden zunächst unter der Verwendung der Methode *Gondelanemometer* bestimmt. Eine zweite Berechnung verwendete dann die Methode *TR10*. Somit ergaben sich zwei unterschiedliche Ergebnisse für die Ertragsverluste. Unter der Annahme, dass die Ergebnisse der Methode *TR10* in diesem Fall nahezu korrekt sind, ist die Abweichung der Methode *Gondelanemometer* von dieser der Fehler, den die Methode *Gondelanemometer* selbst verursacht. In beiden Fällen wurde für die Berechnung der Ertragsverluste dieselbe korrigierte Leistungskennlinie verwendet, die separat aus den Rohdaten der untersuchten Anlage berechnet worden war.

3.2 Betrachtung unter typischen Umgebungseinflüssen

Anhand einer zweiten Berechnung sollten Fälle in anderen Windrichtungsbereichen geprüft werden, da in der Realität die Verlusterträge für jeden Windrichtungsbereich beziehungsweise windrichtungsunabhängig gefunden werden müssen. Stillstände treten nicht nur in Richtungen mit freier Anströmung auf. Daher sollten auch Situationen untersucht werden, in denen beispielsweise Abschattungen oder Geländeeinflüsse auftreten. So wurde geprüft, ob die Verwendung der Messdaten einer Vergleichsanlage grundsätzlich eine geringere Abweichung aufweist oder ob sich Fälle finden, in denen sich die Methode *Gondelanemometer* als zuverlässiger erweist. Möglicherweise galten die bisherigen Annahmen über die Genauigkeiten der Methoden nur für Fälle schwacher bis nicht vorhandener Abschattung oder Standorte mit einfachem Gelände.

Bereiche mit geringer Korrelation der Messwerte im Betrieb sollten möglichst ausgeschlossen werden. Dies wären beispielsweise Bereiche, in denen die Streuung übermäßig stark ausgeprägt ist, sodass sich eine zu ungenaue Regression ergibt. Das gegenseitige Verhältnis der Anlagen sollte somit möglichst stabil bleiben. Bevorzugt waren Bereiche, in denen beispielsweise zwar eine gewisse Abschattung durch andere Anlagen oder Geländeeinflüsse stattfand, die jedoch trotzdem eine verhältnismäßig hohe oder sogar bessere Korrelation zwischen den *Gondelanemometer*-messungen von Anlage A und anderen Anlagen des Parks als in den Untersuchungen des vorangehenden Abschnitts aufweisen. Deshalb wurden im

Vergleich zum vorherigen Abschnitt Sektoren mit schmalere Breiten gewählt, da hier für einen Windpark typische Situationen gefunden werden sollten. Für diesen Teil der Untersuchung muss die Vergleichsanlage nicht unbedingt dieselbe Anlage B wie im Teil zuvor sein, es kann auch eine andere Anlage C verwendet werden, jedoch wurde meist entschieden, dasselbe Paar erneut zu betrachten. Die Anlage A sollte beibehalten werden.

Nach TR10 sollen immer die geeignetsten Anlagenpaarungen für einen jeweiligen 30° untersucht werden. Demnach sollten es immer Paarungen mit der höchsten Korrelation sein, um mögliche Fehler zu minimieren. Die vorliegende Arbeit soll jedoch diese Thematik allgemein untersuchen. Deshalb sind auch Anlagenpaarungen relevant, die zwar im konkreten Fall nicht die höchstmögliche Korrelation aufweisen, jedoch trotzdem eine günstige Situation darstellen. In der Praxis findet man in einem komplexen Gelände oder dichtgestellten Windparks auch ungünstige Situationen, die eine ähnliche Streuung aufweisen, wie die hier exemplarisch untersuchten Fälle. Bei der Auswahl der Fälle wurden alle Anlagenpaarungen und Windrichtungen geprüft. Die dargestellten Fälle stellen die darunter günstigsten Situationen dar und sollten daher für viele Windparkkonstellationen repräsentativ sein. Zudem liefert der Vergleich unterschiedlicher Anlagenpaarungen für gleiche Windrichtungssektoren einen Eindruck von der Unsicherheit der Methode TR10 unter typischen Umgebungseinflüssen.

Als Beispiel wurde dasselbe Anlagenpaar wie im Abschnitt zuvor gewählt. Es wurde für die Anlagen 32 und 26 am Standort 1 ein neuer Anströmwinkel von 250° über dieselbe Sektorgröße von 30° gewählt. Dies entspricht einer Anströmung von Westsüdwest bis West. Diese Parameter sollten einen Fall betrachten, bei dem ein gewisser Einfluss durch beispielsweise Abschattung oder Geländeprofil gegeben ist. Visuell ist die Filterung nach diesen Parametern in Abbildung 4 als Streudiagramm dargestellt. Die zugehörigen Werte für Steigung und Bestimmtheitsmaß sind in Tabelle 2 aufgeführt. Klar zu sehen ist hier eine Ausbeulung unterhalb der Diagonalen, die in einer Abschattung der Anlage 32 ihren Ursprung findet. Trotz dieser Abschattung ist die optische Streuung begrenzt. Es gibt erkennbare Konturen für die Verteilung der Zeitstempel. Aus der Regressionsrechnung ergaben sich für die Steigung b der Regressionsgerade ein Wert von 0,8837 und ein Bestimmtheitsmaß B von 0,9799.

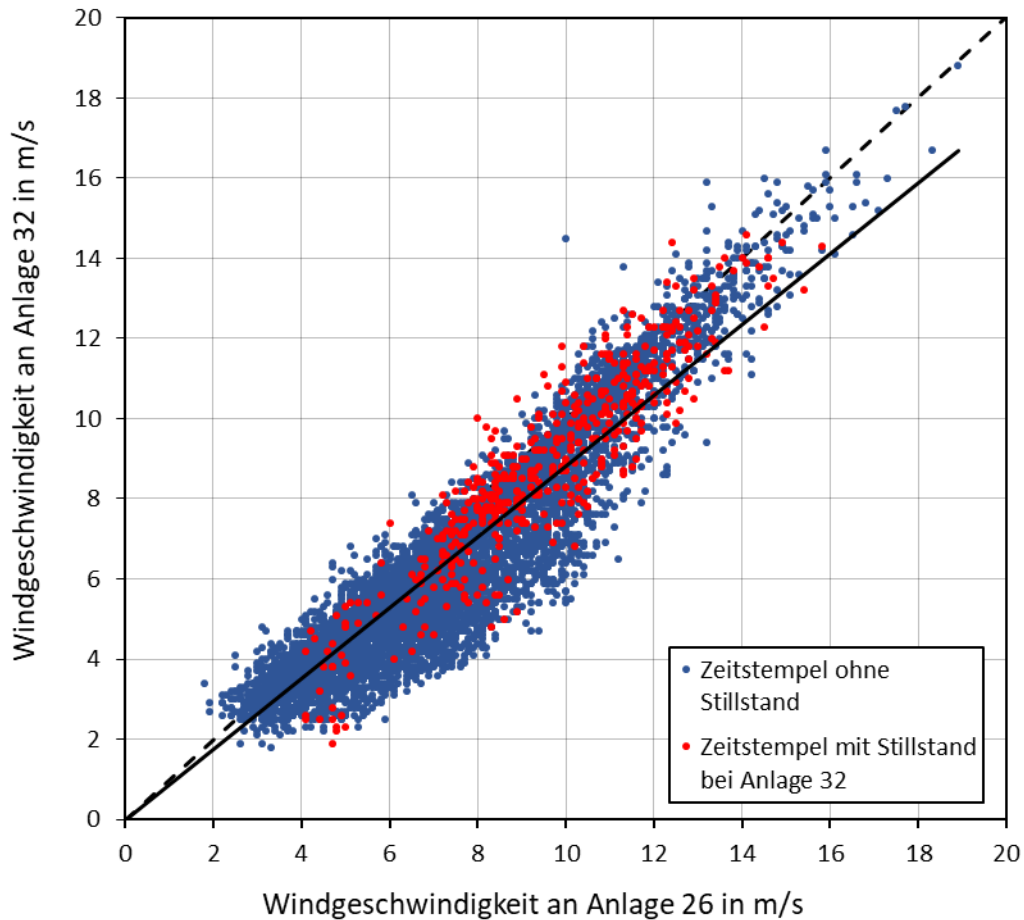


Abbildung 19. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 nach Veränderung der Filter-Parameter. Die Datenpunkte wurden farblich codiert nach Stillstandzeiten und die Regressionsgerade über die Zeitstempel ohne Stillstand hinzugefügt (Eigene Darstellung)

Aus dem ersten Teil der Untersuchung ist die Abweichung der Methode *Gondelanemometer* bei möglichst unbeeinflussten Bedingungen bekannt. Würden sich nun in diesem zweiten Teil der Untersuchungen die ermittelten Verluste beider Anlagen deutlich mehr unterscheiden als im ersten Teil oder sogar um mehr als die höchste in Teil 1 beobachtete Abweichung, so wäre die Wahrscheinlichkeit groß, dass der Grund dafür die fehlende Genauigkeit der Methode *TR10* unter typischen Umgebungseinflüssen ist. Um eine eindeutige Aussage treffen zu können, müssen jedoch mehr Anlagentypen sowie eine größere Anzahl von Anlagen bei typischen Windrichtungen untersucht werden.

4 Ergebnisse

Das Ziel der Untersuchungen sollte ein Maß für die Abweichung der Methoden *Gon-delanemometer* und *TR10* sein. Hierfür wird in diesem Abschnitt hauptsächlich betrachtet, welche Abweichungen sich aus den Berechnungen ergaben und inwieweit sich diese von möglichst unbeeinflussten zu typischen Bedingungen veränderten. Die entsprechenden Streudiagramme für die ausgewählten Anlagenpaarungen sind im Anhang aufgeführt. Für die statistische Analyse wird zudem der Mittelwert betrachtet, auch wenn die Zahl der Werte sehr gering ist, denn vom Mittelwert der Abweichungen lässt sich direkt auf ein Maß für eine anlagentypische Abweichung schließen.

4.1 Standort 1

Am Standort 1 wurden ausschließlich Anlagen des Herstellers Vestas vom Typ V112-3.3MW betrachtet. Insgesamt wurden die durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs Anlagenpaarungen berechnet, wobei die Stillstände drei verschiedener Anlagen mit immer jeweils zwei unterschiedlichen Vergleichsanlagen untersucht wurden. Tabelle 2 stellt eine Übersicht dieser Verlustleistungen für möglichst unbeeinflusste Bedingungen dar. Die Anlagenpaarungen erhielten hier eine Notation, die der Regressionsrechnung entspricht. Beispielsweise wird in der ersten Zeile der Tabelle 2 die Anlage 15 untersucht. Deren gemessenen Windgeschwindigkeiten wurden über die Windgeschwindigkeiten der Anlage 28 aufgetragen, sodass eine lineare Übertragungsfunktion aus der Regression entsteht. Diese Übertragungsfunktion stellt schlussendlich Werte für Anlage 15 bereit, die von Anlage 28 abhängig sind.

Tabelle 2. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 1 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanometer</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abweichung in %
15(28)	215	90	0,9924	1491	1555	4,3
15(29)	280	60	0,9901	1689	1805	6,9
32(25)	180	120	0,9969	1379	1408	2,1
32(26)	180	120	0,9968	1345	1419	5,5
26(32)	180	120	0,9967	1413	1556	10,1
26(27)	180	150	0,9965	1358	1445	6,4

Aus Tabelle 2 wird ersichtlich, dass für diesen Standort im ersten Teil der Berechnungen überwiegend Anströmrichtungen von Süd (180°) bis West(280°) mit Sektorgrößen von 60° und 90° bei der Anlage 15 und größeren Sektoren von 120° bis 150° bei den übrigen Anlagen ausgewählt wurden. Mit diesen Parametern wurden Bestimmtheitsmaße erreicht, die ausschließlich über 0,99 lagen. Alle Werte liegen somit auf einem durchgehend sehr hohen Niveau. Dies spricht für eine hohe Anpassungsgüte der Regression. Die berechneten Abweichungen liegen hauptsächlich im einstelligen Prozentbereich um einen Mittelwert von 5,9%. Lediglich beim Vergleich der Anlage 26 mit Anlage 32 war das Ergebnis zweistellig. Es fällt auf, dass die Ergebnisse ausnahmslos positive Vorzeichen besitzen.

Für den zweiten Teil der Berechnungen wurden die gleichen Anlagenpaare betrachtet, jedoch andere Anströmrichtungen ausgewählt. Die Sektorgröße wurde hierfür schmaler gewählt und lag für alle Anlagen bei entweder 30° oder 45°. Tabelle 3 zeigt die gewählten Parameter und die daraus resultierenden Verlustleistungen.

Tabelle 3. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 1 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanemometer</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abweichung in %
15(28)	310	45	0,9649	1019	1199	17,7
15(29)	310	45	0,9547	915	1154	26,1
32(25)	270	30	0,9756	1327	1512	13,9
32(26)	250	30	0,9799	1687	1847	9,5
26(32)	275	30	0,9841	1378	1731	25,6
26(27)	275	30	0,9673	1223	1849	51,3

Zunächst geht aus Tabelle 3 hervor, dass für diesen Teil etwas geringere Bestimmtheitsmaße als im ersten Teil (siehe Tabelle 2) resultierten. Jedoch sind diese weiterhin auf sehr hohem Niveau, sodass trotz Zunahme der optischen Streuung nur Unterschiede von wenigen Prozent zu erkennen sind. Die Abweichungen zeigten auch hier einen eindeutig positiven Trend. Zudem veränderte sich bei keiner der Abweichungen das Vorzeichen. Alle Ergebnisse waren jedoch generell höher als zuvor. Vier der Anlagenpaare erfuhren mindestens eine Verdoppelung der Abweichung auf zweistellige Werte. Lediglich beim Vergleich der Anlage 32 mit Anlage 26 war der Anstieg weniger stark. Beim Anlagenpaar 26 mit 27 hingegen vervielfachte sich der ursprünglich Wert auf über 51%. Für das Mittel der Abweichungen ergab sich ein Wert von 18,2%. Abbildung 18 zeigt für Standort 1 abschließend eine visuelle Gegenüberstellung der Abweichungen und ihrer Differenzen. Es ist zu erkennen, dass die Methode *Gondelanemometer* in diesem Fall einerseits einen Fehler von bis zu zehn Prozent verursacht, andererseits bei zumindest fünf von sechs Paarungen eindeutig genauere Ergebnisse liefert. Lediglich bei der Paarung von Anlage 32 mit Anlage 26 hebt sie sich nicht signifikant ab.

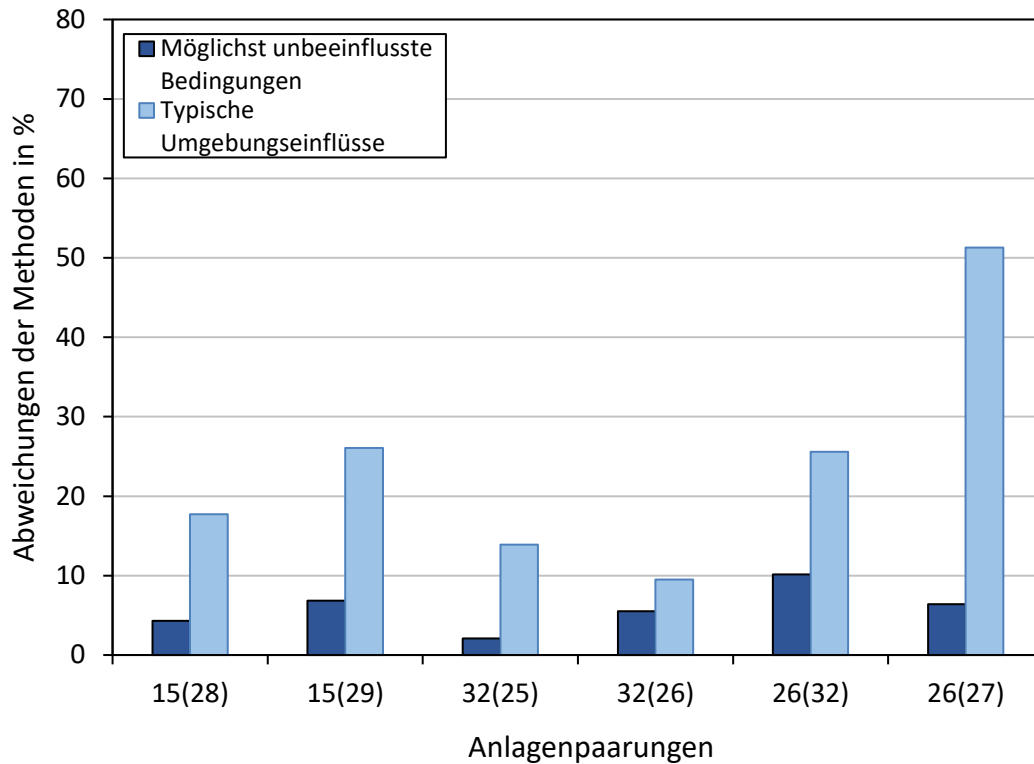


Abbildung 20. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 1 (Eigene Darstellung)

4.2 Standort 2

Am Standort 2 wurden ausnahmslos Anlagen des Herstellers Nordex vom Typ N131/3000 untersucht. Insgesamt wurden die Verlustleistungen von vier verschiedenen Anlagenpaarungen berechnet. Dies bedeutet, dass zwei zu untersuchende Anlagen immer mit jeweils zwei verschiedenen Vergleichsanlagen gepaart wurden. Tabelle 4 stellt eine Übersicht dieser Verlustleistungen für möglichst unbeeinflusste Bedingungen dar.

Tabelle 4. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 2 (Eigene Darstellung)

Anlagen- paarung	Anström- richtung in °	Sektor- größe in °	Bestimmt- heitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanemo- meter</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abwei- chung in %
72(73)	270	90	0,9850	1256	1178	-6,3
72(71)	270	90	0,9846	1318	1195	-9,3
75(71)	200	60	0,9798	1258	1296	3,0
75(73)	310	60	0,9697	918	954	3,9

Aus Tabelle 4 geht hervor, dass für diesen Standort im ersten Teil der Berechnungen Anströmrichtungen von Südsüdwest (200°) bis Nordwest(310°) und Sektorgrößen von 90° bei den Paarungen der Anlage 72 und 60° für die Paarungen der Anlage 75 gewählt wurden. Die Bestimmtheitsmaße, die aus diesen Parametern resultierten, lagen zwischen Werten von 0,96 bis 0,98. Somit wurden für die möglichst idealen Fälle nur Situationen mit etwas geringeren Bestimmtheitsmaßen als am Standort 1 gefunden.

Die berechneten Abweichungen lagen bei drei Paarungen im einstelligen Prozentbereich, wobei beide Ergebnisse der Anlage 72 negative Vorzeichen aufwiesen. Aus allen Ergebnissen ergab sich dabei ein Mittelwert von -2,2%. Aufgrund der unterschiedlichen Vorzeichen lohnte es sich, einen Mittelwert der Beträge zu bilden, um die absolute Abweichung zu betrachten. Man erhält für diesen Fall einen Mittelwert von 5,6%.

Der zweite Teil der Berechnungen untersuchte andere Anströmrichtungen. Diese reichten von Süd (190°, 200°) bis West (250°). Hierfür wurden bei allen Paarungen gleichgroße Sektoren von 30° gewählt. Tabelle 5 zeigt die berechneten Verlustleistungen für diese Parameter.

Tabelle 5. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 2 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanemometer</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abweichung in %
72(73)	180	30	0,9511	474	897	89,4
72(71)	190	30	0,9526	632	876	38,7
75(71)	250	30	0,9759	861	1037	20,5
75(73)	250	30	0,9706	789	1050	33,1

Wie an Standort 1 ergaben sich hier etwas geringere Bestimmtheitsmaße als im ersten Teil der Berechnungen. Sie reichten dennoch von etwa 0,95 bis fast 0,98 und zeigten mit zunehmender optischer Streuung nur geringfügige Veränderung zu den möglichst unbeeinflussten Situationen, sodass ein ähnliches Niveau bei der Anpassungsgüte erhalten blieb. Die Abweichungen bei Anlage 75 behielten ihr Vorzeichen bei und ergaben Werte, die ein Vielfaches über den vorherigen Ergebnissen lagen. Die Abweichungen von Anlage 72 wechselten das Vorzeichen. Auch sie verzeichneten einen Anstieg auf etwa 20 bis 30 %. Im Mittel ergab sich so eine Abweichung von 45,4%. Dies ist ebenfalls ein Vielfaches im Vergleich zum Mittelwert beim möglichst unbeeinflussten Fall.

Abbildung 19 zeigt für Standort 2 abschließend eine visuelle Gegenüberstellung der Abweichungen und ihrer Differenzen. Sie verdeutlicht, dass die Abweichung der Methode *Gondelanemometer* im Mittel minimal wird. Im Gegensatz dazu verursacht die Methode *TR10* signifikant höhere Abweichungen. An Standort 2 ist es somit vorteilhafter, Auffüllungen anhand des gondeligenen Anemometers vorzunehmen.

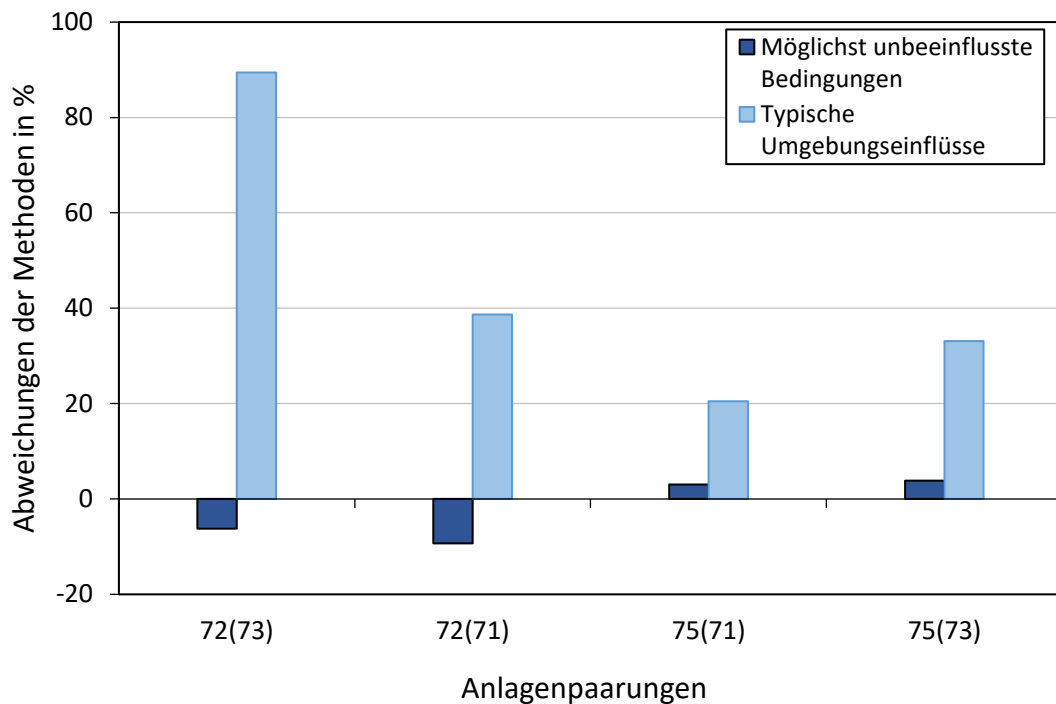


Abbildung 21. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 2 (Eigene Darstellung)

4.3 Standort 3

An Standort 3 wurden Anlagen des Typs N117/2400 des Herstellers Nordex betrachtet. Es wurden insgesamt vier verschiedene Paarungen, jedoch nur die Stillstände einer einzigen Anlage untersucht, die folglich mit vier verschiedenen Nachbaranlagen verglichen wurde. Tabelle 6 zeigt eine Übersicht der Ergebnisse für die Berechnungen unter möglichst idealen Bedingungen. Dieser Übersicht ist zu entnehmen, dass sich für teils schmale Sektorgrößen von 30° bis 90° entschieden wurde, um Situationen mit Abschattung zu vermeiden. Für die Anströmung wurden für drei der Paarungen eine Betrachtung aus Ost (80°, 90°) und für die Paarung der Anlage 14 mit Anlage 15 Südsüdwest (200°) gewählt. Mit diesen Parametern wurden Bestimmtheitsmaße von mindestens 0,97 erreicht.

Im ersten Teil der Berechnungen resultierten für die Abweichungen aller Paarungen Werte im einstelligen Prozentbereich. Alle Ergebnisse wiesen negative Vorzeichen auf und verteilten sich um einen Mittelwert von -5,1%.

Tabelle 6. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 3 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode Gondelanometer in kW	Verlustleistung nach Methode TR10 in kW	Abweichung in %
14(15)	200	90	0,9928	1309	1270	-3,0
14(16)	80	30	0,9750	933	896	-4,0
14(17)	90	60	0,9746	825	772	-6,5
14(18)	90	90	0,9704	795	741	-6,8

Der zweite Teil der Berechnungen untersuchte über alle Paarungen hinweg dieselben Sektorgrößen und Anströmrichtungen. In Tabelle 7 ist zu erkennen, dass für alle Anlagen ein Sektor von 30° bei einer Anströmung aus Westsüdwest betrachtet wurde. Daraus folgten Bestimmungsmaße, die von etwa 0,93 bis 0,99 reichten, sodass sich im Vergleich zu den anderen Standorten eine größere Bandbreite bei der Anpassungsgüte ergab.

Tabelle 7. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 3 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode Gondelanometer in kW	Verlustleistung nach Methode TR10 in kW	Abweichung in %
14(15)	250	30	0,9911	1348	1324	-1,8
14(16)	250	30	0,9310	1406	1325	-5,7
14(17)	250	30	0,9636	1242	1236	-0,4
14(18)	250	30	0,9594	1336	1268	-5,1

Die Abweichungen aus dem zweiten Teil der Berechnungen wichen nur geringfügig von denen der vorherigen Berechnung ab. Sie unterschieden sich nur um wenige Prozente. Alle Ergebnisse behielten das negative Vorzeichen. So ergab sich ein Mittelwert von -2,2%.

Abbildung 20 zeigt für Standort 3 abschließend eine visuelle Gegenüberstellung der Abweichungen und ihrer Differenzen. Für die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der anderen Standorte wurde hier eine Skala bis zu -80% gewählt, obwohl die Werte -10% nicht unterschreiten. In dieser Darstellung wird sichtbar, dass am Standort 3 beide Methoden im Vergleich zu den anderen Standorten nur geringfügige Unterschiede aufweisen und sich keine der beiden als vorteilhafter erweist.

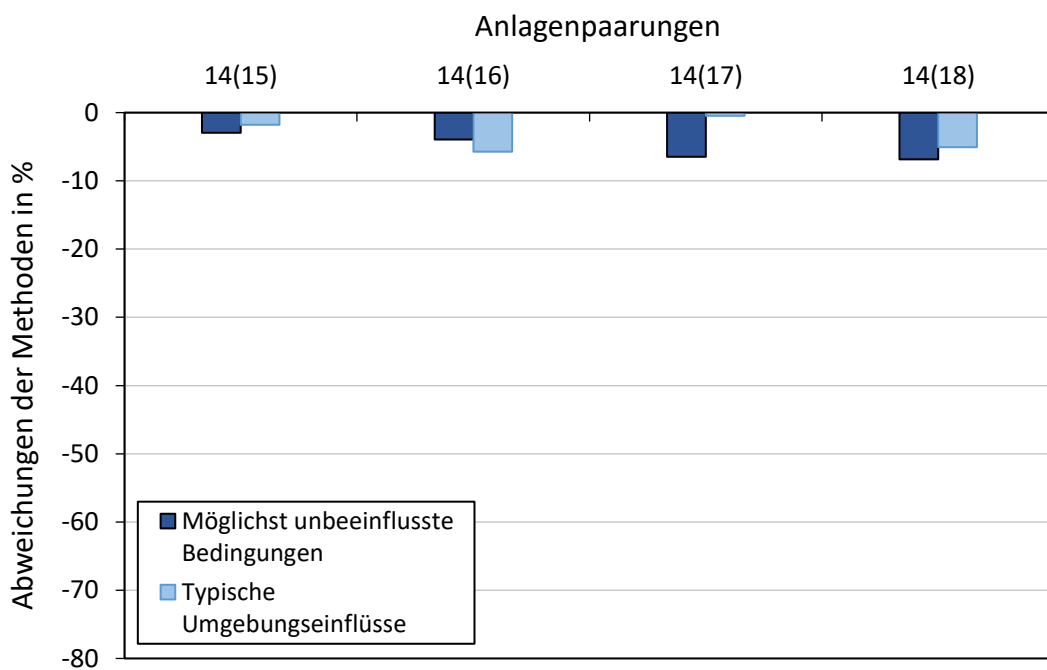


Abbildung 22. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 3 (Eigene Darstellung)

4.4 Standort 4

Am Standort 4 stehen ausnahmslos Anlagen des Typs E-92 2.3MW vom Hersteller Enercon. Insgesamt wurden die Verlustleistungen von vier Anlagenpaarungen berechnet, wobei immer zwei unterschiedliche Vergleichsanlagen mit einer zu untersuchenden Anlage eine Paarung bildeten. Tabelle 8 stellt eine Übersicht dieser Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen dar.

Tabelle 8. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 4 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode Gondelanemometer in kW	Verlustleistung nach Methode TR10 in kW	Abweichung in %
17(14)	0	150	0,9958	1016	781	-23,1
17(18)	300	120	0,9966	1083	883	-18,5
16(15)	180	120	0,9974	986	766	-22,4
16(18)	180	150	0,9974	902	743	-17,7

Tabelle 8 zeigt, dass am Standort 4 für den ersten Teil der Berechnungen bei zwei der Paarungen Anströmrichtungen von Süd (180°) gewählt wurden. Bei den anderen beiden wurde sich für Anströmungen von Westnordwest (300°) und von Nord (0°) entschieden. Für alle Paarungen wurde eine Sektorgröße von 120 bis 150° gewählt. Die Auswahl ergab Bestimmtheitsmaße von über 0,99 bei sämtlichen Paarungen, sodass eine nahezu optimale Anpassungsgüte erreicht wurde. Die berechneten Abweichungen sind durchweg negativ und verteilen sich im niedrigen zweistelligen Prozentbereich nahe einem Mittelwert von -20,4%.

Tabelle 9. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 4 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode Gondelanemometer in kW	Verlustleistung nach Methode TR10 in kW	Abweichung in %
17(14)	80	30	0,9707	1737	903	-48,0
17(18)	230	45	0,9826	561	440	-21,5
16(15)	80	30	0,9709	387	190	-50,8
16(18)	250	60	0,9818	1017	576	-43,4

Im zweiten Teil der Berechnungen wurden Paarungen in Sektoren betrachtet, die entweder von Südwest (230°) bis West (280°) oder Ost (80°) angeströmt wurden. Die Sektorgröße variiert dabei von 30 bis 60°. Für diese Parameter sanken die Bestimmtheitsmaße um etwa 1-2%. Alle Abweichungen verzeichneten eine Zunahme in negativer Richtung. Im Mittel lagen die Ergebnisse bei einem Wert von -32,9%. Die zusätzliche Abweichung reichte dabei von wenigen Prozent bei der Paarung 15(14) bis zu einem Unterschied von über 35% bei der Paarung 17(18).

In Abbildung 21 ist für Standort 4 eine Übersicht aller Abweichungen und ihren Differenzen zu sehen. Hier wird sichtbar, dass die Methode *Gondelanemometer* auch am Standort 4 eine Abweichung verursacht, die bei etwa -20% liegt. Jedoch verursacht die Methode *TR10*, ähnlich wie am Standort 1 und Standort 2, eine signifikant höhere Abweichung, wenn auch weiterhin in negativer Richtung. Dies zeigt, dass die Methode *Gondelanemometer* auch an diesem Standort bei zumindest drei von vier untersuchten Paarungen die genaueren Ergebnisse vorweist.

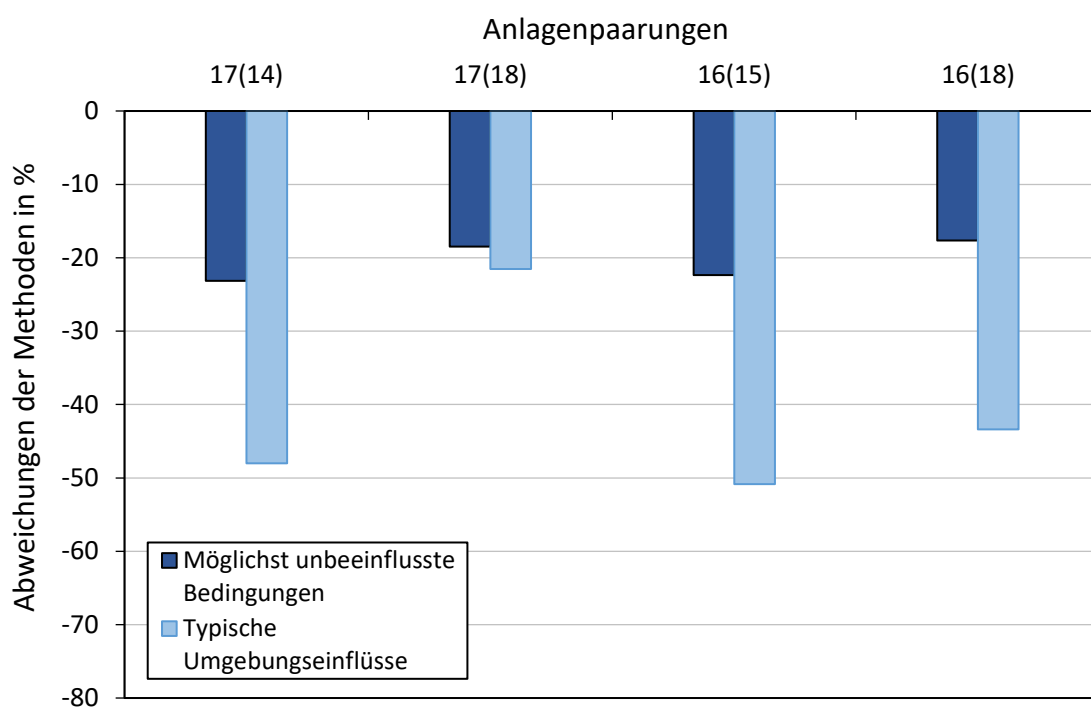


Abbildung 23. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen am Standort 4 (Eigene Darstellung)

4.5 Standort 5

Sämtliche Anlagen an Standort 5 waren vom Typ SWT-2.3-113 der Firma Siemens. Für die Untersuchungen wurden zwei zu Anlagen mit jeweils zwei unterschiedlichen Vergleichsanlagen gepaart. Wie in Tabelle 10 zu erkennen ist, wurde sich bei den ersten zwei Paarungen für Sektorgrößen von 60° beziehungsweise 120° und Anströmrichtungen von West (260°) bis Westnordwest (300°) entschieden. Die anderen beiden Paarungen wurden entweder aus Ost (90°) oder aus Nordwest (315°) über einem 60° breiten Sektor angeströmt. Diese Parameter ergaben Bestimmtheitsmaße von mindestens 0,98. Dies bedeutete eine ausgezeichnete Anpassungsgüte für den ersten Teil der Berechnungen. Es ergaben sich für die Abweichungen durchweg positive Werte, die im Mittel um einen Wert von 8,3% verteilt waren.

Tabelle 10. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen am Standort 5 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanemometer</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abweichung in %
2(1)	300	120	0,9921	1182	1358	14,9
2(6)	260	60	0,9887	1330	1505	13,1
4(5)	90	60	0,9880	1096	1248	13,9
4(6)	315	60	0,9839	1457	1567	7,5

Im zweiten Teil der Berechnungen wurden die Sektorengößen für alle Paarungen auf 30° verringert. Die neuen Anströmwinkel lagen bei etwa Ostsüdost (110°) für die Anlage 2 und Südwest (230°) bei Anlage 4. Diese Parameter ließen die Bestimmtheitsmaße zwar um wenige Prozente absinken, jedoch nicht unter einen Wert von 0,95.

Tabelle 11. Die ausgewählten Filter-Parameter und die entsprechenden durchschnittlichen Verlustleistungen von sechs verschiedenen Anlagenpaaren unter typischen Umgebungseinflüssen am Standort 5 (Eigene Darstellung)

Anlagenpaarung	Anströmrichtung in °	Sektorgröße in °	Bestimmtheitsmaß	Verlustleistung nach Methode <i>Gondelanemometer</i> in kW	Verlustleistung nach Methode <i>TR10</i> in kW	Abweichung in %
2(1)	110	30	0,9647	730	1048	43,5
2(6)	110	30	0,9540	607	789	29,8
4(5)	230	30	0,9742	876	1299	48,3
4(6)	250	30	0,9832	906	1300	43,6

Für die Abweichungen ergaben sich aus der Neuberechnung bei drei Paarungen Werte, die über 40% lagen. Die geringste Abweichung zeigte sich bei der Paarung der Anlage 2 mit Anlage 6. Sie lag jedoch immer noch bei rund 30%. Aus den Ergebnissen ergab sich ein Mittelwert von 41,3%. Erwähnenswert ist zudem, dass sich bei den Paarungen der Anlage 2 in dem Fall des höheren Bestimmtheitsmaßes eine ebenfalls höhere Abweichung ergab.

Abbildung 22 stellt diese Unterschiede graphisch dar. Hier ist erneut eine klare Tendenz zu erkennen. Wie schon bei drei der vier vorherigen Standorte, zeichnen sich am Standort 5 trotz des komplexen Geländeprofiles signifikant höhere Abweichungen bei der *Methode TR10* ab, sodass hier die Methode *Gondelanemometer* ebenfalls genauere Ergebnisse ergab.

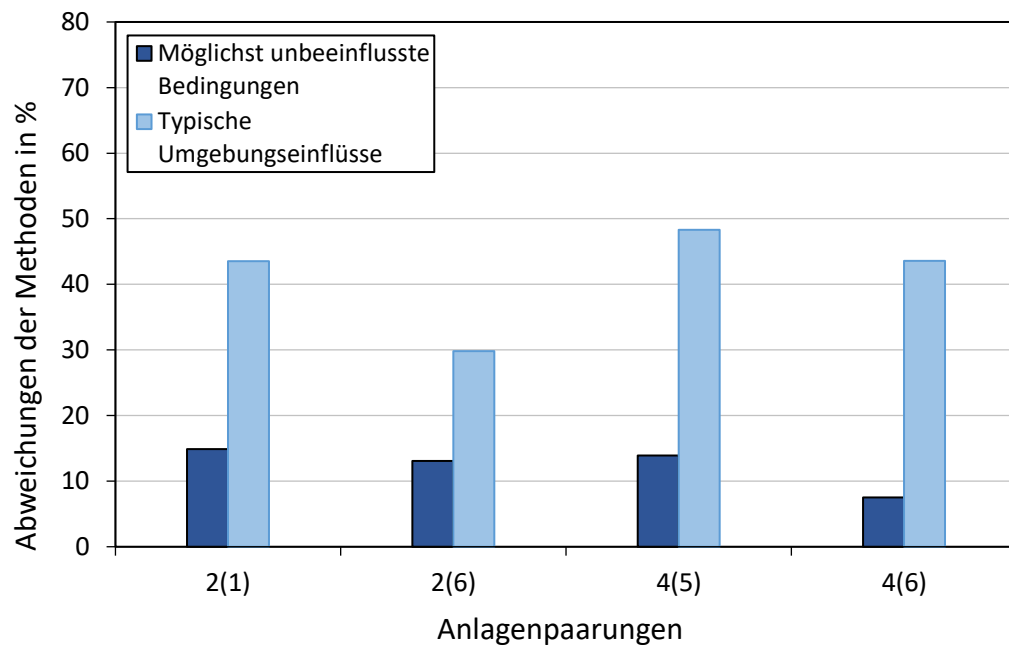


Abbildung 24. Die Abweichungen zwischen Methode 1 und Methode 2 unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen und unter typischen Umwelteinflüssen bei allen untersuchten Anlagenpaarungen an Standort 5 (Eigene Darstellung)

5 Diskussion

Die Zielsetzung dieser Arbeit war es, die Frage zu klären, ob die Methode *TR10* infolge zunehmender äußerer Einflüsse eine signifikante Erhöhung der Abweichung im Vergleich zur Methode *Gondelanemometer* aufweist und ob sich ein Maß für die Größe der Abweichungen ableiten lässt. In diesem Sinne sollen im Folgenden die Ergebnisse der untersuchten Standorte diskutiert werden.

Zu Beginn der Arbeit wurde davon ausgegangen, dass einerseits die gondel-eigenen Messungen eine abschätzbare mittlere Abweichung bei bestimmten Anlagentypen aufweisen würden und die Methode *TR10* infolge von Abschattungen, komplexen Geländeprofilen und Rauigkeiten Einbußen in der Korrelation erfährt. Die Erwartung war, dass diese Einflüsse die Verteilung der Zeitstempel im Streudiagramm verändern. Dies würde sich auf die Steigung der Regressionsgerade durch den Ursprung auswirken. Nicht zuletzt sollte dieser Umstand auch im Bestimmungsmaß sichtbar werden. Die ursprüngliche Vermutung war, dass diese Abweichungen ähnliche oder sogar höhere Werte annehmen wie die der Methode *Gondelanemometer*.

Aus den Ergebnissen geht eindeutig hervor, dass an vier der fünf Standorte die Abweichungen, die durch die Messung mit dem gondel-eigenen Anemometer entstehen, erkennbare Charakteristiken aufweisen. So ergab sich am Standort 1 für die Anlagen des Typs Vestas V112-3.3MW eine um etwa 5% zu hohe Auffüllung durch die selbstgemessenen Werte. An Standort 2 schwankten diese Abweichungen nur wenige Prozente um den Nullwert. Man kann also schlussfolgern, dass für die dortigen Anlagen des Typs Nordex N131 /3000 keine Korrektur notwendig ist. An Standort 3 sind diese Abweichungen ebenfalls im einstelligen Prozentbereich. Eine Korrektur von mehr als 5% ist daher an den Anlagen des Typs Nordex N117/2400 nicht erforderlich. Es fällt auf, dass Anlagen des Herstellers Nordex vergleichsweise geringe Abweichungen durch die Methode *Gondelanemometer* erfahren. Auf Anfrage bestätigte der Hersteller Nordex, dass die Gondelanemometermessungen bei eigenen Anlagen in der Tat korrigiert werden. Es werde eine Gaußverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeiten erstellt, die im Stillstand der Anlage anders parametrisiert wird (Helmut Resing-Wörmer, persönliche Kommunikation, 10.11.2020). Diese Vorgehensweise wird offensichtlich in beiden der untersuchten Windparks erfolgreich angewendet. Am Standort 4 ergab sich, dass die Berechnungen der Methode *Gondelanemometer* bei allen Paarungen

etwa -20% vom Ideal abweichen. An diesem Standort waren ausnahmslos Anlagen des Typs E92-2.3MW vorzufinden. Bei Betrachtung der erstellten Streudiagramme ist erkennbar, dass sich die Verlustzeitstempel auch bei nahezu optimaler Regression meist unterhalb der Diagonalen befanden, sodass mit großer Wahrscheinlichkeit ein systematischer Fehler bei der Messung im Stillstand vorliegt. Dies erklärt auch das negative Vorzeichen. Es liegt nahe, dass dies eine durch die Bauart bedingte, typspezifische Abweichung ist. Abbildung 23 zeigt die Streudiagramme zweier Paarungen am Standort 4 bei einer möglichst unbeeinflussten Regression. Es ist klar erkennbar, dass im Stillstand eine allgemein geringere Windgeschwindigkeit an den zu untersuchenden Anlagen gemessen wurde. Da die Datenpunkte einerseits unterhalb und andererseits auf der Diagonalen angeordnet sind, erscheint die Erklärung plausibel, dass bei einigen Zeitstempeln im Stillstand der Anlage ein Rotorblatt die Anströmung des Gondelanemometers störte.

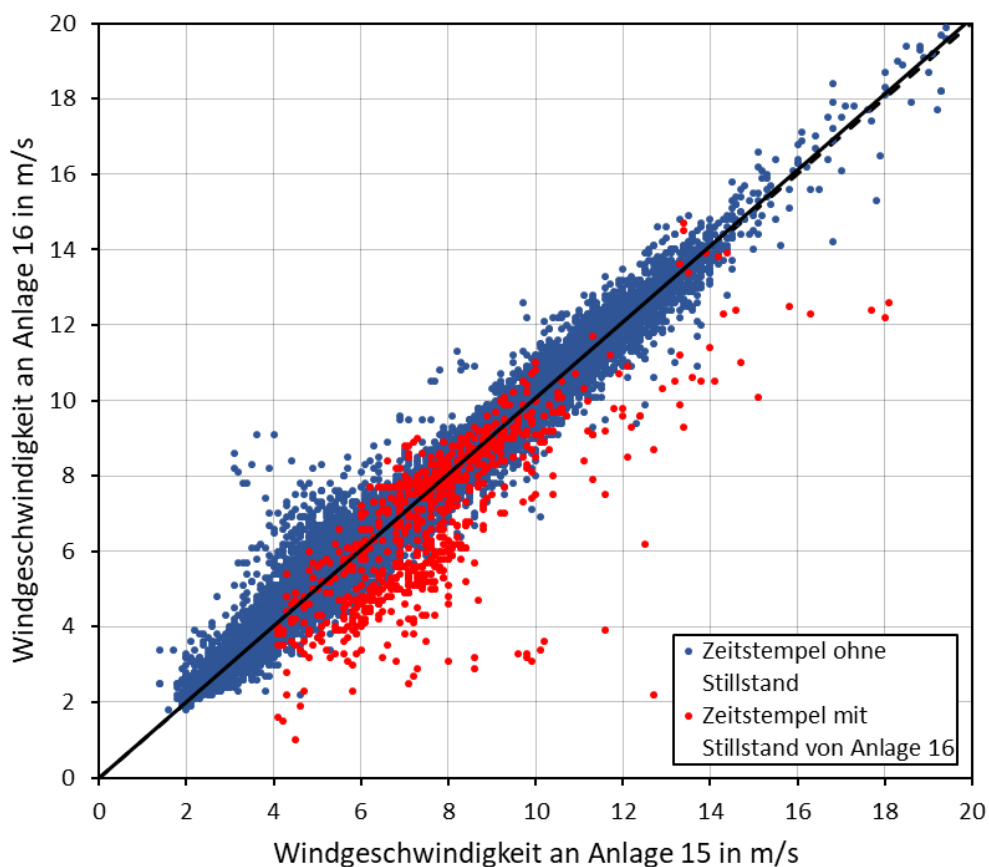


Abbildung 25. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 an Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15. Die Datenpunkte wurden farblich codiert nach Stillstandzeiten und die Regressionsgerade über die Zeitstempel ohne Stillstand wurde hinzugefügt (Eigene Darstellung)

Aus den Ergebnissen an Standort 5 ergab sich für die Methode *Gondelanemometer* eine Abweichung von etwa 10% für den Anlagentyp Siemens SWT-2.3-113. Somit konnte bei allen Anlagentypen ein Maß für die zu erwartende Abweichung gefunden werden. Durch alle Standorte hinweg ergaben sich bei der gondel eigenen Messung Abweichungen, die durchschnittlich von 5% bis -20% reichten.

Hinzugefügt sei an dieser Stelle, dass selbst die höchste ermittelte Abweichung von -20% am Standort 4 keinen entscheidenden Einfluss auf die Erträge ausübt. Beispielsweise würden die Verlusterträge bei einer energetischen Verfügbarkeit von 95% an einer Anlage zunächst 5% der Erträge ausmachen. Multipliziert mit einer Abweichung von -20% ergäbe das eine um 1% zu niedrige Auffüllung.

Hinsichtlich der Abweichungen durch die Methode *TR10* wurden an fast allen Standorten ebenfalls die Erwartungen bestätigt. Allein in ihrer Ausprägung unterscheiden sie sich. Am Standort 3 liegen die Abweichungen beider Methoden zwar nah beieinander. Alle Werte sind dort jedoch auf niedrigem Niveau, sodass mit Sicherheit gesagt werden kann, dass am Standort 3 beide Methoden anwendbar sind und zudem nur geringe Abweichungen aufweisen. Insgesamt war an keinem der Standorte die Methode *TR10* die eindeutig genauere. Am Standort 5 wurde erwartet, dass die Anordnung der Anlagenpositionen rund um eine Erhebung eine eindeutig erkennbare Abschattung für manche Anlagenpaarungen verursachen würde. Aus der Betrachtung der Streudiagramme ging jedoch hervor, dass die erwarteten Abschattungen im Diagramm flacher und konturloser ausfielen. Der Standort weist ein kompliziertes Gelände auf, sodass in der näheren Umgebung eine hohe Turbulenzintensität angenommen werden kann. Eine Möglichkeit wäre es, dass sich diese auf den Nachlauf der abschattenden Anlagen auswirkt. Das gegenseitige Verhältnis zwischen Anlagen eines Parks ist komplex. Messungen auf der Gondel können von Betriebszuständen der benachbarten Anlagen oder ihren Gondelausrichtungen beeinflusst werden. Auch lokale meteorologische Effekte, insbesondere in einem solchen Gelände, können schwer vorhersagbare Auswirkungen auf die Windverhältnisse haben. Schlussendlich behandelte diese Arbeit ausschließlich den Umstand der Abschattung durch andere Anlagen oder Geländeprofil. Sie untersuchte nicht das Zusammenspiel aller Faktoren der Umgebung.

Dennoch kann die Frage, ob die Methode *Gondelanemometer* signifikant ungünstigere Ergebnisse liefert, beantwortet werden. Im möglichst unbeeinflussten Fall und bei optimaler Korrelation mit einer Vergleichsanlage ist weiterhin davon auszugehen, dass die Methode *TR10* die genauere Methode ist. Aus keinem der Ergebnisse hätte abgeleitet werden können, dass dieser Umstand nicht zutrifft. Sobald Umgebungseinflüsse eine Rolle spielen, die im Allgemeinen in einem Windpark zu erwarten sind, muss man davon ausgehen, dass die Abweichungen, die eine Regression mit einer Vergleichsanlage ergibt, signifikant höher ausfallen als die der Methode *Gondelanemometer*.

Des Weiteren fiel auf, dass die Auswahl der Vergleichsanlage eine nicht unerhebliche Rolle spielt. Beispielsweise wurden die Paarungen der Anlagen 32 und 26 am Standort 1 im zweiten Teil der Berechnungen beziehungsweise nach Veränderung der Parameter aus derselben Richtung (180°) und im selben Sektor (30°) angeströmt, wiesen jedoch beträchtliche Unterschiede in den Abweichungen auf (siehe Kapitel 4, Tabelle 3). Ähnliche Ergebnisse ergaben die Berechnungen für die Paarungen der Anlage 72 am Standort 2. Dieser Umstand weist auf eine hohe Unsicherheit der Methode *TR10* hin. An dieser Stelle sollte jedoch erwähnt werden, dass im Sinne der *TR10* für einen betrachteten Sektor immer die Vergleichsanlage mit der höchsten Korrelation gewählt würde. Bei den Ergebnissen der Berechnungen unter möglichst unbeeinflussten Bedingungen ergaben sich keine solchen Hinweise auf eine erhöhte Unsicherheit. Weiterführende Forschung könnte zu einem besseren Verständnis für die systematische Abweichung der Methode *Gondelanemometer* führen, sodass eine zuverlässige typabhängige Korrektur möglich wird. Würde sich eine hohe Unsicherheit der Methode *TR10* in Zukunft bestätigen, könnte dies ein weiterer Vorteil der Methode *Gondelanemometer* sein.

Ein weiterer Punkt, der berücksichtigt werden sollte, ist das Bestimmtheitsmaß. Diese Arbeit verwendete, wie im Kapitel 3 angegeben, das modifizierte Bestimmtheitsmaß nach Burkschat et al. (vgl. 2012, S.330) für eine lineare Regression durch den Ursprung. Bei Betrachtung der Ergebnisse fiel auf, dass die Werte, die sich für das Bestimmtheitsmaß ergaben, allesamt über einem Wert von 0,9 lagen. Auch nach den Berechnungen mit den Parametern für die typischen Umgebungsbedingung lagen die Werte auf einem solchen Niveau. Demnach bewirkten merkliche Änderungen in der optischen Streuung eines Diagramms im Bestimmtheitsmaß nur eine Änderung um wenige Prozent. Dies wirft die Frage auf, inwieweit

die Betrachtung des Bestimmtheitsmaßes bei einer linearen Regression durch den Ursprung mit dieser Formel von Bedeutung ist. Schlussendlich wäre es wünschenswert, dass in zukünftigen Richtlinien Klarheit über die Verwendung einer ausgewählten Gleichung herrscht.

6 Fazit

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Methode *Gondelanemometer* an jedem untersuchten Standort eine charakteristische und folglich für den jeweiligen Anlagentyp abschätzbare Abweichung aufweist, die durch die Messung mit dem gondel-eigenen Anemometer verursacht wird. Andererseits wurde ebenfalls deutlich, dass infolge äußerer Einflüsse bei einem Vergleich mit einer Nachbaranlage die Abweichungen der Methode *TR10* in vielen Fällen die Abweichung der Methode *Gondelanemometer* übersteigen. Insgesamt konnte bewiesen werden, dass die Methode *TR10* nicht grundsätzlich genauer als die Methode *Gondelanemometer* ist und darüber hinaus sogar ein Vielfaches der Abweichung einer gondel-eigenen Messung erreichen kann. Mit Blick auf die dargestellten Ergebnisse kommt der Autor letztendlich zu dem Schluss, dass die Methode *TR10* durchaus ihre Berechtigung hat und in der Situation eines optimalen gegenseitigen Verhältnisses zweier Anlagen exakte Ergebnisse bereitstellen kann. Andererseits werfen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit erhebliche Zweifel auf, ob die in Kapitel 1 beschriebene gängige Auffassung über die Methode *Gondelanemometer* eine Einschätzung ist, die auf der Auswertung realer Daten basiert. Folglich stellt sich die Frage, ob es gerechtfertigt ist, die Methode *Gondelanemometer* zu verwerfen, wenn sie in der Praxis in einer überwiegenden Zahl von Fällen präzisere Ergebnisse bietet und zudem erheblichen Aufwand einspart. Es würde die Möglichkeit bestehen, beide Methoden optimal einzusetzen, indem mithilfe der Methode *TR10* für die im Stillstand ermittelten Winddaten des anlageneigenen *Gondelanemometers* eine entweder anlagenindividuelle oder anlagentypische Korrektur zu ermittelt würde.

Um die Unterschiede der Methoden schließlich tiefergehender zu untersuchen, empfehlen sich weitere Betrachtungen unter Berücksichtigung anderer Faktoren. Diese Arbeit lieferte erste Erkenntnisse, konnte jedoch nur wenige Standorte und Anlagentypen unter Berücksichtigung ausgewählter Bedingungen betrachten. Um präzise erfassen zu können, unter welchen Umständen welche Methode zu einem Zeitpunkt Abweichungen aufweist, sollten eine größere Anzahl an Anlagen mit Blick auf wechselseitige Beziehungen der Anlagen innerhalb eines Windparks oder, in einem weiteren Schritt, spezifischer meteorologischer Phänomene untersucht werden. Ein weiterer Faktor von Interesse könnten dabei die Unsicherheiten der beiden Methoden sein. Nicht zuletzt spielt auch ein wirtschaftliches Interesse an präziseren und kosteneffizienten Ergebnissen eine Rolle bei der Wahl der Methodik. Es liegt nahe, dass

eine umfassendere Betrachtung der Fragestellung in zukünftigen Untersuchungen die allgemeine Vorgehensweise der Verlustertragsberechnung verändern könnte.

Quellenverzeichnis

- BETZ, A. (1926). *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht
- BUNDESNETZAGENTUR (2019). *Monitoringbericht 2019*, [online]
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf;jsessionid=044061B354937A9CC88ADCA4D25F486A?__blob=publicationFile&v=6 [zuletzt abgerufen am: 24.11.2020]
- BURKSCHAT, M., CRAMER, E., KAMPS, U. (2012). *Beschreibende Statistik* (2. Aufl.) Springer Gabler Verlag
- FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE UND ANDERE DEZENTRALE ENERGIEEN (2017). *Teil 6 (TR6): Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen* (Rev. 10).
- FÖRDERGESELLSCHAFT WINDENERGIE UND ANDERE DEZENTRALE ENERGIEEN (2018). *Teil 10 (TR10): Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme* (Rev. 0)
- HAU, E. (2014). *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit* (5. Aufl.). Springer Vieweg Verlag.
- SCHELMER, R., DENK, P. (2015). *Berechnung des Energieertrags einer Windkraftanlage*, in: *Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern – Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse* (1. Aufl.) Springer Gabler Verlag.
- SCHWARTZ, H., 2019: *Wind- und Ertragsgutachten*, in: Böttcher, J. (Hrsg.), *Handbuch Windenergie* (2. Aufl.). Verlag De Gruyter

Bildquellen

- [*Enercon E-92 im Windpark Neuss*], 2019, [online] URL: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Windpark-Neuss-2.jpg> [zuletzt abgerufen am: 22.11.2020]
- HAU, E. (2014). *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit* (5. Aufl.). Springer Vieweg Verlag.
- QUASCHNING, V. (2005). *Understanding renewable energy systems* (1. Aufl.). published by Earthscan

Anhang

Inhaltsverzeichnis

A 1	Lineare Regressionen der Anlagenpaarungen	X
A 1.1	Standort 1	X
A 1.2	Standort 2	XXII
A 1.3	Standort 3	XXX
A 1.4	Standort 4	XXXVIII
A 1.5	Standort 5	XLVI

A 1 Lineare Regressionen der Anlagenpaarungen

A 1.1 Standort 1

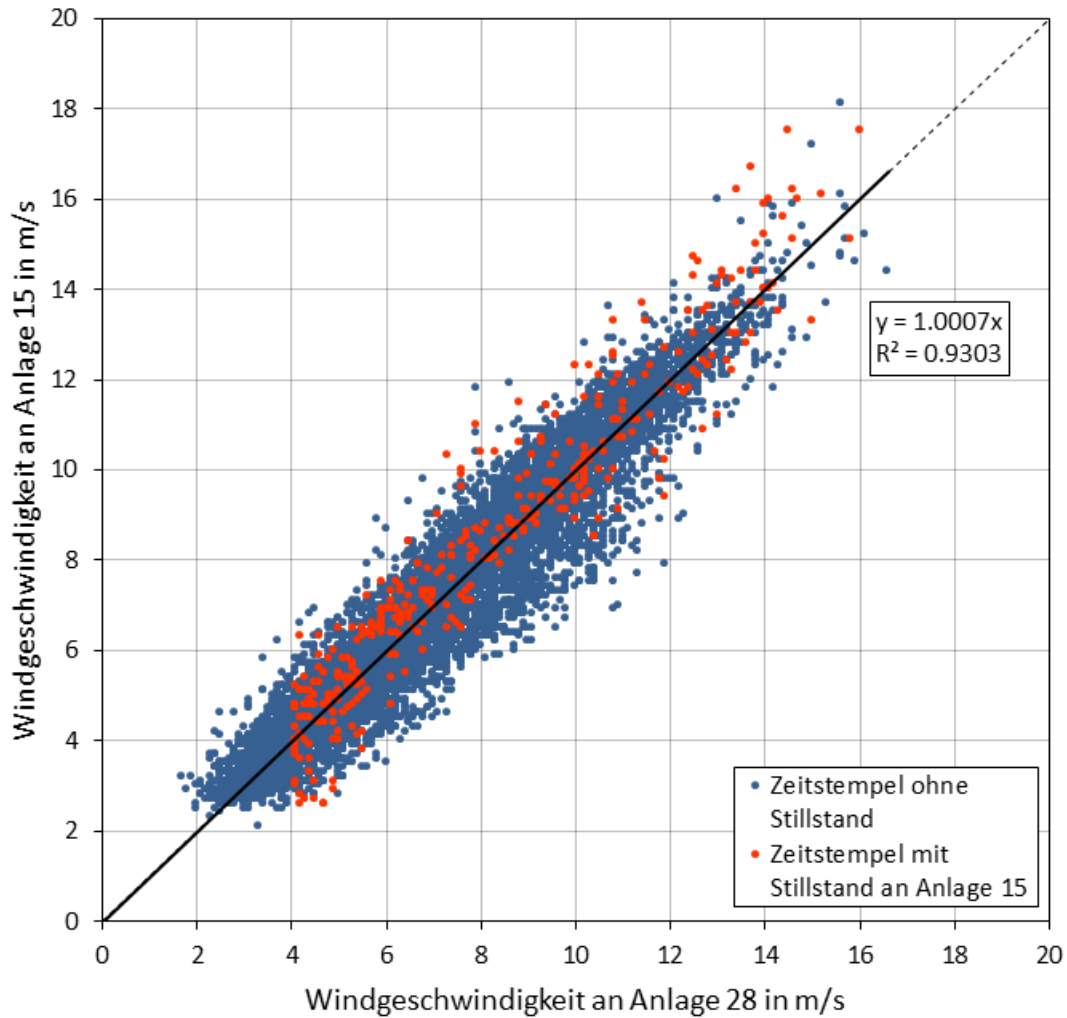


Abbildung A1. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 28 (Eigene Darstellung)

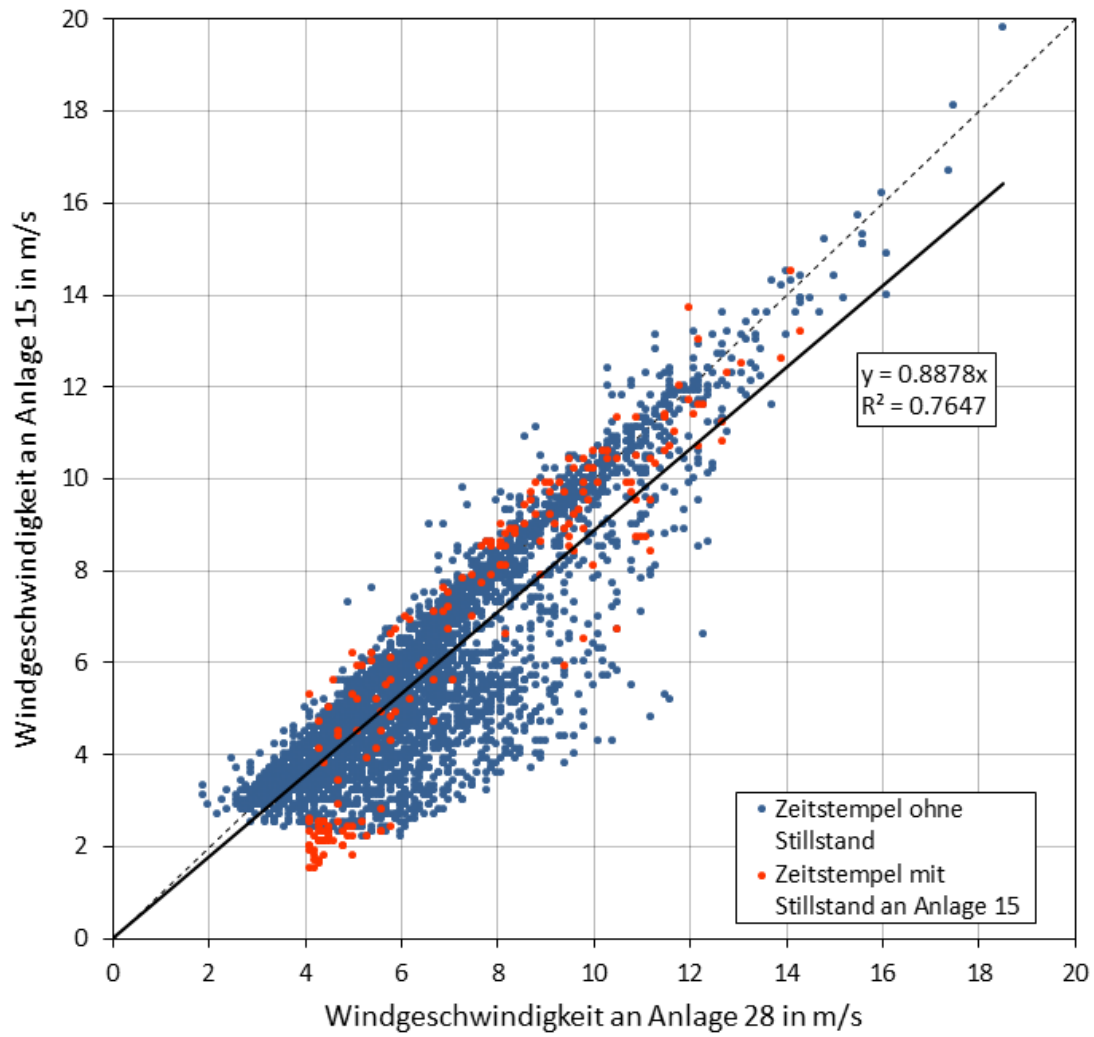


Abbildung A2. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 28 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

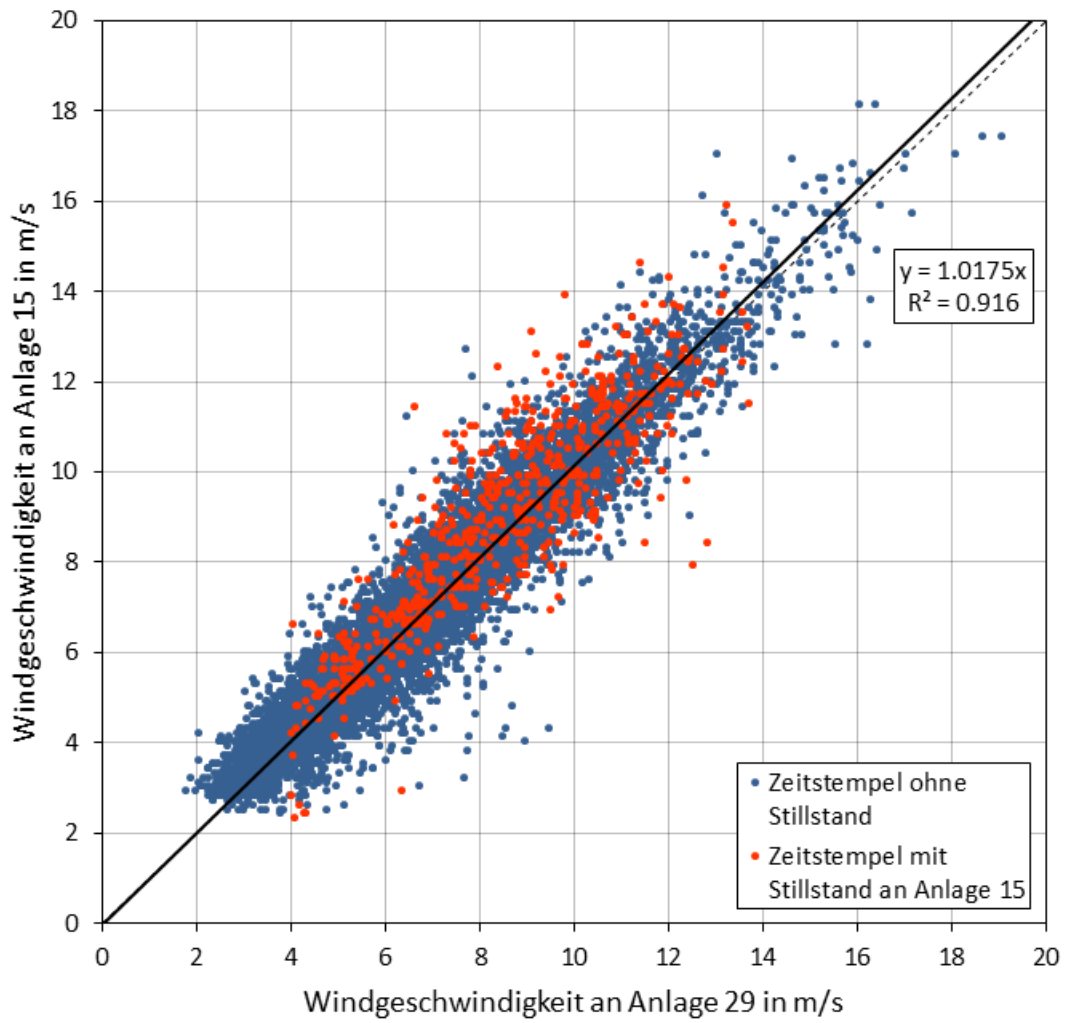


Abbildung A3. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 29 (Eigene Darstellung)

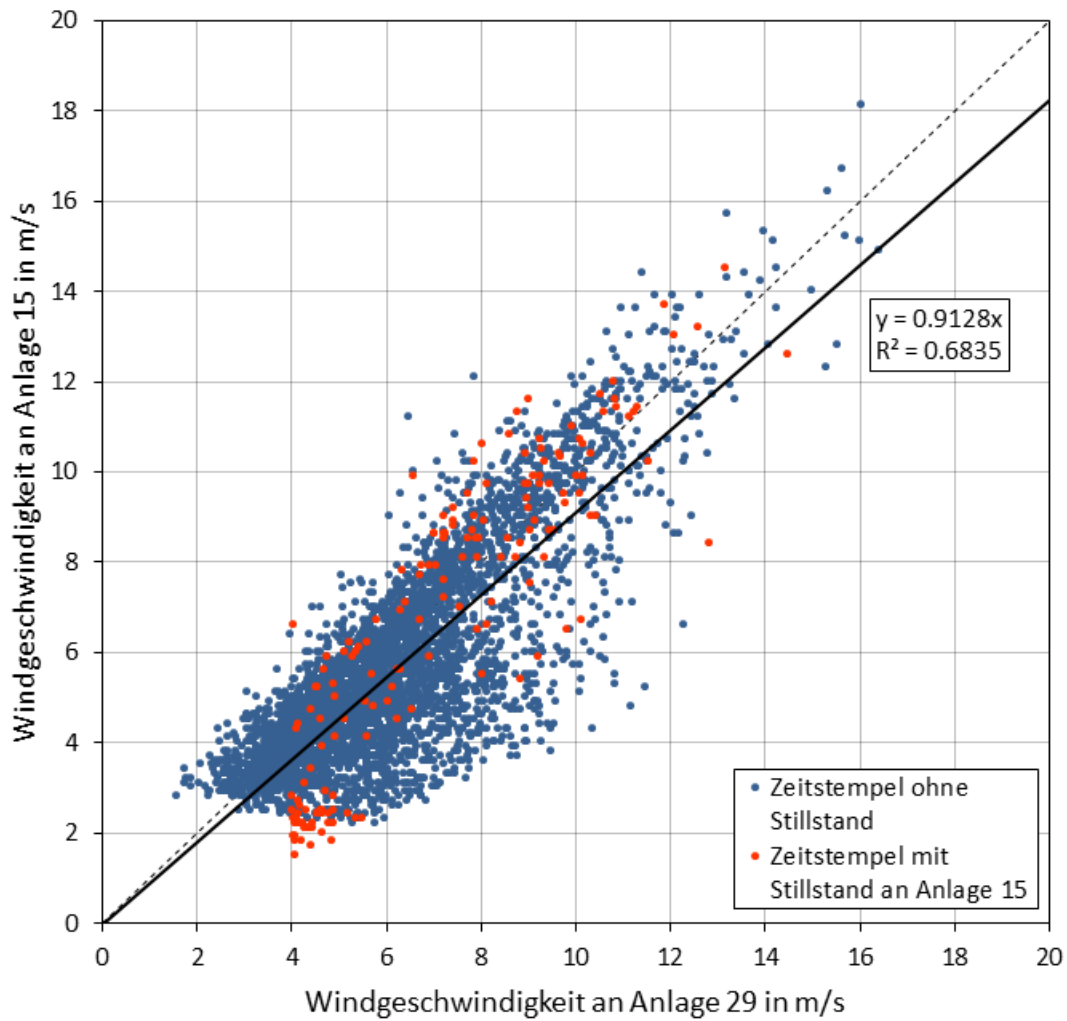


Abbildung A4. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 29 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

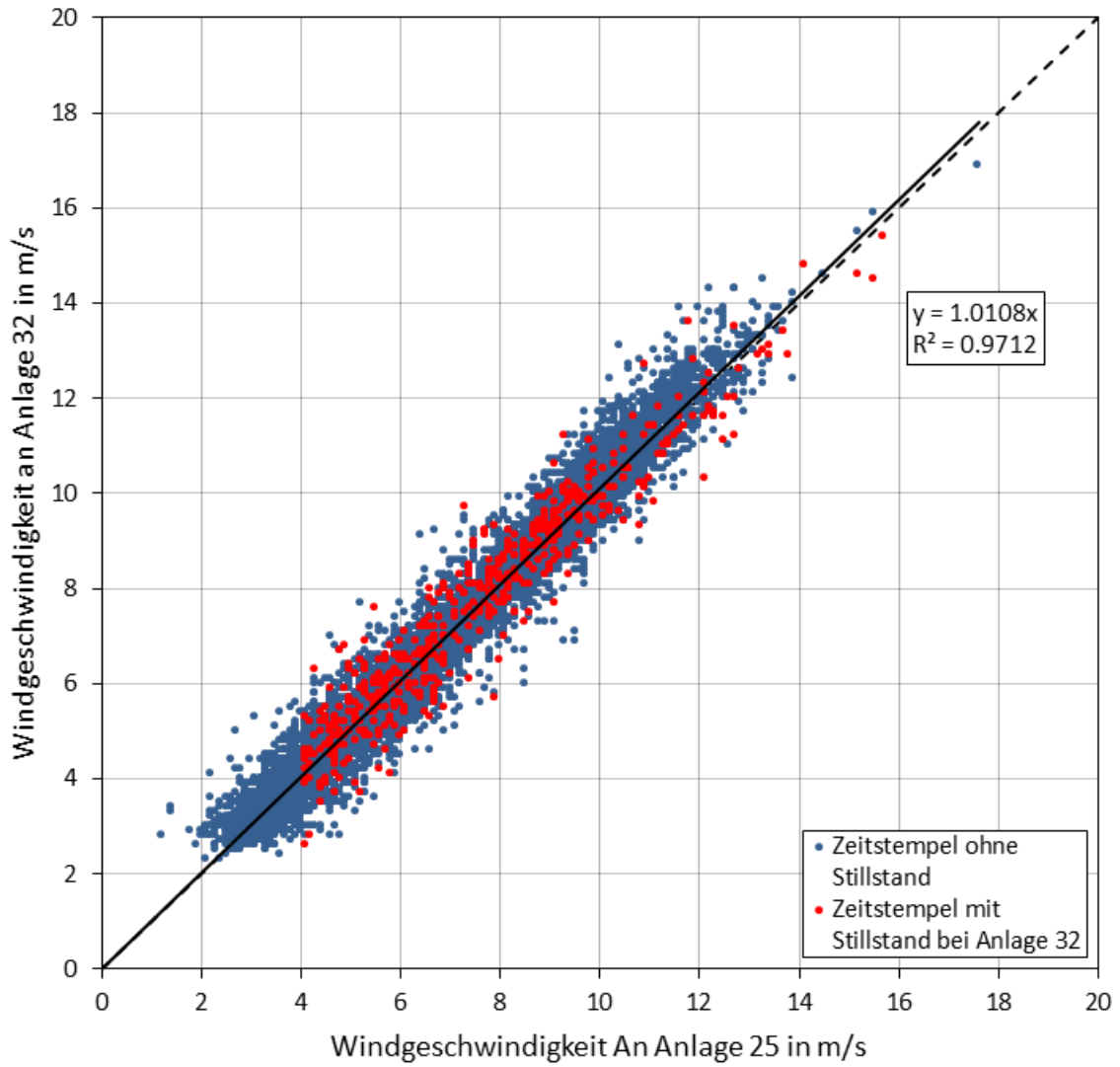


Abbildung A5. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 25 (Eigene Darstellung)

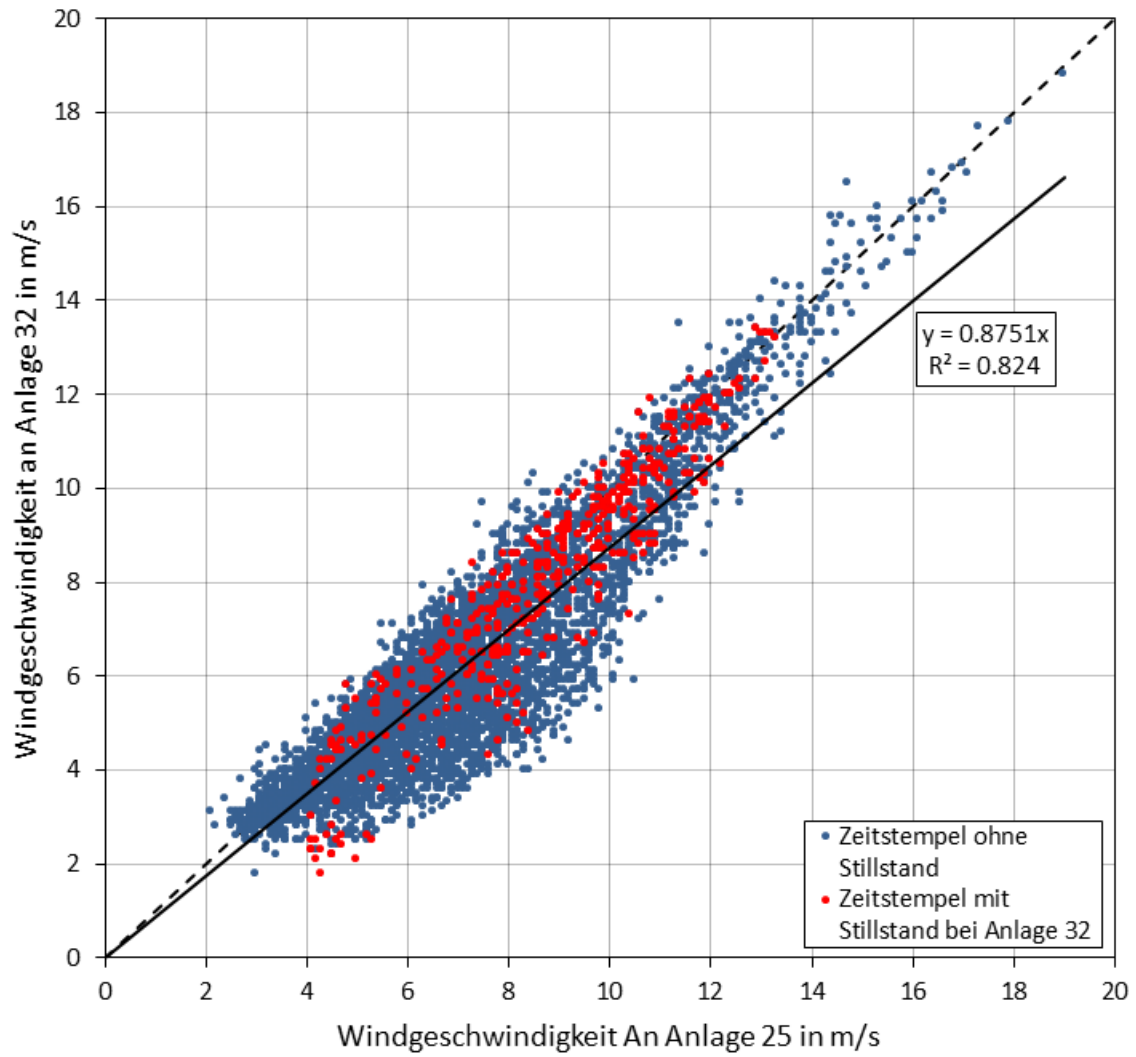


Abbildung A6. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 25 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

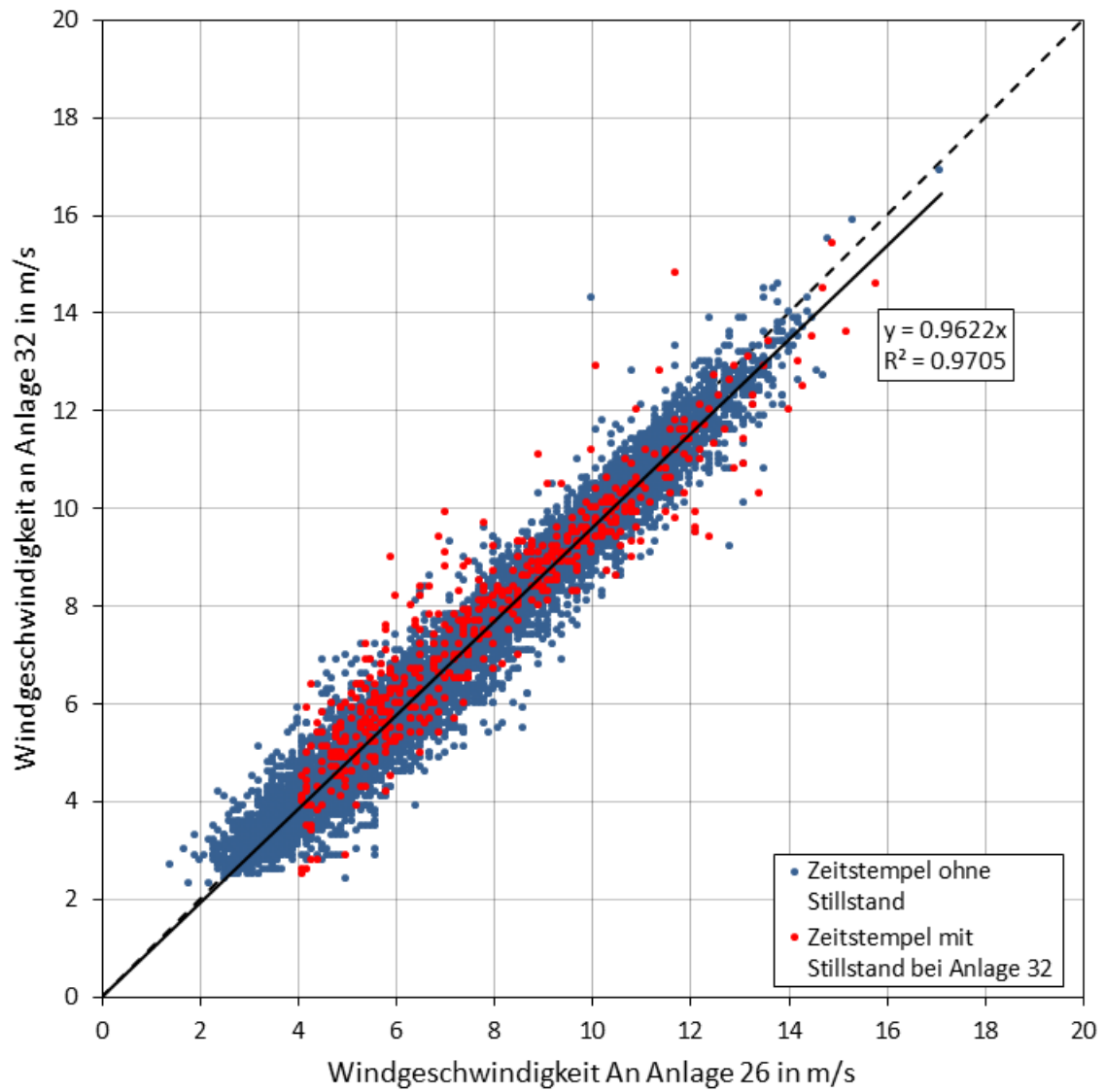


Abbildung A7. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 (Eigene Darstellung)

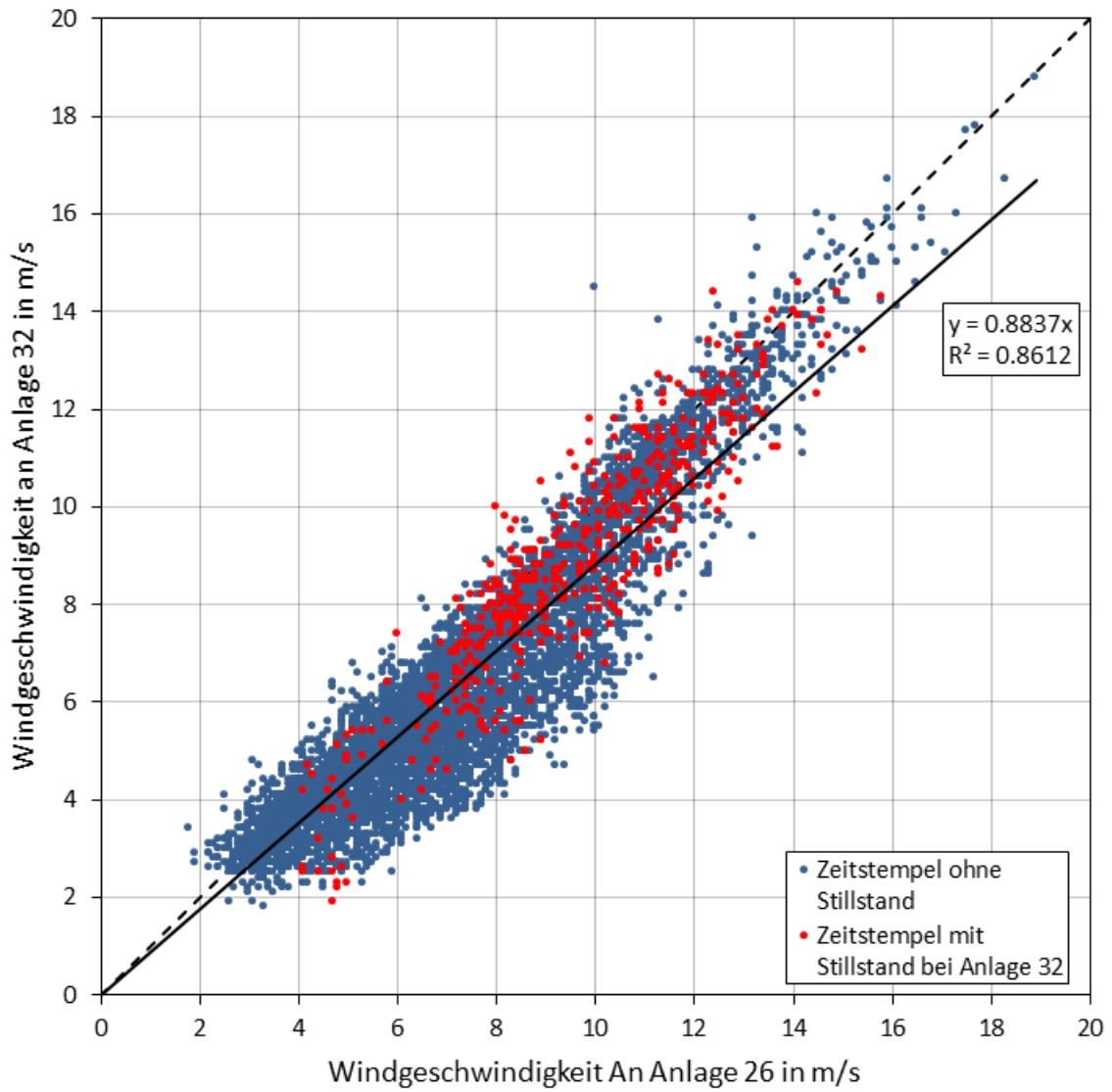


Abbildung A8. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

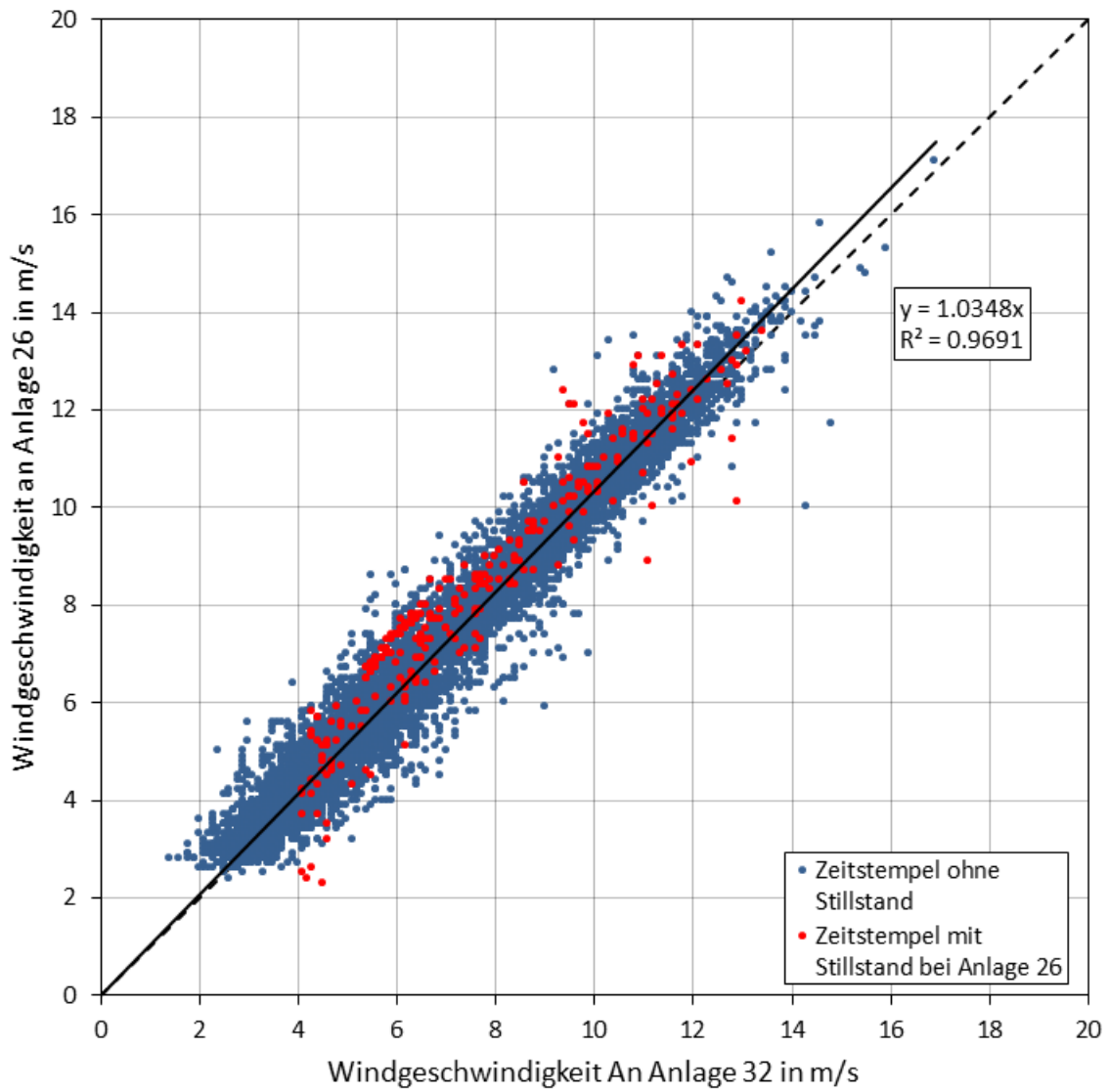


Abbildung A9. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 (Eigene Darstellung)

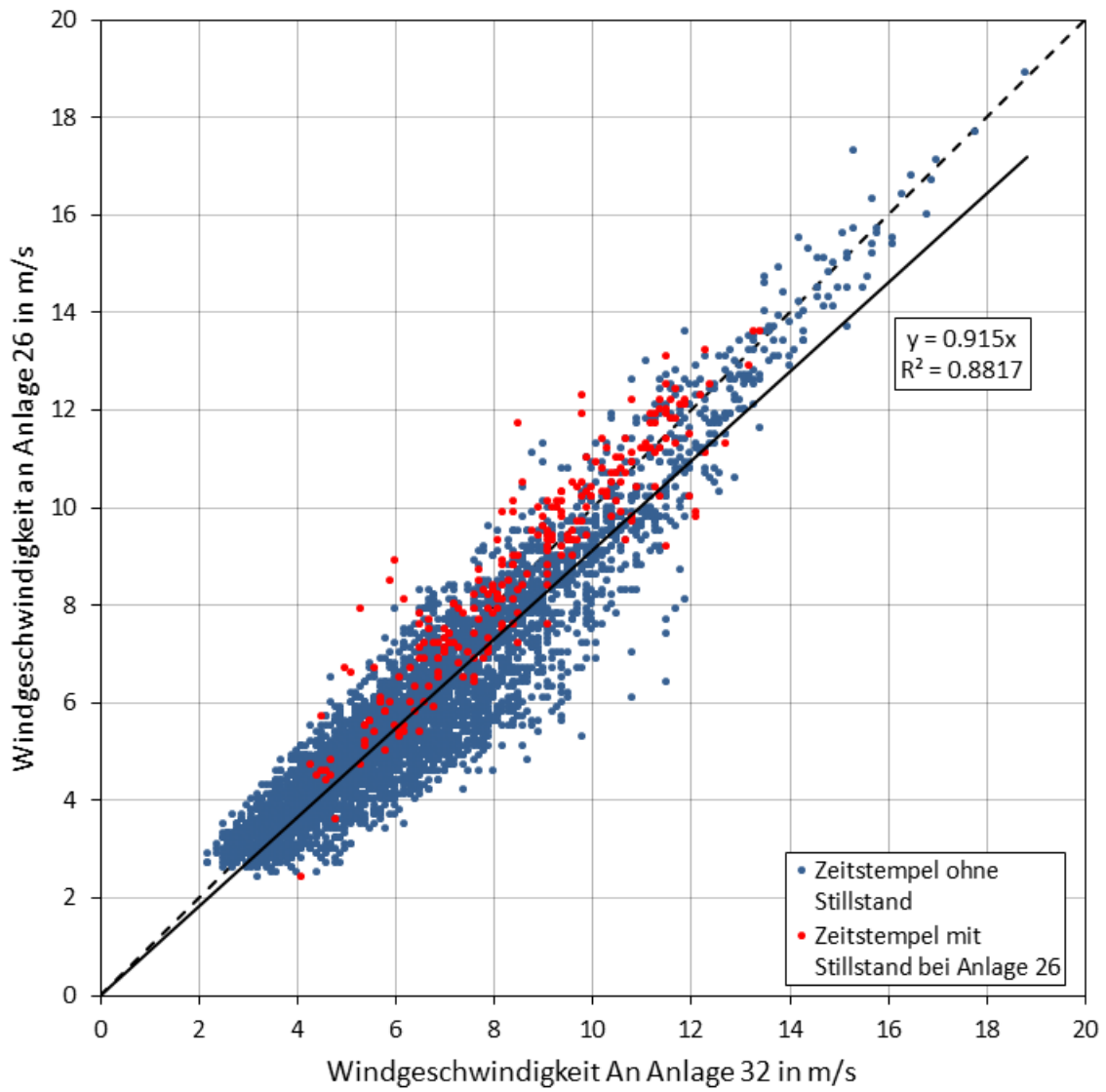


Abbildung A10. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 32 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

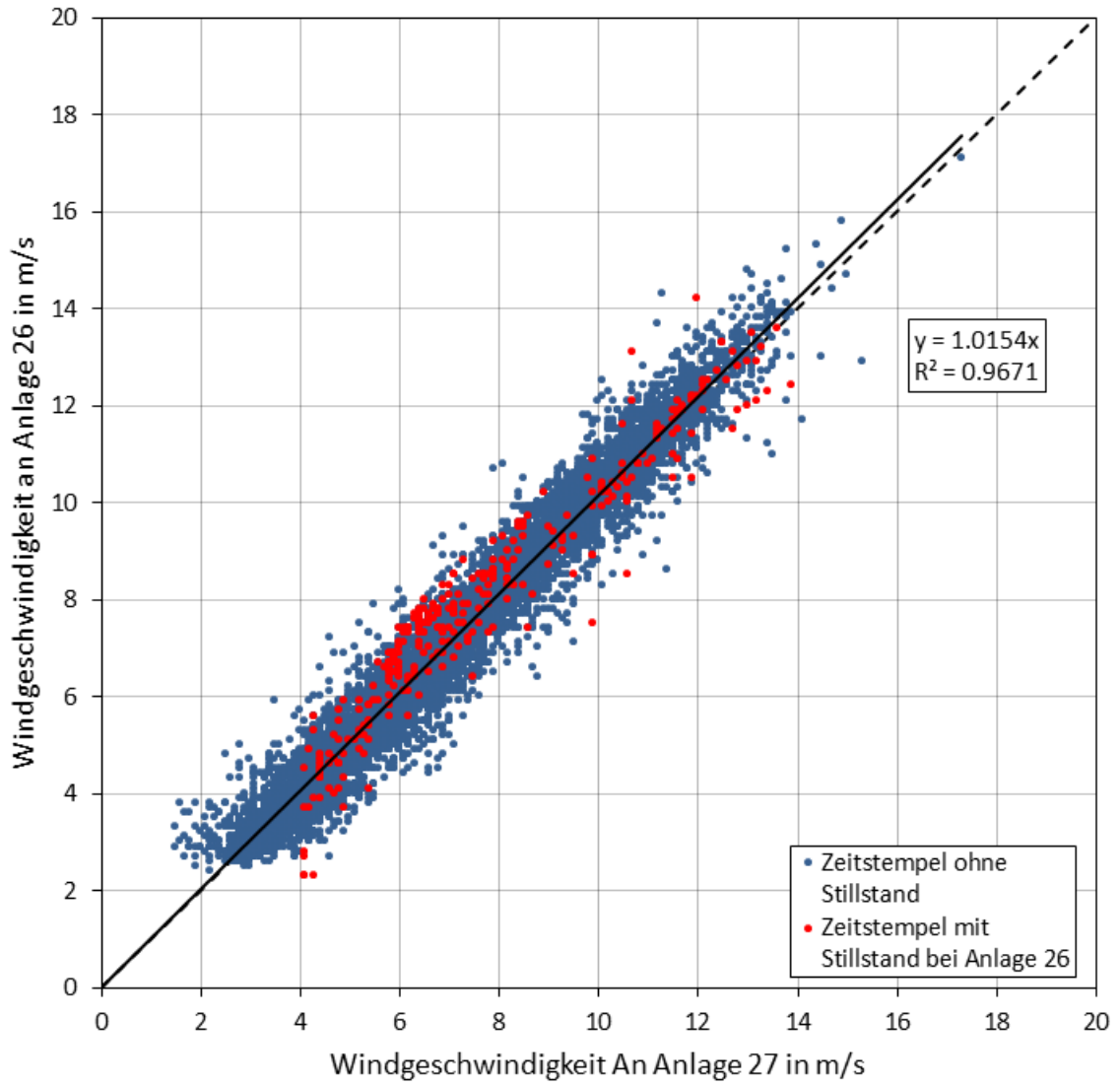


Abbildung A11. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 27 (Eigene Darstellung)

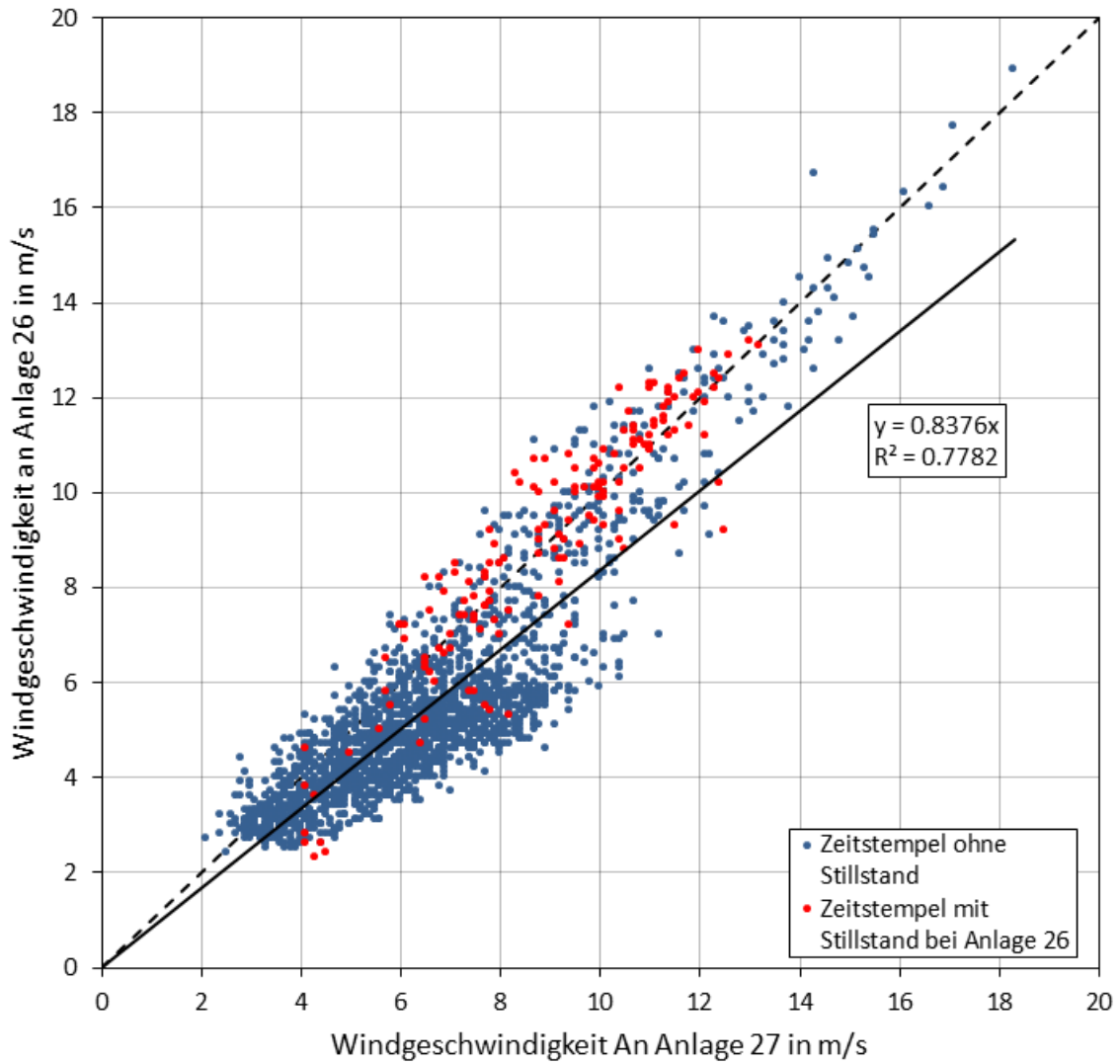


Abbildung A12. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 26 an Standort 1, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 27 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

A 1.2 Standort 2

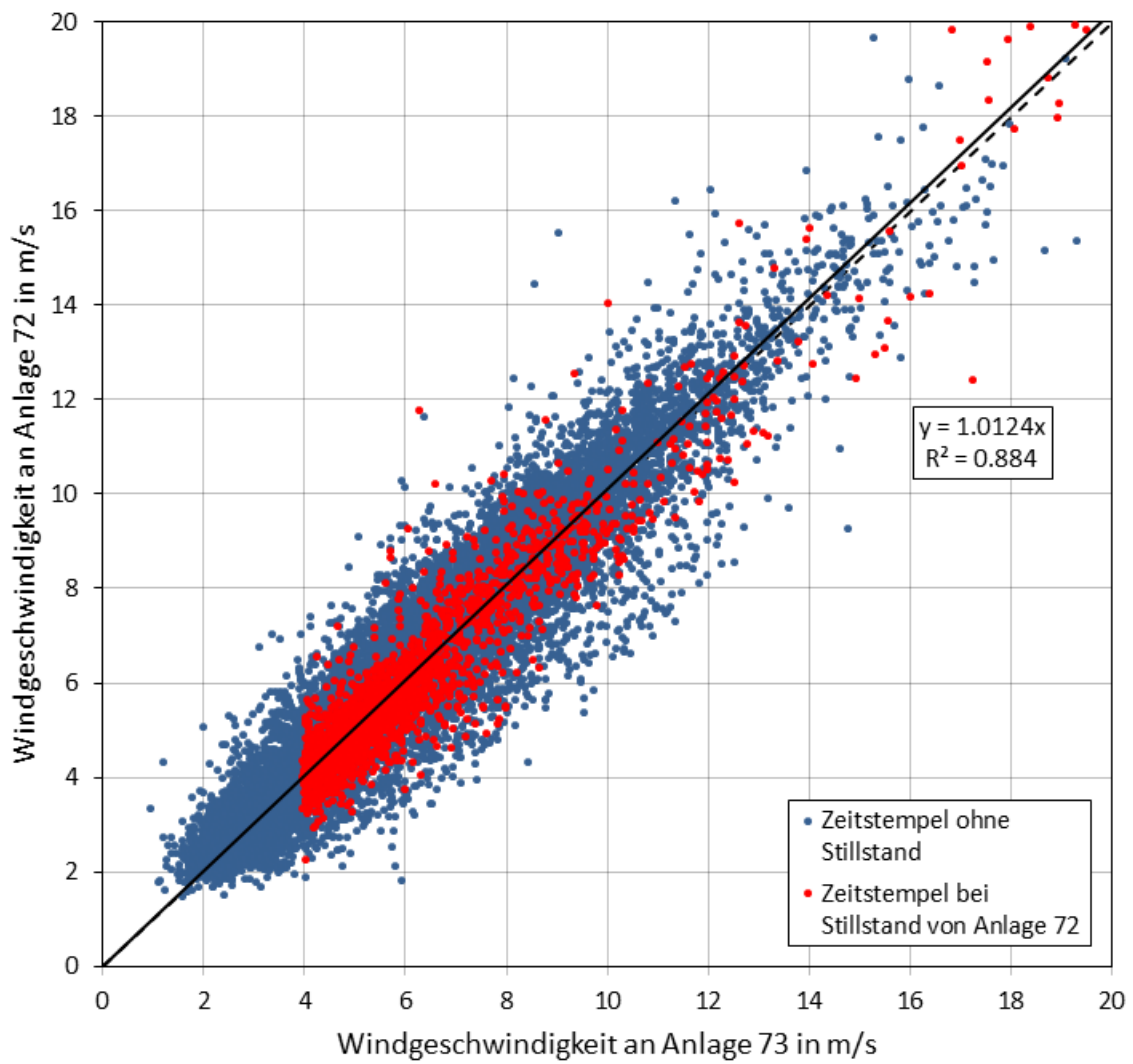


Abbildung A13. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 72 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 73 (Eigene Darstellung)

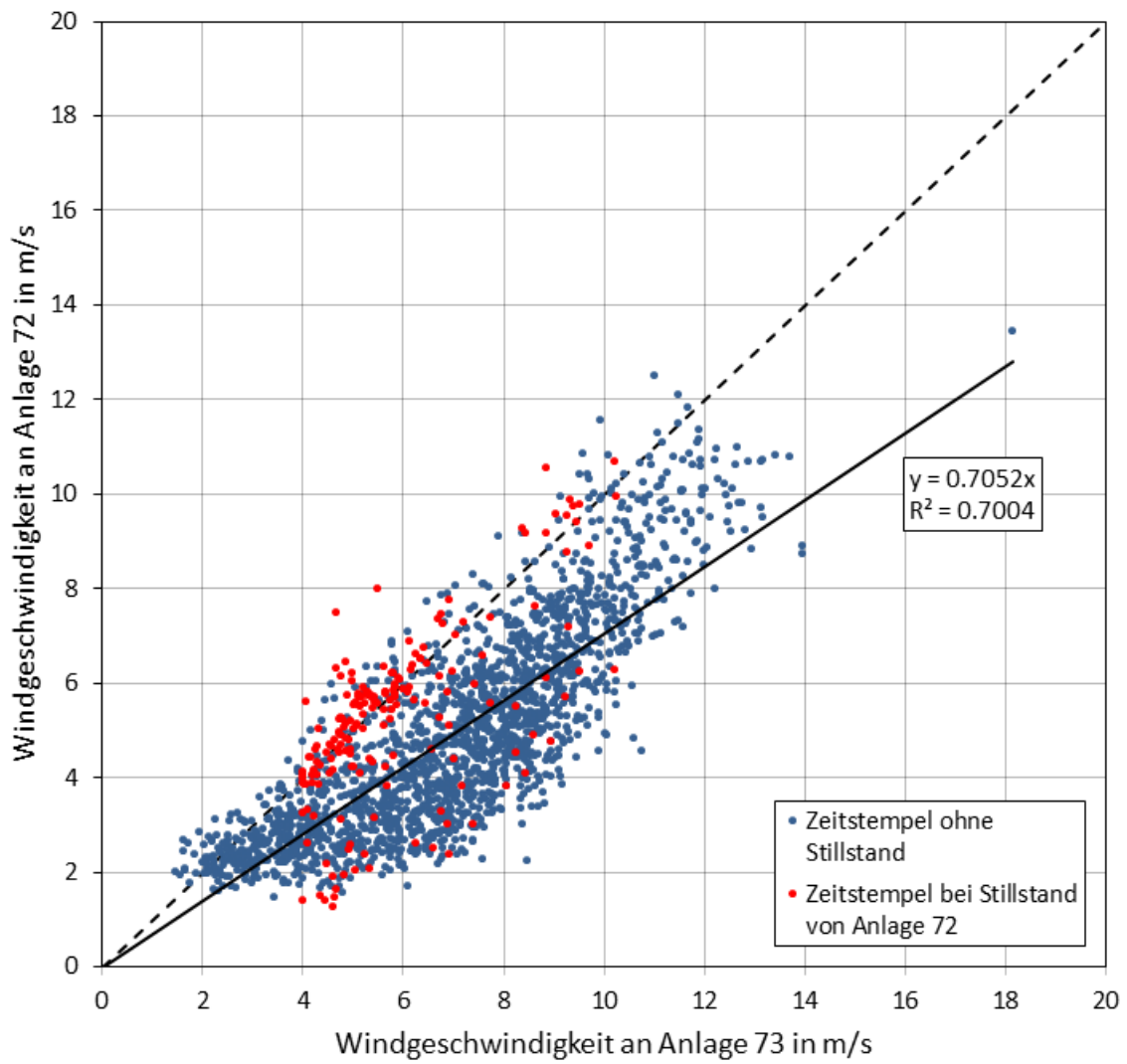


Abbildung A14. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 72 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 73 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

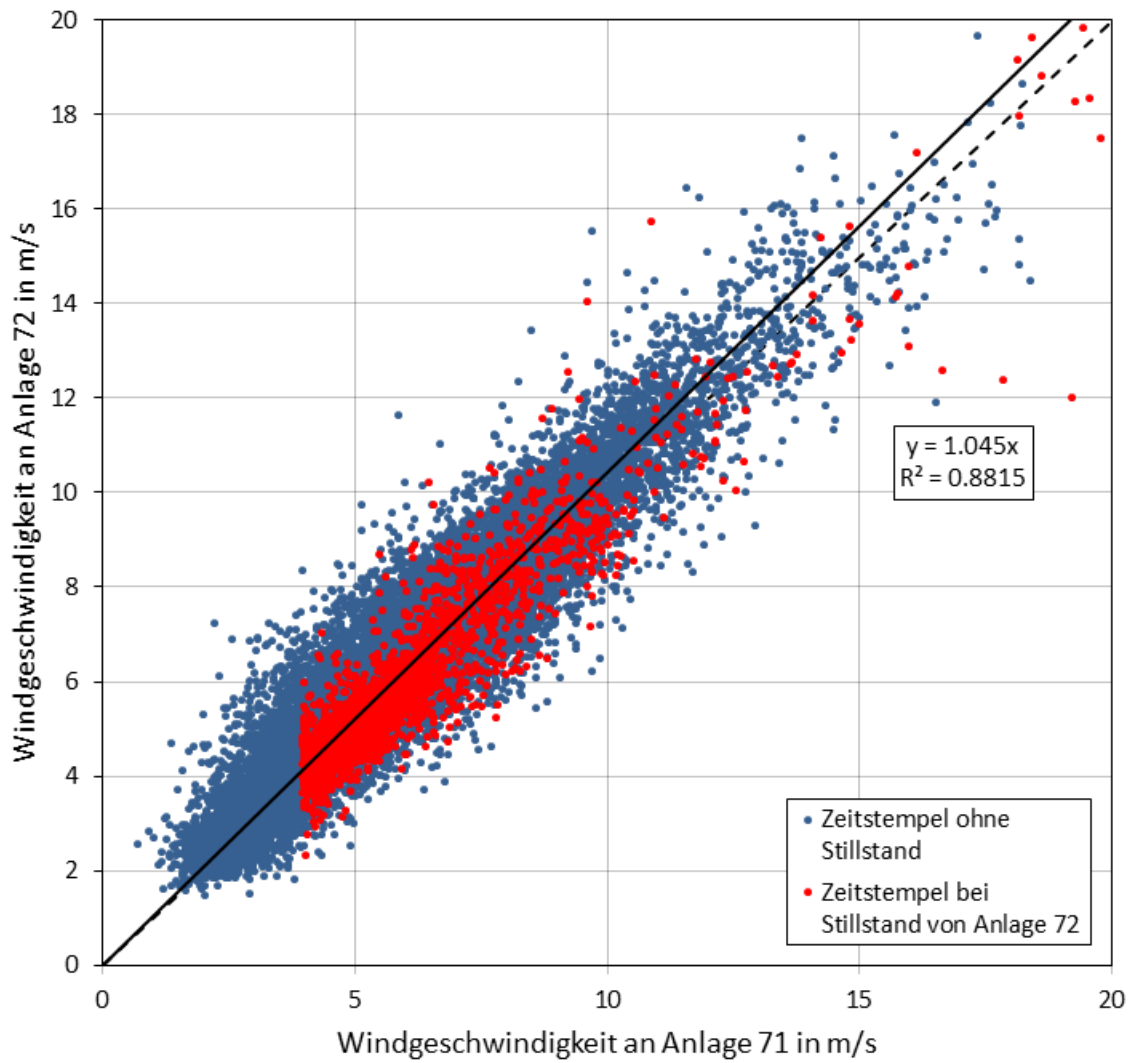


Abbildung A15. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 72 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 71 (Eigene Darstellung)

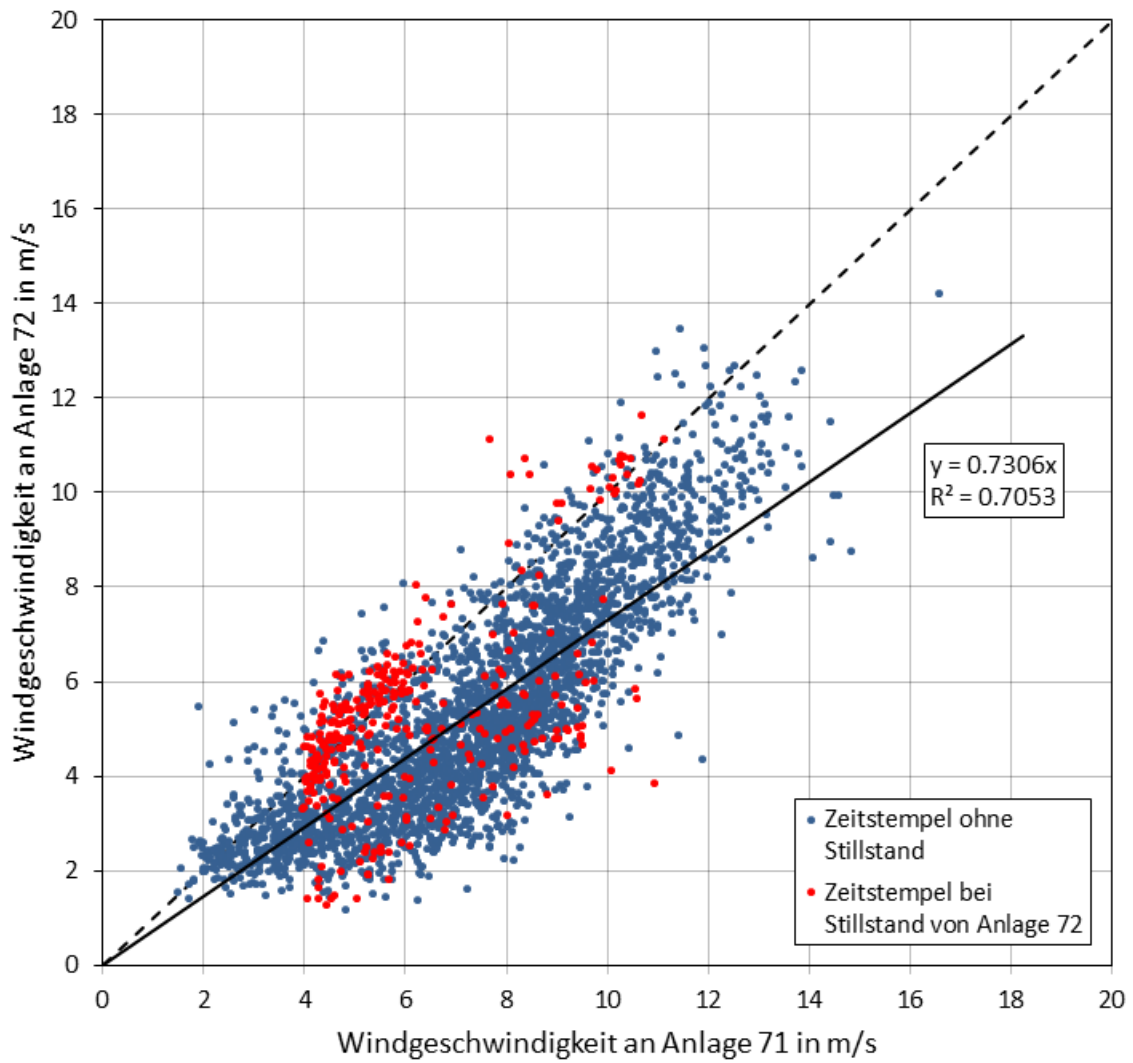


Abbildung A16. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 72 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 71 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

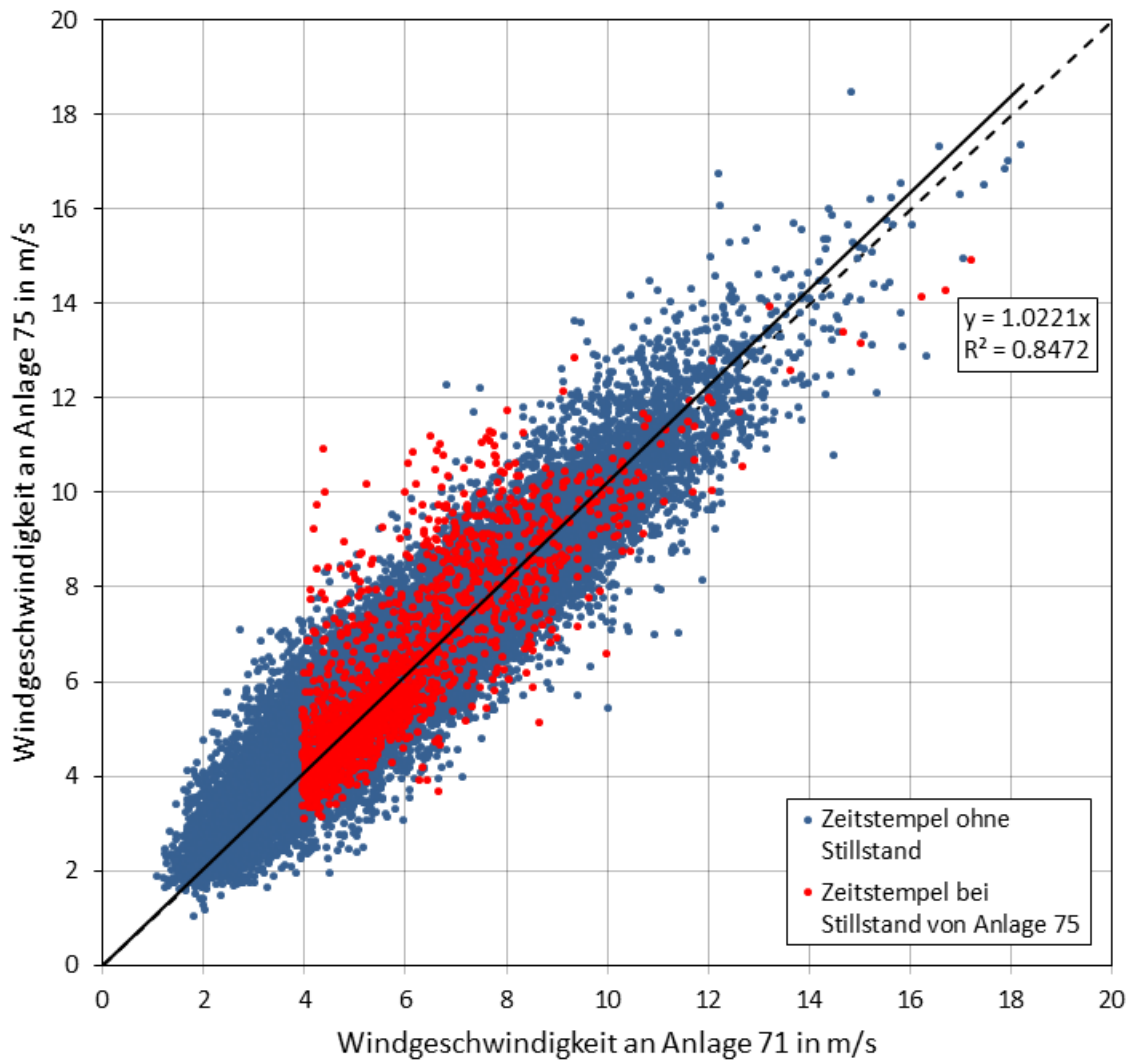


Abbildung A17. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 75 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 71 (Eigene Darstellung)

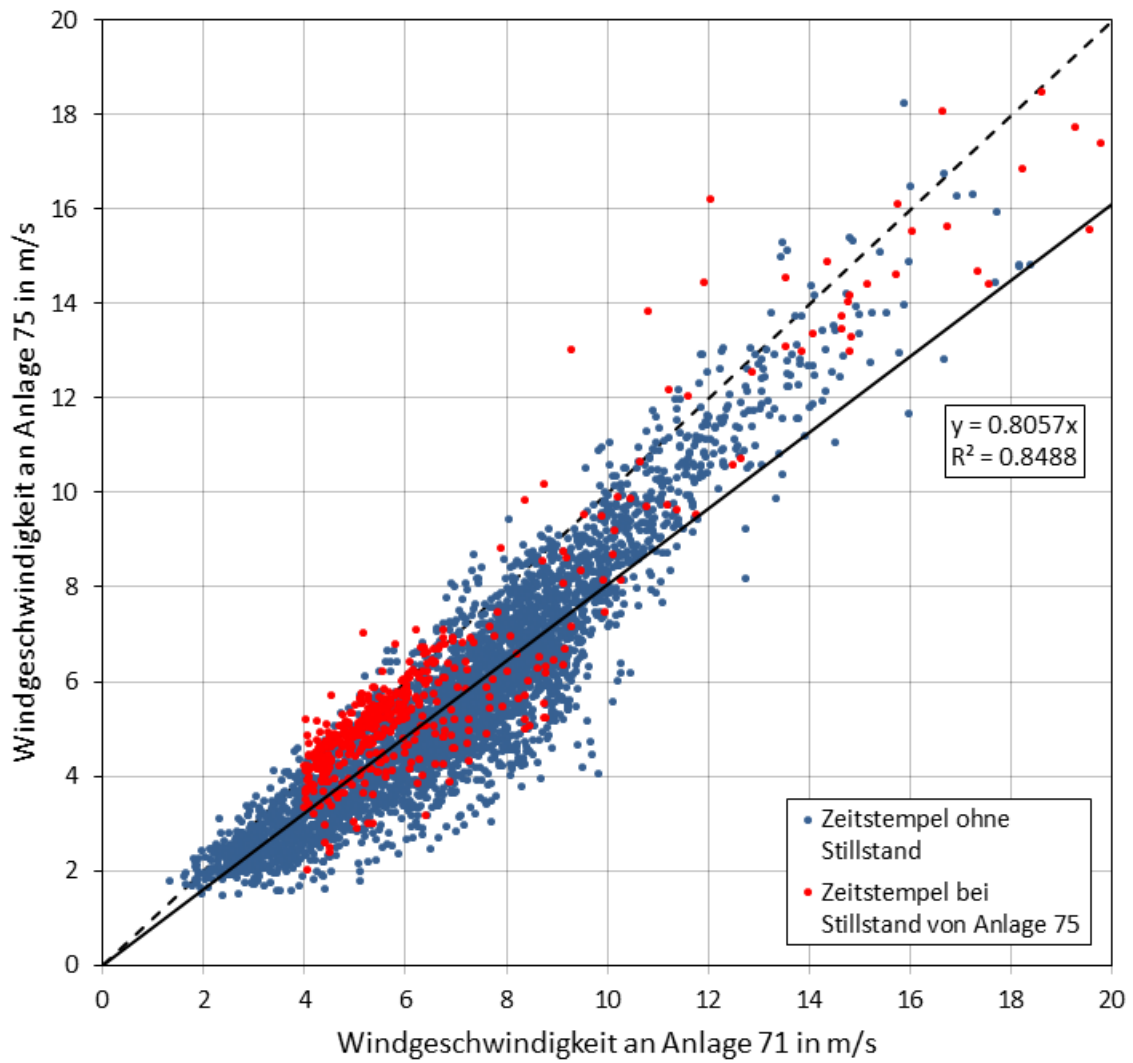


Abbildung A18. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 75 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 71 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

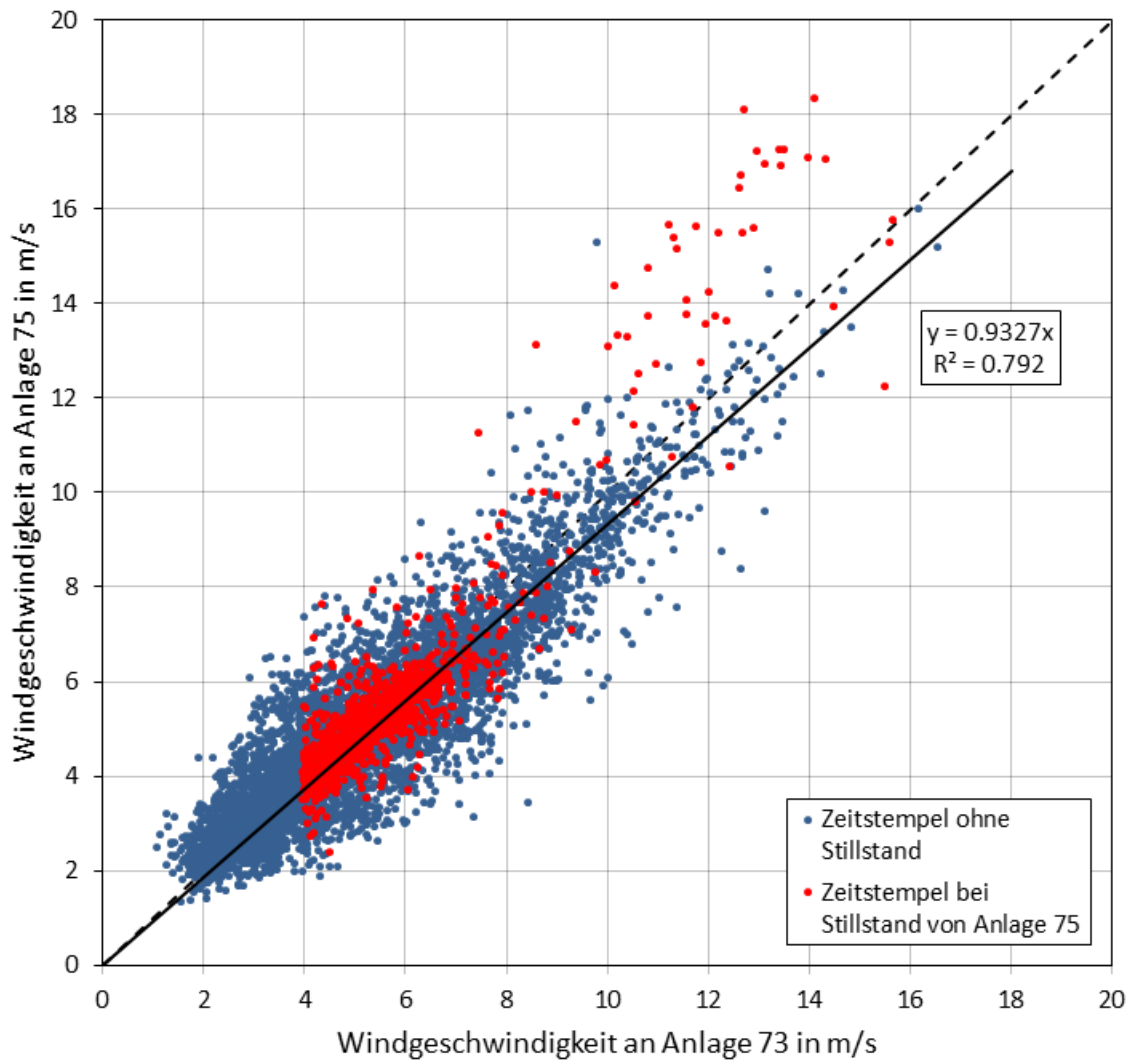


Abbildung A19. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 75 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 73 (Eigene Darstellung)

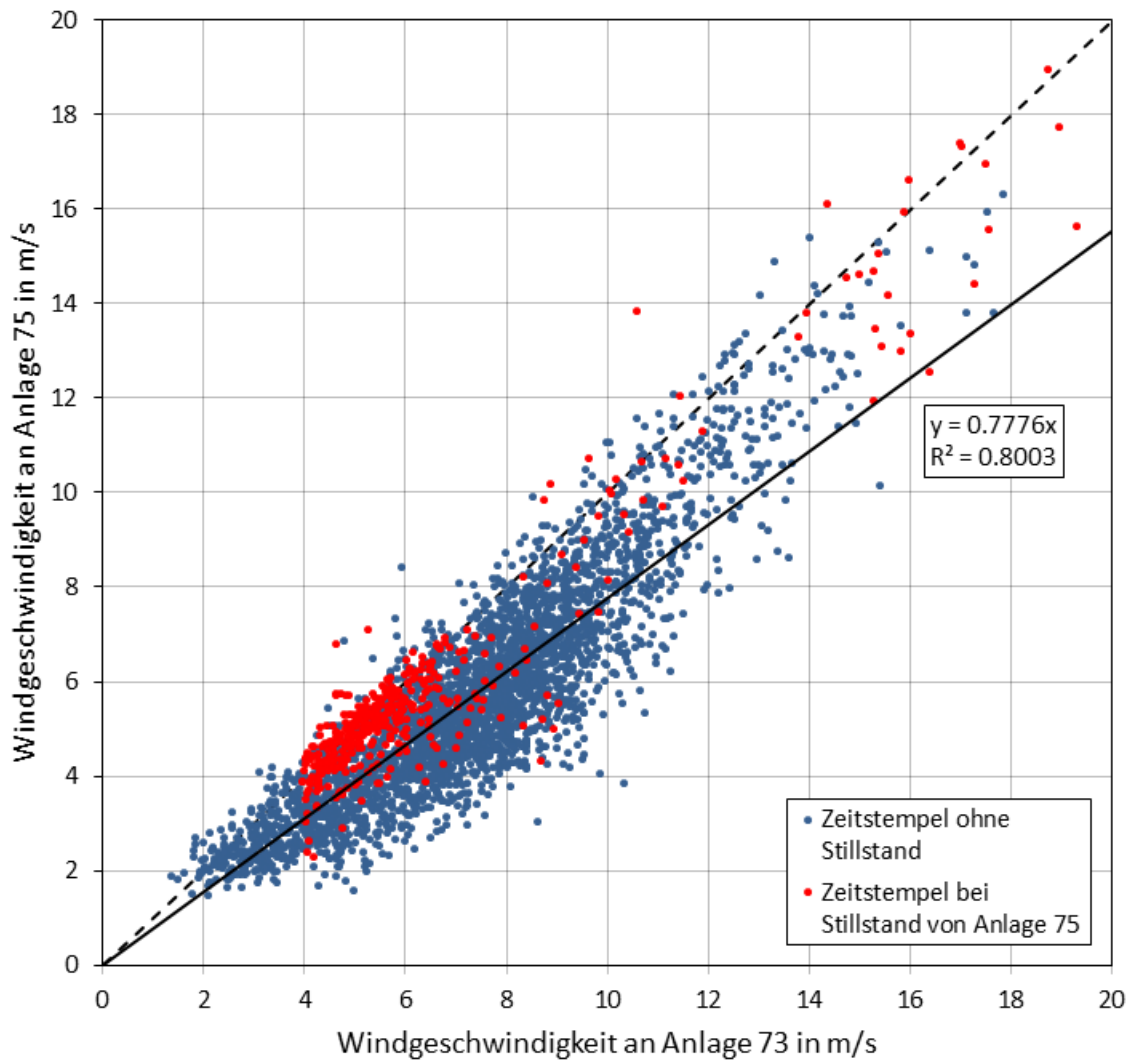


Abbildung A20. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 75 an Standort 2, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 73 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

A 1.3 Standort 3

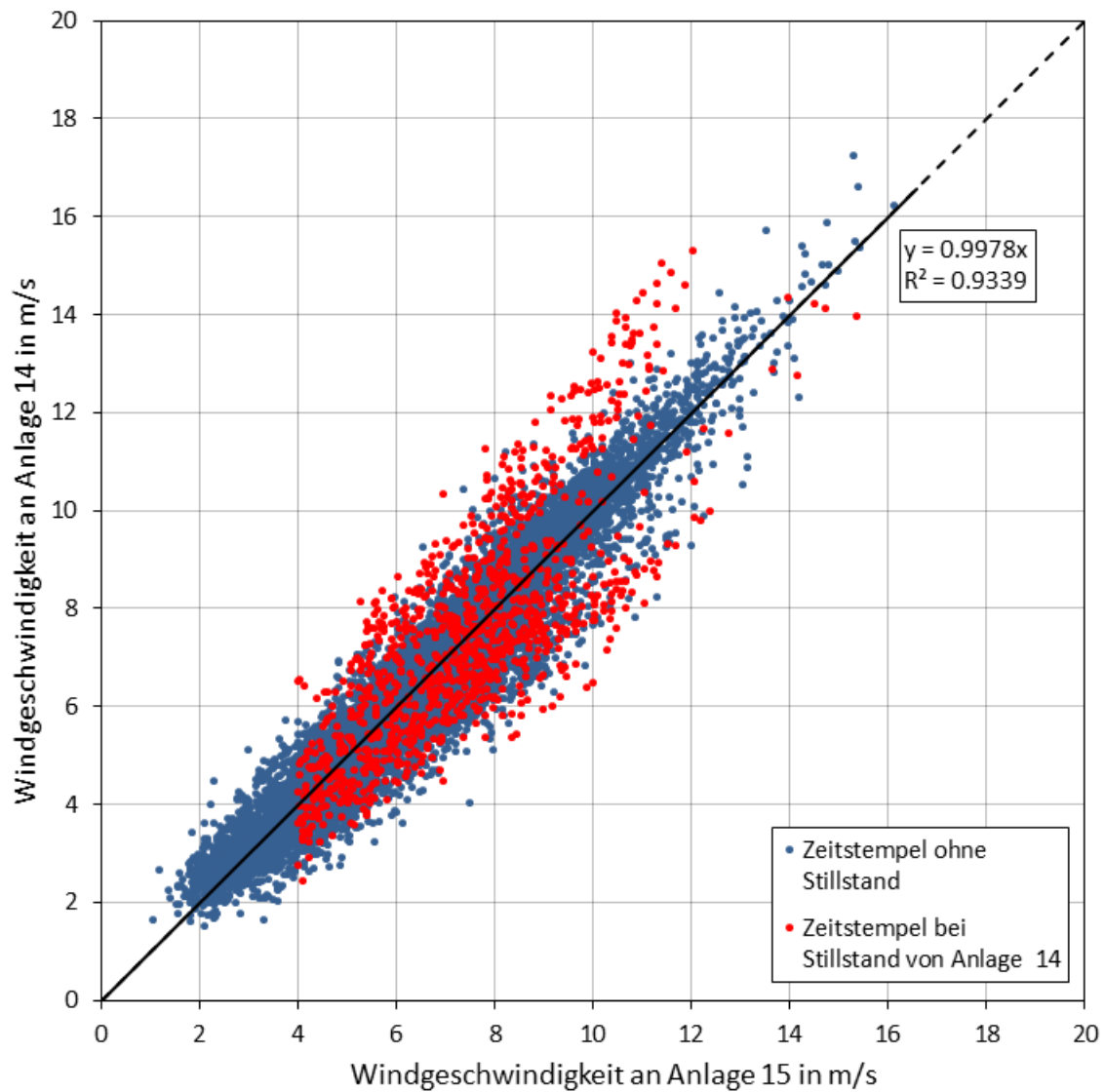


Abbildung A21. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 am Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 (Eigene Darstellung)

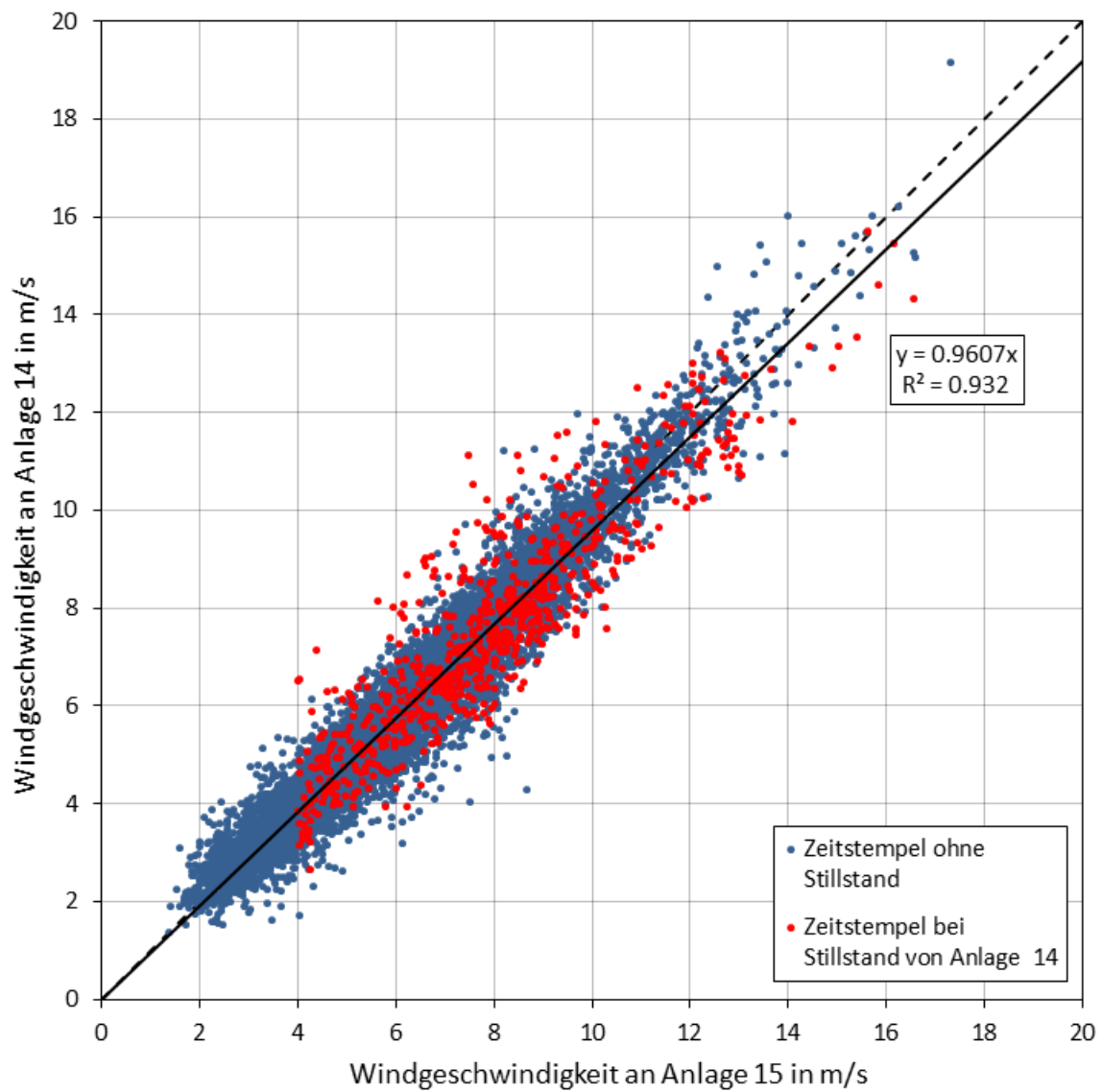


Abbildung A22. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 an Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

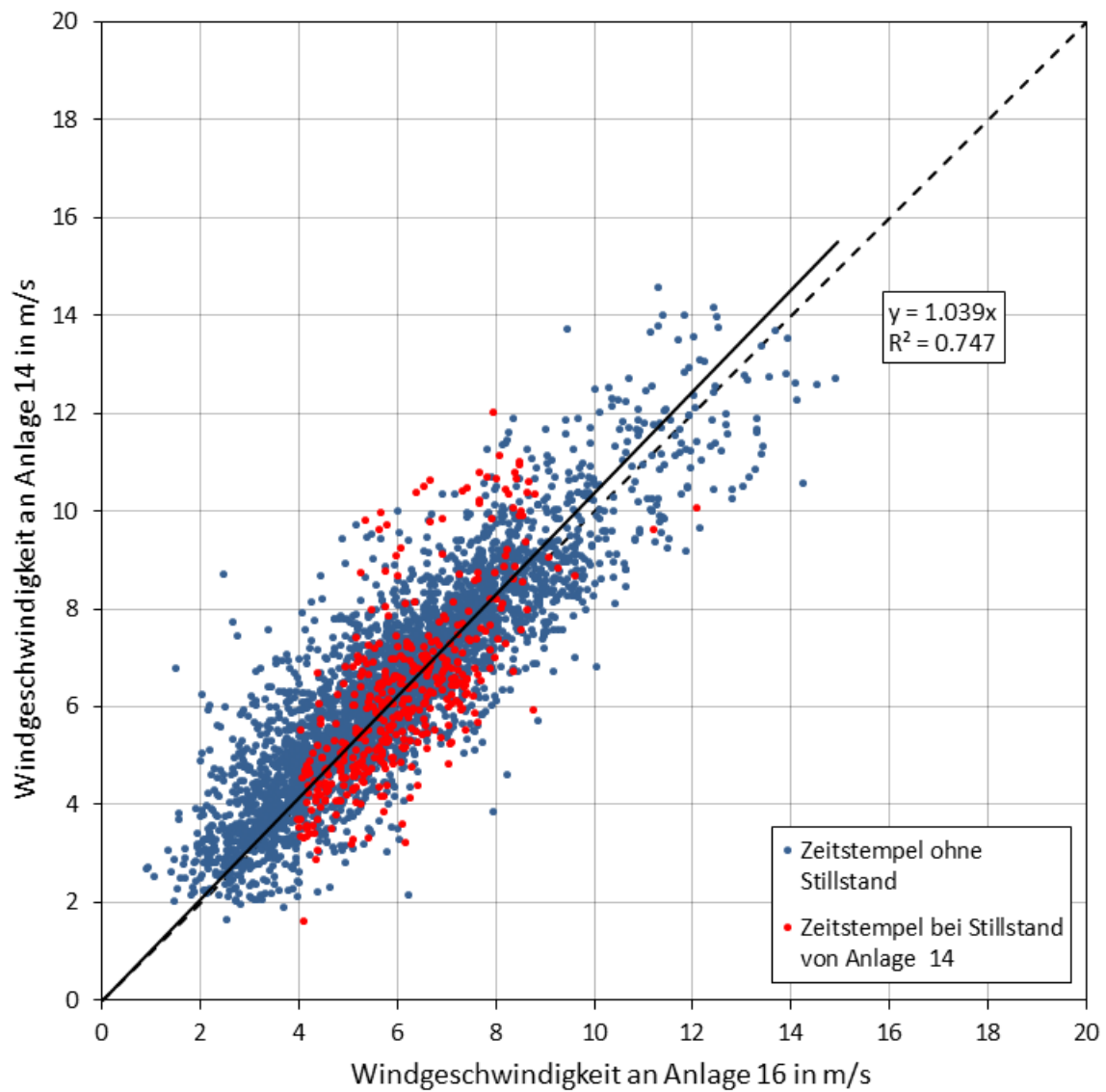


Abbildung A23. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 am Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 (Eigene Darstellung)

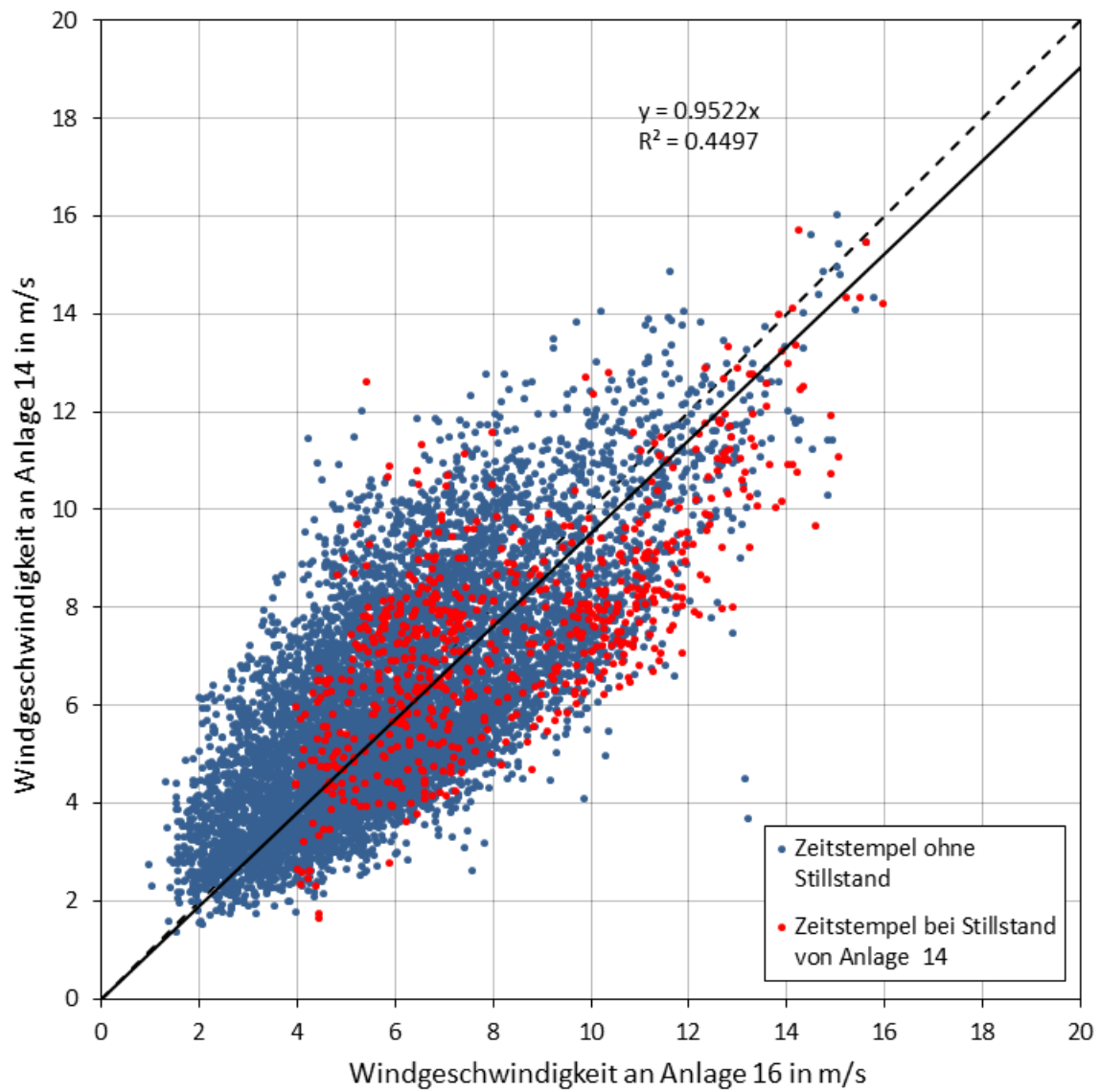


Abbildung A24. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 an Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

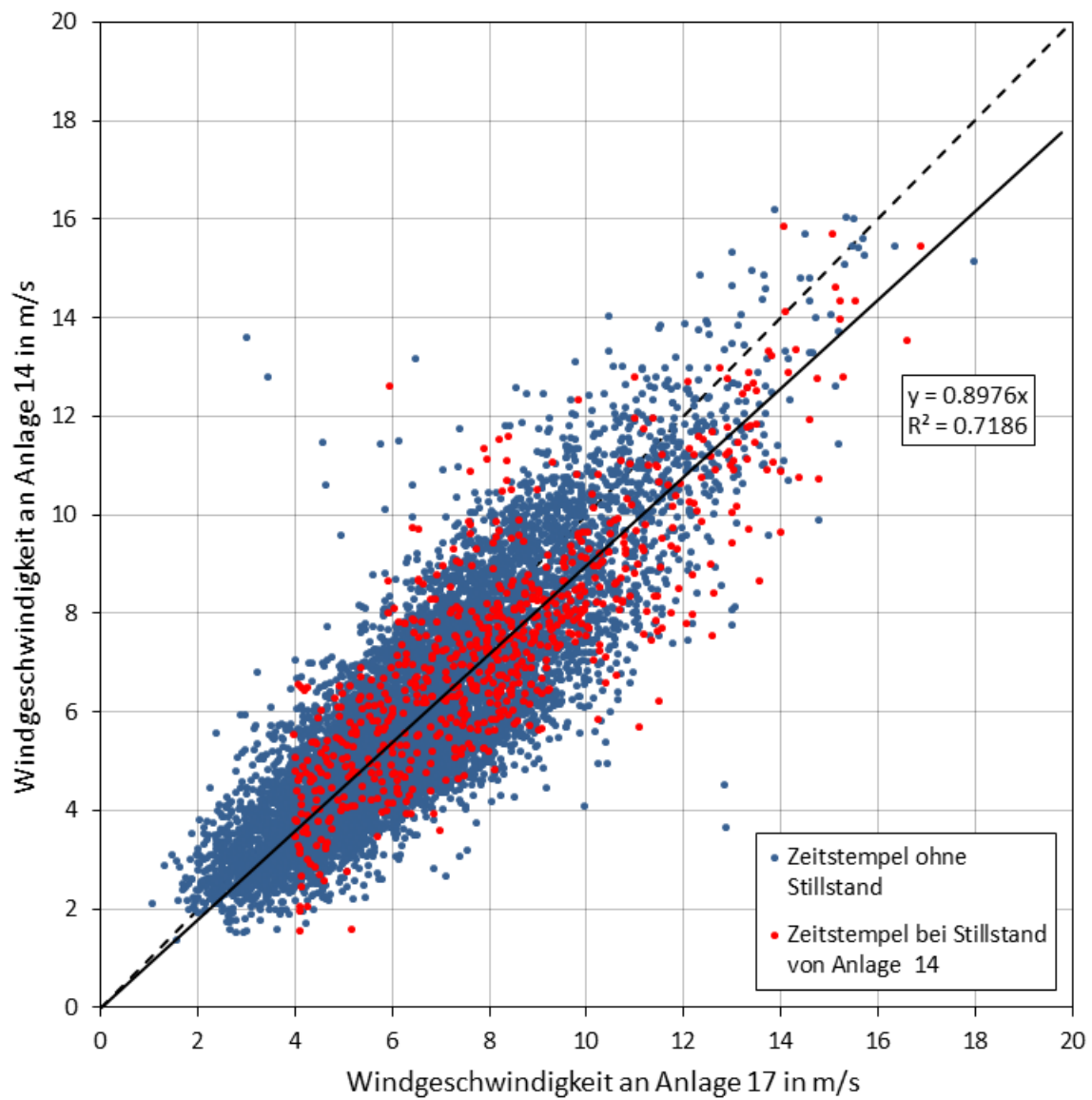


Abbildung A25. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 am Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 (Eigene Darstellung)

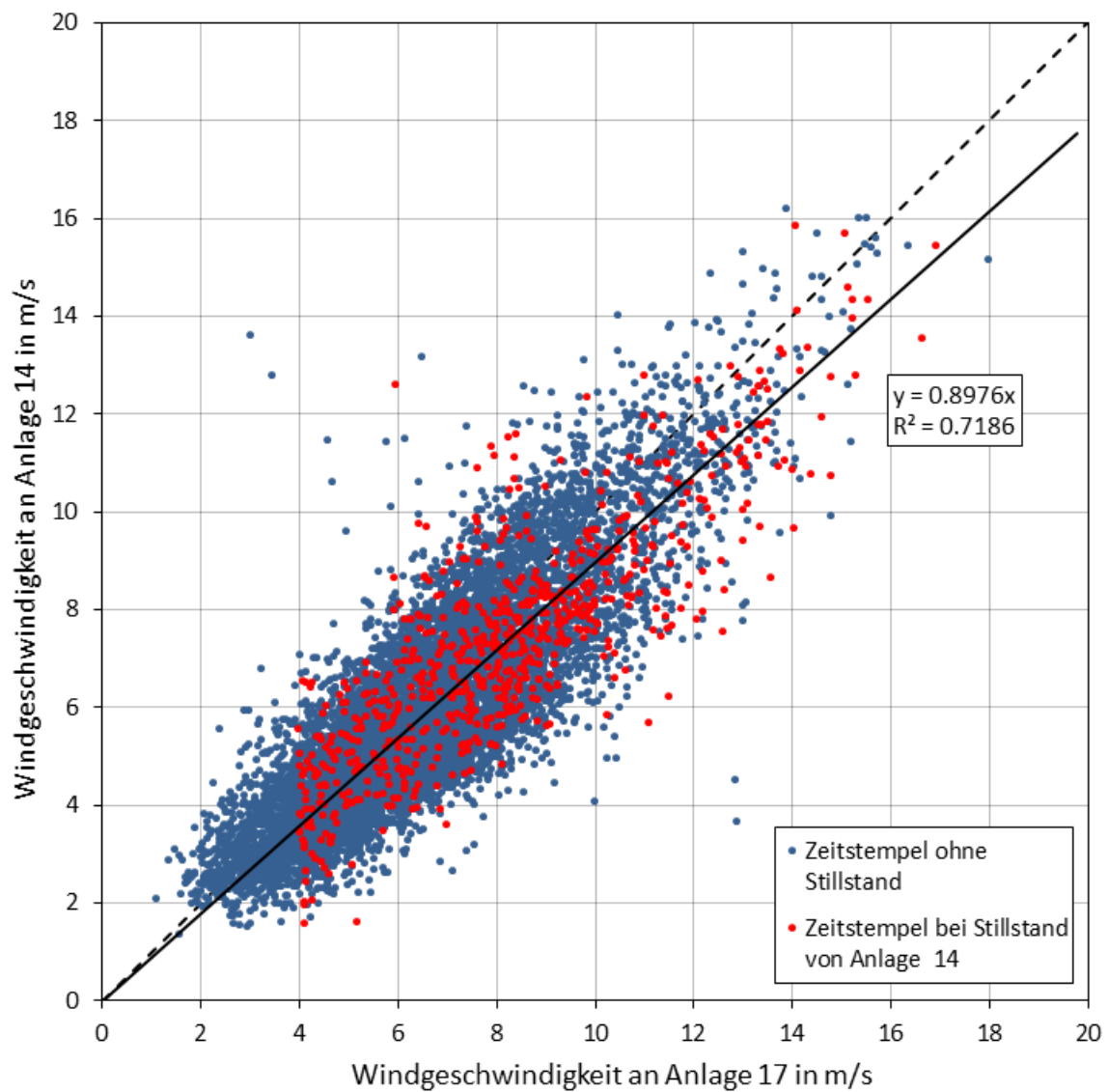


Abbildung A26. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 an Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

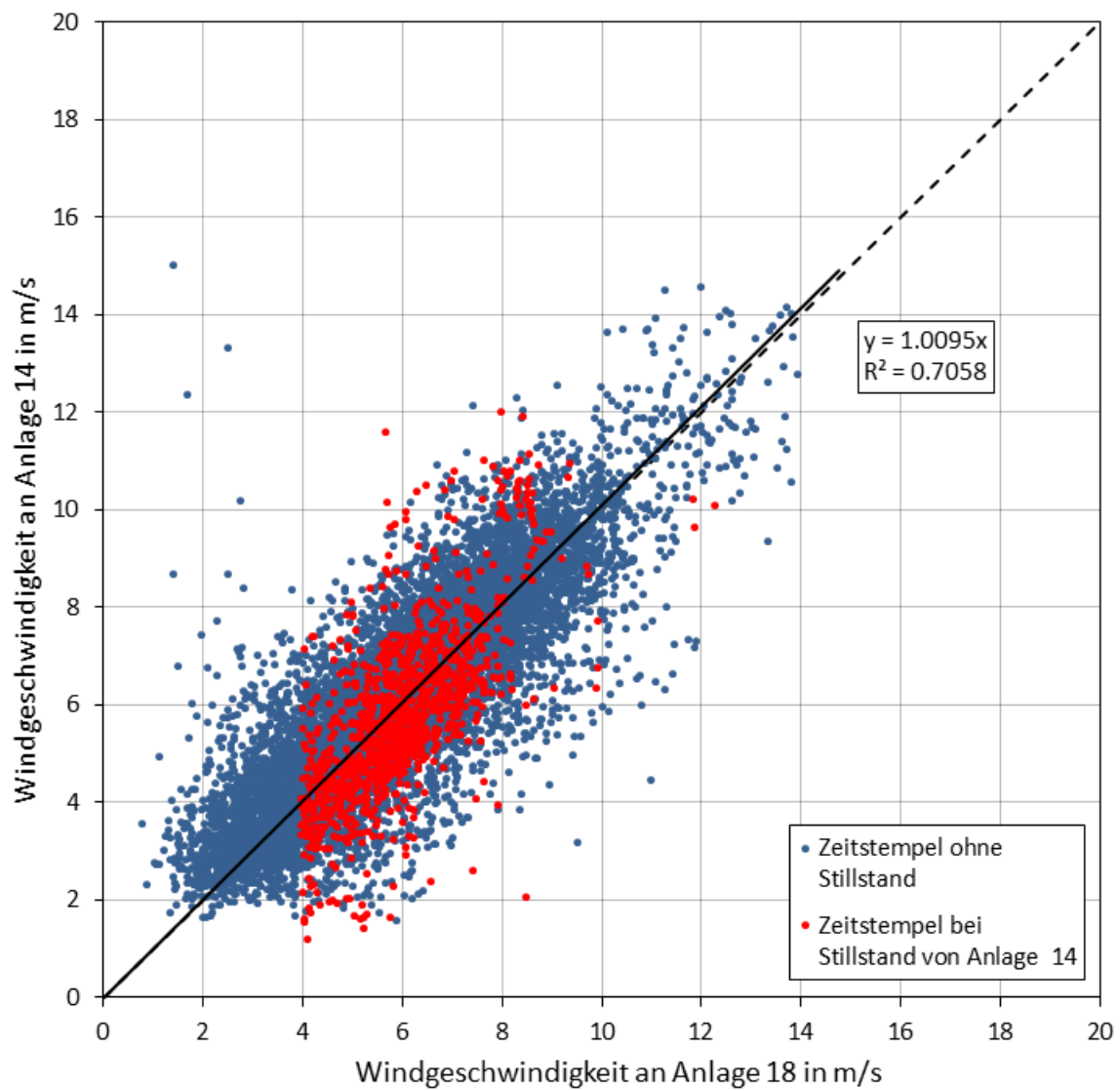


Abbildung A27. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 am Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 (Eigene Darstellung)

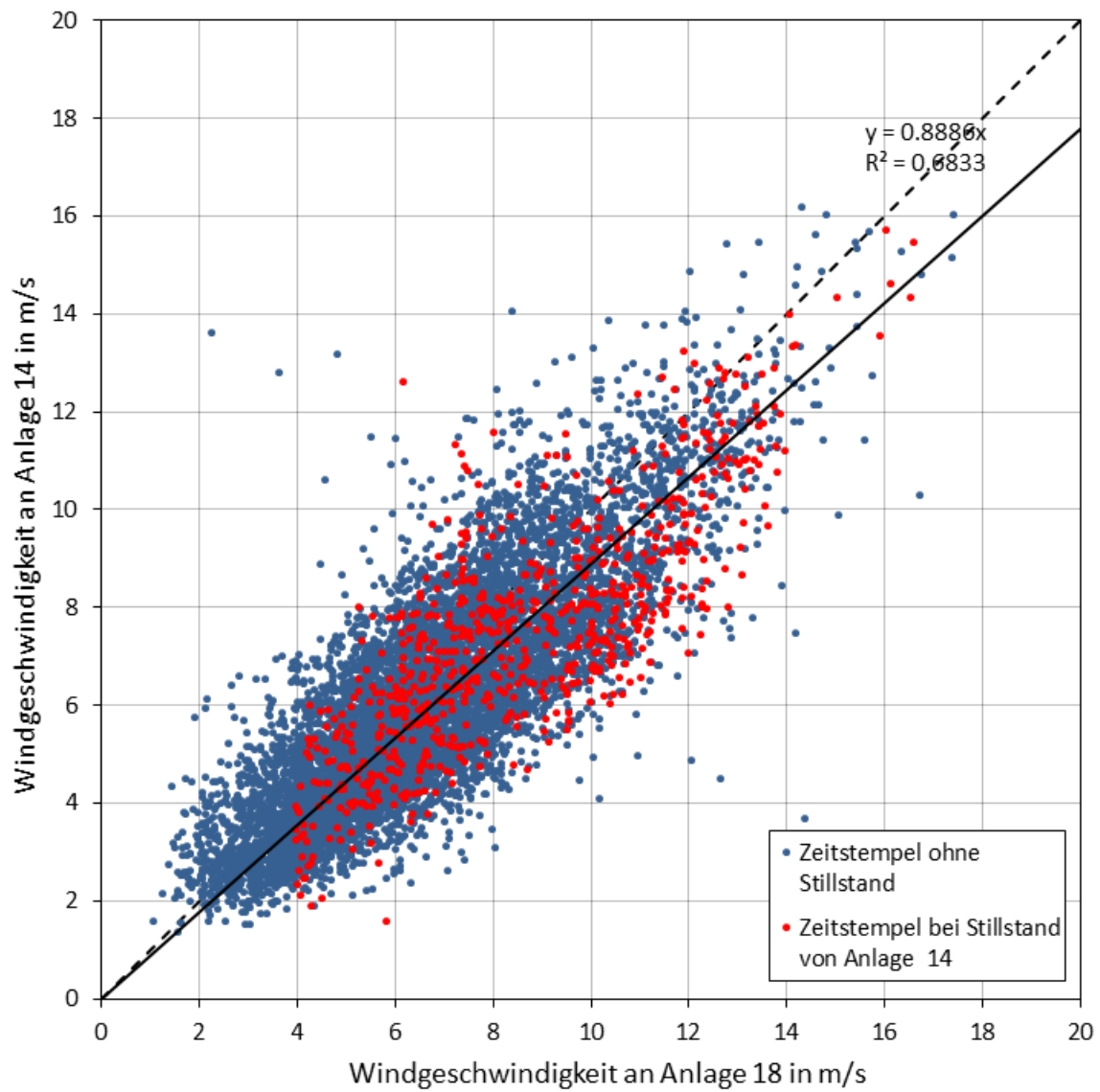


Abbildung A28. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 an Standort 3, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

A 1.4 Standort 4

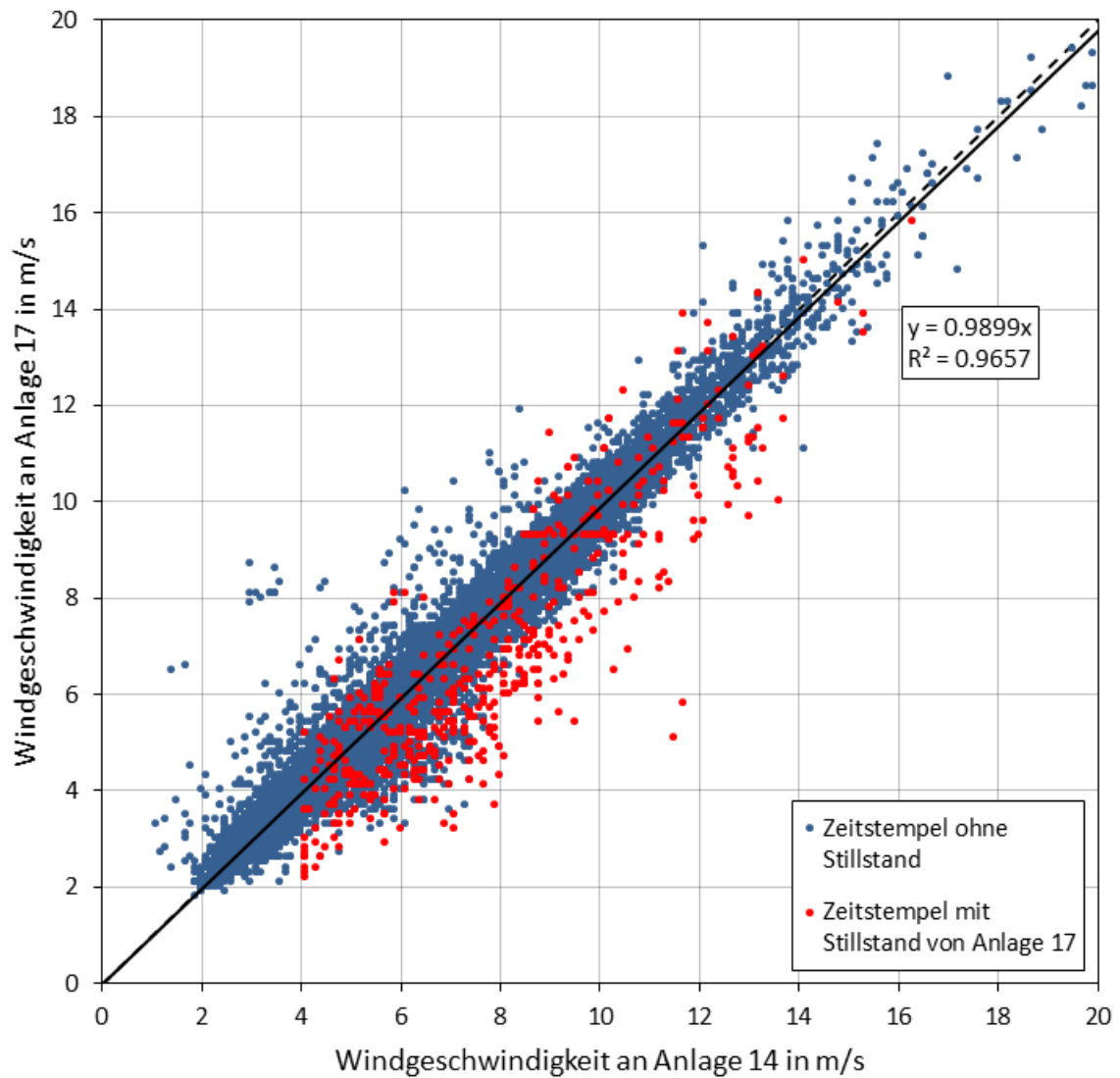


Abbildung A29. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 (Eigene Darstellung)

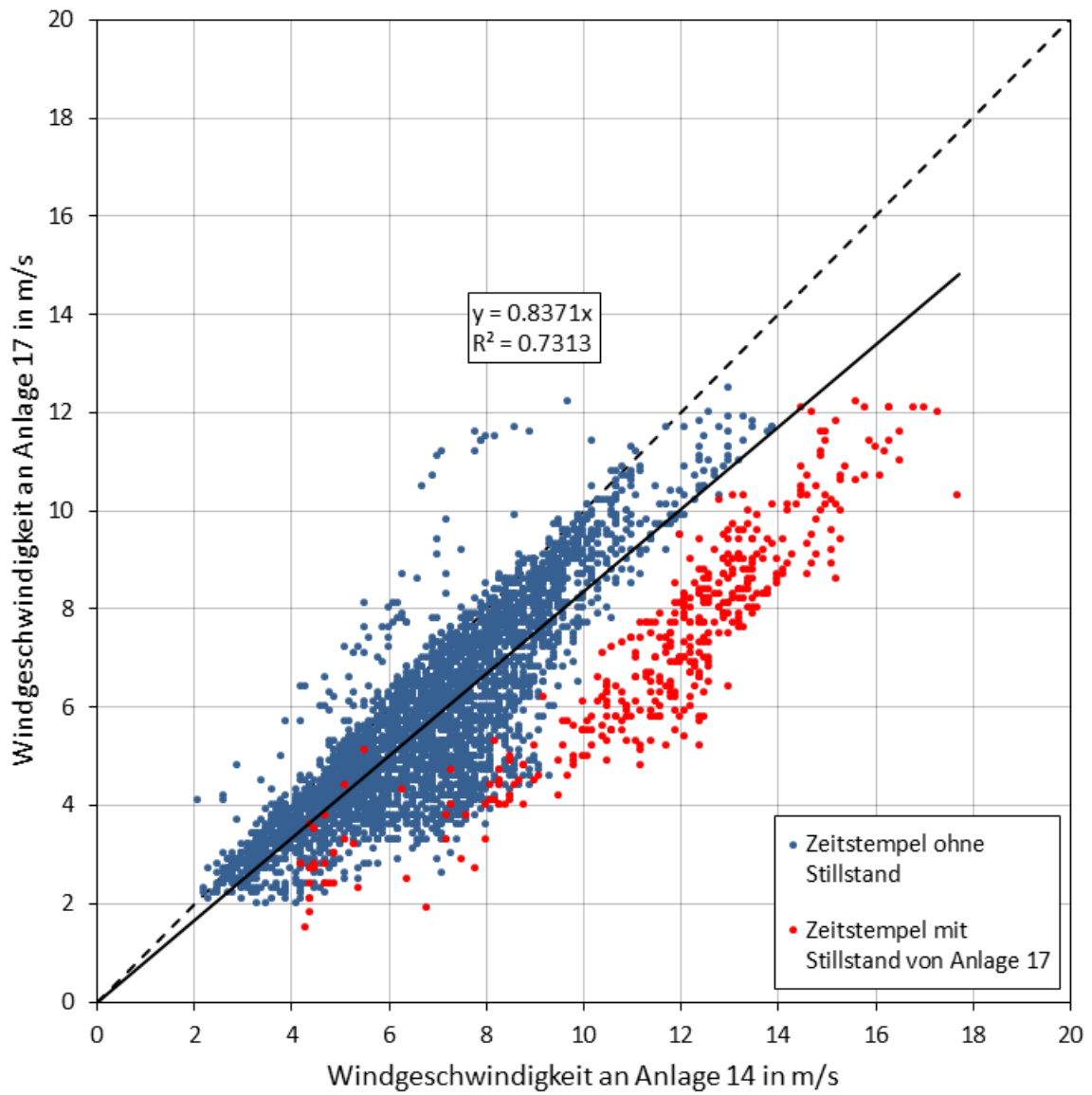


Abbildung A30. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 14 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

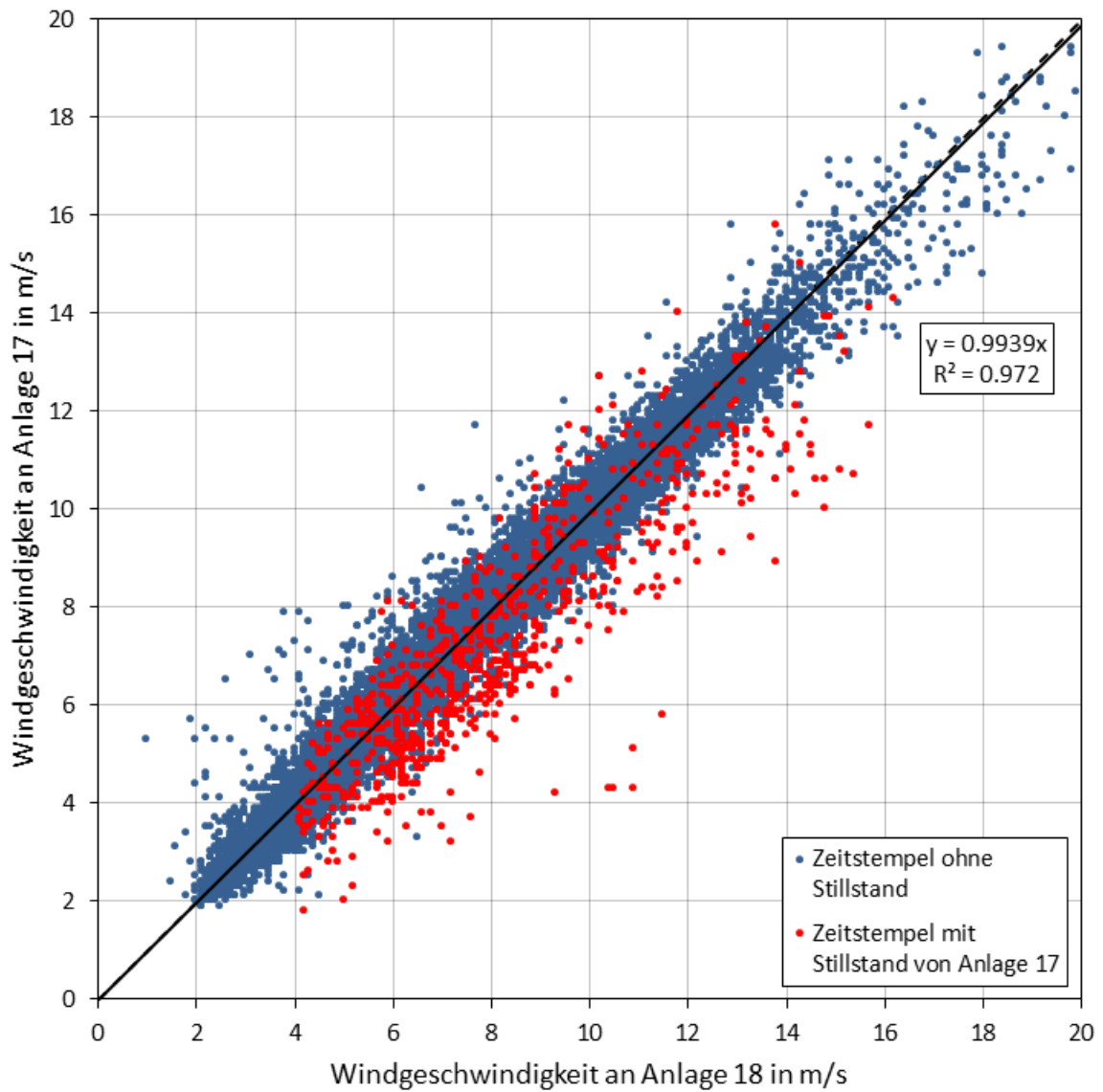


Abbildung A31. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 (Eigene Darstellung)

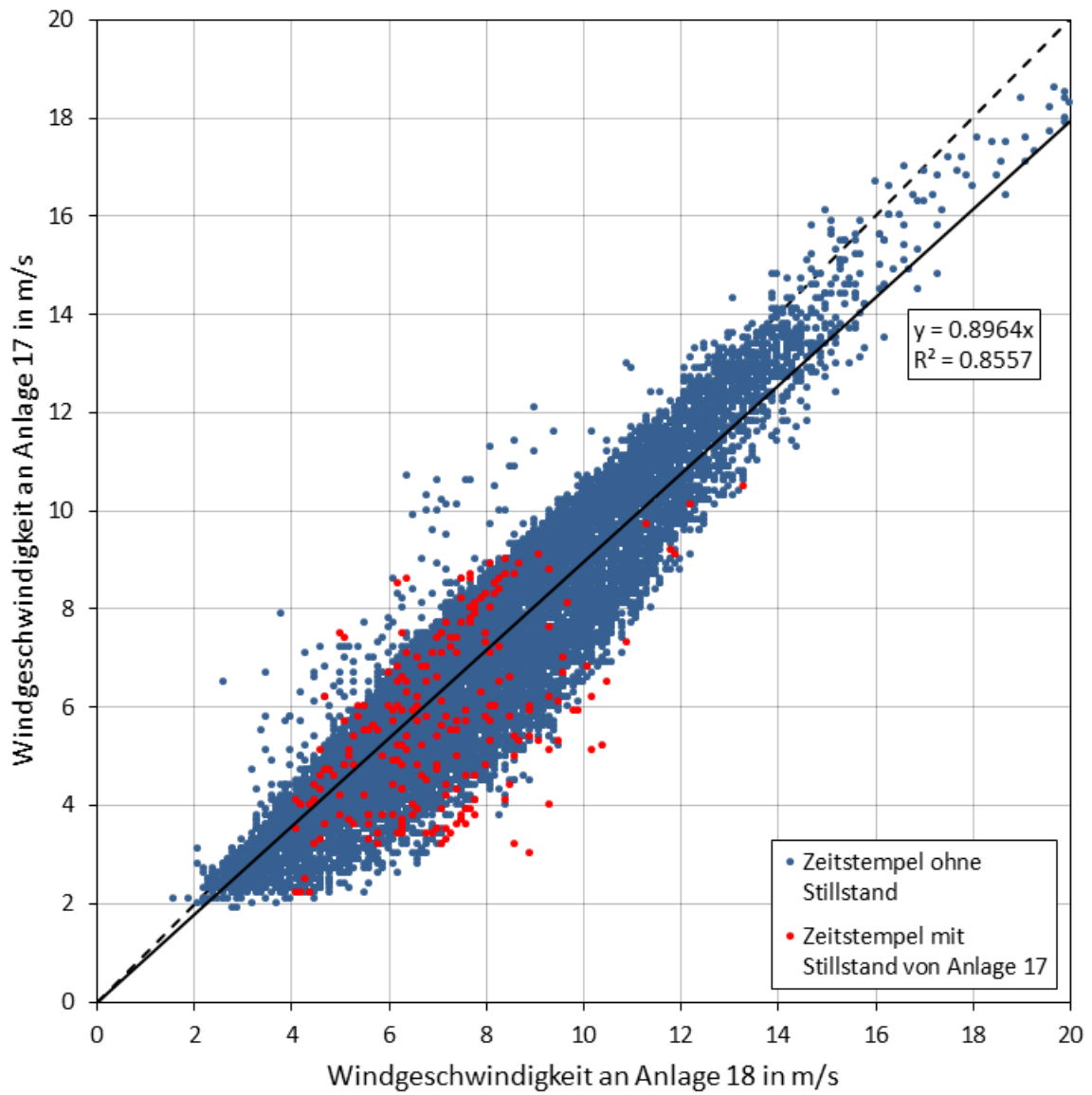


Abbildung A32. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 17 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

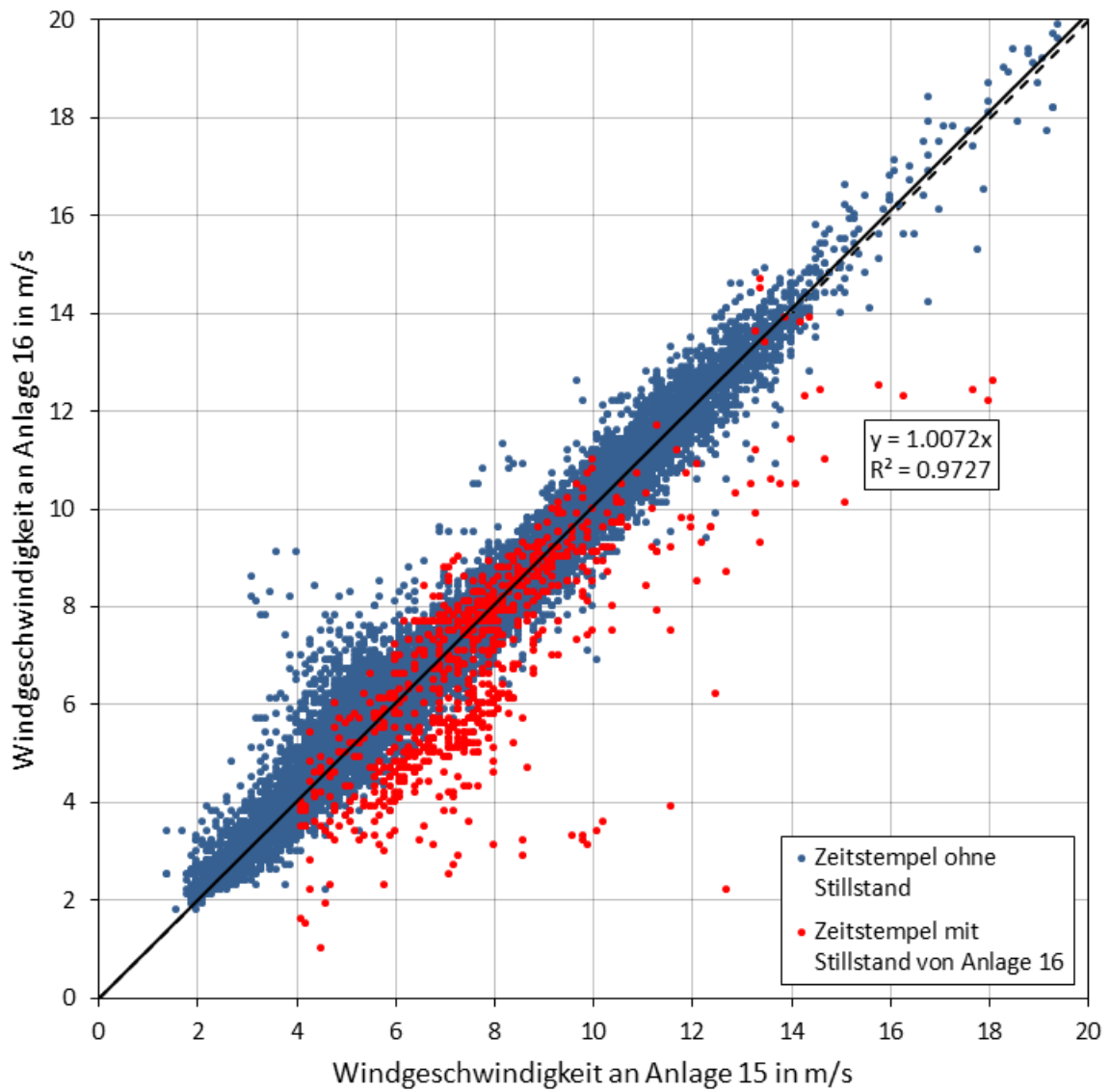


Abbildung A33. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 (Eigene Darstellung)

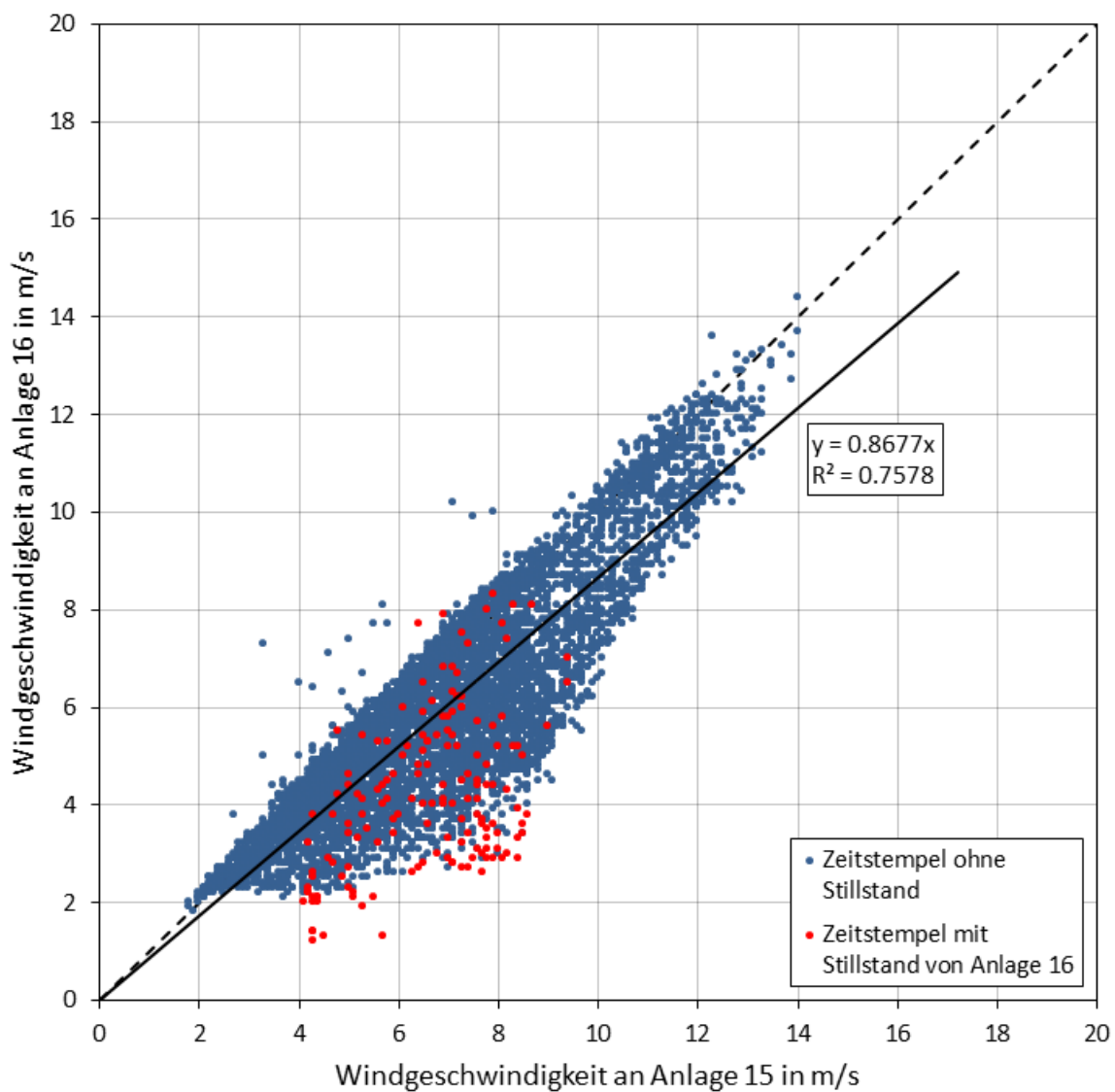


Abbildung A34. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 15 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

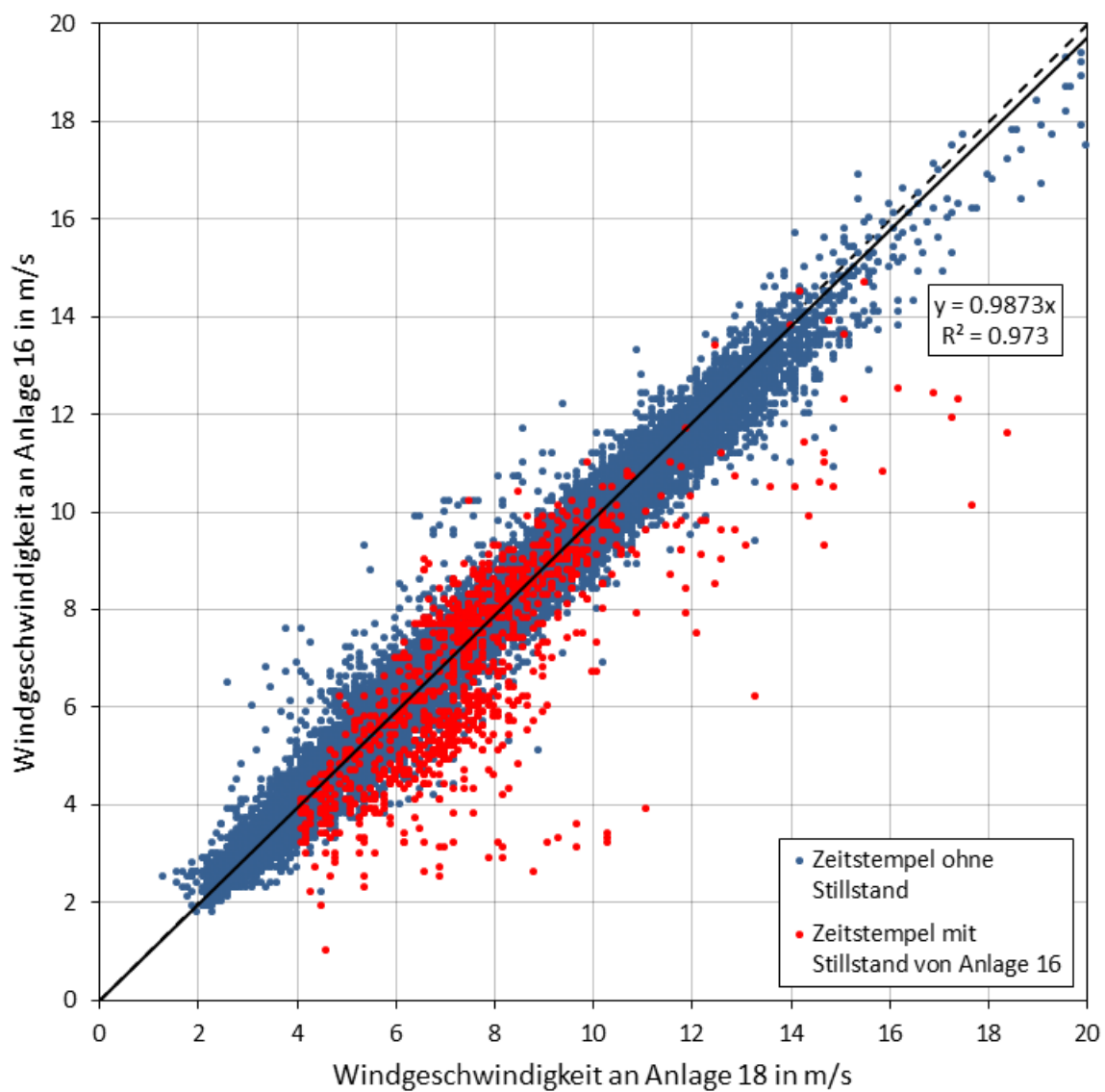


Abbildung A35. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 (Eigene Darstellung)

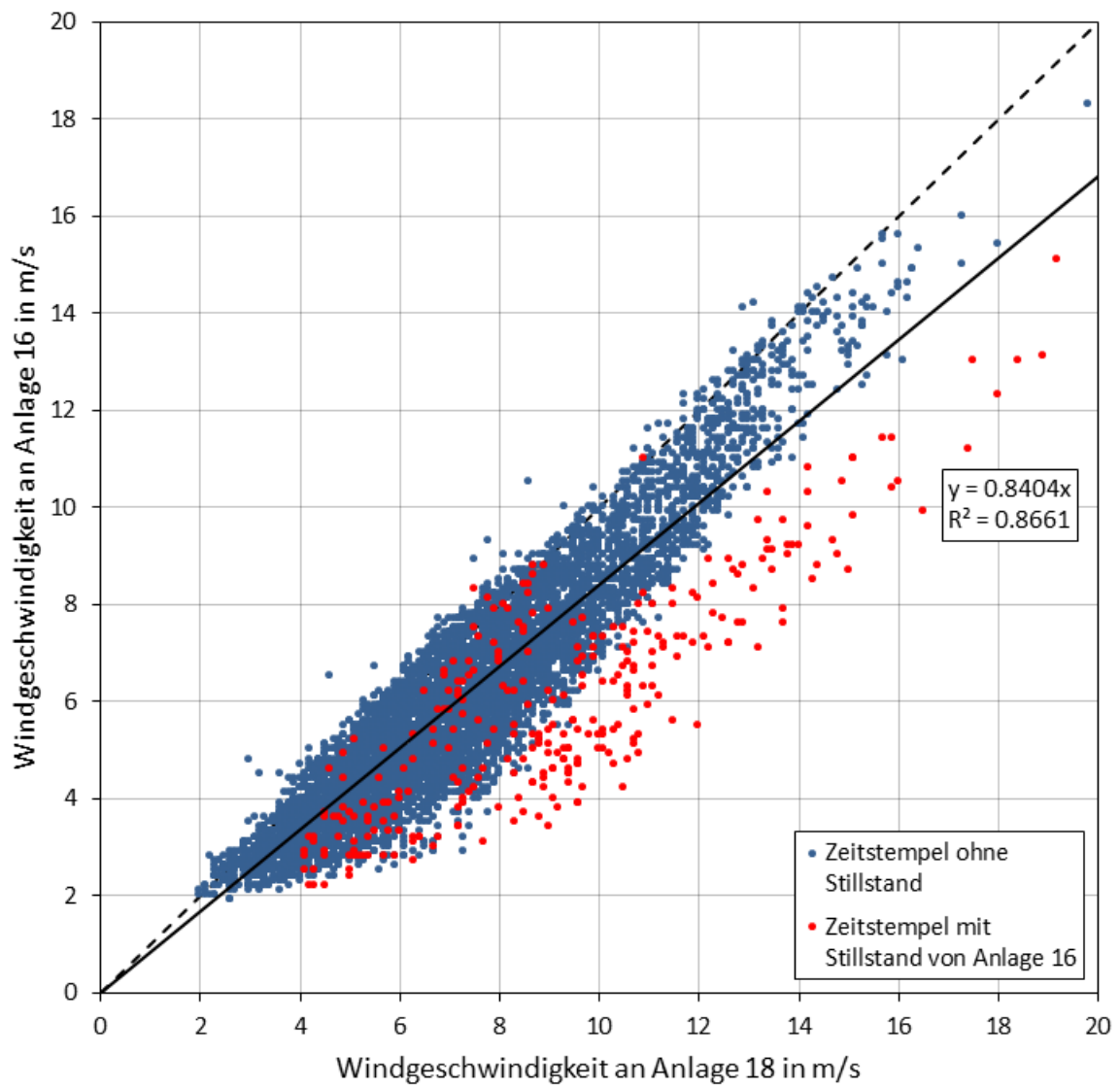


Abbildung A36. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 16 am Standort 4, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 18 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

A 1.5 Standort 5

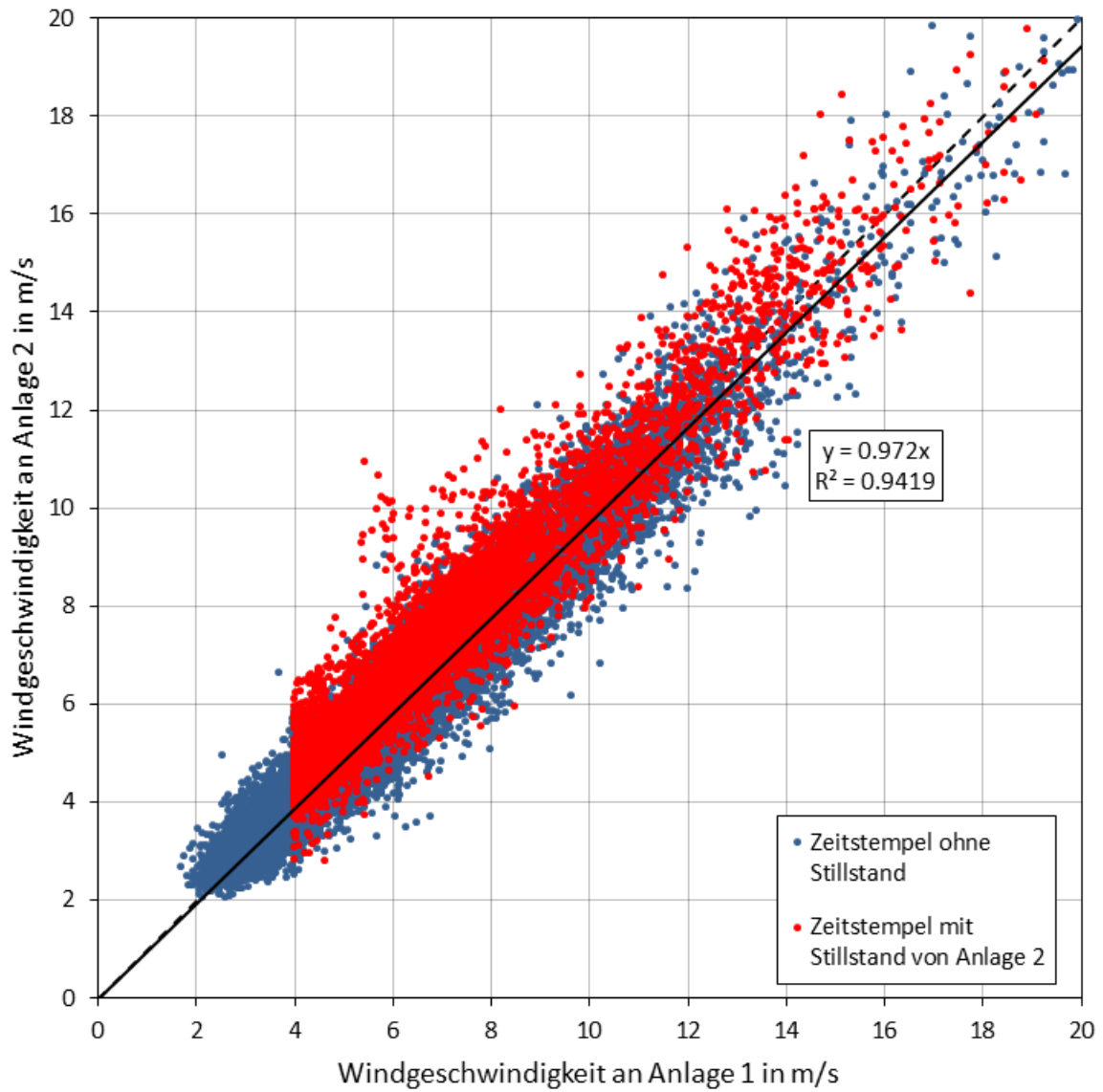


Abbildung A37. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 2 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 1 (Eigene Darstellung)

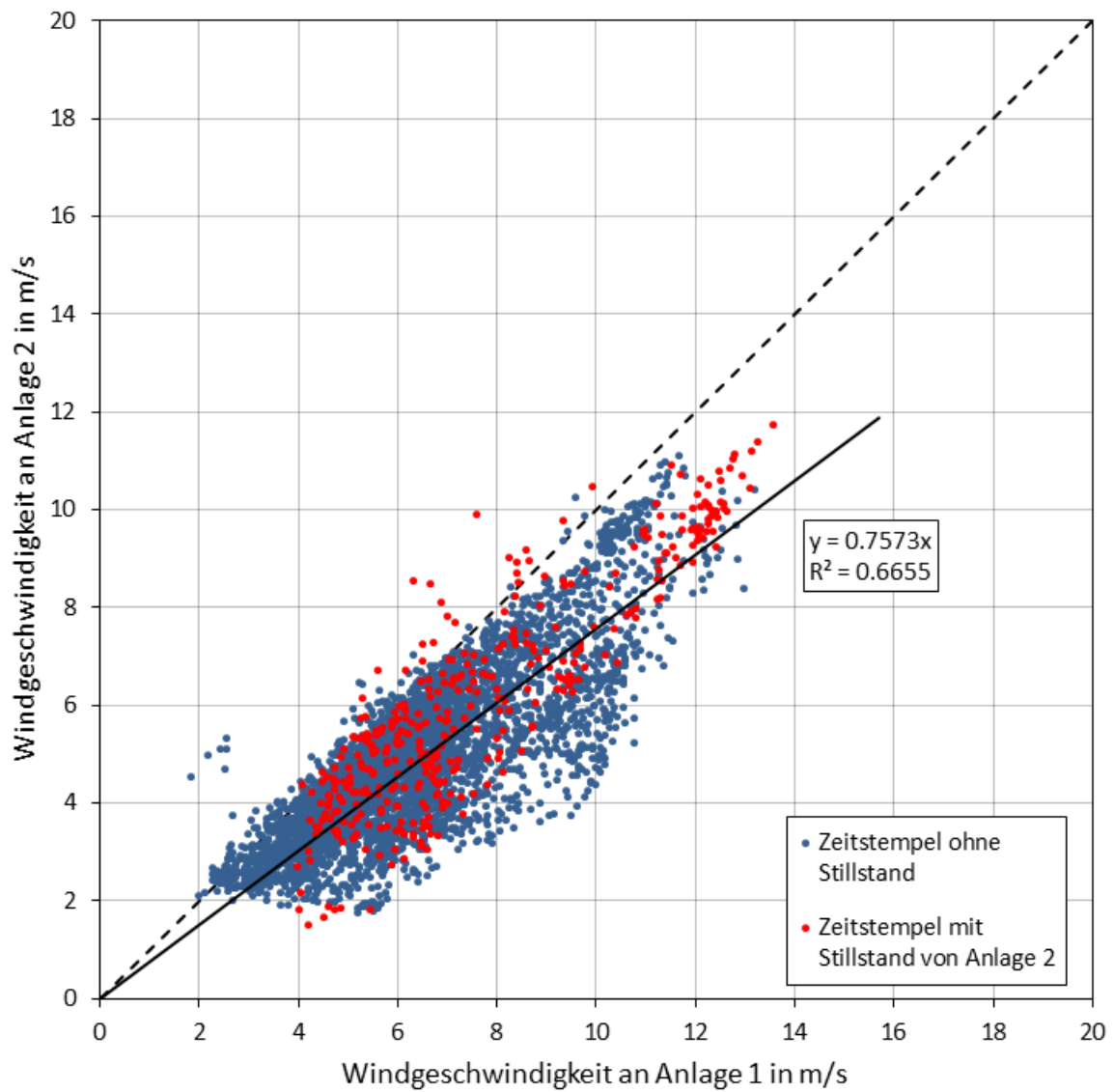


Abbildung A38. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 2 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 1 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

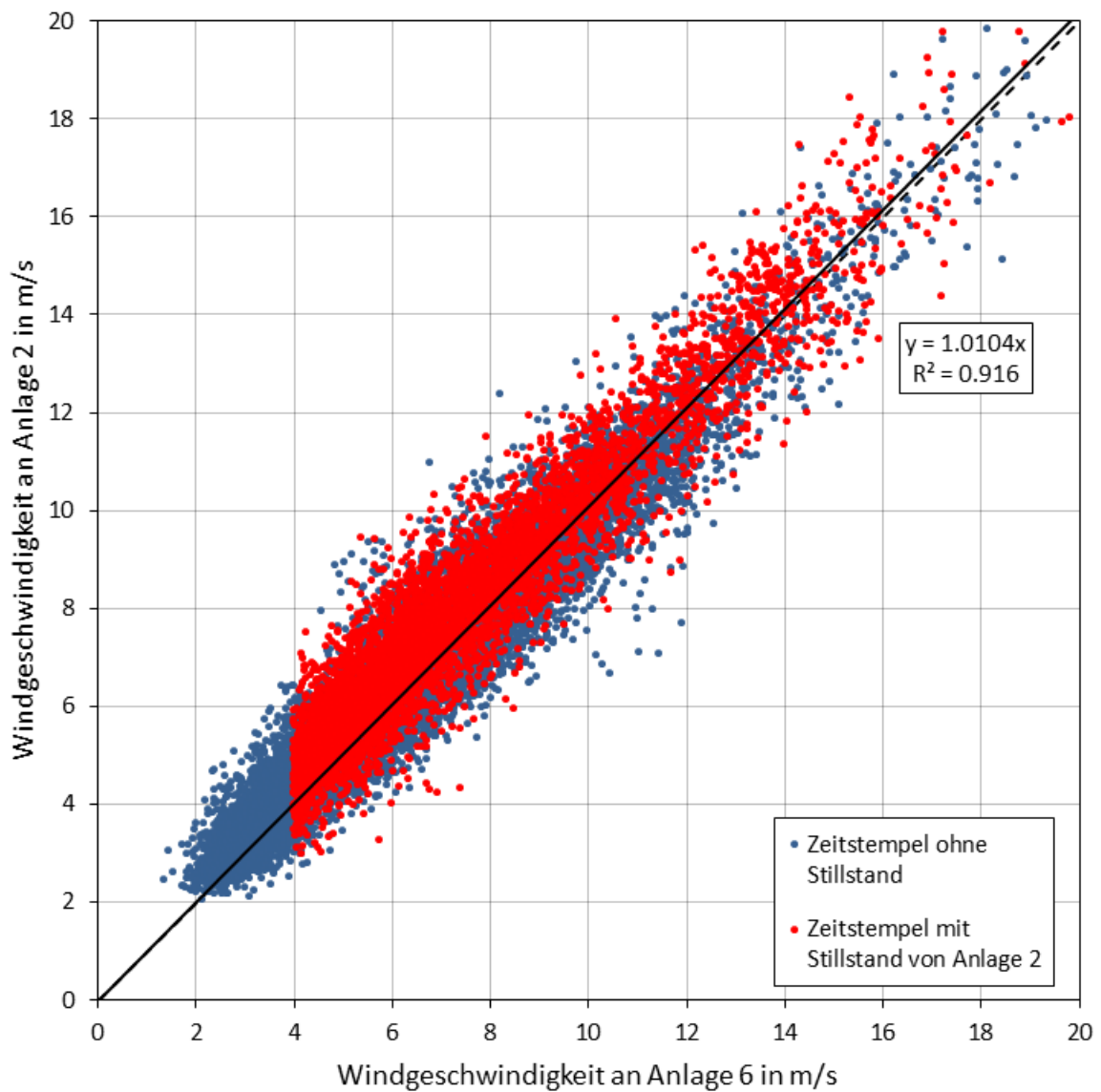


Abbildung A39. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 2 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 6 (Eigene Darstellung)

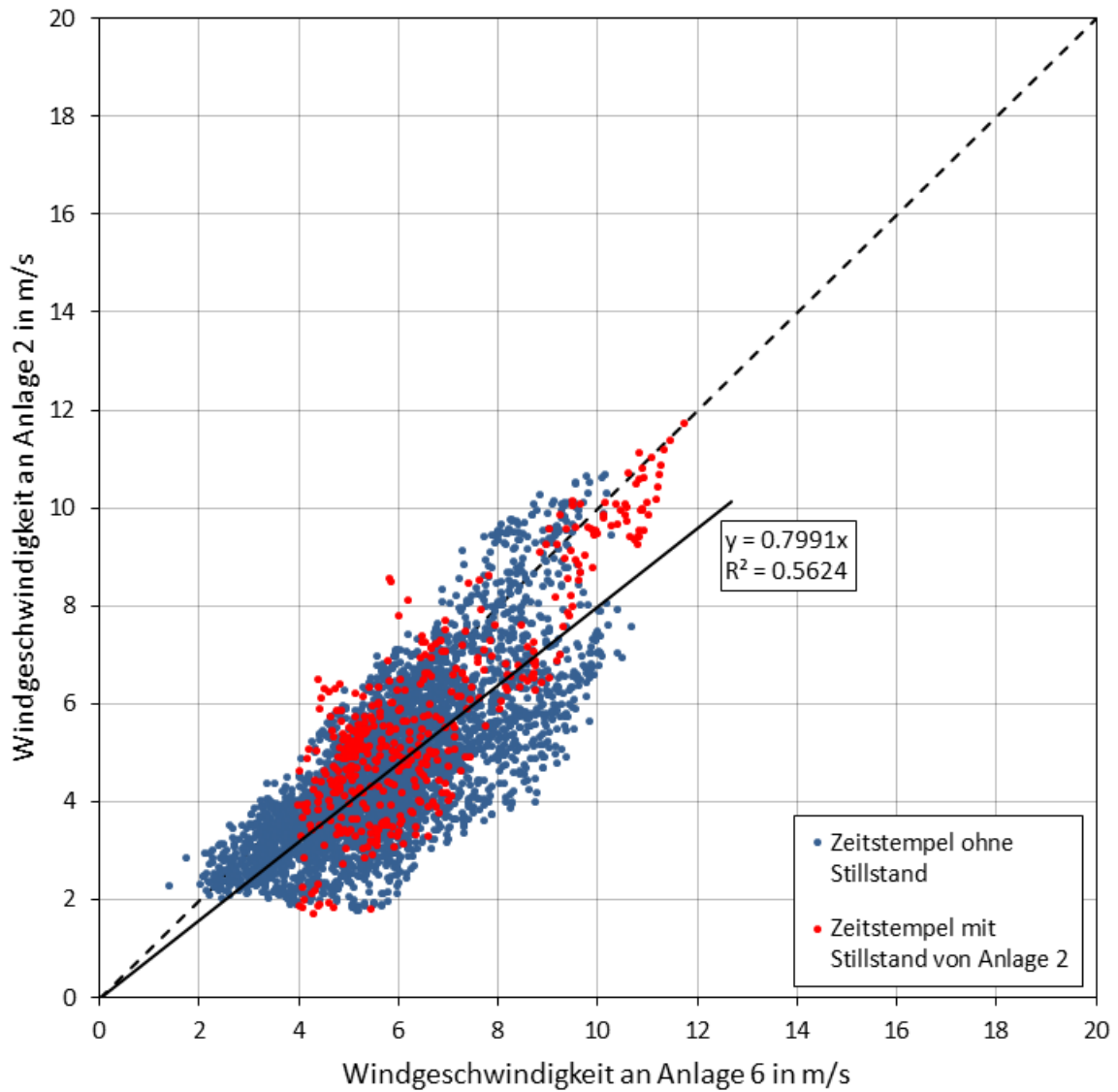


Abbildung A40. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 2 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 6 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

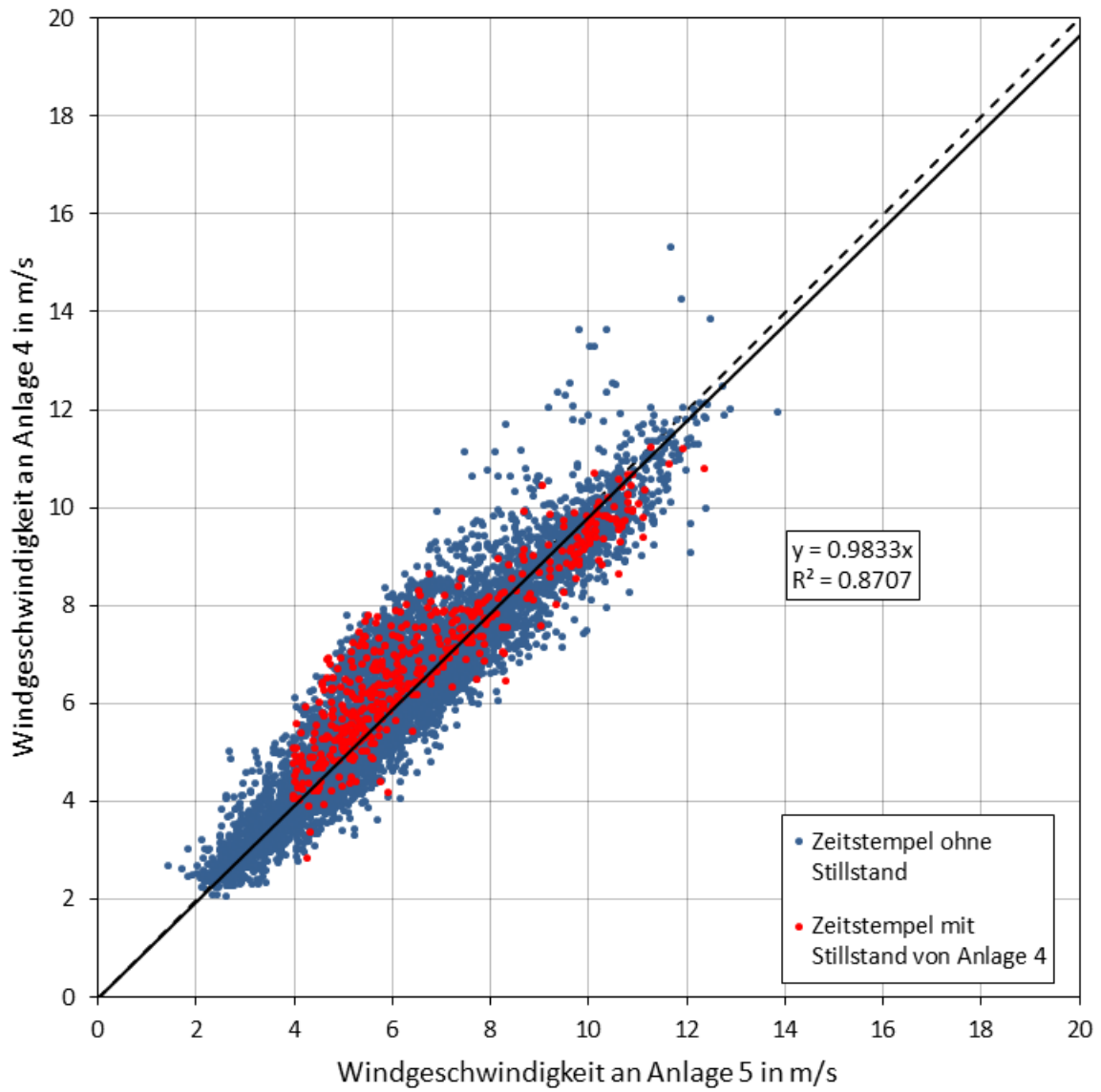


Abbildung A41. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 4 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 5 (Eigene Darstellung)

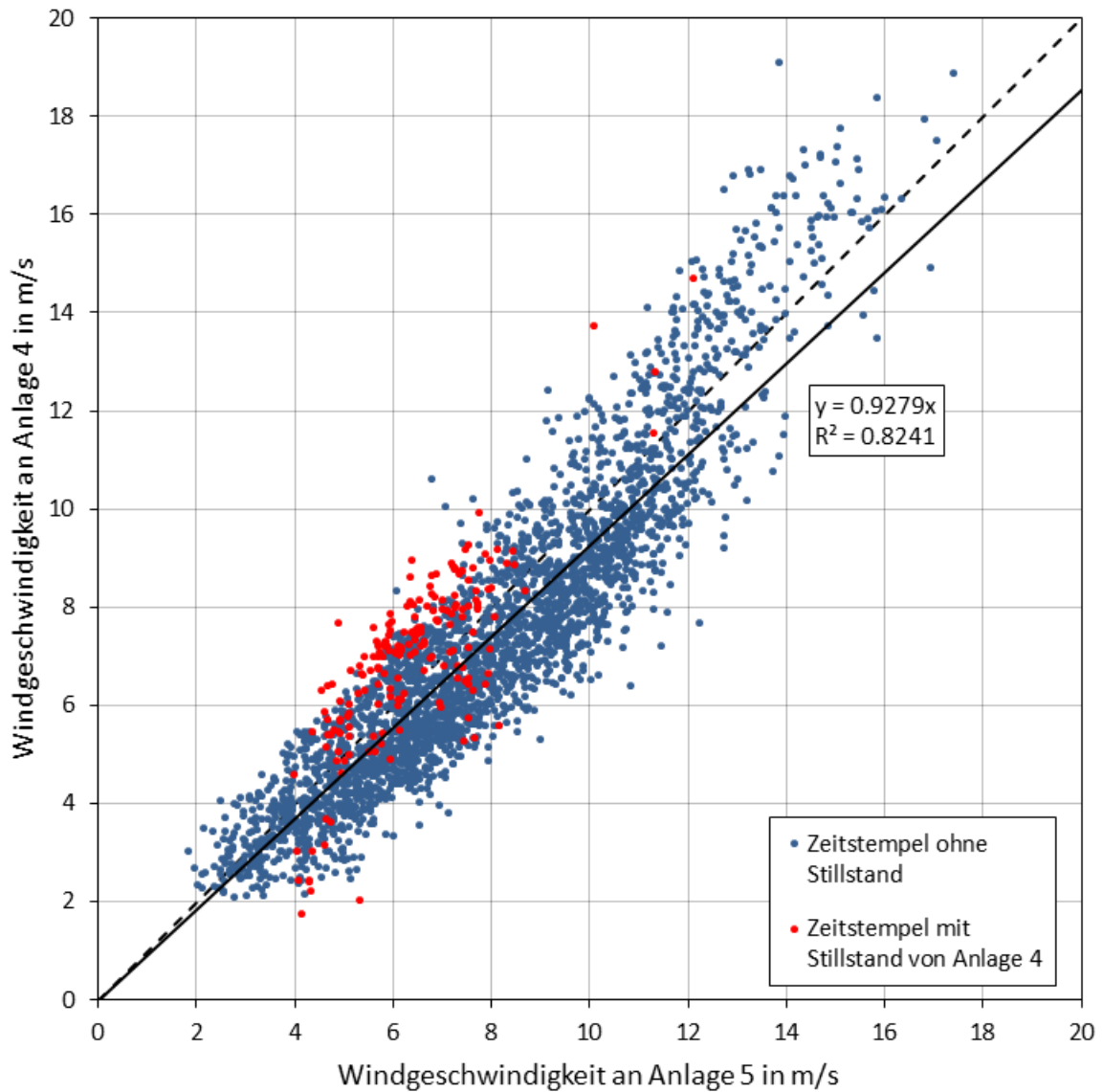


Abbildung A42. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 4 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 5 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)

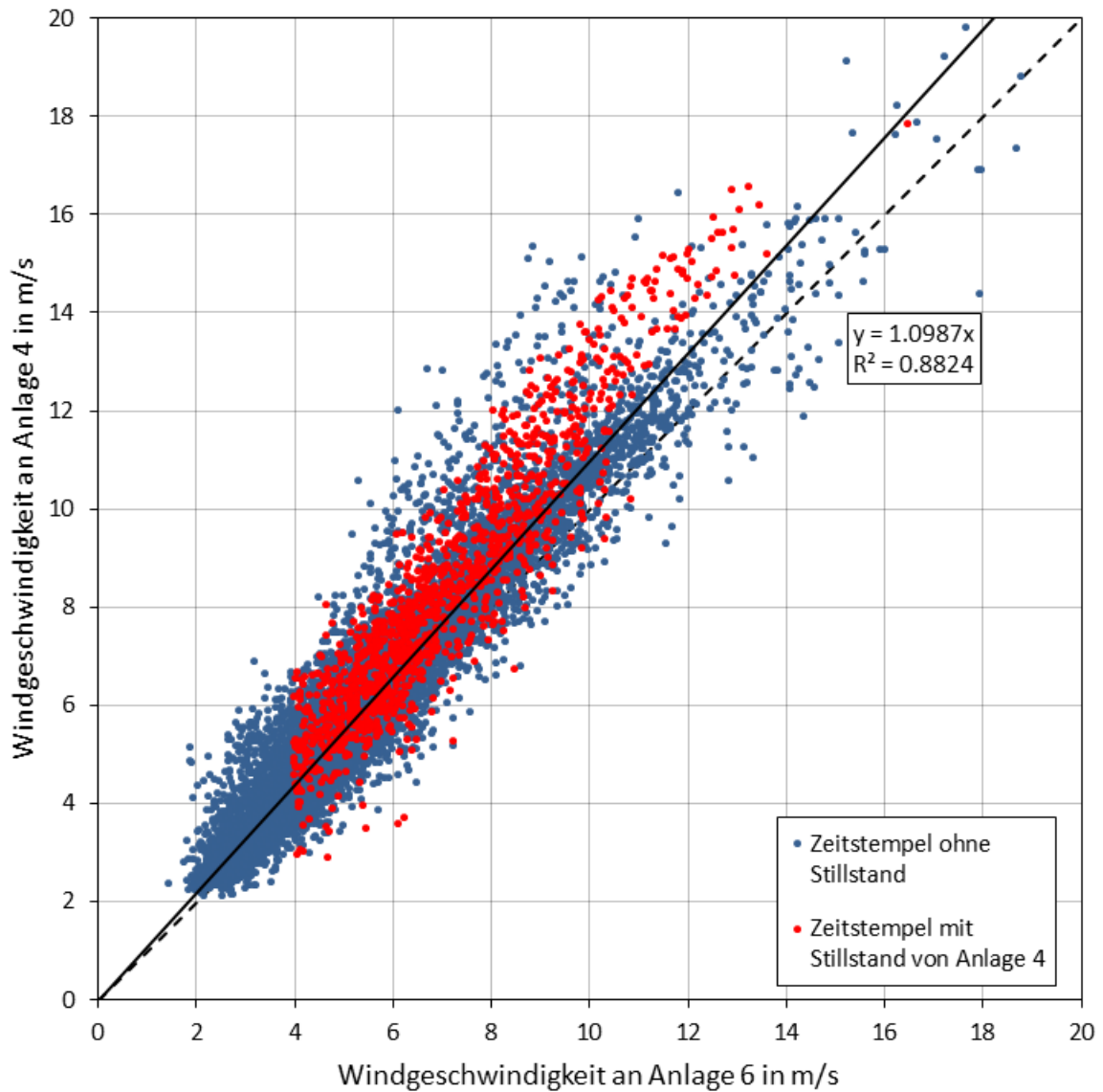


Abbildung A43. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 4 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 6 (Eigene Darstellung)

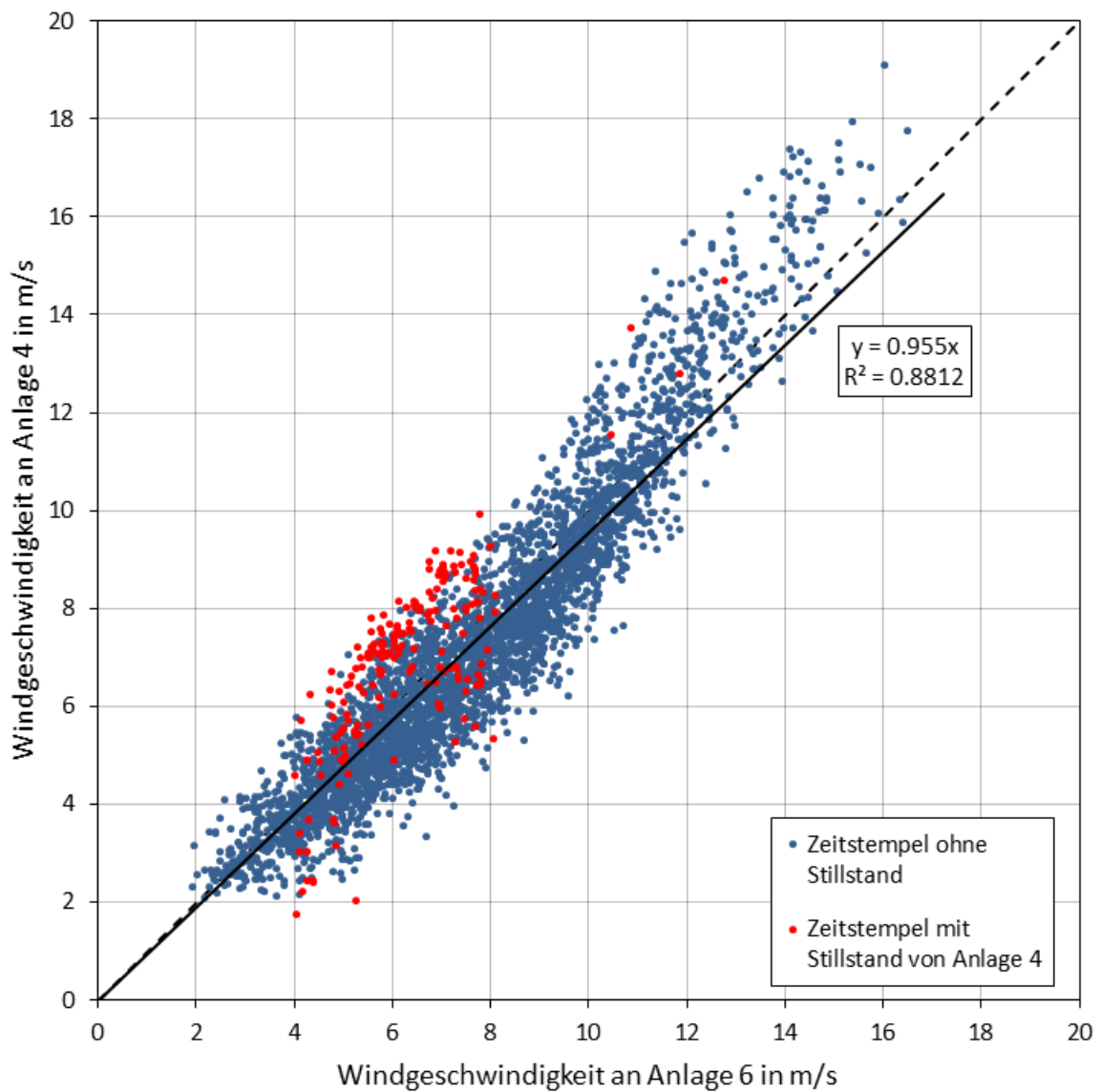


Abbildung A44. Gemessene Windgeschwindigkeiten von Anlage 4 am Standort 5, aufgetragen über die gemessenen Windgeschwindigkeiten von Anlage 6 nach Veränderung der Parameter (Eigene Darstellung)