

Geographisches Institut
Fakultät für Geowissenschaften
Ruhr-Universität Bochum



Masterarbeit

Berechnung mittlerer anlagenspezifischer Jahreserträge für den Windenergieanlagen- bestand in Nordrhein-Westfalen

Verfasserin: Bettina Einicke

Erstprüfer:

Dr. Andreas P. Redecker

Matrikelnr.: 108010102095

Zweitprüferin:

Dr. Martina Grudzielanek

Datum: 19.10.2015

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich die Gelegenheit nutzen mich bei all denjenigen zu bedanken, die mich während der Erstellung meiner Masterarbeit unterstützt und motiviert haben.

Mein besonderer Dank gilt meinen Betreuern Dr. Andreas P. Redecker und Dr. Martina Grudzielanek von der Ruhr-Universität Bochum für die hilfreichen Gespräche und ihre Unterstützung bei dem Vorhaben meiner Masterarbeit.

Besonders möchte ich mich auch bei Dr. Barbara Köllner und Christina Seidenstücker vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW) für den interessanten praxisbezogenen Themenvorschlag und die Ermöglichung eines Praktikums im Fachbereich 37 des LANUV NRW bedanken. Ebenso danke ich Ellen Grothues vom LANUV NRW für ihren großen persönlichen Einsatz und die zahlreichen Gespräche, die mich immer wieder weiter vorangebracht haben.

Darüber hinaus danke ich Ingo Wendt von der Firma GEO-NET Umweltconsulting GmbH aus Hannover und Monika Agatz vom Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen für die zahlreichen fachlichen Hinweise und Informationen.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei meiner Familie und meinem Mann Clemens dafür bedanken, dass sie immer für mich da sind und mich stets motivieren.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
Symbolverzeichnis	VIII
Anhangverzeichnis.....	IX
1 Einleitung	1
1.1 Kontextbeschreibung	1
1.2 Fragestellung und Ziele der Arbeit	2
1.3 Aufbau der Arbeit	3
2 Theoretische Grundlagen	4
2.1 Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe	4
2.2 Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit	10
2.3 Die Energie des Windes.....	13
2.4 Leistungskennlinien von Windenergieanlagen	14
2.5 Anlagenspezifische Ertragsberechnung.....	17
3 Daten und Methodik	19
3.1 Verwendete Daten	19
3.1.1 Das Anlagenregister für Nordrhein-Westfalen.....	19
3.1.2 Daten der mittleren Windgeschwindigkeit	20
3.1.3 Die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen	21
3.1.4 Validierungsdaten	23
3.2 Erläuterung des Berechnungsverfahrens	23
3.2.1 Die Umsetzung des Berechnungsverfahrens im ArcGIS ModelBuilder	27
3.2.2 Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	29
3.2.3 Ermittlung des Jahresenergieertrages	36
4 Anwendungsbeschreibung	40
5 Ergebnisse	42
5.1 Ertragsergebnisse für den gesamten Anlagenbestand	42
5.2 Validierung der Ergebnisse mit real gemeldeten Erträgen	44
5.2.1 Pauschale Ertragsberechnung.....	44
5.2.2 Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 10 %.....	48
5.2.3 Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 15 %.....	51

5.2.4	Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 20 %.....	54
5.2.5	Zusammenfassung der Validierungsergebnisse	57
6	Interpretation und Diskussion der Ergebnisse.....	64
6.1	Ergebnisinterpretation	64
6.2	Kritische Betrachtung der Validierungsergebnisse.....	69
6.3	Mögliche Fehlerquellen bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung.....	70
6.3.1	Das Anlagenregister für Nordrhein-Westfalen.....	73
6.3.2	Daten der mittleren Windgeschwindigkeit	73
6.3.3	Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	75
6.3.4	Berechnung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit... ..	76
6.3.5	Die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen	76
7	Fazit und Ausblick.....	78
	Zusammenfassung	81
	Literaturverzeichnis.....	83
	Anhang	86
	Eidesstattliche Erklärung	104

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Die atmosphärische Grenzschicht und das vertikale Windgeschwindigkeitsprofil (x-Achse: Windgeschwindigkeit)	5
Abb. 2:	Einfluss der Rauigkeit der Oberfläche auf das vertikale Windprofil	7
Abb. 3:	Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe in Abhängigkeit von der atmosphärischen Schichtung	8
Abb. 4:	Die Temperatur T in Abhängigkeit von der Höhe z für verschiedene atmosphärische Schichtungen	9
Abb. 5:	Vergleich der Summen- und der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten	11
Abb. 6:	Messungen und die Verteilungsfunktionen nach Rayleigh und Weibull im Vergleich	13
Abb. 7:	Verlauf einer typischen Leistungskennlinie	15
Abb. 8:	Standorte der in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen	20
Abb. 9:	Schematische Darstellung der anlagenspezifischen Ertragsberechnungsmethodik	26
Abb. 10:	Das Ertragsberechnungsmodell im ModelBuilder von ArcGIS 10.2.2	28
Abb. 11:	Vergleich von verschiedenen Interpolationsmethoden für die beispielhafte Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an einem Standort	30
Abb. 12:	Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten an zehn verschiedenen Windenergieanlagenstandorten	33
Abb. 13:	Standorte der zehn ausgewählten Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen	33
Abb. 14:	Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten an drei verschiedenen Windenergieanlagenstandorten	34
Abb. 15:	Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten von zehn Windenergieanlagen und die Extrapolation ab 150 m Höhe ...	35
Abb. 16:	Nutzeransicht des erstellten Berechnungsmodells	41
Abb. 17:	Pauschal berechnete Erträge im Vergleich zu den zugehörigen Realerträgen	46
Abb. 18:	Histogramm der Differenzen von Realerträgen und pauschal berechneten Erträgen	47

Abb. 19:	Histogramm der prozentualen Abweichungen des pauschal berechneten Ertrags vom zugehörigen Realertrag	47
Abb. 20:	Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe	48
Abb. 21:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (10 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen.....	50
Abb. 22:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (10 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe	51
Abb. 23:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (15 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen.....	53
Abb. 24:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (15 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe	54
Abb. 25:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (20 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen.....	56
Abb. 26:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (20 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe	57
Abb. 27:	Vergleich der Regressionsgeraden mit der idealen Geraden.....	63
Abb. 28:	Mögliche Fehlerquellen in der anlagenspezifischen Ertragsberechnungsmethodik (nummeriert).....	72

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Näherungswerte für die Rauigkeitslänge z_0	6
Tab. 2:	Exemplarische Werte für den Hellmann-Exponenten α für verschiedene Schichtungen und Standorte.....	7
Tab. 3:	Form- und Skalierungsparameter für die Weibull-Verteilung an verschiedenen Standorten	12
Tab. 4:	Berechnete Ertragsergebnisse für die 2.994 in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen (WEA) in Nordrhein-Westfalen im Vergleich ..	43
Tab. 5:	Vergleich der statistischen Kennzahlen der Realerträge und der berechneten Erträge für 1.040 Vergleichswerte	58
Tab. 6:	Vergleich der statistischen Kennzahlen der prozentualen Abweichung des berechneten Ertrags vom Realertrag (Werte mit Vorzeichen).....	59
Tab. 7:	Vergleich der statistischen Kennzahlen der absoluten prozentualen Abweichung des berechneten Ertrags vom Realertrag (Werte ohne Vorzeichen).....	60
Tab. 8:	Vergleich der verschiedenen statistischen Kennzahlen für die Genauigkeitsbewertung der Berechnungsmodelle.....	62

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung(en)
AEP	Annual Energy Production (Jahresenergieertrag)
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
FITNAH	Flow over Irregular Terrain with Natural and Anthropogenic Heat-sources
GIS	Geographisches Informationssystem
IEC	International Electrotechnical Commission
ISA	Informationssystem Stoffe und Anlagen
LANUV NRW	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
RMSE	Root Mean Square Error
RMSPE	Root Mean Square Percentage Error
Tab.	Tabelle(n)
WEA	Windenergieanlage(n)

Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung	Einheit
α	Hellmann-Exponent	-
A	Skalenparameter für die Weibullverteilung	m/s
A	Rotorkreisfläche	m ²
c_p	Leistungsbeiwert	-
F	Berechnete Ertragswerte	kWh
H	Höhe	m
H_{ref}	Referenzhöhe (Messhöhe)	m
k	Formparameter für die Weibullverteilung	-
κ	Kármánkonstante	-
L	Monin-Obukhov-Länge	m
n	Anzahl	-
P	Leistung des Windes	kW
ρ	Luftdichte	kg/m ³
u^*	Schubspannungsgeschwindigkeit	m/s
v	Windgeschwindigkeit	m/s
\bar{v}_H	mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H	m/s
\bar{v}_{ref}	mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H_{ref}	m/s
Y	Beobachtete Ertragswerte	kWh
z	Höhe	m
z_0	Rauigkeitslänge	m

Anhangverzeichnis

Abb. A.1:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (11 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	89
Abb. A.2:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (12 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	90
Abb. A.3:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (13 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	91
Abb. A.4:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (14 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	92
Abb. A.5:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (16 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	93
Abb. A.6:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (17 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	94
Abb. A.7:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (18 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	95
Abb. A.8:	Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (19 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	96
Abb. A.9:	Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	98
Abb. A.10:	Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Geländehöhe des Standorts (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW).....	99
Abb. A.11:	Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW).....	100

Abb. A.12:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (10 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)	101
Abb. A.13:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (15 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)	102
Abb. A.14:	Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (20 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)	103
Skript A.1:	Vollständiges Python-Skript für das Skript-Werkzeug „Ertrag_berechnen“ im Ertragsberechnungsmodell	87
Tab. A.1:	Vergleich der verschiedenen statistischen Kennzahlen für die Genauigkeitsbewertung der Berechnungsmodelle in der Gesamtübersicht (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)	97

1 Einleitung

Die Energiewende in Nordrhein-Westfalen schreitet stetig weiter voran und stellt sich zunehmend als große Herausforderung für die gesamte Gesellschaft dar. Die Windenergienutzung spielt bei der Umsetzung der politischen Ziele bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein anlagenspezifisches Ertragsberechnungsverfahren für Windenergieanlagen (WEA) entwickelt, das sowohl den Standort als auch das Leistungsverhalten der jeweiligen Anlage berücksichtigt. Die Ergebnisse liefern wichtige Grundlagen für die Umsetzung der Ziele. Im Folgenden werden der Kontext, die Fragestellung und die Zielsetzung dieser Arbeit erläutert. Anschließend wird der Aufbau der Arbeit kurz beschrieben.

1.1 Kontextbeschreibung

Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat sich nach § 3 Abs. 1 Klimaschutzgesetz NRW die Ziele gesetzt, die Treibhausgasemissionen des Landes Nordrhein-Westfalen bis zum Jahr 2020 insgesamt um mindestens 25 % und bis Mitte des Jahrhunderts um mindestens 80 % zu reduzieren. Diese Prozentzahlen sind jeweils auf den Emissionswert von 1990 bezogen (§ 3 Abs. 1 Klimaschutzgesetz NRW). Ein wichtiger Schritt, um diese Ziele zu erreichen, ist die Erneuerbaren Energien auszubauen und in die Energieversorgung des Landes Nordrhein-Westfalen zu integrieren. Die Landesregierung strebt deshalb unter anderem an, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben. Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der Windenergie von heutigen circa 4,1 % auf mindestens 15 % am gesamten Strombedarf von Nordrhein-Westfalen steigen (LANUV NRW 2015; NRWSPD & Bündnis 90/Die Grünen NRW 2012: 37). Diese Zielsetzung ist ohne Frage eine große Herausforderung für Nordrhein-Westfalen. Um ungenutzte Potenziale erkennen und ein Monitoring betreiben zu können, ist es wichtig, dass der Öffentlichkeit und den zuständigen Planungsbehörden präzise Informationen bezüglich der Erneuerbaren Energien in Nordrhein-Westfalen zur Verfügung stehen.

Das Fachinformationssystem Energieatlas Nordrhein-Westfalen des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW) ist seit 2012 eine öffentlich nutzbare Planungsgrundlage. Darin ist unter

anderem der aktuelle Anlagenbestand der verschiedenen Erneuerbaren Energieträger in Nordrhein-Westfalen dargestellt. Für die zurzeit 2.994 in Betrieb befindlichen WEA werden der Standort, die installierte Leistung und das Jahr der Inbetriebnahme dargestellt. Darüber hinaus werden die mittleren Jahresenergieerträge der WEA derzeit anhand eines pauschalen Berechnungsverfahrens mithilfe eines mittleren Ertragsfaktors berechnet und im Energieatlas, aggregiert auf die Verwaltungsebenen, dargestellt.

Die bisherige pauschale Ertragsberechnungsmethode ist jedoch teilweise zu ungenau, da die Standortbedingungen und das typische Leistungsverhalten der WEA nicht berücksichtigt werden. Aus diesem Grund könnte es sein, dass die darauf basierenden Berechnungen des Planungsrechners im Energieatlas nicht immer verlässliche Ergebnisse liefern. Um eine bessere Planung und ein präziseres Monitoring zu ermöglichen, sollten die mittleren Jahresenergieerträge der WEA möglichst realistisch berechnet werden. Das LANUV NRW hat daher ein Projekt gestartet, um zu untersuchen, ob ein anlagenspezifischer Ansatz zur Ertragsberechnung, der die Standortbedingungen und das Leistungsverhalten der jeweiligen WEA berücksichtigt, die bisher verwendete pauschale Ertragsberechnungsmethode ersetzen kann. Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen dieses Projekts am LANUV NRW erstellt.

1.2 Fragestellung und Ziele der Arbeit

Das Hauptziel dieser Arbeit ist es ein für den landesweiten WEA-Bestand geeignetes GIS-gestütztes Ertragsberechnungsverfahren zu entwickeln, um die mittleren Jahresenergieerträge der in Betrieb befindlichen WEA in Nordrhein-Westfalen mit den am LANUV NRW zur Verfügung stehenden Ausgangsdaten berechnen zu können. Die Hypothese ist, dass das anlagenspezifische Berechnungsverfahren insgesamt zu genaueren Ertragsergebnissen führt als der bisherige Ansatz mit dem pauschalen Ertragsfaktor. Um die Genauigkeit der einzelnen Berechnungsmethoden zu überprüfen, wurden für einige WEA sowohl die pauschal berechneten Ertragsergebnisse als auch die anlagenspezifisch ermittelten Jah-

resenergieerträge mit den zugehörigen mittleren Realerträgen verglichen. Anschließend wurden die erzielten Genauigkeiten statistisch ausgewertet, um die Ertragsberechnungsmethode mit der besten Genauigkeit zu identifizieren.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte, automatisiert ablaufende Berechnungsverfahren ist übertragbar und auch für zukünftige Ertragsberechnungen geeignet. Die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Ergebnisse haben dazu geführt, dass die Ertragsberechnungsmethode für den Energieatlas Nordrhein-Westfalen zukünftig auf die in dieser Arbeit entwickelte Berechnungsmethode umgestellt werden soll. Dafür soll auch das erstellte GIS-Werkzeug eingesetzt werden. Es wurde daher bei der Entwicklung des Werkzeugs auch darauf geachtet, dass es möglichst anwenderfreundlich ist.

1.3 Aufbau der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit werden in Kapitel 2 zunächst die theoretischen Hintergründe der Ertragsberechnung von WEA beschrieben. Darauf folgen im Kapitel 3 detaillierte Erläuterungen der zugrunde liegenden Ausgangsdaten, der verwendeten Berechnungsmethodik sowie der Programmierungen. Im Anschluss wird die Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit erstellten GIS-Werkzeugs in Kapitel 4 kurz beschrieben. Im Kapitel 5 erfolgt der Vergleich der Ergebnisse der einzelnen Ertragsberechnungsverfahren für den gesamten Anlagenbestand. Außerdem werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Validierung vorgestellt. Die Ergebnisse werden anschließend im Kapitel 6 interpretiert und diskutiert. Dabei wird auch auf die möglichen Fehlerquellen bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung eingegangen. Schließlich werden in Kapitel 7 die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zusammengefasst und Möglichkeiten zur Genauigkeitsverbesserung des anlagenspezifischen Ertragsberechnungsverfahrens aufgezeigt.

2 Theoretische Grundlagen

Moderne WEA in Deutschland verfügen über einen durchschnittlichen Rotor-durchmesser von ungefähr 90 m und ihre Nabenhöhen betragen zwischen 80 und 130 m (BWE 2015). Sie befinden sich somit in einer Schicht der unteren Atmosphäre, die durch turbulente Strömungen und komplexe thermodynamische Prozesse gekennzeichnet ist. Die Energie des Windes soll dennoch möglichst effizient durch die WEA genutzt werden. Um den zu erwartenden mittleren Energieertrag berechnen zu können, ist es wichtig die am Standort vorherrschenden Windbedingungen möglichst genau zu kennen (Langreder & Bade 2013: 128). In diesem Kapitel werden die physikalischen Grundlagen des Windes und der Energieerzeugung durch WEA erläutert, die für die Ertragsberechnungen in dieser Arbeit und die Einschätzung der Ergebnisse wichtig sind.

2.1 Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe

Die untersten Schichten der Atmosphäre sind vor allem durch turbulente Luftströmungen und Austauschprozesse von Wärme und Wasserdampf gekennzeichnet. Die erste Schicht wird Prandtl-Schicht genannt und ist circa 50 m hoch (Häckel 2012: 60). Allerdings ist die obere Schichtgrenze je nach Tageszeit und Wetterbedingungen variabel und kann bis in eine Höhe von etwa 150 m reichen. Darüber schließt sich die sogenannte Ekman-Schicht an, die bis zu einer Höhe von 1000 m reichen kann (Hau 2014: 556).

In Abb. 1 ist die Schichtung der sogenannten atmosphärischen Grenzschicht und die üblicherweise angenommene Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe dargestellt (auch Windgeschwindigkeitsprofil genannt). Die Windgeschwindigkeit nimmt vom Erdboden bis in die Ekman-Schicht kontinuierlich mit immer kleiner werdender Zuwachsrate zu, bis sie schließlich darüber einen konstanten Wert erreicht. Der konstante Höhenwind, auch geostrophischer Wind genannt, ist unbeeinflusst von Turbulenzen und Oberflächenrauigkeiten. Seine Geschwindigkeit und Richtung sind durch die vorherrschenden Druckgradienten in der Atmosphäre und durch die Coriolis-Kraft bestimmt (Hau 2014: 556).

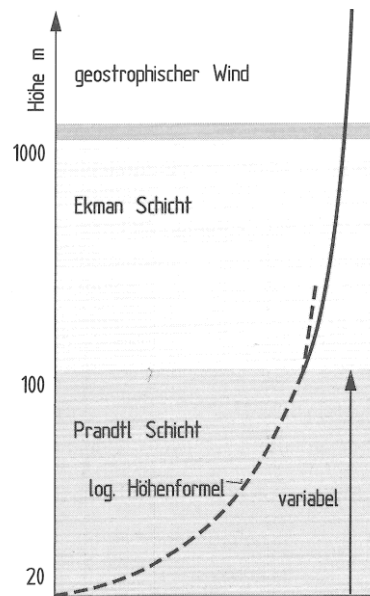


Abb. 1: Die atmosphärische Grenzschicht und das vertikale Windgeschwindigkeitsprofil (x-Achse: Windgeschwindigkeit) (Hau 2014: 556)

In der Prandtl-Schicht wird die Windgeschwindigkeit vor allem durch die Bodenrauigkeit und die damit verbundene Reibung abgebremst. Die Luftströmungen sind in dieser Schicht als ungeordnet bzw. turbulent zu bezeichnen. Die Windgeschwindigkeit nimmt unter diesen Bedingungen modellhaft nach der logarithmischen Höhenformel zu und kann wie folgt beschrieben werden (Langreder & Bade 2013: 130):

$$v(z) = \frac{u^*}{\kappa} * \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Demzufolge haben folgende Faktoren Einfluss auf die Windgeschwindigkeit $v(z)$: die Schubspannungsgeschwindigkeit u^* , die Kármánkonstante κ , die Höhe z und die Rauigkeitslänge z_0 . Die Kármánkonstante besitzt einen Wert von etwa 0,4. Da die Schubspannungsgeschwindigkeit u^* schwierig zu ermitteln ist, wird die Formel oft in einer praktikableren Form genutzt (Hau 2014: 556f):

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{ref} * \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}}$$

mit:

\bar{v}_H = mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H (m/s)

\bar{v}_{ref} = mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe H_{ref} (m/s)

H = Höhe (m)

z_0 = Rauigkeitslänge (m)

H_{ref} = Referenzhöhe (Messhöhe) (m)

Das logarithmische Profil bildet jedoch nicht immer das aktuelle, tatsächlich vorhandene Windgeschwindigkeitsprofil ab. Zum einen ist die Formel ausschließlich für die Prandtl-Schicht gültig und zum anderen setzt sie voraus, dass eine neutrale Schichtung der Atmosphäre und eine ebene, homogene Landschaft mit einheitlicher Rauigkeit gegeben sind (Hau 2014: 557). In Tab. 1 sind einige Werte für die Rauigkeitslänge dargestellt, die für verschiedene Geländetypen angenommen werden können.

Tab. 1: Näherungswerte für die Rauigkeitslänge z_0 (Langreder & Bade 2013: 130)

Geländetyp	z_0 in m
Ruhige Wasserflächen	0,0001 – 0,001
Ackerland	0,03
Heide mit wenigen Büschen und Bäumen	0,1
Wald	0,3 – 1,6
Vorort, flache Bebauung	1,5
Stadtkerne	2

Der Effekt der unterschiedlichen Rauigkeiten der Oberfläche auf die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe ist in Abb. 2 dargestellt. Es ist darin ersichtlich, dass die Windgeschwindigkeit in einer Landschaft mit vielen Hindernissen deutlich langsamer ansteigt als über ebenem Gelände mit einer niedrigeren Rauigkeitslänge. Aufgrund des geringeren Einflusses der Reibung und der Turbulenz steigt die Windgeschwindigkeit ab einer gewissen Höhe immer weniger stark an und nähert sich der Geschwindigkeit und Richtung des geostrophischen Windes an.

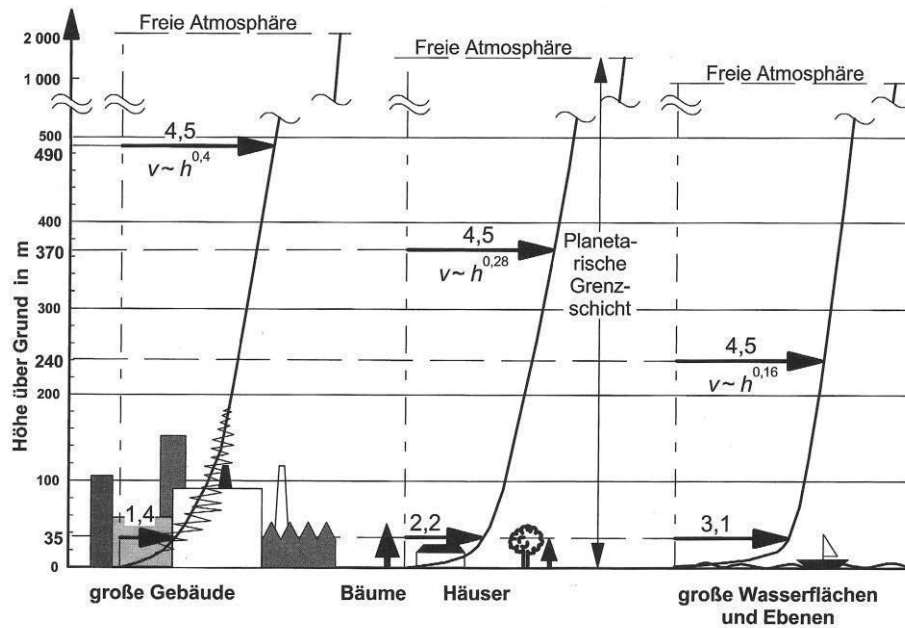


Abb. 2: Einfluss der Rauigkeit der Oberfläche auf das vertikale Windprofil (Kaltschmitt & Wiese 2013: 80)

Eine weitere Möglichkeit zur Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit $v(z_1)$ in der Höhe z_1 ist das Potenzgesetz nach Hellmann, wenn die Geschwindigkeit $v(z_2)$ in der Höhe z_2 bekannt ist (Langreder & Bade 2013: 129):

$$\frac{v(z_1)}{v(z_2)} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^\alpha$$

Diese Formel gilt ebenfalls nur für die oben genannten idealen Bedingungen. Allgemein kann für den Hellmannexponenten α der Wert 0,14 angenommen werden, doch auch dies ist nur für Normbedingungen gültig. Der Exponent wird durch die Höhe, Rauigkeit, Geländebeschaffenheit und atmosphärische Schichtung entscheidend beeinflusst (Langreder & Bade 2013: 129). In Tab. 2 sind Näherungswerte für unterschiedliche Standorttypen und atmosphärische Stabilitäten dargestellt.

Tab. 2: Exemplarische Werte für den Hellmann-Exponenten α für verschiedene Schichtungen und Standorte (Kaltschmitt & Wiese 2013: 81)

Stabilität	Freie Wasserfläche	Flache, offene Küste	Städte, Dörfer
Labil	0,06	0,11	0,27
Neutral	0,10	0,16	0,34
Stabil	0,27	0,40	0,60

Je nach Stabilität der Atmosphäre kann das Windgeschwindigkeitsprofil stark variieren (Abb. 3). Die Einflüsse vieler verschiedener Faktoren spielen dabei eine Rolle, sodass es sich mit den vorhandenen strömungsmechanischen Ansätzen immer noch schwierig gestaltet eine exakte mathematische Beschreibung des durchschnittlichen Windprofils an einem bestimmten Standort zu erhalten (Langreder & Bade 2013: 133).

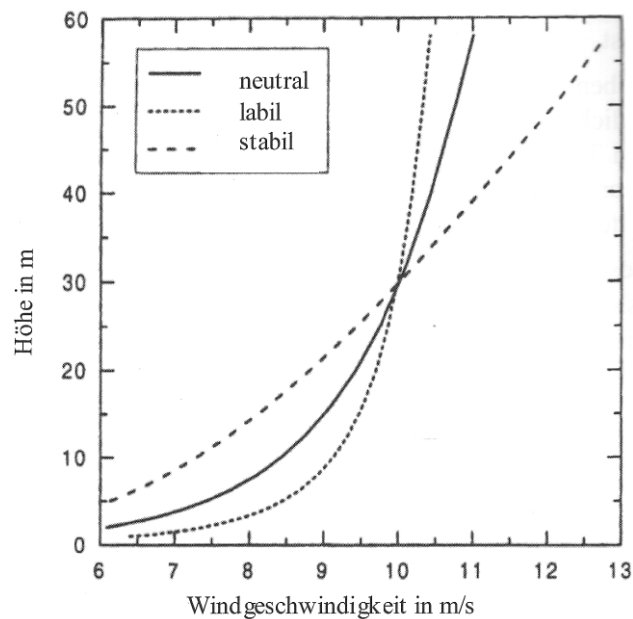


Abb. 3: Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe in Abhängigkeit von der atmosphärischen Schichtung (Langreder & Bade 2013: 134)

Die Stabilität der Atmosphäre ist durch die Temperaturverhältnisse in den verschiedenen Schichten bestimmt. Neben der Oberflächenrauigkeit und anderen Einflussfaktoren hat auch der Temperaturgradient einen großen Einfluss auf das Windgeschwindigkeitsprofil. Generell wird unterschieden in labile, stabile und neutrale Schichtung (Langreder & Bade 2013: 128). In Abb. 4 ist der Zusammenhang zwischen Temperatur und Höhe für die drei verschiedenen Schichtungen dargestellt.

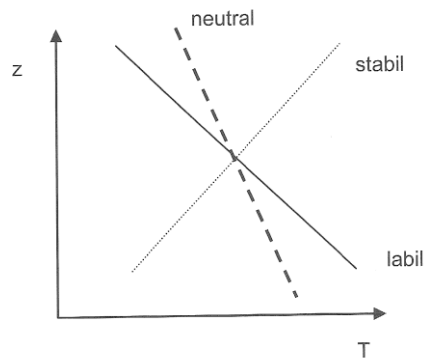


Abb. 4: Die Temperatur T in Abhängigkeit von der Höhe z für verschiedene atmosphärische Schichtungen (Langreder & Bade 2013: 129)

Es ist zu erkennen, dass die labile Schichtung dadurch gekennzeichnet ist, dass die Lufttemperatur in Bodennähe höher ist als in den darüber liegenden Luftschichten. Die labile Schichtung tritt häufig auf, wenn der Boden im Sommer stark erwärmt wird und dadurch eine konvektive Bewegung der Luftmassen ausgelöst wird. Dies ist mit einer hohen Turbulenz verbunden, die wiederum bewirkt, dass die Windgeschwindigkeit in Bodennähe stärker abgebremst wird (Abb. 3) (Langreder & Bade 2013: 128).

Die stabile Schichtung ist durch eine Zunahme der Temperatur mit der Höhe charakterisiert. Diese Schichtung kommt häufig in den Wintermonaten vor. Da die kühle Luft in Bodennähe eine höhere Dichte besitzt als die darüber liegenden Luftmassen, herrscht ein stabiles Gleichgewicht und ein vertikaler Austausch wird unterbunden. Die Windgeschwindigkeit nimmt aufgrund der niedrigen Turbulenz in den niedrigen Höhen fast gleichmäßig zu (Abb. 3) (Langreder & Bade 2013: 128).

Bei einer neutralen Schichtung handelt es sich um ein adiabates Temperaturprofil. Das bedeutet, dass die Temperatur um etwa 1 Kelvin abnimmt, wenn die Höhe um 100 m zunimmt. Für diese Schichtung ist zum einen charakteristisch, dass die Windgeschwindigkeiten relativ hoch sind und zum anderen die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe kaum noch von der Temperatur und den damit verbundenen vertikalen Austauschprozessen abhängig ist. Für die Abbremsung der Windgeschwindigkeit in Bodennähe ist in diesem Fall lediglich die Rauigkeit der Oberfläche verantwortlich (Langreder & Bade 2013: 128).

Um den Einfluss der atmosphärischen Stabilität auf die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe zu berücksichtigen, kann die Formel des logarithmischen Windprofils mit einem Korrekturterm angepasst werden (Langreder & Bade 2013: 133):

$$v(z) = \frac{u^*}{\kappa} * \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right) \right]$$

Dabei stellt Ψ die empirische Stabilitätsfunktion dar, die einen positiven Wert für labile Schichtungen und einen negativen für stabile Schichtungen annimmt. Bei neutraler Schichtung entfällt der Korrekturterm. Die Einflussgröße L wird als Monin-Obukhov-Länge bezeichnet und „beschreibt den vertikalen Massenaustausch aus dem Verhältnis von Reibungskräften und Auftriebskräften“ (Langreder & Bade 2013: 133). Für die Ermittlung der Monin-Obukhov-Länge müssen Messungen des Temperaturgradienten oder der Windgeschwindigkeit erfolgen. Es gibt jedoch auch die Möglichkeit die Länge L je nach Rauigkeit der Oberfläche und atmosphärischer Schichtung mithilfe von empirischen Tabellenwerten abzuschätzen (Langreder & Bade 2013: 133).

Die verschiedenen Ansätze zur Ermittlung des Windgeschwindigkeitsprofils zeigen, dass es sich dabei um komplexe, mit Annahmen behaftete Modellvorstellungen handelt. Es wird versucht, der Realität mit empirisch ermittelten Konstanten und Schätzparametern so nahe wie möglich zu kommen. Die vorgestellten Ansätze werden in der Praxis genutzt, um die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zu berechnen und somit den zu erwartenden Durchschnittsenergieertrag einer jeweiligen Anlage ermitteln zu können. Detailliertere Ertragsberechnungsmethoden benötigen darüber hinaus Informationen über die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten.

2.2 Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Für Zwecke der Windenergienutzung ist es nicht nur wichtig die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit zu kennen, sondern auch zu wissen, wie häufig bestimmte Windgeschwindigkeiten durchschnittlich im Jahr auftreten. Anhand dieser Informationen können realistischere Ertragsprognosen erstellt werden.

Ein oft verwendeter Ansatz zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit v_i ist die Weibull-Verteilung, die über den Form- und Skalierungsparameter k und A angepasst werden kann (Tab. 3) (verändert nach Hau 2014: 555):

$$F(v_i) = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k}$$

Die oben genannte Formel stellt die Summenhäufigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Um die relative Häufigkeit zu erhalten, muss die oben genannte Formel nach v_i abgeleitet werden (verändert nach Langreder & Bade 2013: 142):

$$f(v_i) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v_i}{A}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k}$$

In Abb. 5 ist ein Beispiel für mögliche Funktionsverläufe der Summen- und der relativen Häufigkeit dargestellt. Die Kurve der relativen Häufigkeit gibt durch ihr Maximum an, welche Windgeschwindigkeiten am häufigsten im Jahresverlauf auftreten. Die Summenhäufigkeit stellt die akkumulierten Häufigkeiten dar. Sie zeigt an, mit welcher Häufigkeit ein bestimmter Windgeschwindigkeitswert im Jahr unterschritten wird (Hau 2014: 553).

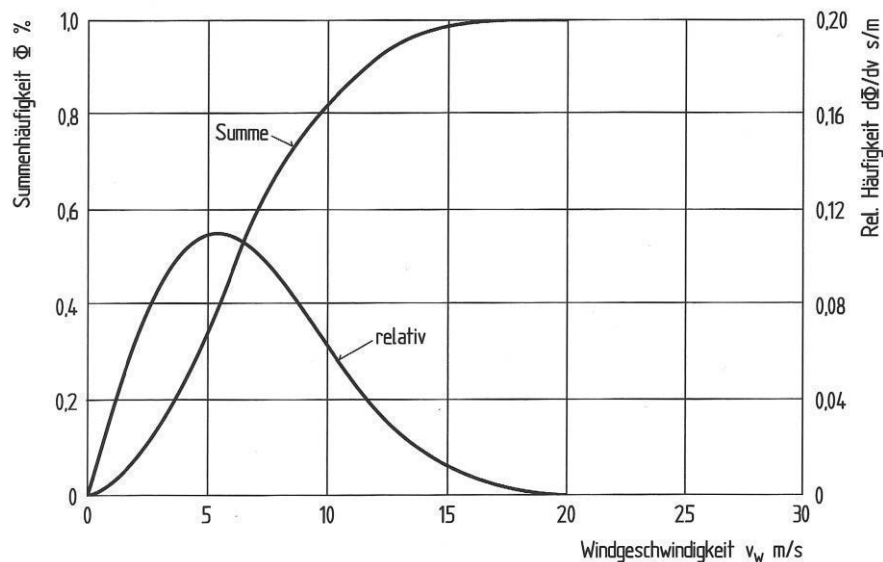


Abb. 5: Vergleich der Summen- und der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten (Hau 2014: 554)

Wie in Tab. 3 zu erkennen ist, variieren die Weibull-Parameter k und A je nach Standortbedingungen.

Tab. 3: Form- und Skalierungsparameter für die Weibull-Verteilung an verschiedenen Standorten (Langreder & Bade 2013: 143)

Standort	k	A in m/s	\bar{v} in m/s
Helgoland	2,13	8,0	7,1
Hamburg	1,87	4,6	4,1
Hannover	1,78	4,1	3,7
Wasserkuppe	1,98	6,8	6,0

Der Formparameter k nimmt Werte zwischen 1 und 4 an und kennzeichnet verschiedene Windklimare. Für Mitteleuropa kann näherungsweise der Wert 2 angenommen werden (Langreder & Bade 2013: 142). Mit diesem Wert ergibt sich ein Sonderfall der Weibullverteilung, die sogenannte Rayleigh-Verteilung. Mit dieser Verteilungsfunktion können die Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit einfacher berechnet werden, weil nur noch die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe \bar{v} benötigt wird (verändert nach FGW 2013: 7):

$$F(v_i) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4} * \left(\frac{v_i}{\bar{v}}\right)^2\right]}$$

Die oben genannte Formel ist die Rayleigh-Summenhäufigkeit. Die relative Häufigkeit ergibt sich durch (verändert nach Langreder & Bade 2013: 143):

$$f(v_i) = \frac{\pi}{2} * \frac{v_i}{\bar{v}^2} * e^{\left[-\frac{\pi}{4} * \left(\frac{v_i}{\bar{v}}\right)^2\right]}$$

In Abb. 6 sind beispielhaft Messungen der Windgeschwindigkeiten in den einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen und zwei Verteilungsfunktionen dargestellt, die sich den Messungen annähern. Es ist deutlich zu erkennen, dass sowohl die Rayleigh- als auch die gewählte Weibull-Verteilung die gemessenen Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit in einigen Bereichen unter- oder überschätzen.

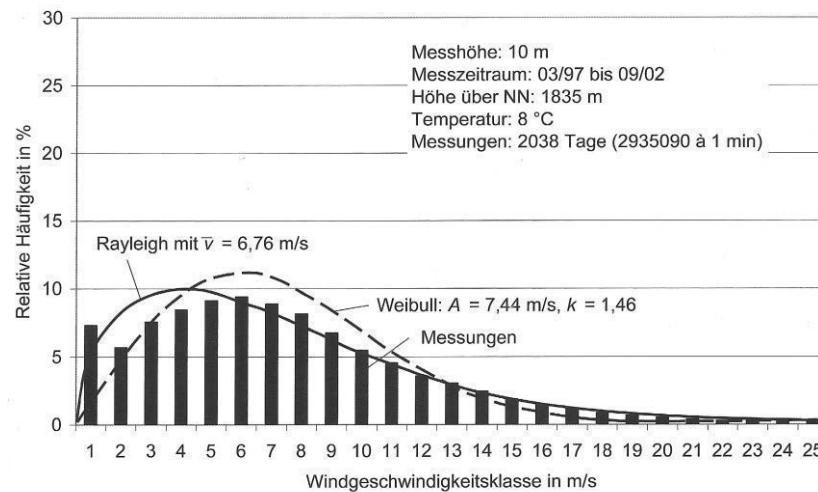


Abb. 6: Messungen und die Verteilungsfunktionen nach Rayleigh und Weibull im Vergleich (Langreder & Bade 2013: 145)

Die Rayleigh-Verteilung wird in der Praxis oft angewendet. Beispielsweise wird die Formel der Summenhäufigkeit der Berechnung des Referenzertrages nach FGW-Richtlinie zugrunde gelegt (FGW 2013: 7).

2.3 Die Energie des Windes

Generell werden WEA so konzipiert, dass sie die im Wind enthaltene Leistung möglichst effizient in elektrischen Strom umwandeln. Durch die Nutzung der kinetischen Energie verliert der Wind an Geschwindigkeit. Aus der Energie, die die WEA aus dieser Differenz zieht, resultiert letztlich der Ertrag der WEA. Die Leistung des Windes an einem WEA-Standort kann beschrieben werden durch (Quaschnig 2011: 247):

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Dabei ist ρ die Luftdichte und v die mittlere Windgeschwindigkeit. Die durchströmte Fläche A kann als Rotorkreisfläche angenommen werden. Die Formel zeigt deutlich die Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit, da diese zur dritten Potenz eingeht (Quaschnig 2011: 247). Dieser Ansatz geht davon aus, dass die Windgeschwindigkeit auf der Lee-Seite des Rotors gleich null ist, also die gesamte Energie des Windes genutzt wird. Diese Annahme ist jedoch unrealistisch, da immer ein Großteil der Luftmassen aus physikalischen Gründen an der WEA vorbeiströmt. Eine WEA kann daher nur maximal 16/27,

also ungefähr 59 Prozent, der gesamten Windleistung nutzen. Dieser Faktor ist der maximale Leistungsbeiwert der WEA, auch als Betz-Faktor bezeichnet. Der Leistungsbeiwert c_p gibt an, wie effizient eine WEA die Leistung des Windes nutzen kann. Der Wert für reale WEA nähert sich dem idealen Betz-Faktor an, doch durch Reibung und andere Verluste ist er immer kleiner als 59 Prozent (Zahoransky et al. 2013: 329). Moderne WEA können bereits einen guten Leistungsbeiwert von circa 50 Prozent aufweisen (Quaschnig 2011: 249).

Die Leistung, die dem Wind tatsächlich durch die WEA entnommen werden kann, wird durch folgende Gleichung beschrieben (verändert nach Zahoransky et al. 2013: 329):

$$P = \frac{1}{2} * c_p * \rho * A * v^3$$

Wird die Leistung P mit der Anzahl der Stunden im Jahr multipliziert, ergibt sich der durchschnittliche Jahresertrag der WEA in kWh. Dieser Wert ist unabhängig vom Anlagentyp und allein durch den Rotordurchmesser der WEA bestimmt. Die oben genannte Gleichung beinhaltet jedoch einige Unsicherheiten und kann nur für eine erste grobe Abschätzung der zu erwartenden Jahresleistung der WEA dienen. Der Faktor mit der größten Ungenauigkeit ist die mittlere Windgeschwindigkeit, weil er suggeriert, dass der Wind über das gesamte Jahr mit der gleichen Geschwindigkeit weht. Für eine genauere Ertragsabschätzung sollte die Häufigkeitsverteilung des Windes am Standort bekannt sein. Wenn dies der Fall ist, können einzelne Windgeschwindigkeitsbereiche genauer betrachtet werden. Denn die Leistungsabgabe von realen WEA kann bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten nicht als konstant angesehen werden.

2.4 Leistungskennlinien von Windenergieanlagen

Anlagen verschiedenen Typs unterscheiden sich nicht nur in ihrer Nabenhöhe, im Rotordurchmesser oder in der Nennleistung. Sie sind auch durch ihr spezifisches Leistungsverhalten gekennzeichnet. Wie effizient eine Anlage arbeitet bzw. wie schnell sie ihren Nennleistungsbereich erreicht, kann anhand ihrer Leistungskennlinie ermittelt werden. Sie gibt die Leistung der WEA für verschiedene Windgeschwindigkeitsbereiche an (Özdirik et al. 2013: 508). Eine typische Leistungskennlinie lässt sich in vier Abschnitte unterteilen (Abb. 7).

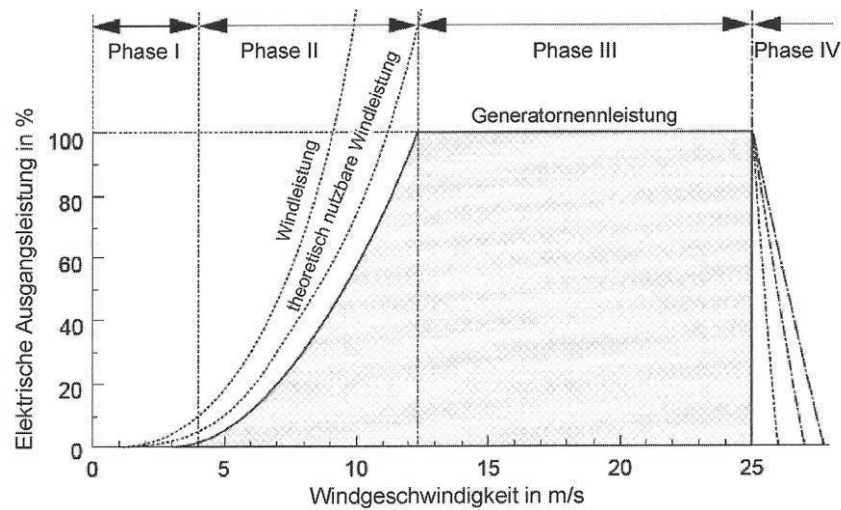


Abb. 7: Verlauf einer typischen Leistungskennlinie (Özdirik et al. 2013: 508)

Im ersten Abschnitt ist die Windgeschwindigkeit zu gering, um elektrische Energie aus der Leistung des Windes zu gewinnen. Der Grund dafür ist, dass die Reibungs- und Trägheitskräfte in der WEA für diesen Windgeschwindigkeitsbereich zu hoch sind (Özdirik et al. 2013: 508). Die Bewegung des Rotors wird bei Windgeschwindigkeiten unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit der Anlage durch eine Bremse verhindert, um einen unnötigen Verschleiß der Anlage zu vermeiden (Quaschnig 2011: 259).

Im zweiten Abschnitt der Leistungskennlinie liegen die Windgeschwindigkeiten höher als die Einschaltgeschwindigkeit und es wird elektrische Energie durch den Generator der WEA produziert. Die Leistung, die dem Wind in diesem Abschnitt theoretisch entzogen werden kann, wird anhand der in Kapitel 2.3 genannten Gleichung ermittelt, die den Leistungsbeiwert der Anlage berücksichtigt (Özdirik et al. 2013: 509). Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, entspricht der Verlauf der Leistungskennlinie nicht exakt dem Verlauf der theoretisch nutzbaren Windleistung. Das liegt an verschiedenen Verlusten, die unter anderem durch Reibung entstehen. Bei der sogenannten Nenngeschwindigkeit beginnt die WEA ihre Nennleistung zu produzieren. Dort endet der zweite Abschnitt der Kennlinie (Özdirik et al. 2013: 509).

Im dritten Abschnitt wird die Generatornennleistung für alle Windgeschwindigkeiten in diesem Bereich produziert, obwohl dem Wind auch eine deutlich höhere Energie entzogen werden könnte. Diese Differenz ist technisch bedingt, da der

Generator der WEA nur für eine bestimmte Nennleistung ausgelegt ist. Die WEA muss in diesem Bereich gedrosselt werden, um Schäden am Generator oder an anderen Bauteilen zu vermeiden. Die produzierte Leistung kann bis zur Abschaltgeschwindigkeit als konstant angenommen werden (Özdirik et al. 2013: 509).

Im vierten und letzten Abschnitt der Kennlinie kommt es zu hohen Windgeschwindigkeiten, für die die WEA nicht mehr ausgelegt ist. Um einer Beschädigung der Anlage vorzubeugen, muss sie abgeschaltet werden. Der Abschaltvorgang wird meist nicht mehr wie bei den alten Anlagen abrupt, sondern durch eine stetige Leistungsminderung der Anlage eingeleitet. Die Rotorblätter werden dazu langsam gedreht, bis die WEA kaum noch Angriffsfläche für den Wind bietet (Özdirik et al. 2013: 510).

Die Leistungskennlinie einer jeden WEA wird nach einem standardisierten Verfahren gemäß der Richtlinie IEC 61400-12-1 (IEC 2005) vom Hersteller erstellt. Die Werte der Kennlinie stellen die Nettoleistung dar. Das bedeutet, dass der Eigenbedarf der WEA bereits abgezogen ist. Bei berechneten Leistungskennlinien wird meist die Standardluftdichte von 1,225 Kilogramm pro Kubikmeter bei einer Temperatur von 15 Grad Celsius angenommen. Weicht die Luftdichte am Standort der WEA ab, kann sich die Leistungsabgabe von den Werten der normierten Leistungskennlinie unterscheiden (Hau 2014: 601).

Häufig werden Leistungskennlinien nicht nur berechnet, sondern auch standardisiert vermessen. Ein Grund dafür ist, dass berechnete Leistungskennlinien oft als zu optimistisch gelten. Die Genauigkeit und das spezifische Verhalten der Messinstrumente spielt bei der Vermessung der Kennlinie eine große Rolle. Während früher verschiedene Bauarten von Anemometern verwendet wurden, ist heute ein bestimmtes Messinstrument vorgeschrieben. Früher kam es zu beträchtlichen Unterschieden der gemessenen Windgeschwindigkeit und eine Vergleichbarkeit war damit nicht gegeben (Hau 2014: 604ff).

Bei der Vermessung einer Leistungskennlinie werden gleichzeitig die momentane Windgeschwindigkeit und die Leistungsabgabe durch die WEA gemessen. Das Anemometer befindet sich in einer Entfernung von mehreren Rotordurchmessern von der WEA in einer hindernisfreien Umgebung, um eine gleichmäßige Anströmung zu gewährleisten. Dadurch entsteht jedoch ein zeitlicher Verzug in

der Messung der Windgeschwindigkeit und der erzeugten Leistung, die zwischen der WEA und dem Netzanschlusspunkt gemessen wird. Die Messwerte werden anschließend normalisiert, indem sie sowohl auf die Standardluftdichte als auch auf die mittlere Luftdichte am Standort über den gesamten Messzeitraum bezogen werden. Die Leistungskennlinie beinhaltet dann in jedem Windgeschwindigkeitsintervall in 0,5 m/s-Schritten die Mittelwerte der Leistungsabgabe für einen Zeitraum von jeweils zehn Minuten. Die Unsicherheiten, die mit der Messung zwangsläufig verbunden sind, gehen in die Leistungskennlinie ein und stellen einen kaum zu vermeidenden Fehler dar (Hau 2014: 604ff).

2.5 Anlagenspezifische Ertragsberechnung

Ist die Häufigkeitsverteilung des Windes in Nabenhöhe bekannt, kann anhand der Leistungskennlinie des jeweiligen Anlagentyps der mittlere Jahresenergieertrag der WEA berechnet werden (Özdirik et al. 2013: 511). Nach FGW (2013: 7) errechnet sich der Ertrag AEP (Annual Energy Production) für jedes Windgeschwindigkeitsintervall wie folgt:

$$AEP(v_i) = 8760 h * (F(v_i) - F(v_{i-1})) * \frac{P_i + P_{i-1}}{2}$$

Dabei sind die Stunden eines Jahres mit 8760 Stunden anzunehmen. Es gehen weiterhin der jeweilige Wert der Summenhäufigkeit nach Rayleigh $F(v_i)$ für jede Windgeschwindigkeit aus der Leistungskennlinie und die zugehörigen Leistungsangaben P_i in kW ein. Durch Aufsummierung der einzelnen Erträge ergibt sich der durchschnittliche Jahresenergieertrag für die WEA in kWh (FGW 2013: 7):

$$AEP = \sum_{i=1}^n AEP(v_i)$$

Der errechnete anlagenspezifische Ertrag ist ein idealer Wert. Er beinhaltet lediglich die Verluste, die indirekt durch die jeweilige Leistungskennlinie der Anlage angegeben werden. Weitere Ertragsverluste, die beim Betrieb einer WEA entstehen, müssen noch durch einen pauschalen Sicherheitsabschlag vom idealen Wert abgezogen werden. Dieser pauschale Abzug enthält beispielsweise die generelle Verfügbarkeit der WEA. Nach Taylor (2004: 267) kann für moderne Anlagen eine jährliche Verfügbarkeit von 90 bis zu 98 % angenommen werden. Hau

(2014: 631) zählt unter anderem typische Verzögerungen beim Ein- und Ausschalten der WEA (Hysterese), häufig auftretende turbulente Strömungen am Standort, Veränderungen der Luftdichte in den Sommer- und Wintermonaten und Verunreinigungen an den Rotorblättern zu den Ursachen der üblicherweise auftretenden Verluste. Hinzu kommen nach Özdirik et al. (2013: 506ff) die Ertragsverluste, die durch das aktive Drehen des gesamten Rotors und die Verstellung der einzelnen Rotorblätter entstehen, um die WEA optimal im Wind zu positionieren.

In der Literatur sind unterschiedliche Angaben zum geeigneten Wert für den Sicherheitsabschlag zu finden. Übliche Werte sind mit 10 bis 20 % angegeben (Özdirik et al. 2013: 506, Klug 2002: 8). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde mit den Werten 10 %, 15 % und 20 % für den pauschalen Sicherheitsabschlag gerechnet. Wie realistisch der berechnete Ertrag ist, hängt jedoch von vielen Faktoren ab. Vor allem sind die Gegebenheiten am Standort der WEA, die Unsicherheiten des Berechnungsverfahrens, die getätigten Annahmen und die Qualität der verwendeten Datengrundlage entscheidend.

3 Daten und Methodik

In diesem Kapitel werden die Daten vorgestellt, die in der vorliegenden Arbeit verwendet wurden, um die anlagenspezifischen Jahresenergieerträge für die WEA in Nordrhein-Westfalen zu berechnen. Außerdem wird das in dieser Arbeit entwickelte Berechnungsverfahren erläutert.

3.1 Verwendete Daten

Für die Ermittlung der anlagenspezifischen Jahresenergieerträge des Anlagenregisters der in Betrieb befindlichen WEA in Nordrhein-Westfalen wurden flächendeckende Daten zur mittleren Windgeschwindigkeit und die Leistungskennlinien der jeweiligen Anlagentypen genutzt. Für Validierungszwecke wurden zudem real gemeldete Jahresenergieerträge verwendet. Die in dieser Arbeit genutzte Datengrundlage wird in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

3.1.1 Das Anlagenregister für Nordrhein-Westfalen

Der Bestand der WEA in Nordrhein-Westfalen wird am LANUV NRW im punktförmigen Shapefile-Format geführt und stetig aktualisiert. Der Datensatz enthält unter anderem Angaben zu Hersteller, Anlagentyp, installierter Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser für über 3.800 Anlagen. Davon befinden sich im August 2015 2.994 WEA in Betrieb. Doch es sind immer noch einige Datenlücken vorhanden. Das hängt mit den verschiedenen Quellen der Daten und der unterschiedlichen Qualität der Meldungen für neue WEA zusammen. Meist ergeben sich die Informationen aus Meldungen der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, der Landesvermessungsbehörde Geobasis NRW, dem Informationssystem Stoffe und Anlagen (ISA) des LANUV NRW oder aus Informationen der Kommunen. Es bleibt eine stetige Aufgabe des LANUV NRW diesen Datenbestand zu vereinheitlichen und so aktuell wie möglich zu halten. In der vorliegenden Arbeit wurden die Daten mit Stand vom August 2015 verwendet und die Ertragsberechnung fand nur für WEA statt, die sich zu diesem Zeitpunkt in Betrieb befanden (Abb. 8).

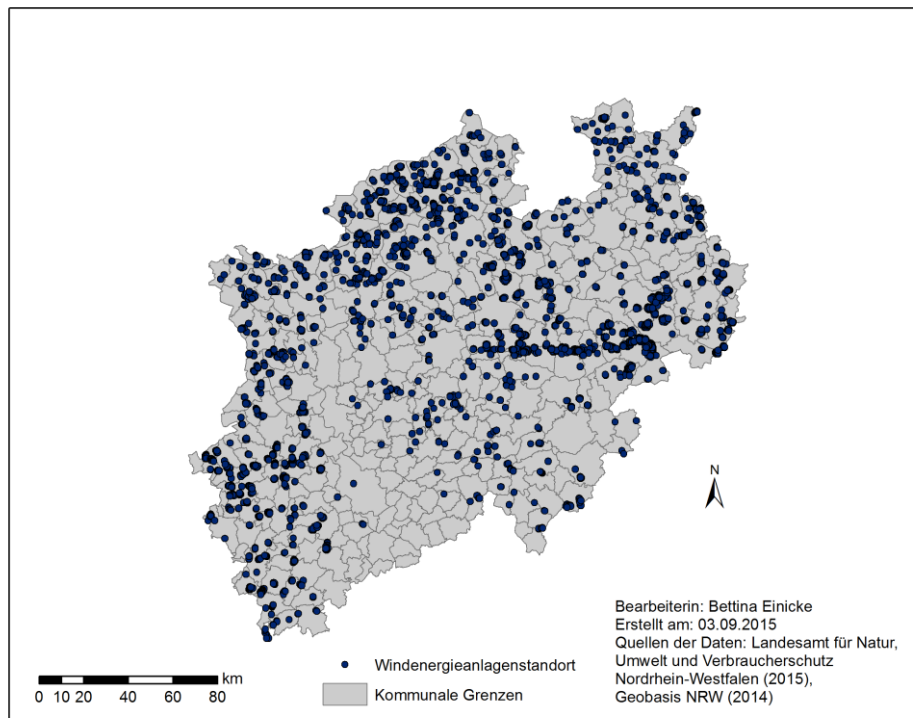


Abb. 8: Standorte der in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen (Eigene Darstellung, Datenquellen: LANUV NRW, Geobasis NRW)

3.1.2 Daten der mittleren Windgeschwindigkeit

Für diese Arbeit konnten die am LANUV NRW vorhandenen flächendeckenden Raster der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit für Nordrhein-Westfalen in sechs verschiedenen Höhen genutzt werden. Die Rasterzellengröße beträgt für jedes Raster 100 m und die Windgeschwindigkeitswerte sind für folgende Höhen verfügbar: 70 m, 80 m, 100 m, 125 m, 135 m und 150 m über Grund. Dabei ist für jede Zelle des jeweiligen Rasters ein Wert der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in der Einheit m/s gespeichert. Diese Daten wurden im Rahmen der vom LANUV NRW in Auftrag gegebenen Potenzialstudie Erneuerbare Energien, Teil Windenergie, erzeugt, die die Potenziale der Windenergie in Nordrhein-Westfalen untersucht hat (LANUV NRW 2012: 21).

Für die Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeiten wurden die generellen Strömungsverhältnisse in Nordrhein-Westfalen mithilfe des dreidimensionalen Mesoskalenmodells FITNAH (Flow over Irregular Terrain with Natural and Anthropogenic Heat-sources) simuliert. Die Berechnungsmethodik des Modells beruht dabei vor allem auf Erhaltungssätzen von Impuls, Masse und Energie. Außerdem wird die Drehung der Windrichtung durch den zunehmenden Einfluss der

Coriolis-Kraft in die Berechnungen einbezogen. Die grundlegende Windsituation in 1.500 bis 2.000 m Höhe wurde anhand von Daten der NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) abgebildet. Anhand dieser Daten und des Modells FITNAH konnten die Windverhältnisse in der Prandtl- und der Ekman-Schicht berechnet werden. Dabei wurde eine leicht stabile Schichtung der Atmosphäre angenommen. Da die Landnutzung und die Geländehöhe das Windgeschwindigkeitsprofil an einem Standort in entscheidender Weise beeinflussen, fanden sie ebenso Berücksichtigung bei der Berechnung. Den verschiedenen Landnutzungstypen wurden im Vorfeld übliche Werte für die Hindernishöhe, die Durchlässigkeit, die Rauigkeit und die Wärmeabstrahlung zugeordnet. Es wurden ebenso Schätzwerte für die Baum- und Gebäudehöhen sowie für die Dichte der Bäume und Gebäude verwendet. Insgesamt wurden so die Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeit und Richtung des Windes, aber auch die Luftdichte, bezogen auf die mittlere Jahreslufttemperatur am jeweiligen Standort, flächendeckend für Nordrhein-Westfalen in den sechs verschiedenen Höhen berechnet. Im Anschluss fand eine Validierung der berechneten Windgeschwindigkeitswerte anhand von realen Durchschnittserträgen von bestehenden Windenergieanlagen und Windmessdaten statt (LANUV NRW 2012: 21ff).

3.1.3 Die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen

Die im Rahmen dieser Arbeit genutzten Leistungskennlinien stammen aus dem WEA-Katalog des Programms windPRO in der Demo-Version 3.0.619, das von der Firma EMD International A/S entwickelt wurde. Der Katalog beinhaltet umfangreiche Informationen zu vielen gängigen Anlagentypen, unter anderem die jeweilige Leistungskennlinie. Die Katalogdaten wurden für die Zwecke dieser Arbeit zuletzt am 29.07.2015 aktualisiert.

Die verschiedenen Anlagentypen, die in Nordrhein-Westfalen vorkommen, wurden aus dem Anlagenregister des LANUV NRW entnommen und anschließend im WEA-Katalog von windPRO recherchiert. Oft sind zu einem Anlagentypen mehrere Leistungskennlinien gespeichert. Wenn dies der Fall war, wurde nur die Leistungskennlinie aus dem Katalog kopiert, die als Standard angegeben wurde. Leistungskennlinien für eine schallreduzierte Betriebsweise, die immer mit einer Leistungsminderung einhergeht, wurden nicht verwendet, da im Anlagenregister

des LANUV NRW dazu kaum Informationen vorhanden sind. Es wurde bei der Extraktion der Leistungskennlinien aus dem Katalog außerdem darauf geachtet nur die aktuellste Leistungskennlinie zu kopieren, wenn mehrere zur Auswahl standen. Wenn ausschließlich vermessene Leistungskennlinien für einen Anlagentypen vorhanden waren, wurden die Windgeschwindigkeitswerte bis zur Abschaltgeschwindigkeit ergänzt und für diesen oberen Bereich die Nennleistung angenommen. Für den Fall, dass die letzte gemessene Leistung kleiner als die Nennleistung war, wurde nach FGW (2013: 8) der gemessene Wert für die ergänzten Windgeschwindigkeitswerte bis zur Abschaltgeschwindigkeit angenommen.

Einige Herstellernamen haben sich im Lauf der Jahre geändert, aber die Anlagenbauart ist gleich geblieben. Daher wurde in diesen Fällen dieselbe Leistungskennlinie auch für den neuen Herstellernamen genommen. Ein Beispiel sind die Anlagentypen Repower MM82 und Senvion MM82. Die Firma Repower hat im Jahr 2014 ihren Namen zu Senvion geändert (Senvion GmbH 2014).

Insgesamt kommen in Nordrhein-Westfalen zurzeit 170 unterschiedliche Anlagentypen vor. Im WEA-Katalog von windPRO konnten im Rahmen dieser Arbeit für 149 Anlagentypen die zugehörigen Leistungskennlinien gefunden werden. Doch gerade für ältere oder spezielle Anlagentypen ist es schwierig eine Kennlinie zu finden. Auf den Internetseiten der Hersteller werden sie, wenn überhaupt, oft nur als Grafiken zur Verfügung gestellt. In dieser Form sind sie jedoch für eine genaue Ertragsberechnung unbrauchbar, weil ein exaktes Ablesen der Leistungswerte aus der Grafik kaum möglich ist. Im Rahmen dieser Arbeit konnte daher für diese Anlagentypen keine anlagenspezifische Ertragsberechnung mithilfe der jeweiligen Leistungskennlinie durchgeführt werden.

Die 149 ermittelten Leistungskennlinien wurden aus dem WEA-Katalog kopiert und zunächst in Form einer Textdatei abgespeichert und vereinheitlicht. Dabei wurden die Spaltenbezeichnungen „v“ für die Windgeschwindigkeit in m/s und „P“ für die Leistungsabgabe der WEA in kW eingefügt. Die fertige Textdatei wurde anschließend in Form einer Tabelle in einer Datenbank abgespeichert. Auf diese Tabellen wird während des anlagenspezifischen Berechnungsverfahrens zugegriffen.

3.1.4 Validierungsdaten

Um die Genauigkeit der berechneten Ertragsergebnisse zu bestimmen, wurden real gemeldete Jahresenergieerträge von mehr als 1.000 WEA in Nordrhein-Westfalen genutzt. Die Ertragswerte stammen aus Jahresmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber Amprion und Tennet, die vom LANUV NRW für die vorliegende Arbeit bereitgestellt wurden. In diesem Datensatz sind Realerträge der Jahre 2007 bis 2013 enthalten. Da vor 2009 weniger Anlagenerträge verfügbar waren und die Auswahl dann auch in einem größeren Maße auf ältere Anlagen beschränkt wäre, wurden für die Validierung nur die WEA berücksichtigt, die durchgehend in der Zeit von 2009 bis 2013 in Betrieb waren. Es wurde außerdem eine Auswahl nach der Plausibilität der Meldungen getroffen. Anlagen, die nicht plausible Angaben zur Nennleistung, beispielsweise 8.000 kW oder 0 kW, besitzen oder deren Nennleistung sich im betrachteten Zeitraum geändert hat, wurden nicht in die Validierung einbezogen. Das Gleiche gilt für WEA mit einer unverhältnismäßig großen Ertragsänderung in den Jahren 2009 bis 2013. Zudem wurden Anlagen nicht betrachtet, die erst im Jahr 2009 in Betrieb gegangen sind, da der erzielte Jahresenergieertrag für die betreffenden WEA in diesem Jahr nicht repräsentativ ist. Um die Schwankungen der Windverhältnisse zwischen den einzelnen Jahren annähernd auszugleichen, wurde der Mittelwert der Jahresenergieerträge von 2009 bis 2013 bestimmt. Über die Anlagenschlüsselnummer einer jeweiligen WEA wurde dann der Mittelwert der Realerträge mit dem anlagenspezifisch bzw. pauschal berechneten Ertrag verglichen.

3.2 Erläuterung des Berechnungsverfahrens

In diesem Kapitel wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Berechnungsverfahren zur Ermittlung der anlagenspezifischen Jahreserträge für den WEA-Bestand in Nordrhein-Westfalen vorgestellt. Die Ertragsberechnung wurde mit dem Geographischen Informationssystem (GIS) ArcGIS realisiert, das von der Firma ESRI entwickelt wurde. Der Ertrag von WEA ist von den am jeweiligen Standort vorherrschenden Windgeschwindigkeitsbedingungen abhängig. Somit beinhaltet die Ertragsberechnung prinzipiell ein räumlich variierendes Phänomen und der Einsatz eines GIS ist daher sinnvoll. Das Programm ArcGIS ist beim LANUV NRW vorhanden und kommt dort auch oft zum Einsatz. Deshalb wurde ArcGIS als Entwicklungsumgebung für das Berechnungsverfahren gewählt. Am

LANUV NRW ist ArcGIS Desktop 10.2.2 in der Basic-Lizenz installiert. Um Rasteroperationen durchführen zu können, wurde zusätzlich die Spatial Analyst-Lizenz genutzt.

Für komplexere Berechnungsschritte, die mit den in ArcGIS vorhandenen Werkzeugen nicht mehr realisiert werden konnten, wurde die Skriptsprache Python eingesetzt. Sie ist in der Version 2.7.5 bereits mit ArcGIS 10.2.2 installiert. Als zusätzliches Python-Paket wurde SciPy installiert, um eine Interpolation zwischen den sechs verschiedenen Windgeschwindigkeitswerten pro Standort durchführen zu können. Obwohl neuere Versionen für das Paket SciPy verfügbar sind, wurde es in der Version 0.12.0 installiert, damit es mit der vorhandenen NumPy-Version 1.7.1 kompatibel ist.

In Abb. 9 ist der schematische Ablauf der Ertragsberechnung dargestellt. Auf der linken Seite der Abbildung sind die Eingangsdaten aufgeführt. Dazu zählen die mittleren Windgeschwindigkeiten in den verschiedenen Höhen, das Anlagenregister der WEA und die eigens erstellte Datenbank mit den recherchierten Leistungskennlinien für die vorkommenden Anlagentypen. Die Berechnung läuft nacheinander für jede einzelne WEA ab, die Informationen zu Nabenhöhe und Anlagentyp besitzt.

Wenn diese Informationen für die jeweilige WEA nicht vorhanden sind oder der Anlagentyp nicht in der Datenbank der Leistungskennlinien existiert, erfolgt die Ertragsberechnung nicht nach dem anlagenspezifischen Verfahren, sondern nach der bisherigen Methode mithilfe eines pauschalen Ertragsfaktors von derzeit 1.587 h. Dieser Faktor ist das arithmetische Mittel aus realen Volllaststunden, die in den Jahren 2007 bis 2013 in Nordrhein-Westfalen erzielt wurden. Durch die Multiplikation des Ertragsfaktors mit der Nennleistung der jeweiligen WEA in kW ergibt sich der pauschale Jahresenergieertrag in kWh (LANUV NRW 2015).

Wenn der Jahresenergieertrag jedoch nach dem anlagenspezifischen Berechnungsverfahren ermittelt werden kann, werden die Windgeschwindigkeitswerte am Standort der jeweiligen Anlage zunächst interpoliert, um die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe berechnen zu können (Kapitel 3.2.2). Anhand des Anlagentyps kann die passende Leistungskennlinie herausgesucht werden. Mit

den Windgeschwindigkeitswerten der Kennlinie und anhand der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe kann die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für die jeweilige WEA berechnet werden. Hierbei wird nach FGW (2013: 7) die Formel für die Rayleigh-Verteilung angewendet (Kapitel 2.2). Anschließend wird der Jahresenergieertrag der WEA anhand der Leistungswerte der Kennlinie und der Häufigkeitswerte berechnet (FGW 2013: 7) (Kapitel 3.2.3). Um einen möglichst realistischen Ertrag zu erhalten, sollten die üblicherweise auftretenden Verluste beim Betrieb einer WEA berücksichtigt werden (Özdirik et al. 2013: 506, Hau 2014: 628ff, Klug 2002: 8, Gasch et al. 2013: 196, Taylor 2004: 267). Deshalb wird der anlagenspezifisch berechnete Ertragswert noch um einen pauschalen Sicherheitsabschlag reduziert (Kapitel 2.5).

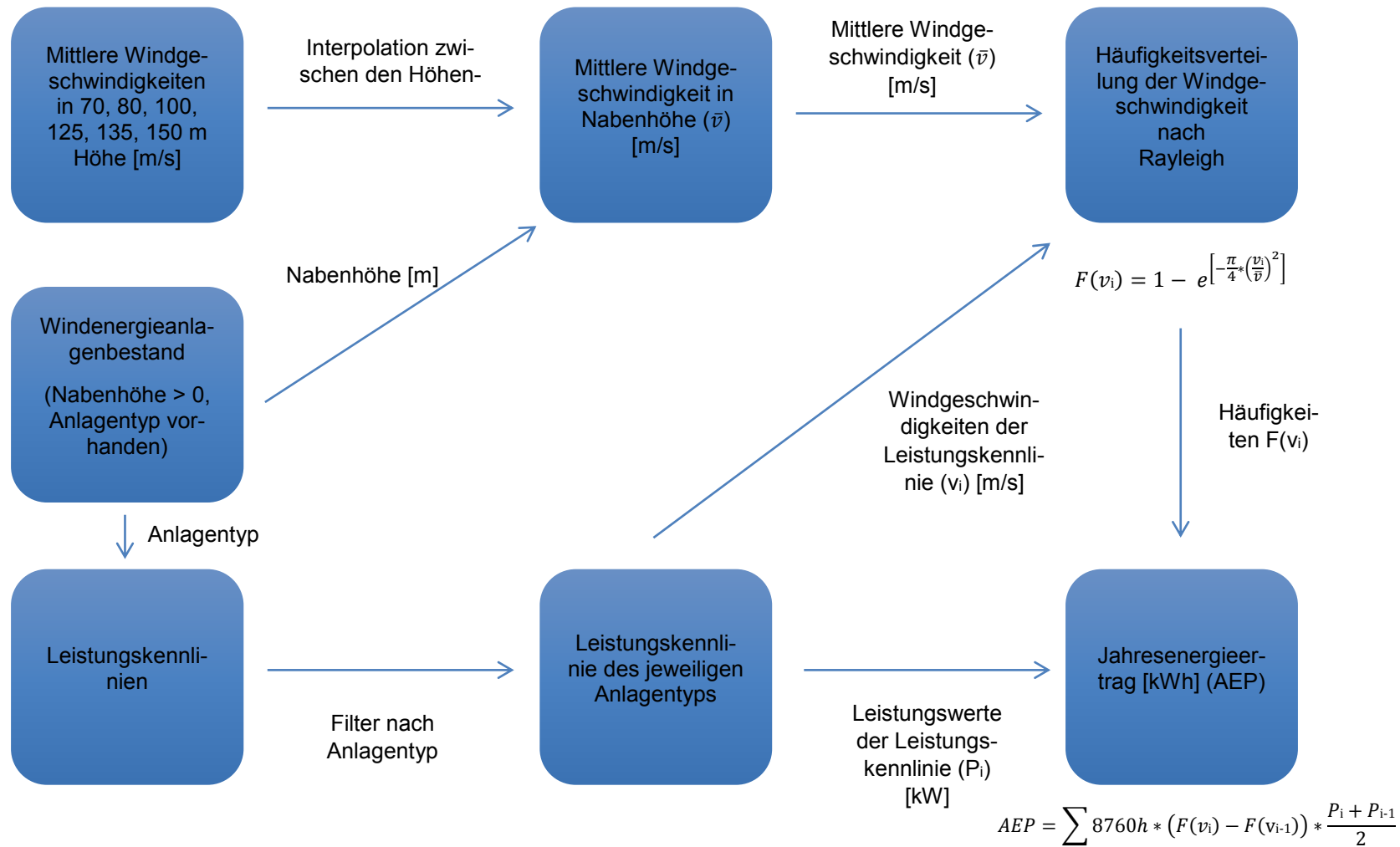


Abb. 9: Schematische Darstellung der anlagenspezifischen Ertragsberechnungsmethodik (Eigene Darstellung nach FGW 2013: 7)

3.2.1 Die Umsetzung des Berechnungsverfahrens im ArcGIS ModelBuilder

Die Ertragsberechnungsmethode der vorliegenden Arbeit wurde im ModelBuilder von ArcGIS implementiert. Diese Entwicklungsumgebung ermöglicht es, auf einer grafischen Oberfläche verschiedene Werkzeuge aus der ArcGIS Toolbox miteinander zu einem gesamten Geoverarbeitungsprozess zu kombinieren. Eigene Skripte und Modelle können darin ebenso ausgeführt werden.

Die Gesamtübersicht des im Rahmen dieser Arbeit erstellten Modells ist in Abb. 10 dargestellt. In einem ersten Schritt wird der Ausgangsdatensatz kopiert. Mit der Kopie wird im Folgenden weitergearbeitet. Die WEA-Standorte sind als Punkte repräsentiert. Sie werden für die Extraktion der Zellenwerte der sechs Windgeschwindigkeitsraster genutzt. Diese Werte werden nach einer sinnvollen Benennung der Felder an die Attributtabelle des Ergebnisdatensatzes der WEA angehängt. Die neuen Felder heißen „Wind70“, „Wind80“, „Wind100“, „Wind125“, „Wind135“ und „Wind150“. Somit sind für jede Zeile der Tabelle sechs unterschiedliche Windgeschwindigkeitswerte für die Höhen 70 m, 80 m, 100 m, 125 m, 135 m und 150 m gespeichert. Außerdem wird ein neues Feld namens „WindNH“ hinzugefügt, in dem die berechnete Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe gespeichert wird. Dieser Wert wird mithilfe des Werkzeugs „Calculate Field“ berechnet, das es ermöglicht ein eigenes Python-Skript auszuführen. Im Skript wird der gesuchte Windgeschwindigkeitswert mithilfe einer Interpolation zwischen den sechs Windgeschwindigkeiten ermittelt. Nach der Speicherung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wird ein eigens erstelltes Python-Skript aufgerufen, das die Ertragsberechnung anhand der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe durchführt. Im Folgenden werden die genauen Berechnungsschritte in den Python-Skripten erläutert.

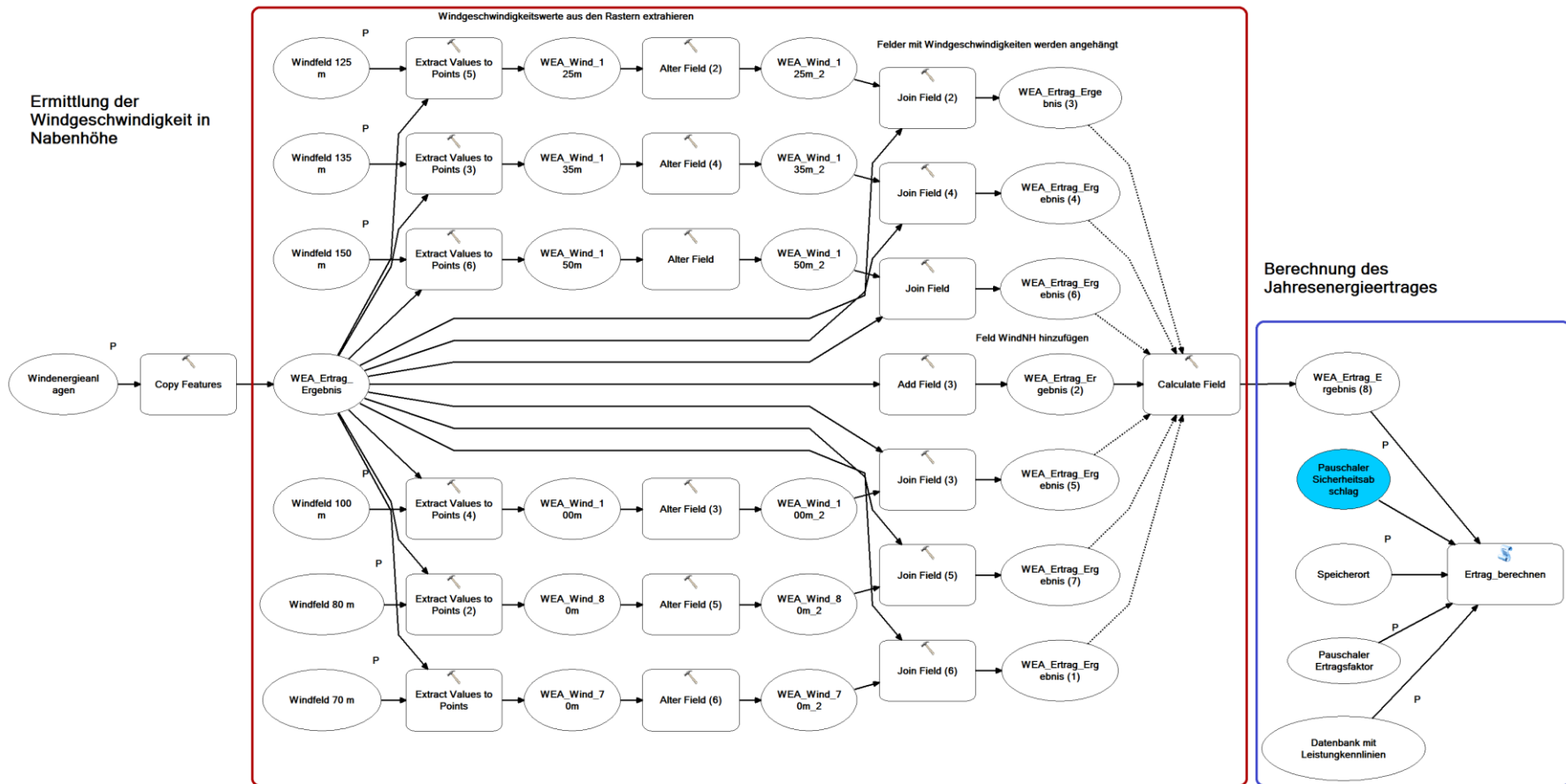


Abb. 10: Das Ertragsberechnungsmodell im ModelBuilder von ArcGIS 10.2.2 (Eigene Darstellung)

3.2.2 Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Für die Ertragsberechnung einer WEA ist es nötig, die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zu kennen. Für die vorliegende Arbeit liegen die flächendeckenden Raster für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in sechs verschiedenen Höhen als Ausgangsdaten vor. Die folgenden Erläuterungen der Berechnungsschritte beziehen sich auf das Werkzeug „Calculate Field“ im dunkelrot umrandeten Bereich in Abb. 10.

Um die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zu ermitteln, muss zwischen den vorhandenen Windgeschwindigkeitswerten interpoliert werden. Der Nullpunkt kann dabei vereinfachend angenommen werden. Das bedeutet, dass bei einer Höhe von 0 m eine Windgeschwindigkeit von 0 m/s herrscht. Die Datenpunkte der Windgeschwindigkeiten in Abb. 11 wurden für eine beispielhaft ausgewählte WEA mit der Schlüsselnummer E2189501EA20000000000037251800001 aus dem Anlagenregister erzeugt. Die Werte wurden aus den Zellen der Windgeschwindigkeitsraster am Standort der Anlage extrahiert. Anhand der sieben gegebenen Werte, einschließlich des Nullpunkts, wurde eine geeignete Interpolationsmethode gesucht. Im Folgenden wird erläutert, welche Methoden dafür infrage kommen.

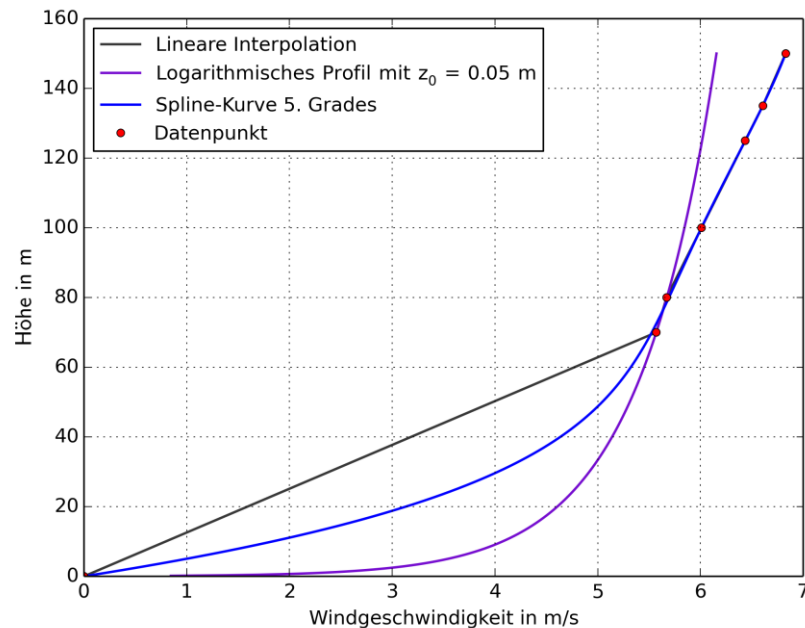


Abb. 11: Vergleich von verschiedenen Interpolationsmethoden für die beispielhafte Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an einem Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

Die einfachste Möglichkeit der Interpolation ist sicher der lineare Ansatz. Wie in Abb. 11 ersichtlich ist, passen sich die Geradenabschnitte gut an die gegebenen Windgeschwindigkeitswerte an. Doch die Geraden können die logarithmische Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe nur unzureichend abbilden (Abb. 11). Insbesondere gilt dies für den unteren Höhenbereich zwischen 0 und 70 m.

Das Windgeschwindigkeitsprofil wird üblicherweise als eine logarithmische Funktion angenommen (Hau 2014: 556). In Abb. 11 ist eine Logarithmus-Kurve dargestellt, die so gewählt wurde, dass sie so gut wie möglich zu den Datenpunkten passt. Dabei hat sich durch Probieren der Wert von 0,05 m für die Rauigkeitslänge z_0 ergeben. Dieser Wert kann als ein Kennzeichen für typisches Ackerland gelten (Tab. 1). Ein Abgleich mit dem Luftbild hat bestätigt, dass Ackerland am Standort der ausgewählten WEA der vorherrschende Landnutzungstyp ist.

Für die Erstellung der Logarithmus-Funktion wurde die folgende Formel genutzt, die die Schubspannungsgeschwindigkeit u^* , die Kármánkonstante κ , die Höhe z und die Rauigkeitslänge z_0 berücksichtigt (Langreder & Bade 2013: 130) (Kapitel 2.1):

$$v(z) = \frac{u^*}{\kappa} * \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Im Python-Skript wurde für die Erstellung der in Abb. 11 dargestellten Kurve die Schubspannungsgeschwindigkeit zunächst anhand des zweiten Datenpunktes, also dem Windgeschwindigkeitswert in 70 m Höhe, berechnet. Anschließend wurde die logarithmische Kurve für den gesamten Wertebereich x_s erzeugt, der 1.000 Werte im Bereich von 0 bis 150 m umfasst. Die entsprechenden Zeilen im Python-Code sind im Folgenden dargestellt:

```
import numpy as np

x=[0.0,70.0,80.0,100.0,125.0,135.0,150.0]
y=[0.0,5.570000,5.670000,6.010000,6.435000,6.606843,6.829539]

xs = np.linspace(0, 150, 1000)
z0 = 0.05
k = 0.4
schub = (k * y[1]) / np.log(x[1]/z0)
U = (schub/k) * np.log(xs/z0)
```

Leider trifft auch die logarithmische Funktion die Wertepunkte der sechs Windgeschwindigkeitsraaster nicht vollständig. Sie unterschätzt die Windgeschwindigkeiten in größeren Höhen (Abb. 11). Daher wurde nach einer weiteren Möglichkeit gesucht, um den angenommenen logarithmischen Verlauf des Windgeschwindigkeitsprofils in den Höhen unter 70 m annähernd abbilden zu können. Dafür wurde letztlich eine Spline-Kurve fünften Grades genutzt, die durch Probieren gefunden wurde.

Die Methode der Spline-Interpolation wird oft für verschiedene Anwendungsfälle in der Naturwissenschaft und Technik angewandt. Das Wort „Spline“ bezeichnet im Englischen ein Kurvenlineal, das früher eingesetzt wurde, um bei einer Funktionszeichnung einen möglichst glatten Kurvenverlauf zu erhalten (Dahmen & Reusken 2006: 317). Spline-Interpolierende fünften Grades bestehen aus stückweisen Polynomen s_k und werden in einem bestimmten Intervall $[x_k, x_{k+1}]$ ($k=1, \dots, n-1$) wie folgt definiert (Späth 1990: 189):

$$s_k(x) = A_k + B_k(x - x_k) + C_k(x - x_k)^2 + D_k(x - x_k)^3 + E_k(x - x_k)^4 + F_k(x - x_k)^5$$

Bei der Spline-Interpolation wird stets versucht eine gute Anpassung an die Daten, aber gleichzeitig auch eine Kurve zu erhalten, die möglichst glatt verläuft (Dahmen & Reusken 2006: 337).

In Abb. 11 ist zu sehen, dass sich die Spline-Funktion relativ gut an die gegebenen Windgeschwindigkeitswerte anpasst. Im Höhenbereich unter 70 m folgt sie jedoch nicht exakt dem logarithmischen Verlauf. Damit unterschätzt sie eventuell die tatsächlich auftretenden Windgeschwindigkeiten in diesen Höhen. In größeren Höhen passt die Spline-Kurve deutlich besser zu den gegebenen Datenpunkten als die Logarithmus-Kurve. Ein Grund dafür könnte sein, dass das logarithmische Profil nicht für die Ekman-Schicht gilt, die nach Hau (2014: 556) bereits ab einer Höhe von 100 m beginnen kann. Zudem ist das Problem bekannt, dass der logarithmische Ansatz oft die tatsächlich auftretenden Windgeschwindigkeiten ab einer Höhe von 100 m unterschätzt (Hau 2014: 559).

Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Spline-Kurve nur für die Windgeschwindigkeiten am beispielhaft ausgewählten WEA-Standort passend ist. In Abb. 12 sind die Windgeschwindigkeitswerte für zehn unterschiedliche WEA-Standorte in Nordrhein-Westfalen dargestellt, die möglichst gleichmäßig über die Landesfläche verteilt sind (Abb. 13). Es ist ersichtlich, dass sich die Spline-Kurven gut an die gegebenen Datenpunkte anpassen und leicht unterschiedliche Verläufe zeigen (Abb. 12).

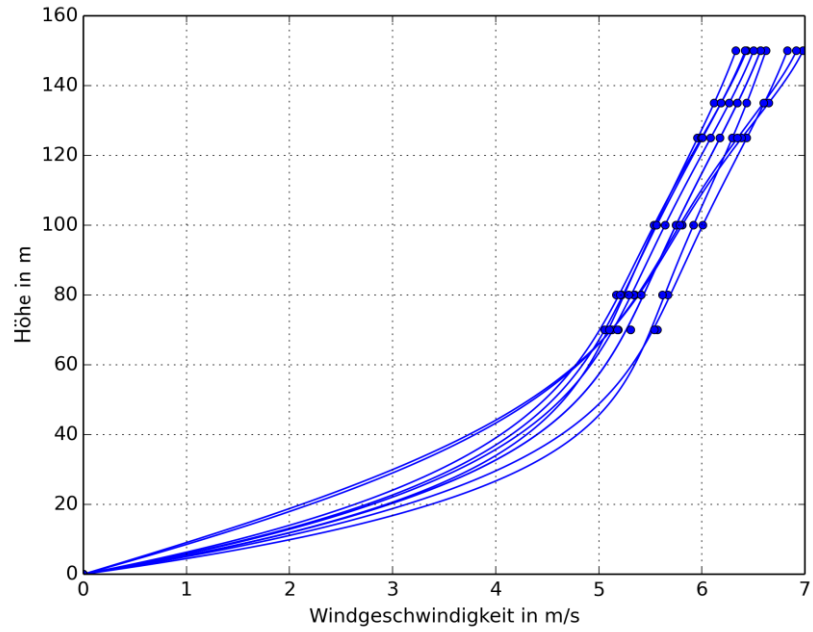


Abb. 12: Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten an zehn verschiedenen Windenergieanlagenstandorten (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

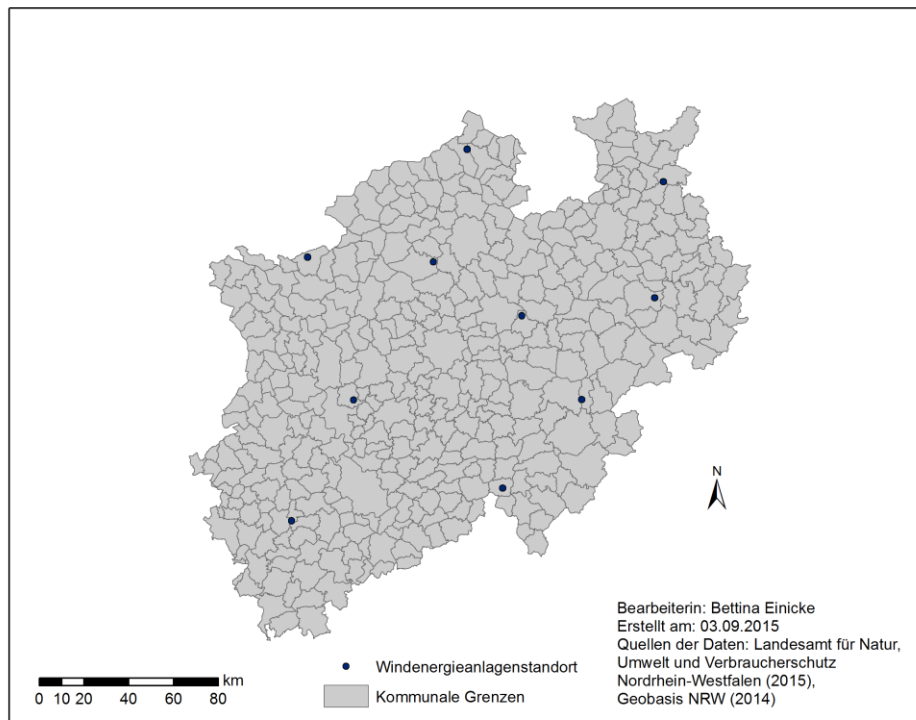


Abb. 13: Standorte der zehn ausgewählten Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen (Eigene Darstellung, Datenquellen: LANUV NRW, Geobasis NRW)

In Abb. 14 sind wegen der besseren Übersichtlichkeit nur die Windgeschwindigkeitsprofile von drei unterschiedlichen WEA-Standorten dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich die Spline-Kurven, je nach Lage der gegebenen Datenpunkte, in ihrem Verlauf unterscheiden, um sich bestmöglich anzupassen.

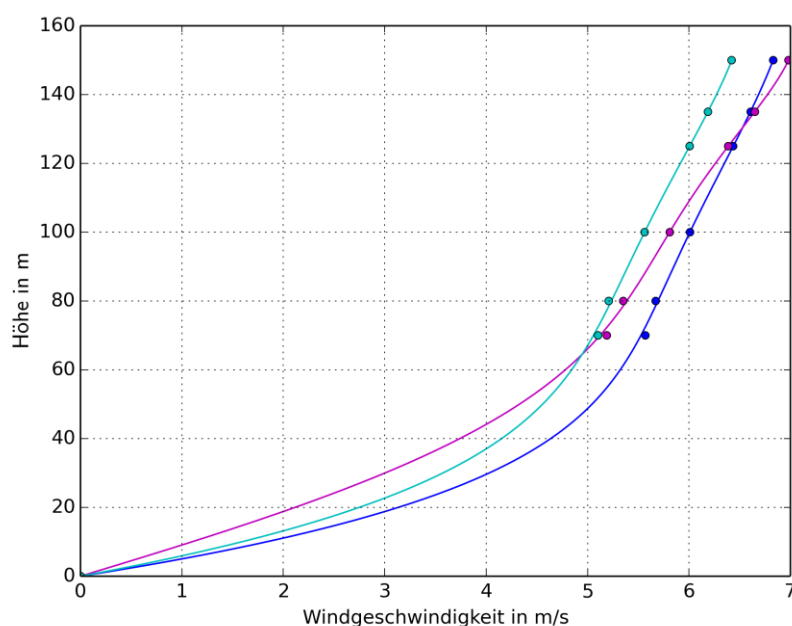


Abb. 14: Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten an drei verschiedenen Windenergieanlagenstandorten (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

Im aktuellen Datenbestand kommen keine Nabenhöhen größer als 150 m vor. Falls sich dies in Zukunft ändern sollte, wurde im erstellten Berechnungsskript vorgesehen auch für Höhen oberhalb von 150 m eine Windgeschwindigkeit berechnen zu können. Dafür muss anhand der gegebenen Werte extrapoliert werden. Wie in Abb. 15 zu sehen ist, ist die Spline-Funktion dafür nicht mehr geeignet, weil sie unkontrolliert zu „schwingen“ beginnt. Daher wurde die Spline-Interpolation nur für den Höhenbereich bis 150 m genutzt und anschließend anhand der letzten beiden Datenpunkte linear extrapoliert. Die Ungenauigkeit der extrapolierten Windgeschwindigkeiten kann bis zu einer Höhe von 200 m als vertretbar angesehen werden. Damit sollten zukünftige Entwicklungen ausreichend berücksichtigt werden können.

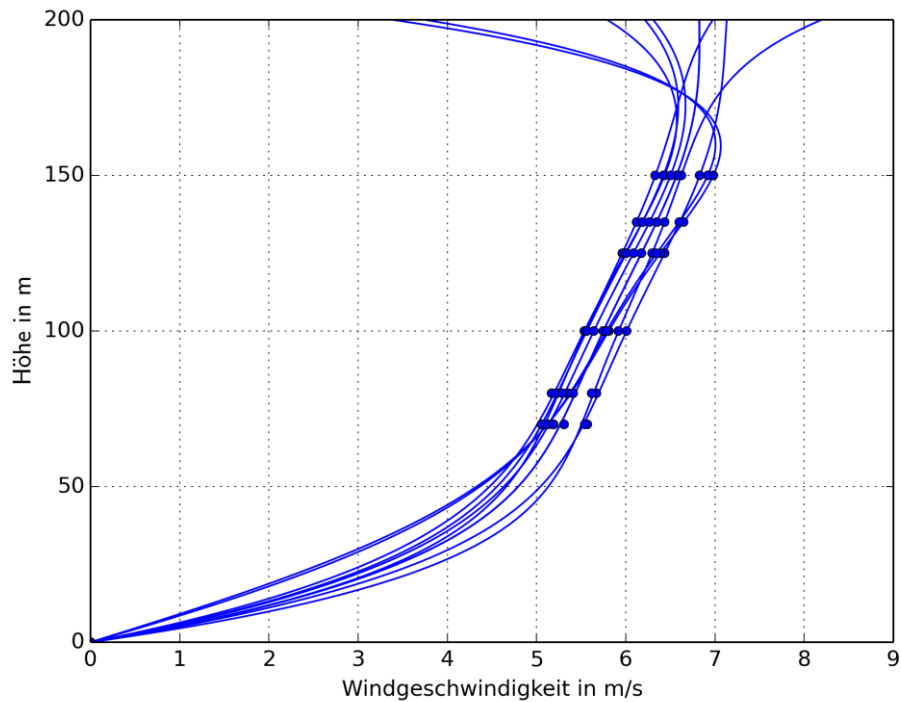


Abb. 15: Spline-Interpolation zwischen den Windgeschwindigkeitswerten von zehn Windenergieanlagen und die Extrapolation ab 150 m Höhe (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

Die technische Umsetzung der Spline-Interpolation erfolgte mit der Methode „UnivariateSpline“ aus dem Interpolationspaket von SciPy (Python). Diese Methode stellt einen eindimensionalen sogenannten Datenfit dar, also eine Anpassung an die gegebenen Daten (The SciPy Community 2015). Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Python-Funktion „BerechneWindNH“ zur Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe erstellt. Das folgende Skript wird im ArcGIS-Werkzeug „Calculate Field“ ausgeführt, das am Ende des dunkelrot umrandeten Bereichs von Abb. 10 aufgerufen wird:

```

import scipy.interpolate
import numpy as np
def BerechneWindNH(Nabenhoehe, Wind70, Wind80, Wind100,
Wind125, Wind135, Wind150):
    if (Nabenhoehe <= 150):
        x = [0.0, 70.0, 80.0, 100.0, 125.0, 135.0, 150.0]
        y = [0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0]
        y[1] = Wind70
        y[2] = Wind80
        y[3] = Wind100
        y[4] = Wind125
        y[5] = Wind135
        y[6] = Wind150
        spline = scipy.interpolate.UnivariateSpline(x, y,
w=[1.0, 0.1, 0.2, 1.0, 1.0, 1.0, 1.0], bbox=[x[0], x[6]], k=5, s=0.1)
        WindNabenhoehe = float(spline(Nabenhoehe))
        return WindNabenhoehe
    else:
        x1 = 135
        y1 = Wind135
        x2 = 150
        y2 = Wind150
        WindNabenhoehe = ((y2-y1)/(x2-x1))*Nabenhoehe
+ (((x2*y1)-(x1*y2))/(x2-x1))
        return WindNabenhoehe

```

Das Berechnungsskript ist in zwei Fälle unterteilt. Die Einteilung erfolgt nach der Nabenhöhe. Bis zu einer Höhe von 150 m wird die Spline-Interpolation durchgeführt. Im anschließenden Höhenbereich erfolgt die lineare Extrapolation. Die Funktion „BerechneWindNH“ gibt für jeden Fall einen Wert für die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zurück. Diese Werte werden anschließend für jede WEA im Feld „WindNH“ in der Attributtabelle des Ergebnisdatensatzes gespeichert.

3.2.3 Ermittlung des Jahresenergieertrages

In diesem Kapitel wird das Vorgehen in dem eigens erstellten Python-Skript zur Ertragsberechnung vorgestellt und erläutert. Es ist in vollständiger Form im Anhang zu finden. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den zweiten Teil des Berechnungsmodells, der in Abb. 10 blau markiert ist.

Das Skript erwartet insgesamt fünf Parameter. Dazu zählen die Speicherorte für den WEA-Bestandsdatensatz, den Ergebnisdatensatz und die Datenbank mit den Leistungskennlinien. Außerdem sind noch die Parameter für den pauschalen Ertragsfaktor und den Sicherheitsabschlag zu nennen, der das Ertragsergebnis

am Ende der Berechnung um den angegebenen Prozentsatz reduziert. Alle Parameterwerte können beliebig durch den Nutzer angepasst werden.

Um die Schnittstellen zu ArcGIS aus dem Python-Skript heraus anzusprechen, wurden verschiedene Funktionen des ArcPy-Zusatzpakets für Python eingesetzt (ESRI 2014). Im Folgenden ist aufgeführt, wie die fünf Parameter im Skript definiert sind, damit sie von ArcGIS korrekt erkannt werden:

```
# fc = Feature Class mit den Windenergieanlagen
fc = arcpy.GetParameterAsText(0)

# die Datenbank mit den Leistungskennlinien
arcpy.env.workspace = arcpy.GetParameterAsText(1)

# Speicherort fuer die Tabelle mit den berechneten
Ertraegen
outWorkspace = arcpy.GetParameterAsText(2)

# der pauschale Ertragsfaktor
faktor = arcpy.GetParameterAsText(3)

# der pauschale Sicherheitsabschlag
abschlag = arcpy.GetParameterAsText(4)
```

Um den Jahresenergieertrag einer WEA ermitteln zu können, ist das Vorhandensein der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Standort und der jeweiligen Leistungskennlinie notwendig. Anhand der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe \bar{v} der jeweiligen Anlage kann die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit nach Rayleigh mit den Windgeschwindigkeitswerten der Leistungskennlinie v_i bestimmt werden (verändert nach FGW 2013: 7) (Kapitel 2.2):

$$F(v_i) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{v_i}{\bar{v}}\right)^2\right]}$$

Für die Umsetzung der Berechnung der Häufigkeiten im Skript wurde die oben genannte Formel implementiert. Die Windgeschwindigkeiten der Leistungskennlinie im Array „v“ werden zusammen mit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe „MittlWind“ in die Formel eingesetzt. In einer For-Schleife werden die Häufigkeiten nacheinander für alle Werte im Array „v“ berechnet und im Anschluss in ein eigenes Array „h“ gespeichert:


```

# Haeufigkeiten der einzelnen Windgeschwindigkeiten aus der
Leistungskennlinie werden berechnet
for y, x in np.nditer([h, v], op_flags=['readwrite']):
    y = 1 - math.exp((-math.pi/4) *
(x/MittlWind) * (x/MittlWind))
    h[zaehler2] = y
    zaehler2 += 1

```

Im Anschluss findet die eigentliche Ertragsberechnung statt. Dabei wird die folgende Formel genutzt (FGW 2013: 7) (Kapitel 2.5):

$$AEP(v_i) = 8760 h * (F(v_i) - F(v_{i-1})) * \frac{P_i + P_{i-1}}{2}$$

Die oben genannten Häufigkeiten „h“ werden zusammen mit den Leistungswerten „p“ aus der jeweiligen Leistungskennlinie in die Formel eingesetzt und in einem eigenen Array „aep“ gespeichert. Für den Fall, dass die Leistungskennlinie für die jeweilige WEA nicht in der Datenbank gefunden werden kann, wird die Nennleistung der Anlage „Leistung“ mit dem pauschalen Ertragsfaktor „faktor“ multipliziert. Das gleiche Vorgehen wird auch für Anlagen angewandt, die keine Information über die Nabenhöhe oder den Anlagentypen besitzen. Wenn alle wichtigen Informationen vorhanden sind und die Leistungskennlinie gefunden werden kann, werden die anlagenspezifisch berechneten Erträge für die einzelnen Windgeschwindigkeitsbereiche der Leistungskennlinie aufsummiert und um den vom Nutzer angegebenen pauschalen Sicherheitsabschlag „abschlag“ in Prozent reduziert:

```

aep = np.zeros(v.shape)
# Der Jahresenergieertrag (AEP) wird fuer jedes Bin
berechnet
for i in itertools.count(1, 1):
    aep[i] = 8760 * (h[i]-h[i-1]) * ((p[i]+p[i-1])/2)
    if i == (aep.size-1):
        break
if aep.sum() == 0:
    # der Ertrag fuer Windenergieanlagen, deren
    Leistungskennlinie nicht gefunden werden kann
    sumarray[zaehler1] = float(faktor) * Leistung
else:
    sumarray[zaehler1] = aep.sum() * (1-
(float(abschlag)/100))

```

Die berechneten Erträge stellen letztlich die Ergebnisse des Berechnungsverfahrens dar. Sie werden im letzten Abschnitt des Python-Skriptes in Form einer Tabelle an die bereits bestehende Attributtabelle des Ergebnisdatensatzes angehängt. Die Spalte namens „Ertrag_kWh“ beinhaltet dann für jede WEA ein Ertragsergebnis in der Einheit kWh, das nach der oben beschriebenen Vorgehensweise erzeugt wurde. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Methodik der Ertragsberechnung ist bei Vorhandensein der benötigten Daten generell übertragbar und die Ergebnisse sind jederzeit reproduzierbar.

4 Anwendungsbeschreibung

Das Ziel dieser Arbeit war es unter anderem ein automatisiert ablaufendes Berechnungsverfahren zu entwickeln, das in der Praxis einfach anzuwenden ist. Zu diesem Zweck wurde ein Werkzeug in ArcGIS programmiert, das die oben beschriebenen Berechnungsschritte automatisiert für alle WEA im Bestand durchführt. Im Folgenden wird das Werkzeug vorgestellt. Außerdem wird die Vorgehensweise bei der Anwendung des Werkzeugs kurz beschrieben.

Um eine einfache Handhabung des oben beschriebenen Berechnungsverfahrens zu ermöglichen, wurde ein generisches Modell namens „Gesamt_Ertragsberechnung“ im ArcGIS ModelBuilder erstellt. Es ist zusammen mit dem zugehörigen Python-Skript „Ertrag_berechnen“ in einer eigenen ArcGIS-Toolbox gespeichert. Das Skript ist nicht für die direkte Ausführung bestimmt, obwohl dies möglich ist. Das Modell greift intern darauf zu, sodass ein separates Ausführen des Skripts nicht nötig ist. Wenn das Modell in der Toolbox aufgerufen wird, erscheint zunächst eine gewöhnliche Eingabemaske für die Parameter, die das Werkzeug erwartet. Das Werkzeugdialogfeld des Modells ist in Abb. 16 dargestellt.

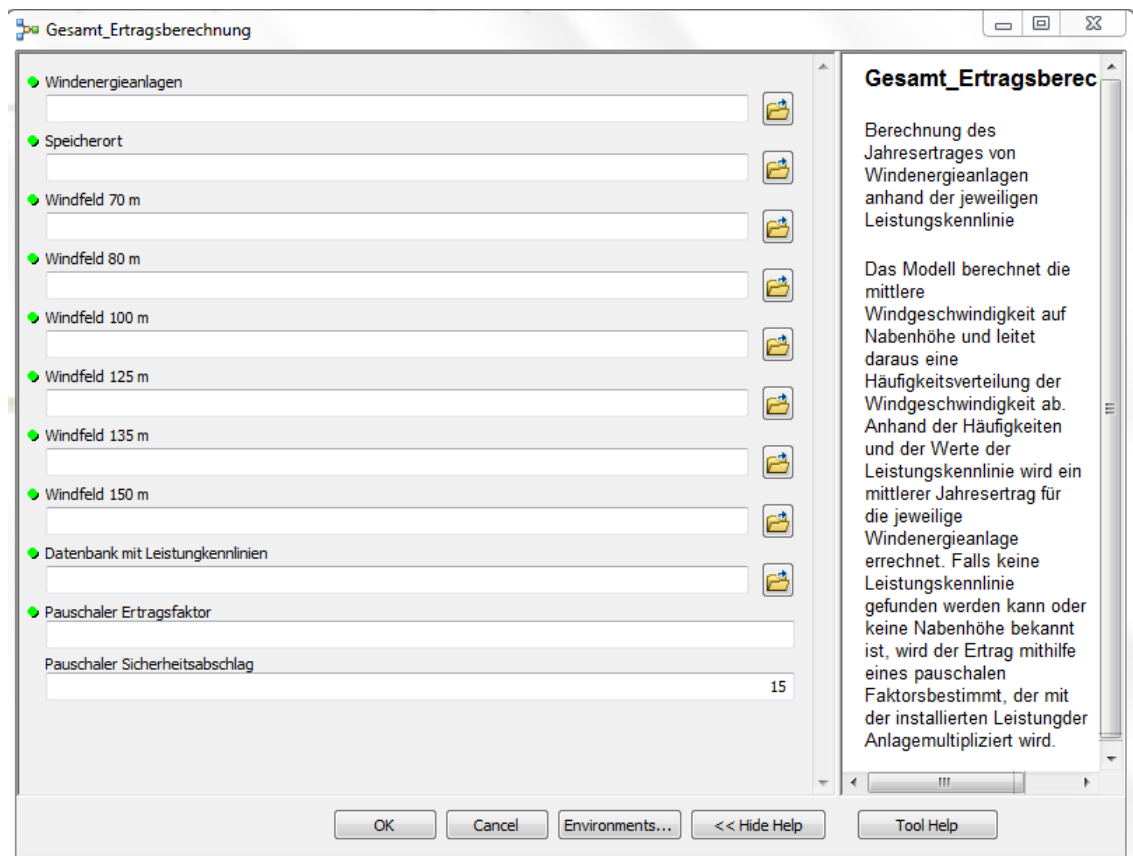


Abb. 16: Nutzeransicht des erstellten Berechnungsmodells (Eigene Darstellung)

Das Werkzeug ist mit Hilfetexten ausgestattet, um die Bedienung zu erleichtern. Sie erscheinen auf der rechten Seite des Werkzeugdialogfelds. Für jeden mit einem grünen Punkt gekennzeichneten Parameter muss ein Datensatz, ein Speicherort oder ein Wert vom Nutzer angegeben werden. Die Eingangsdaten für dieses Werkzeug sind in Kapitel 3.1 ausführlich beschrieben. Der letzte Parameter für den pauschalen Sicherheitsabschlag hat keinen grünen Punkt, denn er besitzt bereits einen Standardwert (15 %) (Kapitel 2.5). Dieser Wert kann jedoch auch durch den Nutzer verändert werden. Wenn die Eingabemaske vollständig ausgefüllt ist, kann das Modell gestartet werden und die in Kapitel 3.2 beschriebenen Berechnungen laufen automatisiert für alle WEA im angegebenen Datensatz ab.

5 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Arbeit berechneten Ertragsergebnisse vorgestellt und anhand von mittleren real gemeldeten Erträgen auf ihre Genauigkeit überprüft. Außerdem werden die Ergebnisse, die nach der bisherigen Berechnungsmethodik anhand eines pauschalen Ertragsfaktors von 1.587 h erzeugt worden sind, ebenso mit den zugehörigen Mittelwerten der real gemeldeten Erträge verglichen. Mit diesen Vergleichen wird geprüft, ob die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Berechnungsmethodik insgesamt zu genaueren Ertragsergebnissen führt.

5.1 Ertragsergebnisse für den gesamten Anlagenbestand

Für die Überprüfung der Genauigkeit der Ergebnisse und für Vergleichszwecke wurde im Rahmen dieser Arbeit mit den Werten 10 %, 15 % und 20 % für den pauschalen Sicherheitsabschlag gerechnet (Kapitel 2.5). Da eine detaillierte Betrachtung der möglichen Werte für den pauschalen Sicherheitsabschlag eine Genauigkeit suggerieren würde, die die Ergebnisse dieser Arbeit nicht liefern können, wurde darauf verzichtet, den Sicherheitsabschlag im Bereich von 10 % bis 20 % in einprozentigen Schritten zu wählen. Die Validierungsergebnisse für diese Fälle sind jedoch für Vergleichszwecke im Anhang dieser Arbeit zu finden.

In Tab. 4 sind die Ertragsergebnisse für den gesamten WEA-Bestand in Nordrhein-Westfalen dargestellt. Die erste Ergebnisspalte enthält die Energieerträge, die nach dem bisherigen Berechnungsverfahren mittels eines pauschalen Faktors von 1.587 h berechnet worden sind. Der Faktor wurde mit der Nennleistung der jeweiligen WEA multipliziert, um den Ertrag zu erhalten. Wenn die Nennleistung einer Anlage nicht bekannt ist, beträgt ihr Wert 0. Für den pauschal berechneten Ertrag ergibt sich dann für diese Anlagen ebenfalls der Wert 0. Die anderen Spalten beinhalten die Ergebnisse, die nach dem in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren ermittelt worden sind. Allerdings fehlen für 986 der 2.994 in Betrieb befindlichen WEA Angaben zum Anlagentyp, zur Nabenhöhe oder die Kennlinie für den jeweiligen Anlagentyp ist nicht in der Datenbank der Leistungskennlinien vorhanden. Daher wurde für die betreffenden WEA, die circa 33 % am gesamten Anlagenbestand ausmachen, das pauschale Berechnungsverfahren mit dem Ertragsfaktor von 1.587 h angewandt. Die Minima in den drei rechten

Spalten betragen jeweils 0, weil es insgesamt 18 Anlagen im Bestand gibt, für die das pauschale Berechnungsverfahren aufgrund fehlender Informationen angewandt werden musste und die einen Wert von 0 für die Nennleistung besitzen.

Tab. 4: Berechnete Ertragsergebnisse für die 2.994 in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen (WEA) in Nordrhein-Westfalen im Vergleich (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Pauschal berechneter Ertrag (Faktor 1.587 h) [MWh]	Anlagenspezifischer Ertrag mit 10 % Sicherheitsabschlag und pauschal berechneter Ertrag für 33 % der WEA [MWh]	Anlagenspezifischer Ertrag mit 15 % Sicherheitsabschlag und pauschal berechneter Ertrag für 33 % der WEA [MWh]	Anlagenspezifischer Ertrag mit 20 % Sicherheitsabschlag und pauschal berechneter Ertrag für 33 % der WEA [MWh]
Minimum	0	0	0	0
Maximum	5.396	9.991	9.435	8.880
Summe	6.012.163	6.632.139	6.356.527	6.080.915
Mittelwert	2.008	2.215	2.123	2.031
Standardabweichung	1.205	1.742	1.654	1.568

In Tab. 4 ist zu erkennen, dass die Maxima in den drei rechten Spalten deutlich höher sind als in der ersten Spalte. Der Ertrag, der nach dem pauschalen Ansatz ermittelt wurde, ist nur von der Nennleistung abhängig. Der maximale Ertragswert ergibt sich mit diesem Berechnungsverfahren für einige Anlagen vom Typ Repower 3.4 M104, die jeweils 3.400 kW installierter Leistung besitzen. Der anlagenspezifisch berechnete Ertrag mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % beträgt beispielsweise für eine dieser Anlagen circa 7.165 MWh. Im Vergleich zum pauschal berechneten Ertrag von circa 5.396 MWh ist der anlagenspezifische Ertragswert deutlich höher. Der maximale Ertrag des gesamten Anlagenbestands ergibt sich nach dem anlagenspezifischen Berechnungsverfahren für eine einzige WEA vom Typ Enercon E-115 mit 3.000 kW Nennleistung, die sich an einem windhöffigen Standort mit einer berechneten mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von circa 7,2 m/s befindet. Mit dem pauschalen Ertragsfaktor von 1.587 h würde sich mit der Nennleistung von 3.000 kW ein mittlerer Jahresenergieertrag von nur 4.761 MWh ergeben. Die anlagenspezifisch berechneten maximalen Ertragswerte in den drei rechten Spalten der Tab. 4 sind jedoch deutlich

höher. Auch die Summenwerte zeigen deutlich, dass die Summe der pauschal berechneten Erträge in der ersten Spalte insgesamt niedriger ausfällt als die Summen der Erträge in den drei rechten Spalten, die nach dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren berechnet worden sind.

In den letzten beiden Zeilen der Tab. 4 sind die Mittelwerte und die Standardabweichungen der Ertragswerte dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Mittelwerte in den drei rechten Spalten größer sind als der Wert in der ersten Spalte. Das bedeutet, dass sich mit dem pauschalen Ansatz im Mittel geringere Ertragswerte ergeben als mit dem in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren. Auch die typische Streuung der Ertragswerte um den Mittelwert ist in den drei rechten Spalten deutlich höher angegeben als in der ersten Spalte.

5.2 Validierung der Ergebnisse mit real gemeldeten Erträgen

Für Zwecke der Validierung wurden die im Rahmen dieser Arbeit berechneten Ertragsergebnisse mit Mittelwerten von real gemeldeten Ertragsdaten verglichen, die in Kapitel 3.1.4 detailliert beschrieben sind. Insgesamt konnten 1.040 WEA über eine Anlagenschlüsselnummer mit den zugehörigen mittleren Realertragsdaten verknüpft werden und standen damit für eine Validierung der verschiedenen Berechnungswege zur Verfügung. Ziel dieser Untersuchung war es die Genauigkeit sowohl des in dieser Arbeit entwickelten anlagenspezifischen Verfahrens zur Ertragsermittlung als auch des bisher angewendeten pauschalen Berechnungsverfahrens zu überprüfen. Für Vergleichszwecke wurden für die anlagenspezifischen Ertragsberechnungen Werte von 10 %, 15 % bzw. 20 % für den Sicherheitsabschlag angenommen (Kapitel 2.5). Die Ergebnisse der einzelnen Berechnungen werden im Folgenden vorgestellt und im Anschluss miteinander verglichen.

5.2.1 Pauschale Ertragsberechnung

In Abb. 17 sind die Ergebnisse, die nach dem bisherigen Berechnungsverfahren mithilfe des pauschalen Ertragsfaktors von 1.587 h ermittelt worden sind, den zugehörigen mittleren real gemeldeten Erträgen gegenübergestellt. Insgesamt standen dafür 1.040 Datenpaare zur Verfügung. In der Abb. sind die Datenpunkte (blau), die zugehörige Regressionsgerade (rot) und die ideale Gerade $y = x$ (schwarz) dargestellt, auf der der berechnete Wert exakt dem Mittelwert der real

gemeldeten Ertragswerte entspricht. Die Regressionsgerade hat eine Steigung von 0,831 und einen Achsenabschnitt von 373,98. Damit verläuft sie deutlich flacher als die ideale Gerade $y = x$. Das Bestimmtheitsmaß der Geraden liegt bei 0,862. Das bedeutet, dass ein relativ starker Zusammenhang zwischen den berechneten Erträgen und den Realerträgen besteht. Ein Wert von 1 würde bedeuten, dass sich alle Datenpunkte exakt auf der Regressionsgeraden befinden. Je näher der Wert des Bestimmtheitsmaßes an 1 ist, desto strenger ist der lineare Zusammenhang (Bahrenberg et al. 2010: 198f).

Außerdem ist in Abb. 17 ersichtlich, dass die Datenpunkte, abgesehen von einigen Ausreißern, relativ regelmäßig in Stufen verteilt sind. Diese Verteilung ergibt sich, weil der pauschal berechnete Ertrag allein von der Nennleistung der jeweiligen Anlage abhängig ist. Für alle Datenpunkte, die sich unterhalb der idealen Geraden befinden, gilt, dass der mittlere real gemeldete Ertrag für diese WEA größer ist als der berechnete. Für alle Datenpunkte, die oberhalb der Geraden $y = x$ liegen, gilt das umgekehrte Größenverhältnis. Es ist zu erkennen, dass sich die Datenpunkte ober- und unterhalb der idealen Geraden befinden. Das zeigt, dass der mittlere real gemeldete Ertrag durch die pauschale Berechnung sowohl über- als auch unterschätzt wird. Nur im unteren Wertebereich bis circa 1.000 MWh ist zu erkennen, dass viele Datenpunkte oberhalb der idealen Geraden liegen. Das bedeutet, dass die berechneten Erträge in diesem Bereich häufig größer sind als die zugehörigen mittleren Realerträge.

Das Histogramm in Abb. 18 zeigt deutlich, dass sich insgesamt häufiger eine negative Differenz (circa 66 % der Werte) ergibt, wenn der berechnete Ertrag vom mittleren real gemeldeten Ertragswert subtrahiert wird. Demnach besitzt der berechnete Ertrag häufiger einen größeren Wert als der Mittelwert des real gemeldeten Ertrags. Auch durch die Darstellung in Abb. 19, die zwecks einer besseren Lesbarkeit vergrößert wurde, wird deutlich, dass die prozentualen Abweichungen des berechneten Ertrags vom Realertrag häufiger im positiven Bereich liegen und die mittleren real gemeldeten Erträge damit insgesamt häufiger überschätzt werden.

In Abb. 20a ist ersichtlich, dass bei WEA mit einer Nennleistung bis etwa 500 kW für einige Anlagen größere prozentuale Abweichungen von den mittleren real gemeldeten Erträgen auftreten als bei den Anlagen mit einer größeren Nennleistung. Dies ist ebenso bei Anlagen mit einer Nabenhöhe bis etwa 40 m zu sehen (Abb. 20b). Wegen des Ausreißers mit circa 1.857 % Abweichung wurden die beiden Abb. vergrößert dargestellt, um eine bessere Lesbarkeit zu erreichen. Da die Attribute und gemeldeten Realerträge der betreffenden WEA plausibel sind, wurde der Ausreißer nicht aus dem Vergleichsdatensatz entfernt. Weitere Abb., die die prozentualen Abweichungen der pauschal berechneten Erträge von den zugehörigen mittleren Realerträgen in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe bzw. der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zeigen, befinden sich im Anhang dieser Arbeit. Die Ursachen für die Abweichungen konnten jedoch damit nicht eindeutig geklärt werden.

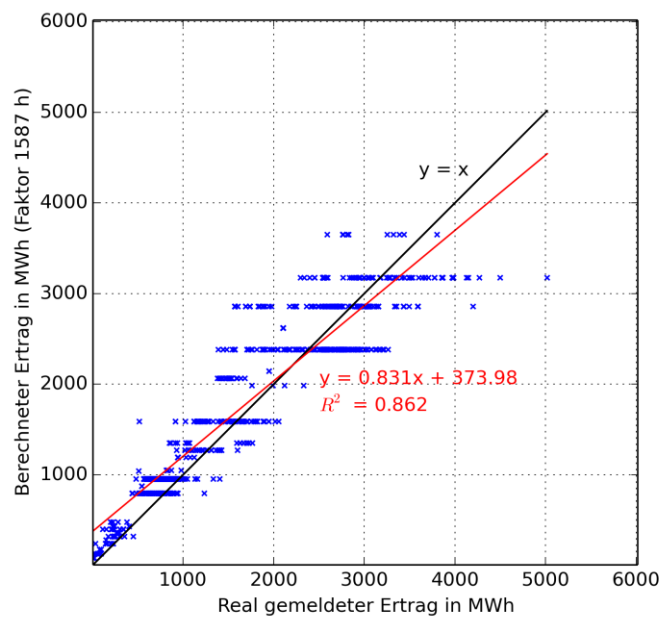


Abb. 17: Pauschal berechnete Erträge im Vergleich zu den zugehörigen Realerträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

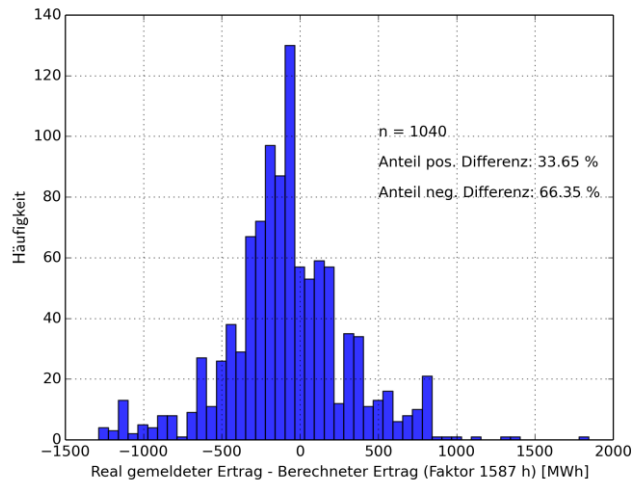


Abb. 18: Histogramm der Differenzen von Realerträgen und pauschal berechneten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

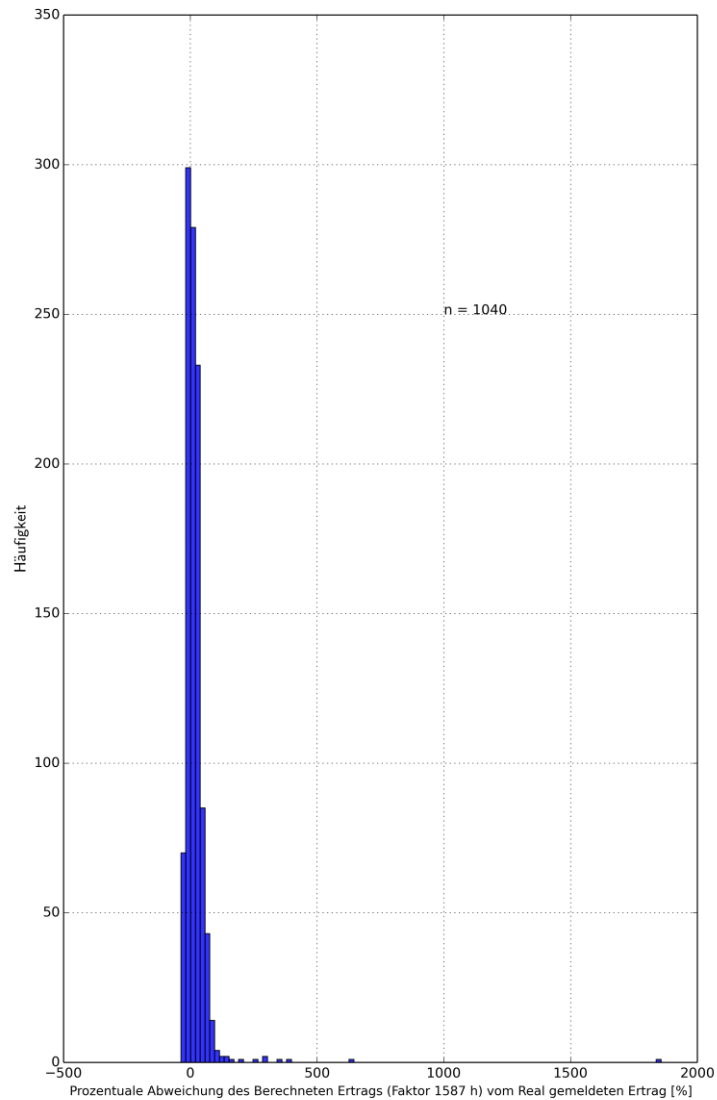


Abb. 19: Histogramm der prozentualen Abweichungen des pauschal berechneten Ertrags vom zugehörigen Realertrag (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

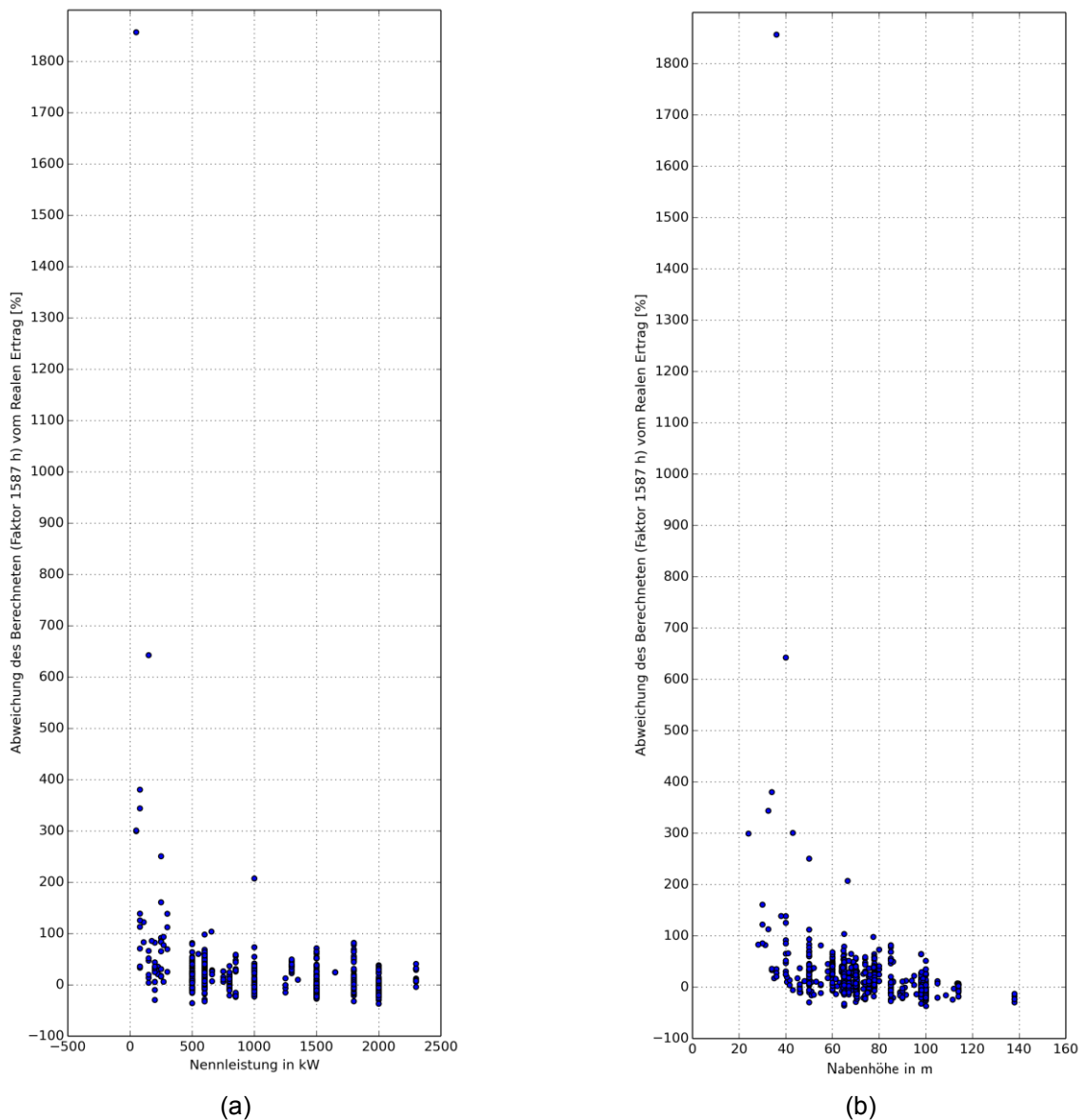


Abb. 20: Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

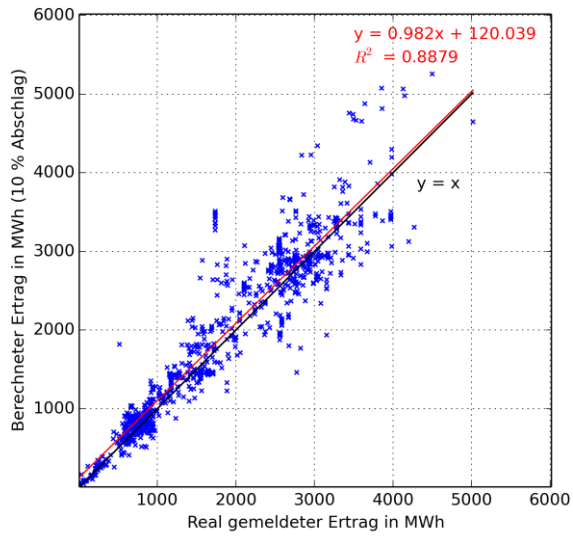
5.2.2 Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 10 %

In Abb. 21 sind die anlagenspezifischen Ertragsergebnisse mit einem Sicherheitsabschlag von 10 % im Vergleich zu den mittleren real gemeldeten Erträgen der WEA dargestellt. In der Abb. 21a ist zu erkennen, dass die Datenpunkte (blau) sowohl über als auch unter der idealen Gerade $y = x$ liegen (schwarz) und die Streuung der Datenpunkte mit größeren Ertragswerten zunimmt. Die Regressionsgerade (rot) hat eine Steigung von 0,982 und einen Achsenabschnitt von circa 120. Es ist ersichtlich, dass der Verlauf der Regressionsgeraden annähernd

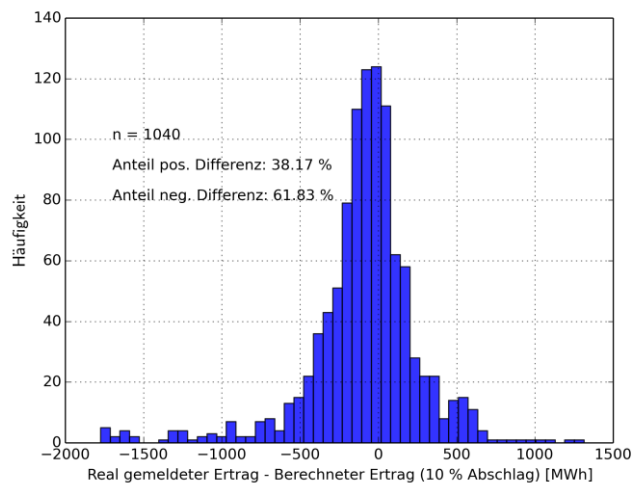
dem der idealen Geraden entspricht. Allerdings verläuft die rote Linie im betrachteten Wertebereich stets leicht oberhalb von der idealen Geraden. Das Bestimmtheitsmaß von 0,8879 weist auf einen relativ starken linearen Zusammenhang hin.

Die Abb. 21b zeigt, dass häufiger eine negative Differenz auftritt, wenn der anlagenspezifisch berechnete Ertrag vom mittleren Realertrag subtrahiert wird. Die prozentuale Abweichung ist in Abb. 21c dargestellt. Es ist darin zu erkennen, dass der berechnete Ertrag häufig größer ist als der real gemeldete Ertrag. Das bedeutet, dass die mittleren Realerträge mit dem anlagenspezifischen Ertragsberechnungsverfahren mit einem Sicherheitsabschlag von 10 % eher überschätzt werden.

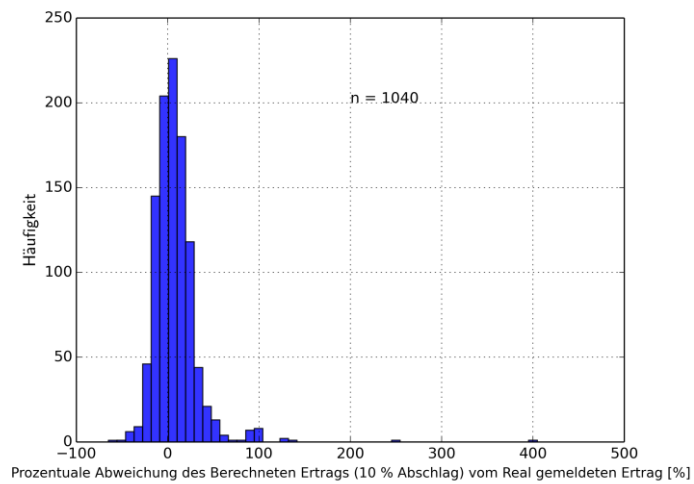
Um zu überprüfen, ob die prozentualen Abweichungen der berechneten Erträge von den mittleren Realerträgen durch die Größe der Anlagen beeinflusst werden, wurden die Abb. 22a und Abb. 22b erstellt. Es ist ersichtlich, dass weder die Nennleistung noch die Nabenhöhe einen großen Einfluss auf die Abweichungen hat. Lediglich in den unteren Wertebereichen der Nennleistung bzw. der Nabenhöhe ist die Streuung der Werte etwas höher. Weitere Darstellungen der prozentualen Abweichungen der anlagenspezifischen Erträge (10 % Sicherheitsabschlag) von den zugehörigen mittleren Realerträgen in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe bzw. der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe befinden sich im Anhang dieser Arbeit. Es konnten jedoch keine eindeutigen Abhängigkeiten festgestellt werden.



(a)

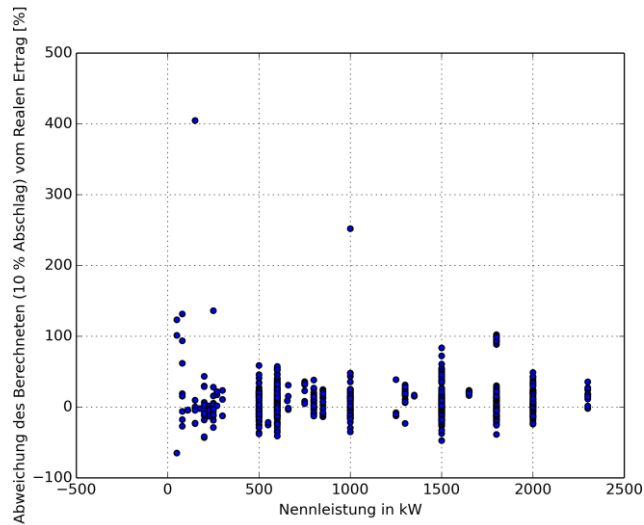


(b)

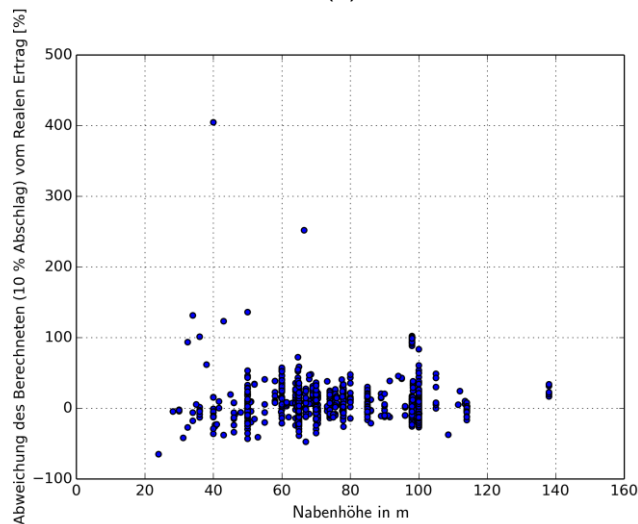


(c)

Abb. 21: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (10 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)



(b)

Abb. 22: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (10 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

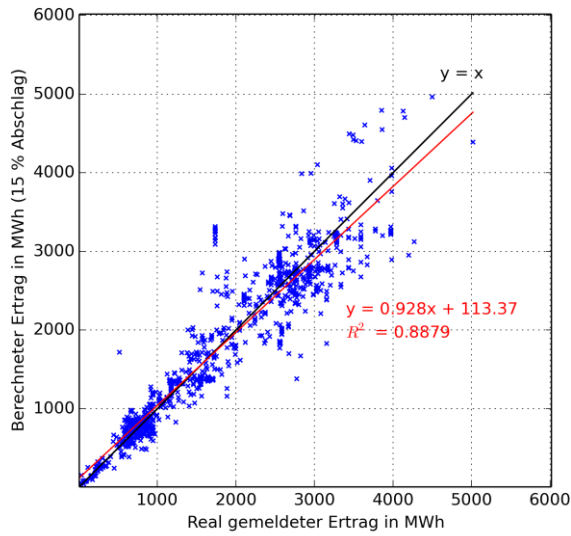
5.2.3 Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 15 %

Die anlagenspezifischen Erträge, die um einen Sicherheitsabschlag von 15 % reduziert worden sind, werden in Abb. 23 mit den zugehörigen Mittelwerten der real gemeldeten Erträge verglichen. In der Abb. 23a sind die Datenpunkte (blau), die Regressionsgerade (rot) und die ideale Gerade $y = x$ (schwarz) dargestellt. Die Regressionsgerade wird durch eine Steigung von 0,928 und einen Achsenabschnitt von 113,37 definiert. Sie verläuft teilweise ober- und unterhalb der idealen Geraden. Für das Bestimmtheitsmaß ergibt sich der gleiche Wert wie bei der Ertragsberechnung mit einem Sicherheitsabschlag von 10 %, weil sich die grundsätzliche Verteilung der Datenpunkte nicht geändert hat. Alle Werte wurden

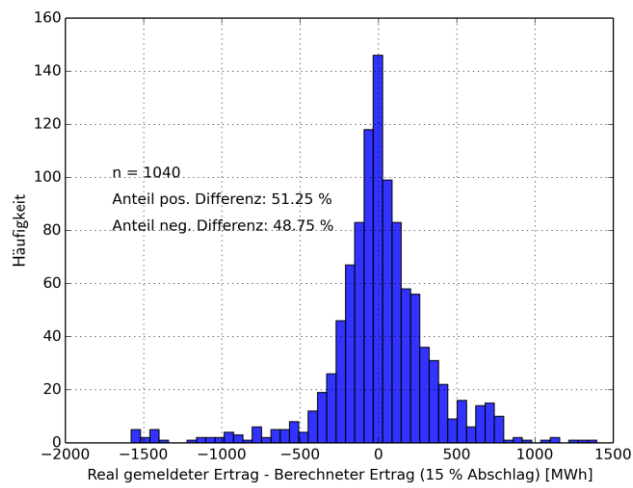
um den gleichen Sicherheitsabschlag reduziert. Die Stärke des linearen Zusammenhangs ändert sich dadurch nicht.

In der Abb. 23b ist ersichtlich, dass die Anteile der positiven und der negativen Differenzen nahezu ausgewogen sind. Die Darstellung der prozentualen Abweichungen des berechneten vom real gemeldeten Ertrag in der Abb. 23c bestätigt dies. Die real gemeldeten Erträge werden durch die anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % sowohl über- als auch unterschätzt. Das Verhältnis kann jedoch als annähernd ausgewogen bezeichnet werden.

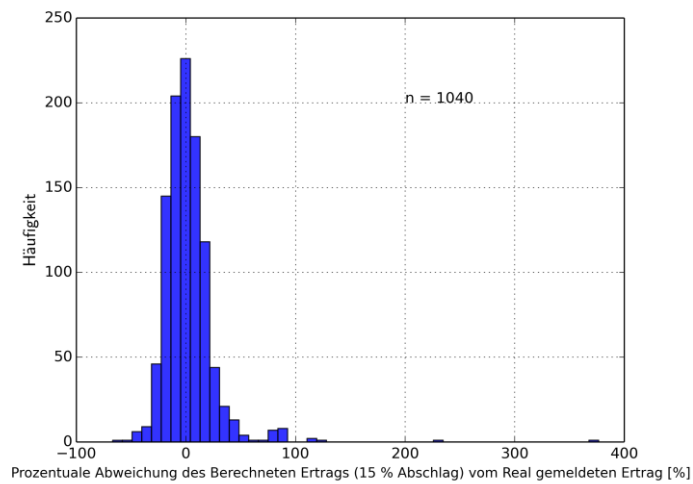
Die Abb. 24 stellt die prozentualen Abweichungen des berechneten vom mittleren real gemeldeten Ertrag den jeweiligen Werten der Nennleistung bzw. der Nabenhöhe gegenüber. Es ist in den beiden Abb. (a und b) zu erkennen, dass die Streuung in den unteren Wertebereichen etwas größer ist. Eine eindeutige Abhängigkeit der Abweichungen von der Nennleistung bzw. der Nabenhöhe ist jedoch nicht ersichtlich. Weitere Abb., die die prozentualen Abweichungen der anlagenspezifischen Erträge (15 % Sicherheitsabschlag) von den zugehörigen mittleren Realerträgen dem Realertrag, der Geländehöhe bzw. der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe gegenüberstellen, befinden sich im Anhang dieser Arbeit. Es konnten jedoch keine eindeutigen Ursachen für die auftretenden Abweichungen festgestellt werden.



(a)

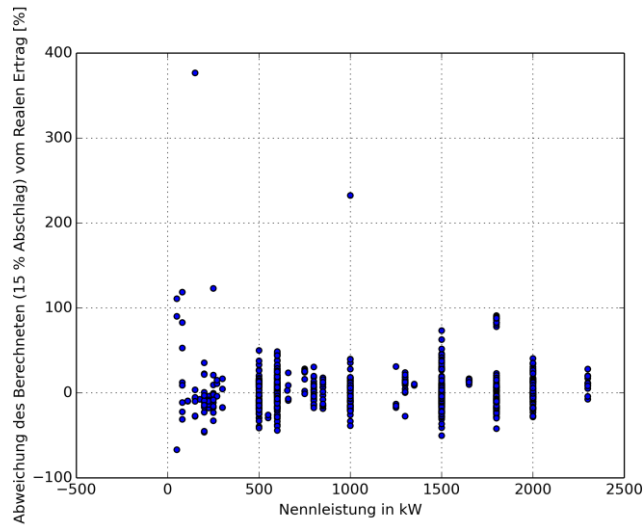


(b)

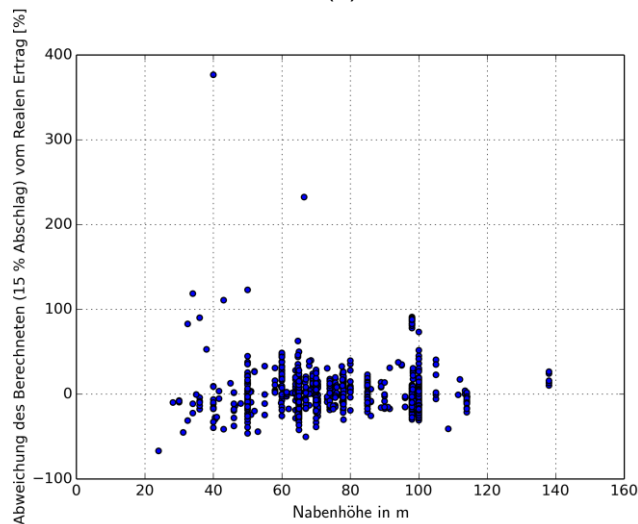


(c)

Abb. 23: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (15 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)



(b)

Abb. 24: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (15 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

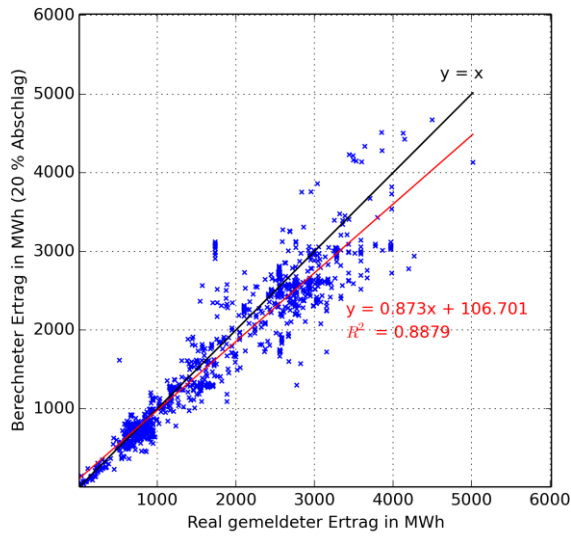
5.2.4 Anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Abschlag von 20 %

Die anlagenspezifischen Ergebnisse mit einem Sicherheitsabschlag von 20 % werden in Abb. 25 den zugehörigen mittleren Realerträgen gegenübergestellt. In der Abb. 25a sind die Datenpunkte (blau) und die zugehörige Regressionsgerade (rot) dargestellt. Außerdem ist die ideale Gerade $y = x$ (schwarz) eingezeichnet. Die Regressionsgerade hat eine Steigung von 0,873 und einen Achsenabschnitt von circa 106,7. Das Bestimmtheitsmaß beträgt wie in den vorherigen Fällen 0,8879 und zeigt damit ebenfalls einen relativ starken linearen Zusammenhang an. In der Abb. 25a ist ersichtlich, dass die Regressionsgerade mit steigenden Ertragswerten deutlich von der idealen Geraden $y = x$ abweicht. Da sich die rote

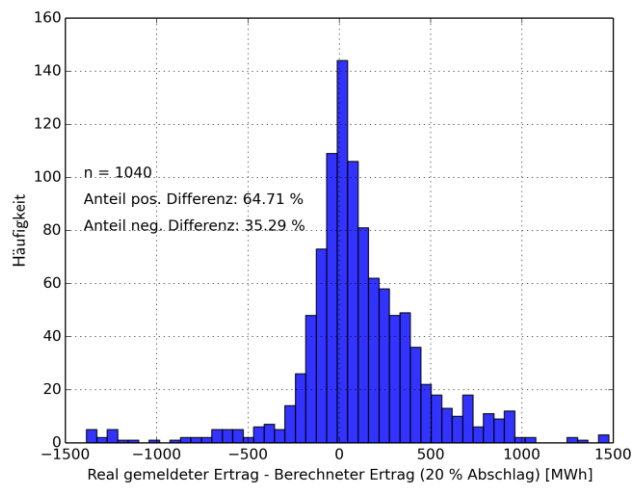
Gerade zum größten Teil unterhalb der idealen Geraden befindet, kann davon ausgegangen werden, dass die anlagenspezifischen Erträge, die durch einen pauschalen Sicherheitsabschlag von 20 % reduziert worden sind, die mittleren Realerträge tendenziell unterschätzen.

Dies wird in Abb. 25b und Abb. 25c bestätigt. Der Anteil der positiven Werte der Differenz von mittleren real gemeldeten Erträgen und berechneten Ertragswerten ist circa 65 %. Das Histogramm in Abb. 25b ist deutlich in den positiven Bereich verschoben, während das Histogramm in Abb. 25c größere Häufigkeiten im negativen Bereich der prozentualen Abweichungen des berechneten Ertrags vom mittleren real gemeldeten Ertrag zeigt. Das bedeutet, dass die anlagenspezifisch berechneten Erträge mit einem Sicherheitsabschlag von 20 % die Mittelwerte der real gemeldeten Erträge eher unterschätzen.

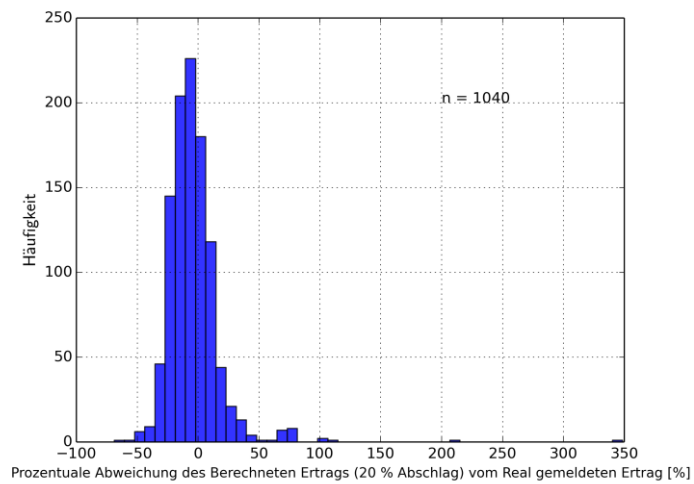
In Abb. 26 wird die prozentuale Abweichung mit der Nennleistung (Abb. a) bzw. der Nabenhöhe (Abb. b) der jeweiligen WEA verglichen, um feststellen zu können, ob Abhängigkeiten existieren. Die Verteilung der Datenpunkte unterscheidet sich für die anlagenspezifischen Berechnungen nur geringfügig durch den jeweils angenommenen Sicherheitsabschlag. Im Vergleich zu den sehr ähnlichen Abb. in den vorherigen Kapiteln (Abb. 22 und Abb. 24) sind die Datenpunkte in Abb. 26 aufgrund des höheren pauschalen Sicherheitsabschlags weiter nach unten verschoben. Die etwas höhere Streuung der Werte bei geringen Nennleistungen bzw. Nabenhöhen bleibt erhalten. Insgesamt können jedoch keine eindeutigen Abhängigkeiten der prozentualen Abweichungen von der Nennleistung oder der Nabenhöhe festgestellt werden. Auch anhand der Abb. im Anhang dieser Arbeit, die die auftretenden Abweichungen mit dem Realertrag, der Geländehöhe bzw. der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vergleichen, können keine eindeutigen Ursachen für die Abweichungen bestimmt werden.



(a)

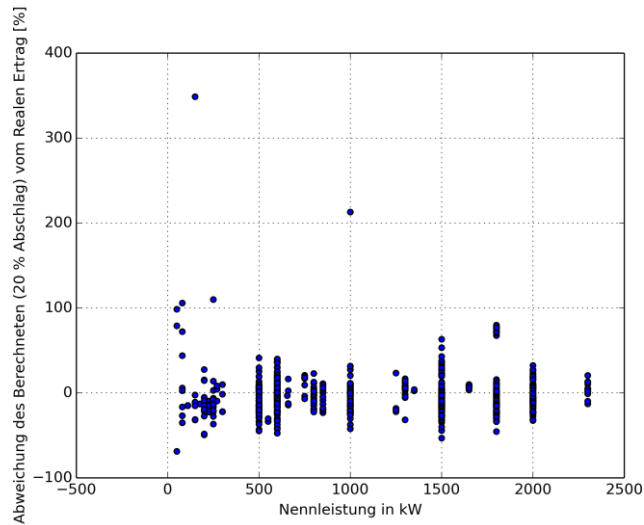


(b)

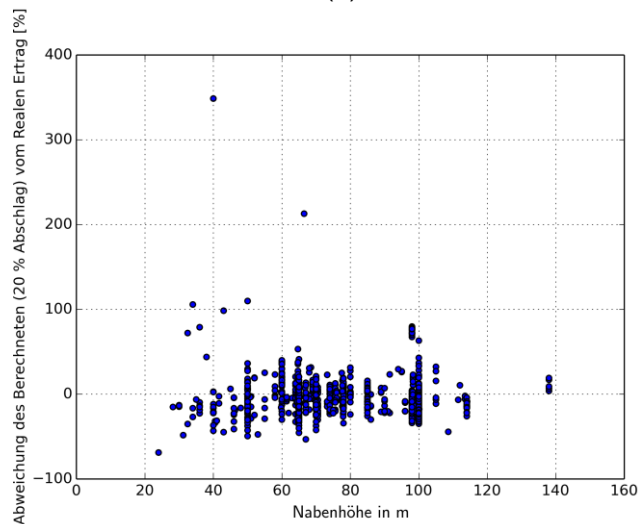


(c)

Abb. 25: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (20 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)



(b)

Abb. 26: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (20 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Nennleistung und der Nabenhöhe (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

5.2.5 Zusammenfassung der Validierungsergebnisse

In diesem Kapitel werden die Validierungsergebnisse der einzelnen Berechnungsverfahren miteinander verglichen, um das Berechnungsverfahren zu ermitteln, mit dem sich die geringsten Abweichungen zu den mittleren real gemeldeten Ertragswerten ergeben. Dafür werden im Folgenden verschiedene statistische Kennzahlen miteinander verglichen.

In Tab. 5 sind die Summen, Mittelwerte und Standardabweichungen für den gesamten Vergleichsdatensatz dargestellt, der im Rahmen dieser Arbeit für die Validierung der berechneten Ertragswerte genutzt wurde. Er umfasst Vergleichswerte für 1.040 in Betrieb befindliche WEA. In der ersten Spalte sind die Werte

für die mittleren Realerträge aufgetragen. Die zweite Spalte beinhaltet die Ergebnisse für das pauschale Berechnungsverfahren, während sich die anlagenspezifischen Erträge in den drei rechten Spalten lediglich durch den jeweiligen Wert für den pauschalen Sicherheitsabschlag unterscheiden. In der Tab. 5 ist zu erkennen, dass die Summe der mittleren Realerträge deutlich geringer ist als die Summen in der zweiten und dritten Spalte. Die Summenwerte in den beiden rechten Spalten fallen hingegen geringer aus als der Vergleichswert in der ersten Spalte. Das Gleiche gilt auch für die Mittelwerte der berechneten Jahreserträge.

Der Mittelwert der anlagenspezifischen Erträge mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % entspricht annähernd dem Mittelwert der real gemeldeten Erträge und die Summe unterscheidet sich um 10.662 MWh von der Summe der Realerträge. Dieser Unterschied ist im Vergleich zu den anderen Werten der geringste.

Tab. 5: Vergleich der statistischen Kennzahlen der Realerträge und der berechneten Erträge für 1.040 Vergleichswerte (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Mittlerer real gemeldeter Ertrag [MWh]	Pauschal berechneter Ertrag (Faktor 1.587 h) [MWh]	Anlagenspezifisch berechneter Ertrag (10 % Abschlag) [MWh]	Anlagenspezifisch berechneter Ertrag (15 % Abschlag) [MWh]	Anlagenspezifisch berechneter Ertrag (20 % Abschlag) [MWh]
Summe	1.783.103	1.870.200	1.876.702	1.772.441	1.668.179
Mittelwert	1.715	1.798	1.805	1.704	1.604
Standardabweichung	1.032	923	1.076	1.016	956

Die Tab. 6 stellt die prozentualen Abweichungen der berechneten Erträge vom mittleren real gemeldeten Ertrag dar. Dabei werden die Vorzeichen der einzelnen Abweichungen berücksichtigt. Es ist ersichtlich, dass mit dem anlagenspezifischen Ertragsberechnungsverfahren die geringsten Mittelwerte und Standardabweichungen für die prozentuale Abweichung erzielt werden. Die Ertragsergebnisse, die um einen pauschalen Sicherheitsabschlag von 15 % reduziert worden sind, weichen im Mittel um +2 % von den zugehörigen mittleren Realerträgen ab. Dieser Wert befindet sich nahe 0. Das bedeutet, dass sich die Vorzeichen der prozentualen Abweichungen nahezu ausgleichen und damit der mittlere real gemeldete Ertrag insgesamt relativ gleichmäßig sowohl über- als auch unterschätzt

wird. Obwohl der Betrag der minimalen Abweichung in der ersten Spalte geringer ist als in den übrigen Spalten, übersteigt der maximale Fehler von +1.856,8 % die Maxima in den drei rechten Spalten um ein Vielfaches. Das zeigt, dass das anlagenspezifische Berechnungsverfahren nicht zu so großen Ausreißern führt wie der pauschale Ansatz.

Tab. 6: Vergleich der statistischen Kennzahlen der prozentualen Abweichung des berechneten Ertrags vom Realertrag (Werte mit Vorzeichen) (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Pauschale Ertragsberechnung (Faktor 1.587 h) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (10 % Abschlag) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (15 % Abschlag) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (20 % Abschlag) [%]
Mittelwert	+18,0	+8,0	+2,0	-4,0
Standardabweichung	69,2	25,8	24,4	23,0
Minimum	-36,8	-64,9	-66,9	-68,8
Maximum	+1.856,8	+404,7	+376,7	+348,6

Die Tab. 7 zeigt die absoluten prozentualen Abweichungen der berechneten Erträge von den zugehörigen mittleren Realerträgen. Die zugrundeliegenden Werte besitzen demnach kein Vorzeichen und somit wird vermieden, dass sich die einzelnen Fehler im Mittel ausgleichen. In der Tab. 7 ist zu erkennen, dass sich die im Mittel höchste absolute prozentuale Abweichung von den real gemeldeten Ertragsdaten mit der pauschalen Berechnungsmethodik ergibt. Die pauschal berechneten Erträge weichen demnach im Mittel um 25,6 % von den zugehörigen Mittelwerten der Realerträge ab, während die anlagenspezifisch berechneten Erträge, die um einen Sicherheitsabschlag von 15 % reduziert worden sind, nur um 14,8 % differieren. Die Standardabweichung in der ersten Spalte beträgt 66,8 % und ist damit deutlich größer als die Werte in den drei rechten Spalten. Das bedeutet, dass die typische Streuung der absoluten prozentualen Abweichungen um den Mittelwert bei den pauschal berechneten Ergebnissen größer ist als bei den anlagenspezifisch ermittelten Erträgen. Außerdem kann festgestellt werden, dass die Standardabweichung geringer ist, je höher der Wert für den pauschalen Sicherheitsabschlag gewählt wird. Die Maxima in Tab. 7 besitzen die gleichen

Werte wie in Tab. 6, weil die maximalen Abweichungen mit Vorzeichen den maximalen Abweichungen ohne Vorzeichen entsprechen. Die Minima in Tab. 7 betragen in allen Spalten 0 %, da es sich hierbei um Werte ohne Vorzeichen handelt und die geringstmögliche Abweichung 0 % ist.

Tab. 7: Vergleich der statistischen Kennzahlen der absoluten prozentualen Abweichung des berechneten Ertrags vom Realertrag (Werte ohne Vorzeichen) (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Pauschale Ertragsberechnung (Faktor 1.587 h) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (10 % Abschlag) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (15 % Abschlag) [%]	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (20 % Abschlag) [%]
Mittelwert	25,6	16,2	14,8	14,9
Standardabweichung	66,8	21,6	19,5	17,9
Minimum	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum	1.856,8	404,7	376,7	348,6

In der Tab. 8 sind verschiedene statistische Kennzahlen dargestellt, die eine Bewertung der Genauigkeit der verschiedenen Berechnungsverfahren im Vergleich zu den tatsächlichen Beobachtungswerten ermöglichen. Darunter zählen die bereits in Tab. 7 dargestellte mittlere absolute prozentuale Abweichung des berechneten Ertrags vom mittleren Realertrag, der RMS-Fehler (RMSE), der prozentuale RMS-Fehler (RMSPE) und der sogenannte Percent Better-Wert. Eine Gesamtübersicht der statistischen Kennzahlen für die Genauigkeitsbewertung, denen alle ganzzahligen Werte für den pauschalen Sicherheitsabschlag im Bereich von 10 % bis 20 % zugrunde liegen, befindet sich im Anhang dieser Arbeit.

Nach Hyndman & Koehler (2006: 682) errechnet sich der RMS-Fehler für n Abweichungen der berechneten Werte (F) von den beobachteten Werten (Y) wie folgt:

$$\text{Root Mean Square Error (RMSE)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - F_i)^2}{n}}$$

Der RMS-Fehler der prozentualen Abweichungen ergibt sich durch (verändert nach Hyndman & Koehler 2006: 682f):

$$\text{Root Mean Square Percentage Error (RMSPE)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(100 * \frac{Y_i - F_i}{Y_i}\right)^2}{n}}$$

Die RMS-Fehler geben ebenso wie der Wert für die mittlere absolute prozentuale Abweichung an, wie stark die berechneten Erträge im Durchschnitt von den mittleren real gemeldeten Erträgen abweichen. Allerdings ist der RMSE-Fehler nach Hyndman & Koehler (2006: 682) anfälliger für Ausreißer. Denn große Abweichungen gehen durch das Quadrieren stärker in den Gesamtfehler ein. Den RMSPE-Wert hingegen schätzen Armstrong & Collopy (1992: 77) als unabhängig von Ausreißern ein. Da bei diesem Fehlerwert das Verhältnis der Abweichungen zum mittleren real gemeldeten Ertrag berücksichtigt wird, führen große Abweichungen nicht zur Verzerrung des Fehlerwertes.

Der Percent Better-Wert für den Vergleich eines Berechnungsmodells a mit dem Bezugsmodell b hinsichtlich der auftretenden Abweichungen der berechneten Ergebnisse von den mittleren Realerträgen ergibt sich nach Armstrong & Collopy (1992: 79) wie folgt:

$$\text{Percent Better} = \frac{\sum_{i=1}^n j_i}{n} * 100,$$

$$\text{mit } j_i = \begin{cases} 1, & \text{wenn } |Y_i - F_{a,i}| < |Y_i - F_{b,i}| \\ 0, & \text{wenn } |Y_i - F_{a,i}| \geq |Y_i - F_{b,i}| \end{cases}$$

In der vorliegenden Arbeit ist das Bezugsmodell b das bisherige pauschale Berechnungsverfahren mit dem Ertragsfaktor von 1.587 h. Somit stellen die Percent Better-Werte der anlagenspezifischen Ertragsberechnungsmethoden in Tab. 8 den prozentualen Anteil der absoluten Abweichungen vom mittleren Realertrag dar, die geringer sind als die Abweichungen, die sich bei der Anwendung des pauschalen Berechnungsverfahrens ergeben. Der Percent Better-Wert gibt demnach in Bezug auf den gesamten Datensatz an, wie oft sich geringere Abweichungen ergeben, wenn ein Berechnungsmodell mit dem Bezugsmodell verglichen wird. Da dieser Wert ein Verhältniswert ist, ist auch er unabhängig von Ausreißern.

In der Tab. 8 ist zu erkennen, dass in der ersten Spalte deutlich größere Werte für die mittlere absolute prozentuale Abweichung und die RMS-Fehler auftreten

als in den übrigen Spalten. Das zeigt, dass das pauschale Berechnungsverfahren zu durchschnittlich größeren Abweichungen von den mittleren real gemeldeten Erträgen führt als die anlagenspezifischen Methoden. Die Percent Better-Werte liegen zwischen circa 61 % und 64 % und zeigen damit eine insgesamt höhere Genauigkeit der anlagenspezifischen Berechnungsverfahren im Vergleich zum pauschalen Ansatz. Außerdem ist ersichtlich, dass bei der anlagenspezifischen Berechnungsmethodik mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % insgesamt die geringsten Werte für die mittlere absolute prozentuale Abweichung und den RMSE-Wert auftreten, während der RMSPE-Wert etwas höher ist als der Wert in der letzten Spalte. Der Unterschied ist jedoch vergleichsweise gering. Aufgrund dieser Ergebnisse scheint die anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem pauschalen Sicherheitsabschlag von 15 % zu den insgesamt geringsten Abweichungen vom mittleren real gemeldeten Ertrag zu führen.

Tab. 8: Vergleich der verschiedenen statistischen Kennzahlen für die Genauigkeitsbewertung der Berechnungsmodelle (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Pauschale Ertragsberechnung (Faktor 1.587 h)	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (10 % Abschlag)	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (15 % Abschlag)	Anlagenspezifische Ertragsberechnung (20 % Abschlag)
Mittlere absolute prozentuale Abweichung [%]	25,6	16,2	14,8	14,9
RMS-Fehler der Abweichungen (RMSE) [MWh]	393,8	371,5	348,2	362,9
RMS-Fehler der prozentualen Abweichungen (RMSPE) [%]	71,5	27,0	24,5	23,3
Percent Better (bzgl. der pauschalen Ertragsberechnung) [%]	–	63,8	63,2	61,3

In der Abb. 27 werden die Regressionsgeraden der anlagenspezifischen Berechnungsmethodik mit einem pauschalen Sicherheitsabschlag von 15 % (rot) und

des pauschalen Verfahrens (blau) mit der idealen Geraden $y = x$ (schwarz) verglichen, auf der der berechnete Ertrag exakt dem zugehörigen mittleren Realertrag entspricht. Es ist ersichtlich, dass die rote Regressionsgerade näher an der idealen Geraden liegt als die blaue Gerade. Auch die Geradengleichungen der Regressionsgeraden lassen dies erkennen. Dadurch wird noch einmal gezeigt, dass mit der anlagenspezifischen Berechnungsmethodik und einem Sicherheitsabschlag von 15 % insgesamt höhere Genauigkeiten erzielt werden als mit dem pauschalen Ansatz.

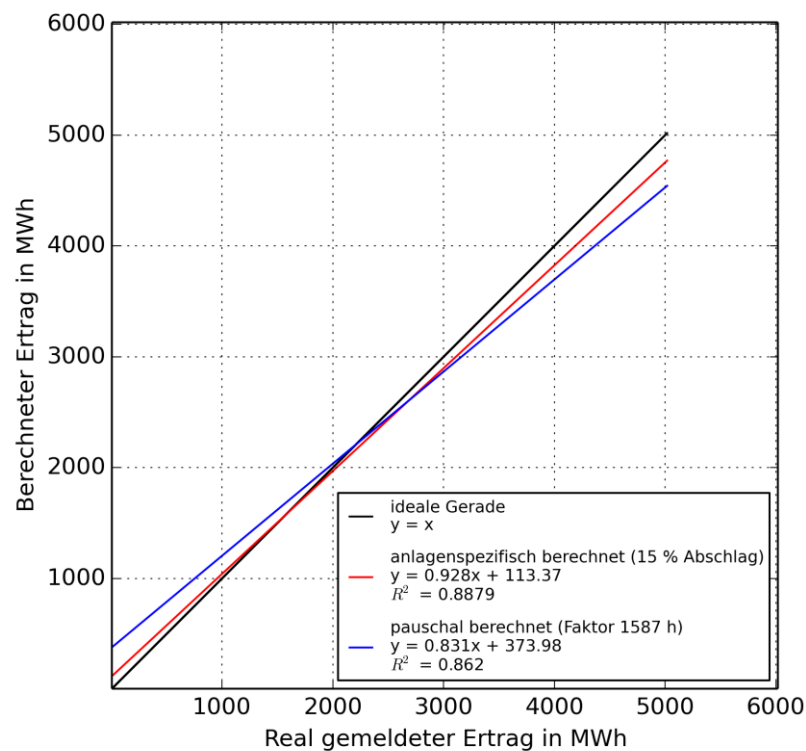


Abb. 27: Vergleich der Regressionsgeraden mit der idealen Geraden (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

6 Interpretation und Diskussion der Ergebnisse

Im Folgenden werden die in Kapitel 5 vorgestellten Ergebnisse dieser Arbeit interpretiert und mögliche Ungenauigkeiten bei der Validierung diskutiert. Anschließend werden die möglichen Fehlerquellen des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahrens aufgezeigt.

6.1 Ergebnisinterpretation

Für die Ertragsberechnungen wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Datensatz des Anlagenregisters der WEA in Nordrhein-Westfalen genutzt, der 2.994 in Betrieb befindliche Anlagen umfasst (Kapitel 3.1.1). Die mittleren Jahreserträge der WEA wurden sowohl nach dem pauschalen Ansatz als auch nach dem in dieser Arbeit entwickelten Verfahren berechnet. Bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung wurden die Werte 10 %, 15 % und 20 % für den pauschalen Sicherheitsabschlag angenommen (Kapitel 2.5). Die im Rahmen dieser Arbeit berechneten Ertragsergebnisse wurden im Anschluss mit mittleren real gemeldeten Ertragswerten verglichen (Kapitel 3.1.4). Die Zuordnung der mittleren Realerträge erfolgte über eine Anlagenschlüsselnummer. So konnten die Ertragswerte für 1.040 WEA miteinander verglichen werden. Anhand dieser Vergleichswerte konnte die Genauigkeit sowohl des in dieser Arbeit entwickelten anlagenspezifischen Berechnungsverfahrens als auch des bisher angewendeten pauschalen Ansatzes überprüft werden.

Bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse der verschiedenen Berechnungsmethoden für den gesamten Anlagenbestand in Nordrhein-Westfalen zeigt sich, dass der pauschale Ansatz im Vergleich zur Berechnungsmethodik, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt wurde, zu insgesamt geringeren Ertragsergebnissen führt (Tab. 4). Dies ist unter anderem dadurch ersichtlich, dass sich mit dem pauschalen Berechnungsverfahren im Mittel geringere Ertragswerte ergeben. Außerdem ist zu erkennen, dass die typische Streuung der Ertragswerte um den Mittelwert bei den pauschal berechneten Erträgen ebenfalls geringer ausfällt. Das liegt daran, dass die anlagenspezifische Ertragsberechnung durch die Einbeziehung der Windbedingungen am Standort der jeweiligen WEA zu deutlich größeren Unterschieden zwischen den Erträgen der einzelnen Anlagen und damit auch zu einer größeren Streuung der Werte führt. In Tab. 4 ist auch zu

erkennen, dass sich für die Summe der Ertragswerte des gesamten Anlagenbestands bei der Anwendung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Berechnungsmethodik deutlich höhere Werte ergeben als mit der pauschalen Ertragsberechnung. Vor dem Hintergrund, dass der Vergleich der pauschal berechneten Erträge mit den zugehörigen mittleren real gemeldeten Ertragswerten zeigt, dass die Realerträge insgesamt öfter überschätzt werden (Abb. 18 und Abb. 19), scheint dies paradox zu sein. Dieser scheinbare Widerspruch wird im Folgenden geklärt.

Der Vergleich der prozentualen Abweichungen des berechneten Ertrags vom mittleren Realertrag mit der Nennleistung und der Nabenhöhe der jeweiligen WEA hat ergeben, dass mit dem pauschalen Ertragsfaktor die Erträge von eher kleineren WEA überschätzt werden. Dies gilt vor allem für WEA mit Nennleistungen bis etwa 500 kW bzw. Nabenhöhen bis etwa 40 m (Abb. 20). Ein Ausreißer mit einer prozentualen Abweichung von circa 1.857 % fällt besonders auf. Diese WEA mit der Schlüsselnummer E30544010000000234000002087807663 hat eine Nennleistung von 50 kW und wurde im Jahr 1989 in Betrieb genommen. Dieser offensichtliche Ausreißer wurde nicht aus dem Vergleichsdatensatz entfernt, weil die realen Ertragsmeldungen und die Einträge in der Attributtabelle der Anlage plausibel waren. Die hohe Abweichung vom mittleren Realertrag ergibt sich lediglich dadurch, dass der für die Ertragsberechnung pauschal angenommene Wert von 1.587 h nicht den tatsächlich erzielten Volllaststunden dieser Anlage entspricht. Denn im Zeitraum von 2007 bis 2013 lag der durchschnittliche Wert bei nur circa 81 h. Dieses Beispiel zeigt noch einmal, dass der pauschal angenommene Ertragsfaktor von 1.587 h mitunter zu extremen Fehlberechnungen des Ertrags von relativ kleinen und meist auch älteren WEA führen kann.

In der Abb. 20a ist zudem ersichtlich, dass die prozentualen Abweichungen des pauschal berechneten Ertrags vom Realertrag den Wert von +100 % bei etwa mittelgroßen Anlagen ab 500 kW Nennleistung kaum noch überschreiten. Die relativ geringen Abweichungen erklären sich vermutlich dadurch, dass sich der pauschale Ertragsfaktor von 1.587 h aus einem Mittelwert der real gemeldeten Erträge der Windenergie in Nordrhein-Westfalen über den Zeitraum von 2007 bis 2013 ergibt (LANUV NRW 2015). Dieser Faktor scheint daher eher für etwa mit-

telgroße Anlagen mit einem für Nordrhein-Westfalen typischen Jahresertrag passend zu sein. In der Abb. 20a ist jedoch nicht zu erkennen, ob Anlagen mit größeren Nennleistungen ab 2.000 kW eher über- oder unterschätzt werden.

Hierbei ist jedoch anzumerken, dass sich im Vergleichsdatensatz nur Anlagen befinden, die spätestens im Jahr 2008 erstmalig in Betrieb gegangen sind. Außerdem kommen in diesem Datensatz von 1.040 WEA nur insgesamt 12 Anlagen vor, die eine Nennleistung von mehr als 2.000 kW besitzen. Der Anteil solcher WEA am gesamten Anlagenbestand beträgt circa 13 %. Somit sind die sehr großen, modernen Anlagen bei der Validierung unterrepräsentiert. Den Ergebnissen zufolge, die nach dem in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren erzeugt worden sind, machen die Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2.000 kW einen Anteil von circa 32 % am errechneten Gesamtertrag für Nordrhein-Westfalen aus. Wird hingegen das pauschale Berechnungsverfahren angewandt, ergibt sich ein Anteil des Ertrags dieser WEA von nur circa 26 % am pauschal errechneten Gesamtertrag.

Da es eher kleine WEA sind, für die bei der Validierung mit den mittleren Realerträgen eine tendenzielle Ertragsüberschätzung festgestellt werden konnte, kann argumentiert werden, dass diese überschätzten Anlagenerträge in der Summe nicht so sehr ins Gewicht fallen. Hinzu kommt, dass für moderne Anlagen an windhöflichen Standorten mit dem anlagenspezifischen Ansatz ein größerer mittlerer Jahresertrag errechnet wird als mit der pauschalen Annahme von 1.587 Volllaststunden. Denn es werden die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit sowie die Werte der jeweiligen Leistungskennlinie bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung berücksichtigt. Dieser Unterschied in der Berechnungsmethodik ist letztlich die Hauptursache dafür, dass sich mit dem in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsverfahren eine insgesamt größere Summe der Erträge für den gesamten Anlagenbestand ergibt als mit dem pauschalen Ansatz (Tab. 4).

Die Validierung der berechneten Ergebnisse mit den zugehörigen mittleren real gemeldeten Ertragswerten erfolgte, wie bereits erwähnt, sowohl für den bisher angewendeten pauschalen Ansatz als auch für die anlagenspezifischen Berech-

nungsverfahren mit verschiedenen Werten für den pauschalen Sicherheitsabschlag. Im Anhang dieser Arbeit sind die Validierungsergebnisse zu finden, die anhand von weiteren ganzzahligen Abschlagswerten im Bereich von 10 % bis 20 % berechnet wurden.

Bei der Regressionsanalyse wurde geprüft, ob es einen linearen Zusammenhang zwischen den Realerträgen und den berechneten Werten gibt und wie die Datenpunkte und die Regressionsgerade im Vergleich zur idealen Geraden $y = x$ liegen. Darüber hinaus wurden Histogramme der Abweichungen des berechneten Ertrags vom mittleren Realertrag erzeugt, um feststellen zu können, ob eine tendenzielle Über- oder Unterschätzung der real gemeldeten Ertragswerte bei der jeweiligen Berechnung vorliegt. Zudem wurde geprüft, ob eine Abhängigkeit zwischen der Höhe der auftretenden Abweichungen und der Nennleistung bzw. Nabenhöhe der jeweiligen Anlage besteht.

Die Regressionsanalysen ergaben, dass bei allen Ertragsberechnungsverfahren ein linearer Zusammenhang zwischen den berechneten Werten und den Realerträgen besteht. Die Regressionsgeraden, die dem Verlauf der idealen Geraden $y = x$ am meisten ähneln, sind die Geraden der anlagenspezifischen Ertragsberechnungen mit den Sicherheitsabschlägen von 10 % bzw. 15 % (Abb. 21a und Abb. 23a). Allerdings wurde anhand der Histogramme festgestellt, dass nur bei der Berechnung mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % ein ungefähres Gleichgewicht zwischen der Über- und Unterschätzung der Realerträge herrscht (Abb. 23b und Abb. 23c).

Des Weiteren konnte durch die Gegenüberstellung der auftretenden prozentualen Abweichungen vom Realertrag mit der Nennleistung bzw. der Nabenhöhe der jeweiligen WEA gezeigt werden, dass nur bei der pauschalen Ertragsberechnung eine tendenzielle Überschätzung der Erträge von kleineren WEA bis circa 500 kW installierter Leistung bzw. bis circa 40 m Nabenhöhe auftritt (Abb. 20). Die Abweichungen der anlagenspezifisch berechneten Erträge zeigen nur eine etwas größere Streuung bei WEA mit geringen Nennleistungen bzw. Nabenhöhen (Abb. 22, Abb. 24 und Abb. 26). Das könnte darauf hinweisen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit in diesem Höhenbereich durch den stärkeren Einfluss der Oberflächenrauigkeit des Geländes nicht realistisch berechnet werden konnte oder

die Leistungskennlinien der kleineren und meist auch älteren WEA zu ungenau sind. Eventuell sind auch die realen Ertragsdaten dieser Anlagen nicht repräsentativ, weil sie beispielsweise durch Wartungsarbeiten nicht über den gesamten Vergleichszeitraum von 2009 bis 2013 in Betrieb waren.

Um die Genauigkeit der Ergebnisse des pauschalen Ansatzes und der anlagenspezifischen Berechnungsverfahren ermitteln zu können, wurden verschiedene statistische Kennzahlen miteinander verglichen (Kapitel 5.2.5). Der Vergleich der Mittelwerte und Summen der berechneten Erträge mit den Werten für die mittleren real gemeldeten Ertragswerte ergab, dass die Summe und der Mittelwert der anlagenspezifisch berechneten Ergebnisse mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % am besten zu den Vergleichswerten der Realerträge passen (Tab. 5).

Außerdem konnte gezeigt werden, dass sich die geringsten mittleren prozentualen Abweichungen der Ertragsergebnisse vom Mittelwert der real gemeldeten Erträge mit dem anlagenspezifischen Berechnungsverfahren ergeben (Tab. 6 und Tab. 7). Insbesondere die Ertragsergebnisse, die um einen Sicherheitsabschlag von 15 % reduziert worden sind, führen im Vergleich zu den Mittelwerten der gemeldeten Realerträge zu den insgesamt geringsten mittleren prozentualen Abweichungen.

Im Rahmen der Genauigkeitsanalyse wurden noch weitere Fehlerwerte wie der RMS-Fehler (RMSE), der RMSPE- oder der Percent Better-Wert miteinander verglichen (Tab. 8). Nach Hyndman & Koehler (2006: 682) ist der RMSE-Wert anfällig für Ausreißer. Da im Vergleichsdatensatz durchaus Ausreißer vorhanden sind, kann der RMSE-Wert nur mit Vorbehalt herangezogen werden, um die Genauigkeit der Berechnungsverfahren einzuschätzen. Hyndman & Koehler (2006: 687) empfehlen eher die mittlere absolute prozentuale Abweichung als geeignetes Genauigkeitsmaß, wenn die Werte im Vergleichsdatensatz deutlich größer sind als 0 und eine Skala mit einem natürlichen, bedeutungsvollen Nullpunkt zugrunde liegt. Diese Bedingungen sind bei dem im Rahmen der vorliegenden Arbeit genutzten Vergleichsdatensatz der berechneten Erträge und Realerträge erfüllt. Da Armstrong & Collopy (1992: 77) den RMSPE-Wert als ein weiteres Genauigkeitsmaß nennen, das unabhängig von Ausreißern ist, wurde auch dieser Wert in die Beurteilung einbezogen.

Das Ergebnis dieser Analyse ist, dass mit dem anlagenspezifischen Berechnungsansatz im Vergleich zum pauschalen Verfahren insgesamt genauere Ertragsergebnisse erzielt werden können (Tab. 8). Außerdem scheint der Sicherheitsabschlag von 15 % ausreichend zu sein, um möglichst genaue Ertragsergebnisse zu erhalten. Diese Schlussfolgerung kann getroffen werden, obwohl der RMSPE-Wert für die Ertragsergebnisse mit einem Sicherheitsabschlag von 20 % etwas geringer ist (Tab. 8). Dieser Wert sollte jedoch nicht als einziges Kriterium für die Bewertung der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens herangezogen werden. Es sollten vielmehr alle Ergebnisse der Validierung in die Entscheidung für den geeignetsten Wert des pauschalen Sicherheitsabschlags einbezogen werden. Da sich beispielsweise die Regressionsgerade dem Verlauf der idealen Geraden mehr annähert, die Realerträge in einem relativ ausgewogenen Verhältnis über- und unterschätzt werden und die mittleren prozentualen Abweichungen bei der Ertragsberechnung mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % am geringsten sind, scheinen die Ertragsergebnisse, die um 15 % reduziert worden sind, insgesamt am genauesten zu sein. Den Validierungsergebnissen zufolge, die sich für Vergleichszwecke im Anhang dieser Arbeit befinden, scheint ebenfalls ein Abschlagswert von ungefähr 15 % am geeignetsten zu sein. Allerdings ist noch einmal zu betonen, dass diese Aussage nur mit Einschränkungen gelten kann. Denn die zugrunde liegenden Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung und der Validierung sollten bei der Genauigkeitsbewertung der Ergebnisse nicht außer Acht gelassen werden.

6.2 Kritische Betrachtung der Validierungsergebnisse

Im Rahmen der Validierung wurde ein Datensatz der real gemeldeten Ertragsdaten der in Betrieb befindlichen WEA in Nordrhein-Westfalen verwendet. Die Ertragswerte konnten für 1.040 Anlagen über eine Schlüsselnummer mit den mittleren Jahreserträgen verglichen werden, die im Rahmen dieser Arbeit berechnet worden sind.

Allerdings ist zu erwähnen, dass die Werte der real gemeldeten Ertragsdaten, die in der vorliegenden Arbeit als Vergleichsbasis dienen, lediglich Mittelwerte aus Realerträgen der Jahre 2009 bis 2013 darstellen. Durch die relativ kurze Zeitreihe und die generellen Schwankungen der Windbedingungen zwischen den Jahren könnte die Mittelwertbildung zu nicht repräsentativen mittleren Jahreserträgen

der WEA geführt haben. Diese Daten können daher nur Anhaltspunkte dafür sein, in welchem Bereich sich der tatsächliche mittlere Realertrag der jeweiligen Anlage befindet.

Hinzu kommt, dass es im Vorfeld dieser Arbeit aufgrund der ungenauen Datenlage im Anlagenbestand zu einer ungenauen Zuordnung der Anlagenschlüsselnummern zu den jeweiligen WEA gekommen sein kann. Dadurch ist es möglich, dass einzelnen Anlagen falsche mittlere Realerträge zugewiesen worden sind. Dies könnte unter anderem eine Erklärung für das Vorkommen einiger Ausreißer im Vergleichsdatensatz der berechneten und real gemeldeten Erträge sein.

Außerdem kann nicht ausgeschlossen werden, dass falsche bzw. unrealistische Ertragsmeldungen im Datensatz der Realerträge vorhanden sind, obwohl die Ertragsmeldungen vor ihrer Verwendung sorgfältig auf Plausibilität geprüft wurden (Kapitel 3.1.4). Es ist dennoch sehr wahrscheinlich, dass sich unter den 1.040 WEA auch Anlagen befinden, die schallreduziert oder in Windparks betrieben werden. Durch die schallreduzierte Betriebsweise oder die gegenseitige Abschattung der WEA in einem Windpark wird der Ertrag der jeweiligen Anlage erheblich gemindert (Twele & Liersch 2013: 515f, Langreder & Bade 2013: 154). Auch der Stillstand der WEA bei notwendigen Wartungsarbeiten wirkt sich unmittelbar auf den Jahresertrag aus (Hau 2014: 843). Diese üblicherweise auftretenden Ertragsverluste konnten in der vorliegenden Arbeit aufgrund der Datenlage nicht ausreichend berücksichtigt werden. Lediglich durch die Wahl des geeigneten Sicherheitsabschlags kann das Ergebnis der anlagenspezifischen Ertragsberechnung pauschal für alle WEA reduziert werden. In diesem Abschlagsfaktor sind diverse Ertragsverluste enthalten, die üblicherweise beim Betrieb einer Anlage auftreten. Obwohl die Ergebnisse der Validierung darauf hinweisen, dass für den pauschalen Sicherheitsabschlag ein Wert von 15 % ausreichend ist, stellt dieser Wert dennoch einen sehr unspezifischen Ertragsminderungsfaktor dar, der vermutlich nicht jeder WEA gerecht wird.

6.3 Mögliche Fehlerquellen bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte anlagenspezifische Ertragsberechnungsverfahren führt den Validierungsergebnissen zufolge insgesamt zu genau-

eren Ertragsergebnissen. Gleichwohl ist dieser Ansatz wie jedes Berechnungsmodell mit verschiedenen Annahmen verbunden. Denn die Realität kann nicht in vollem Umfang abgebildet werden und dadurch ist das Berechnungsverfahren unweigerlich mit Fehlern behaftet. Hinzu kommen die Ungenauigkeiten in den verwendeten Ausgangsdaten. Für eine bessere Übersicht sind in der Abb. 28 die möglichen Fehlerquellen im anlagenspezifischen Berechnungsverfahren mithilfe von weißen Kästchen mit blauer Umrandung markiert und nummeriert. Im Folgenden werden die verschiedenen Ungenauigkeiten in diesen Teilbereichen des Berechnungsmodells näher erläutert.

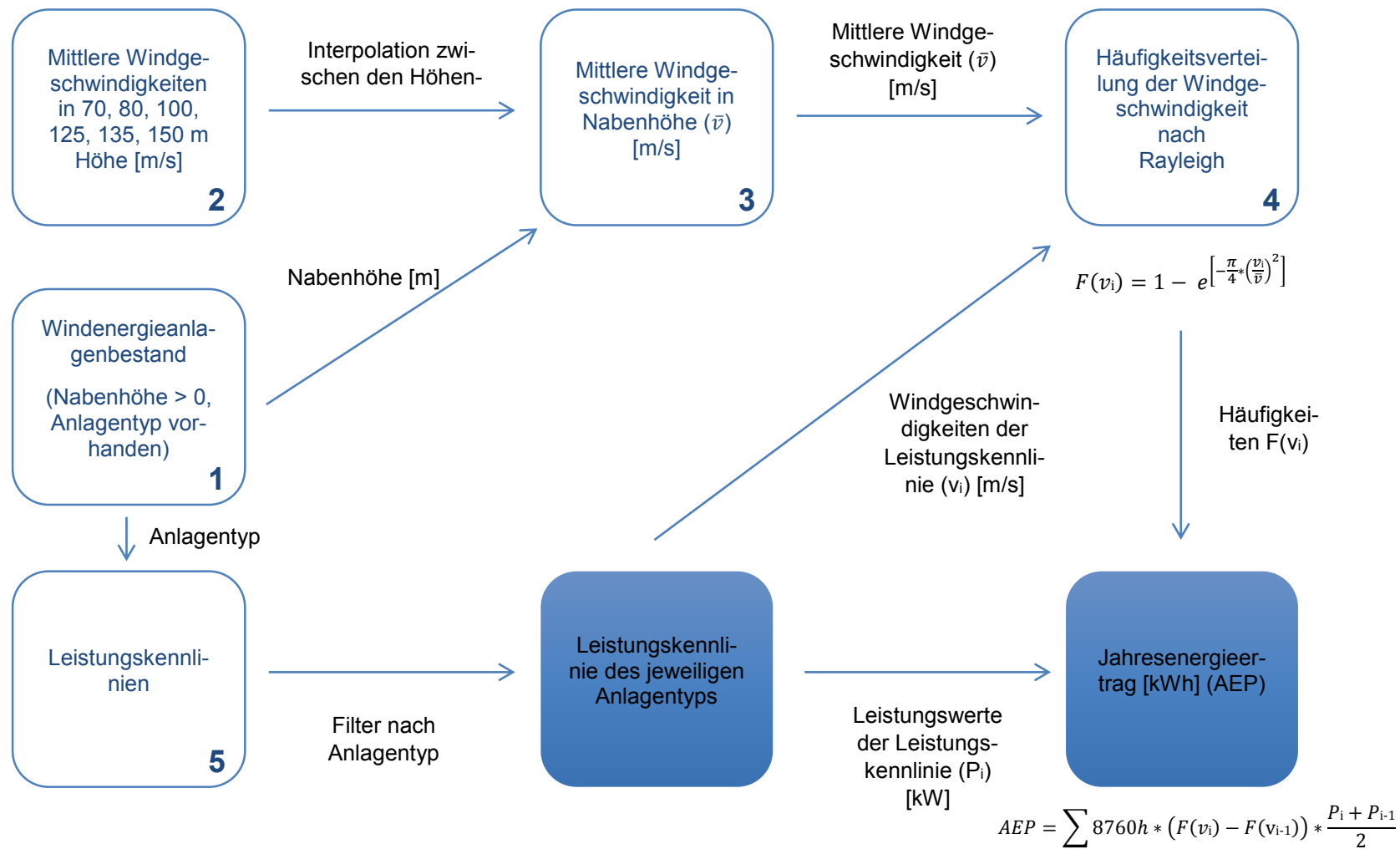


Abb. 28: Mögliche Fehlerquellen in der anlagenspezifischen Ertragsberechnungsmethodik (nummeriert) (Eigene Darstellung nach FGW 2013: 7)

6.3.1 Das Anlagenregister für Nordrhein-Westfalen

Der für die Ertragsberechnung in der vorliegenden Arbeit grundlegende Datensatz ist das Anlagenregister der in Betrieb befindlichen WEA in Nordrhein-Westfalen (Kapitel 3.1.1, Nr. 1 in Abb. 28). Jede Anlage ist darin mit ihren Koordinaten und ihren Attributen zu Nabenhöhe, Nennleistung, Anlagentyp etc. verzeichnet. Der Datensatz wird regelmäßig vom LANUV NRW aktualisiert. Trotz größter Sorgfalt bei der Pflege des Datensatzes ist es dennoch möglich, dass es im Vorfeld dieser Arbeit zu falschen Einträgen in der Attributtabelle der WEA gekommen ist. Außerdem weisen einige Anlagen aufgrund von unzureichenden Informationen teilweise große Lageungenauigkeiten auf.

Für die anlagenspezifische Ertragsberechnung werden die Attribute der Nabenhöhe und des Anlagentyps für die jeweilige WEA unbedingt benötigt (Abb. 28). Das Modell geht davon aus, dass die Werte in diesen Attributfeldern stets sinnvoll und richtig sind. Dies ist jedoch nicht immer der Fall. Um grobe Ungenauigkeiten in den Ertragsergebnissen zu vermeiden, wird die anlagenspezifische Berechnungsmethodik nur dann angewandt, wenn für die jeweilige Anlage die Nabenhöhe größer als 0 und eine Angabe zum Anlagentyp vorhanden ist, für den eine Leistungskennlinie in der Datenbank existiert. Ansonsten wird der bisher verwendete pauschale Faktor für die Ertragsberechnung genutzt (Kapitel 3.2).

Die Ungenauigkeiten im Anlagenregister der WEA setzen sich in der anlagenspezifischen Ertragsberechnung fort und sollten daher nicht unterschätzt werden. Beispielsweise führt eine ungenaue Angabe der Nabenhöhe oder eine fehlerhafte Verortung der WEA zu einer falschen Berechnung der Windbedingungen am Standort der Anlage und damit auch zu einem ungenauen mittleren Jahresertrag.

6.3.2 Daten der mittleren Windgeschwindigkeit

Um die Windverhältnisse am Standort einer jeweiligen WEA ermitteln zu können, wurden in der vorliegenden Arbeit sechs verschiedene Raster der mittleren Windgeschwindigkeit in Nordrhein-Westfalen genutzt, die vom LANUV NRW zur Verfügung gestellt wurden (Nr. 2 in Abb. 28). Wie bereits in Kapitel 3.1.2 erwähnt wurde, sind die Windgeschwindigkeitsdaten für die Höhen 70 m, 80 m, 100 m, 125 m, 135 m und 150 m vorhanden. Diese flächendeckenden Raster stellen die

Ergebnisse einer Modellrechnung dar, die mit Annahmen und dadurch auch mit fehlerbehafteten Berechnungen verbunden ist (LANUV NRW 2012: 23).

Nach LANUV NRW (2012: 21) wurde bei der Modellrechnung beispielsweise eine leicht stabile Temperaturschichtung angenommen. Da sich in der Realität verschiedene atmosphärische Schichtungstypen abwechseln (Kapitel 2.1), ist davon auszugehen, dass diese Modellannahme unweigerlich zu mehr oder weniger großen Ungenauigkeiten in den berechneten Windgeschwindigkeiten führt.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass sich das Windgeschwindigkeitsprofil einer leicht stabil geschichteten Atmosphäre von den Profilen anderer atmosphärischer Schichtungen unterscheidet (Abb. 3). Üblicherweise wird eine logarithmische Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe angenommen, doch dieses Profil ist streng genommen nur bei einer neutralen Schichtung der Atmosphäre gültig (Hau 2014: 557). Die Modellannahme einer leicht stabil geschichteten Atmosphäre ist daher eine Erklärung dafür, dass die Windgeschwindigkeitswerte in Abb. 11 deutlich vom logarithmischen Profil abweichen und eher das Profil einer stabilen Schichtung zeigen (Abb. 3).

Weitere Ungenauigkeiten in den grundlegenden Eingangsdaten zur Oberflächenbeschaffenheit, wie das Geländemodell, die Landnutzung oder die angenommenen Baum- und Gebäudehöhen, beeinflussen die berechneten Windgeschwindigkeitsergebnisse in entscheidender Weise. Viele Parameter wurden aufgrund langjähriger Erfahrung geschätzt (LANUV NRW 2012: 22). Doch die Genauigkeit des Berechnungsmodells kann nur so groß sein wie die der Eingangsdaten und der geschätzten Parameter. Außerdem spielt auch der für die Modellrechnung gewählte Abstand der Rechengitterpunkte eine zentrale Rolle für die insgesamt zu erreichende Genauigkeit der Ergebnisse. Ist die Maschenweite des Rechengitters sehr groß gewählt, werden kleinräumige Änderungen in der Oberflächenbeschaffenheit nicht berücksichtigt. Gleichwohl ist der Rechenaufwand mit der zu erzielenden Genauigkeit der Ergebnisse stets abzuwägen.

Die erwähnten Unsicherheitsfaktoren stellen lediglich eine Auswahl der möglichen Fehlerquellen des Berechnungsmodells für die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Windgeschwindigkeitsraster dar. Einige weitere Unsicherheiten

bleiben an dieser Stelle unerwähnt und können in LANUV NRW (2012: 22f) nachgelesen werden. Dennoch konnte grundsätzlich gezeigt werden, dass die mittleren Windgeschwindigkeiten, die in das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Ertragsberechnungsverfahren eingehen, selbst mit einigen Unsicherheiten behaftet sind. Dies sollte bei der Bewertung der Genauigkeit der Ertragsergebnisse dieser Arbeit berücksichtigt werden.

6.3.3 Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Da für die vorliegende Arbeit Windgeschwindigkeitswerte für lediglich sechs verschiedene Höhen vorlagen, war es notwendig eine geeignete Methode für die Interpolation zwischen den gegebenen Werten zu finden, um für jede beliebige Nabenhöhe eine mittlere Windgeschwindigkeit berechnen zu können (Nr. 3 in Abb. 26). In Kapitel 3.2.2 wurde festgestellt, dass die Spline-Kurve fünften Grades den besten Kompromiss zwischen der linearen und der logarithmischen Interpolationsmethode darstellt. Dennoch ist zu erwähnen, dass die Spline-Kurve in den Höhenbereichen unterhalb von 70 m eventuell die tatsächlich auftretenden mittleren Windgeschwindigkeiten unterschätzt. Davon sind die in Betrieb befindlichen Anlagen im Bestand betroffen, die eine Nabenhöhe unter 70 m besitzen. Die betreffenden 709 Anlagen machen ungefähr einen Anteil von 24 % am gesamten Bestand der in Betrieb befindlichen Anlagen (insgesamt 2.994 WEA) aus. Für diese Anlagen ergibt sich nach dem anlagenspezifischen Berechnungsverfahren mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % und dem pauschalen Ansatz ein mittlerer Jahresertrag von insgesamt 734.415 MWh. Damit produzieren diese WEA einen Anteil von circa 12 % des Gesamtjahresenergieertrags der Windenergie in Nordrhein-Westfalen (6.356.527 MWh).

Für große Höhen oberhalb von 150 m ergibt sich aufgrund der linearen Extrapolation eine weitere Unsicherheit bezüglich der berechneten Windgeschwindigkeit. Da in diesem Höhenbereich Datenpunkte fehlen, kann nur vermutet werden, wie stark die Windgeschwindigkeit in diesen Höhen zunimmt. Aufgrund des annähernd linearen Verlaufs der Spline-Kurve im Bereich von 70 m bis 150 m wird eine lineare Zunahme der Windgeschwindigkeit auch für den Höhenbereich ober-

halb von 150 m angenommen. Aufgrund der unsicheren Datenlage in diesen Höhen sollte das in dieser Arbeit entwickelte Berechnungsverfahren nur für WEA mit Nabenhöhen von bis zu 200 m angewandt werden.

6.3.4 Berechnung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Für die anlagenspezifische Ertragsberechnung wird nicht nur die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe benötigt, sondern darüber hinaus auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Nr. 4 in Abb. 28). In der vorliegenden Arbeit wurde dafür die Rayleigh-Verteilung vereinfachend angenommen (Kapitel 2.2 und 3.2.3). Diese Verteilung ist nur von der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe abhängig und stellt eine Sonderform der Weibullverteilung dar (Hau 2014: 555). Die Formel für die Weibull-Verteilungsfunktion beinhaltet zwei Parameter, die je nach Standortbedingungen variieren (Tab. 3). Da flächendeckende Informationen zu den Weibull-Parametern in guter räumlicher Auflösung fehlen, musste in dieser Arbeit auf die Formel der Rayleigh-Verteilung zurückgegriffen werden. Dadurch ergibt sich jedoch ein weiterer Unsicherheitsfaktor bei der anlagenspezifischen Ertragsberechnung. Denn die tatsächliche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit kann je nach Standort der WEA und den jeweiligen Umgebungsbedingungen mehr oder weniger stark vom Verlauf der angenommenen Rayleigh-Verteilungsfunktion abweichen. Deshalb ist davon auszugehen, dass die berechnete Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit Unsicherheiten verbunden ist.

6.3.5 Die Leistungskennlinien der Windenergieanlagen

Um die anlagenspezifischen Jahreserträge der WEA in Nordrhein-Westfalen berechnen zu können, wurden im Rahmen dieser Arbeit Leistungskennlinien für 149 Anlagentypen recherchiert und für die Ertragsberechnung genutzt (Kapitel 3.1.3; Nr. 5 in Abb. 28). Darunter befinden sich sowohl berechnete als auch vermessene Leistungskennlinien. Beide Kennlinienarten sind mit Unsicherheiten verbunden, die im Folgenden kurz erläutert werden.

Berechnete Leistungskennlinien gelten meist nur für die Standardluftdichte von 1,225 Kilogramm pro Kubikmeter bei einer Temperatur von 15 Grad Celsius (Hau 2014: 601). Wenn die Bedingungen am Standort einer jeweiligen WEA anders

sind, ist es möglich, dass die angenommene Leistungskennlinie nicht der tatsächlichen Leistungsabgabe der WEA entspricht. Da die Luftdichte von der Temperatur und der Höhe beeinflusst wird, ist die Leistungsabgabe von WEA zum Beispiel in den Sommermonaten bzw. in höheren Lagen leicht reduziert (Hau 2014: 610f).

Ein weiterer Einflussfaktor auf den Verlauf der Leistungskennlinie ist der Standort der WEA an sich. Steht sie in komplexem Gelände mit vielen Hindernissen, Bergen und Senken oder im Wald, kann es zu einer beträchtlichen Minderung der Leistungsabgabe kommen. Das Problem sind dabei vor allem die veränderten Strömungen und Turbulenzen, die in komplexem Gelände auftreten. Im Wald wird die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe besonders beeinflusst. Aus diesen Gründen ergibt sich für derartige Standorte eine veränderte Leistungskennlinie, die wiederum große Auswirkungen auf den zu erwartenden Jahresenergieertrag hat (Hau 2014: 609f). Außerdem beeinflussen verschmutzte Rotorblätter und gegebenenfalls eine schallreduzierte Betriebsweise die zu erwartende Leistungsabgabe einer jeweiligen WEA (Hau 2014: 615ff). Bei vermessenen Leistungskennlinien entstehen die Unsicherheiten durch die Messung der Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe der WEA und die damit verbundenen Messungenauigkeiten (Hau 2014: 606).

Die oben genannten Einflussfaktoren konnten in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt werden, weil dazu nur unzureichende Informationen zur Verfügung standen. Diese Unsicherheiten gehen daher in die Ertragsberechnung ein und führen unter Umständen zu einer ungenauen Berechnung des mittleren Jahresertrages einiger WEA.

7 Fazit und Ausblick

Für den Fortschritt der Energiewende in Nordrhein-Westfalen kommt der Nutzung der Windenergie eine entscheidende Rolle zu. Daher soll sie in den kommenden Jahren stärker ausgebaut werden (NRWSPD & Bündnis 90/Die Grünen NRW 2012: 37). Der Energieatlas Nordrhein-Westfalen des LANUV NRW stellt eine öffentlich zugängliche Planungsgrundlage für den Ausbau der Erneuerbaren Energien dar. Doch die bisher vom LANUV NRW verwendete pauschale Ertragsberechnungsmethode für den WEA-Bestand im Energieatlas ist teilweise zu ungenau. Aus diesem Grund ist ein präzises Monitoring der tatsächlichen Windenergieerträge kaum möglich.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein automatisiert ablaufendes GIS-gestütztes Ertragsberechnungsverfahren für WEA entwickelt, das die Windbedingungen am Standort und die Leistungskennlinie der jeweiligen Anlage mit einbezieht, sofern die dafür nötigen Informationen zu den WEA vorhanden sind. Die anlagenspezifisch berechneten Jahresenergieerträge und die Ergebnisse des bisher angewandten pauschalen Berechnungsverfahrens wurden in dieser Arbeit mit mittleren real gemeldeten Erträgen verglichen, um eine Genauigkeitsüberprüfung durchzuführen.

Es konnte anhand dieses Vergleichs gezeigt werden, dass die Ergebnisse der anlagenspezifischen Berechnungsmethode insgesamt genauer sind als die Ergebnisse, die nach dem bisher verwendeten pauschalen Ansatz berechnet wurden. Außerdem ergab die Validierung der anlagenspezifischen Ertragswerte mit den zugehörigen Realerträgen, dass für den pauschalen Sicherheitsabschlag, der vom anlagenspezifischen Ertragswert am Ende des Berechnungsverfahrens abgezogen wird, ein Wert von 15 % am geeignetsten zu sein scheint. Denn die anlagenspezifische Ertragsberechnung mit einem Sicherheitsabschlag von 15 % führt den Validierungsergebnissen zufolge in der Gesamtbetrachtung zu den geringsten mittleren Abweichungen von den zugehörigen Realerträgen.

Dennoch ist zu erwähnen, dass die anlagenspezifisch berechneten Ertragsergebnisse mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet sind. Wie jede Modellrechnung ist auch dieses modellhafte Ertragsberechnungsverfahren mit Annahmen und Unsicherheiten in den Ausgangsdaten verbunden. Es ergeben sich daher

stets Abweichungen zu den real gemeldeten Erträgen der WEA, da die Realität nicht in vollem Umfang durch ein Modell abgebildet werden kann.

Um die Genauigkeit der anlagenspezifischen Ertragsergebnisse zukünftig zu verbessern, können verschiedene Ansatzpunkte gewählt werden, die im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt werden konnten. Als ein Ansatzpunkt von besonderer Wichtigkeit ist zunächst die Verbesserung des Datensatzes zum WEA-Bestand von Nordrhein-Westfalen zu nennen. Die anlagenspezifische Ertragsberechnung kann nur durchgeführt werden, wenn Informationen zur Nabenhöhe und zum Anlagentyp vorhanden sind und die Leistungskennlinie für den jeweiligen Anlagentyp in der Datenbank existiert. Ansonsten wird der bisherige Berechnungsansatz mit dem pauschalen Ertragsfaktor von 1.587 h angewandt. Um den Anteil der WEA zu reduzieren, deren mittlerer Jahresenergieertrag aufgrund fehlender Informationen pauschal berechnet wird, müssen die Lücken im Datensatz des Anlagenbestands durch eine umfangreiche Recherche geschlossen und die Leistungskennlinien für alle in Nordrhein-Westfalen vorkommenden Anlagentypen zusammengetragen werden. Auf diese Weise können zukünftig immer mehr WEA-Erträge nach dem präziseren anlagenspezifischen Ansatz berechnet werden.

Eine Genauigkeitsverbesserung der anlagenspezifisch ermittelten Erträge kann darüber hinaus durch eine regelmäßige Überprüfung der Standortangaben und Attributwerte der WEA erreicht werden. Zudem könnten zukünftig Informationen zur Betriebsweise der WEA, beispielsweise, ob die betreffende Anlage schallreduziert betrieben wird, standardisiert in der Attributtabelle des WEA-Bestands zusammengetragen werden. Für die betreffenden Anlagen könnten dann spezielle Leistungskennlinien für den schallreduzierten Betrieb genutzt werden. Außerdem sind derzeit nur wenige Informationen in der Attributtabelle des Anlagenbestands vorhanden, die angeben, ob sich die betreffende WEA in einem Windpark befindet. Wenn diese Informationen in standardisierter Form in der Attributtabelle vorlägen, wäre es denkbar, dass die mittleren Jahresenergieerträge der betreffenden WEA um einen etwas größeren pauschalen Sicherheitsabschlag reduziert werden, um den Ertragsverlusten durch gegenseitige Abschattung der WEA Rechnung zu tragen. Es wäre dabei zu prüfen, wie hoch dieser zusätzliche Abschlag sein muss, um realistische Ertragswerte zu berechnen.

Des Weiteren könnte die Genauigkeit der anlagenspezifischen Ertragsberechnung noch weiter verbessert werden, wenn die Windbedingungen an den Anlagenstandorten realistischer berechnet werden können. Es wäre beispielsweise möglich, die mittleren Windgeschwindigkeiten in weiteren Höhen flächendeckend in der gleichen räumlichen Auflösung zu berechnen. Insbesondere in den Höhenbereichen unter 70 m und oberhalb von 150 m wären weitere Datenpunkte wünschenswert, damit die Interpolation zwischen den gegebenen Windgeschwindigkeitswerten genauer ist. Außerdem wäre es denkbar, die für alle Standorte einheitlich angenommene Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit durch eine standortspezifische Häufigkeitsverteilung zu ersetzen. Dazu müssten die Form- und Skalenparameter der Weibull-Verteilungsfunktion flächendeckend für Nordrhein-Westfalen in einer guten räumlichen Auflösung bekannt sein. Da sich die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit unmittelbar auf den anlagenspezifisch berechneten Ertrag auswirkt, könnte hiermit vermutlich eine noch bessere Genauigkeit der Ergebnisse erreicht werden.

Schließlich muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die in dieser Arbeit getroffenen Aussagen zum geeigneten Wert für den pauschalen Sicherheitsabschlag keine Allgemeingültigkeit besitzen. Es ist durchaus möglich, dass die Ertragsverluste, die üblicherweise beim Betrieb einer Anlage auftreten, durch zukünftige Entwicklungen in der WEA-Technik geringer werden. Daher sollte der in der vorliegenden Arbeit vorgeschlagene Wert von 15 % für den pauschalen Sicherheitsabschlag bei zukünftigen anlagenspezifischen Ertragsberechnungen durch einen Vergleich mit real gemeldeten Erträgen auf Aktualität geprüft werden.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit tragen trotz der erwähnten Unsicherheiten insgesamt dazu bei, dass die Ertragsdaten aus Windenergie zukünftig deutlich präziser im Fachinformationssystem Energieatlas NRW angegeben werden können als es aktuell anhand des pauschalen Ertragsberechnungsverfahrens der Fall ist. Dadurch kann ein Monitoring der Windenergienutzung in Nordrhein-Westfalen zukünftig besser betrieben werden.

Zusammenfassung

Der öffentlich zugängliche Energieatlas des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW) stellt eine Planungsgrundlage für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Nordrhein-Westfalen dar. Er beinhaltet unter anderem den aktuellen Bestand der in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen (WEA) mit pauschal berechneten Jahresenergieerträgen, die auf Gemeindeebene aggregiert dargestellt sind. Diese Ertragswerte sind jedoch teilweise zu ungenau, um ein präzises Monitoring der Windenergienutzung zu ermöglichen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein GIS-gestütztes Verfahren zur Berechnung von anlagenspezifischen Jahresenergieerträgen für WEA entwickelt. Mithilfe dieses Werkzeugs können die Erträge automatisiert nach einem standardisierten Verfahren für den gesamten Anlagenbestand in Nordrhein-Westfalen berechnet werden. Der anlagenspezifische Berechnungsansatz bezieht die Windbedingungen und das Leistungsverhalten der jeweiligen Anlage mit ein, um einen möglichst realistischen mittleren Jahresenergieertrag ermitteln zu können. Für die Zwecke dieser Arbeit wurden die am LANUV NRW vorhandenen flächendeckenden Daten der mittleren Windgeschwindigkeit und der Datensatz des Anlagenbestands der in Betrieb befindlichen WEA in Nordrhein-Westfalen genutzt. Zudem wurden Leistungskennlinien für einen Großteil der vorkommenden Anlagentypen zusammengetragen.

Um die Genauigkeit der berechneten anlagenspezifischen Jahresenergieerträge bestimmen zu können, wurde für einen Teil der WEA eine Validierung mit mittleren real gemeldeten Ertragswerten durchgeführt. Ebenso wurden die nach dem bisher verwendeten pauschalen Ansatz berechneten Ertragswerte mit den zugehörigen mittleren Realerträgen verglichen. Die Validierung ergab, dass das anlagenspezifische Berechnungsverfahren insgesamt zu geringeren Abweichungen von den mittleren real gemeldeten Erträgen führt als der pauschale Ansatz. Das bedeutet, dass mit der in dieser Arbeit entwickelten Ertragsberechnungsmethode eine Genauigkeitsverbesserung hinsichtlich der berechneten mittleren Jahresenergieerträge der WEA erzielt werden konnte. Außerdem konnte anhand der

Validierungsergebnisse gezeigt werden, dass der Wert von 15 % für den pauschalen Sicherheitsabschlag, der am Ende der anlagenspezifischen Ertragsberechnung vom Ergebnis abgezogen wird, am geeignetsten ist. Die Ertragsergebnisse sind jederzeit reproduzierbar und das Berechnungsverfahren ist unabhängig von der Anzahl der WEA im Bestand. Daher ist das entwickelte GIS-Werkzeug auch für zukünftige Ertragsberechnungen geeignet.

Literaturverzeichnis

- Armstrong, J.; Collopy, F. (1992): Error measures for generalizing about forecasting methods: Empirical comparisons. In: International Journal of Forecasting 8 (1992): 69–80.
- Bahrenberg, G.; Giese, E.; Mevenkamp, N.; Nipper, J. (2010): Statistische Methoden in der Geographie. Band 1. Univariate und bivariate Statistik. 5. Aufl., Stuttgart.
- Bundesverband WindEnergie (BWE) (Hg.) (2015): Technik. <https://www.windenergie.de/themen/technik-anlagen> [07.08.2015].
- Dahmen, W.; Reusken, A. (2006): Numerik für Ingenieure und Naturwissenschaftler. Berlin, Heidelberg.
- Environmental Systems Research Institute (ESRI) (Hg.) (2014): Importieren von ArcPy (inkl. Unterseiten). http://resources.arcgis.com/de/help/main/10.2/index.html#/Importing_ArcPy/002z00000008000000/ [27.08.2015].
- Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW) (Hg.) (2013): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen. Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages. Revision 5. 30.01.2013. Berlin.
- Gasch, R.; Maurer, J.; Heilmann, C. (2013): Auslegung von Windturbinen nach Betz und Schmitz. In: Gasch, R.; Twele, J. (Hg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 8. Aufl., Wiesbaden: 181–217.
- Häckel, H. (2012): Meteorologie. 7. Aufl., Stuttgart.
- Hau, E. (2014): Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 5. Aufl., Berlin.
- Hyndman, R.; Koehler, A. (2006): Another look at measures of forecast accuracy. In: International Journal of Forecasting 22 (2006): 679–688.

- International Electrotechnical Commission (IEC) (Hg.) (2005): Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. IEC 61400-12-1. Genf.
- Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (2013): Windenergie. In: Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Aufl., Berlin: 75–94.
- Klug, H. (2002): Due Diligence oder: Wie sorgfältig kann eine Sorgfältigkeitsprüfung sein?. In: DEWI Magazin 20 (Februar): 8–10.
http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_20/03.pdf
 [26.08.2015].
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW) (Hg.) (2012): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Teil 1 - Windenergie. LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW) (Hg.) (2015): Energieatlas Nordrhein-Westfalen. Potenzialstudie Erneuerbare Energien (inkl. Unterseiten). <http://www.energieatlas-nrw.de/site/nav2/Potenzialstudie.aspx?P=8> [07.10.2015].
- Langreder, W.; Bade, P. (2013): Der Wind. In: Gasch, R.; Twele, J. (Hg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 8. Aufl., Wiesbaden: 123–180.
- NRWSPD; Bündnis 90/Die Grünen NRW (Hg.) (2012): Koalitionsvertrag 2012-2017. Verantwortung für ein starkes NRW - Miteinander die Zukunft gestalten. http://assets04.nrwspd.net/docs/doc_40518_2012121111516.pdf
 [06.10.2015].
- Özdirik, B.; Kaltschmitt, M.; Skiba, M.; Schulz, D. (2013): Systemtechnische Beschreibung. In: Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5. Aufl., Berlin: 471–522.

Quaschnig, V. (2011): Regenerative Energiesysteme. Technologie, Berechnung, Simulation. 7. Aufl., München.

Senvion GmbH (Hg.) (2014): Neuer Name für erstklassige Ingenieurskunst: REpower heißt Senvion. <http://www.senvion.com/global/de/presse-media/pressemitteilungen/detail/repower-5m-gains-approval-for-test-location-in-cuxhavenbrbrinstallation-planned-for-october-2006-1/> [21.08.2015].

Späth, H. (1990): Eindimensionale Spline-Interpolations-Algorithmen. München, Wien.

Taylor, D. (2004): Wind Energy. In: Boyle, G. (Hg.): Renewable energy. Power for a sustainable future. 2. Aufl., Oxford: 243–296.

The SciPy Community (Hg.) (2015): `scipy.interpolate.UnivariateSpline`. <http://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.interpolate.UnivariateSpline.html#scipy.interpolate.UnivariateSpline> [27.08.2015].

Twele, J.; Liersch, J. (2013): Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen. In: Gasch, R.; Twele, J. (Hg.): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 8. Aufl., Wiesbaden: 506–546.

Zahoransky, R.; Allelein, H.-J.; Bollin, E.; Oehler, H.; Schelling, U.; Schwarz, H. (2013): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl., Wiesbaden.

Anhang

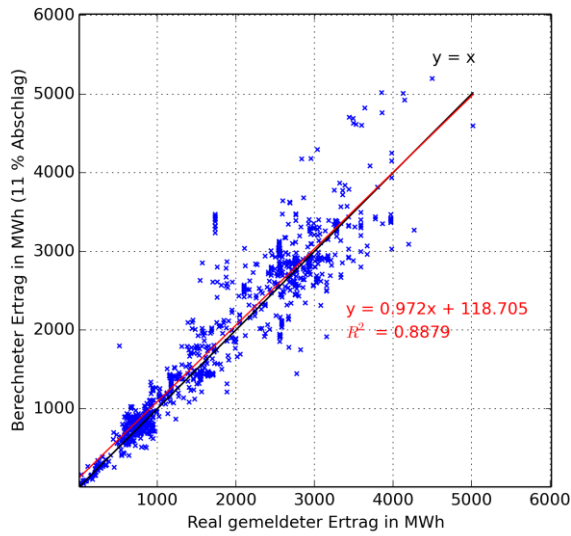
Skript A.1: Vollständiges Python-Skript für das Skript-Werkzeug „Ertrag_berechnen“ im Ertragsberechnungsmodell

```
-----  
Script Name:      Ertragsberechnung mit Leistungskennlinien  
Description:     Fuer jedes Feature im Eingabedatensatz  
                  (Windenergieanlagen) wird der anlagenspezifische  
                  Jahresertrag anhand der Leistungskennlinie oder der  
                  pauschale Jahresertrag anhand eines Ertragsfaktors  
                  berechnet.  
Created By:      Bettina Einicke  
Date:            19.08.2015  
-----  
"""  
  
#Imports  
import numpy as np  
import arcpy  
import math  
import itertools  
import os  
  
# Quelle: ArcGIS Resources ArcGIS Help 10.2 --> Rubriken Python und  
ArcPy:  
http://resources.arcgis.com/en/help/main/10.2/index.html#/What\_is\_Python/002z00000001000000/  
# fc = Feature Class mit den Windenergieanlagen  
fc = arcpy.GetParameterAsText(0)  
# die Datenbank mit den Leistungskennlinien  
arcpy.env.workspace = arcpy.GetParameterAsText(1)  
# Speicherort fuer die Tabelle mit den berechneten Ertraegen  
outWorkspace = arcpy.GetParameterAsText(2)  
# der pauschale Ertragsfaktor  
faktor = arcpy.GetParameterAsText(3)  
# der pauschale Sicherheitsabschlag  
abschlag = arcpy.GetParameterAsText(4)  
arcpy.env.parallelProcessingFactor = "100%"  
fieldname1 = "Typ"  
fieldname2 = "WindNH"  
fieldname3 = "Nabenhoehe"  
fieldname4 = "KW"  
try:  
    # Der Cursor soll jede Zeile der Tabelle der Feature Class mit den  
    Windenergieanlagen durchgehen  
    cursor = arcpy.SearchCursor(fc, (fieldname1, fieldname2,  
    fieldname3, fieldname4))  
    # Anzahl der Zeilen in der Tabelle  
    rowcount = int(arcpy.GetCount_management(fc).getOutput(0))  
    sumarray = np.zeros((rowcount,))  
    zaehler1 = 0  
    # Schleife, die die Tabelle der Windenergieanlagen durchlauft  
    for row in cursor:  
        # Feldwerte der jeweiligen Zeile der Tabelle werden  
        zwischengespeichert  
        Anlagentyp = row.getValue(fieldname1)  
        MittlWind = row.getValue(fieldname2)  
        Nabenhoehe = row.getValue(fieldname3)  
        Leistung = row.getValue(fieldname4)  
        aep = np.zeros((1,))  
        if (Nabenhoehe > 0 and (Anlagentyp != '' or Anlagentyp != ' ')):  
            # in tables wird eine Liste der zum Anlagentyp passenden  
            Leistungskennlinien erstellt
```

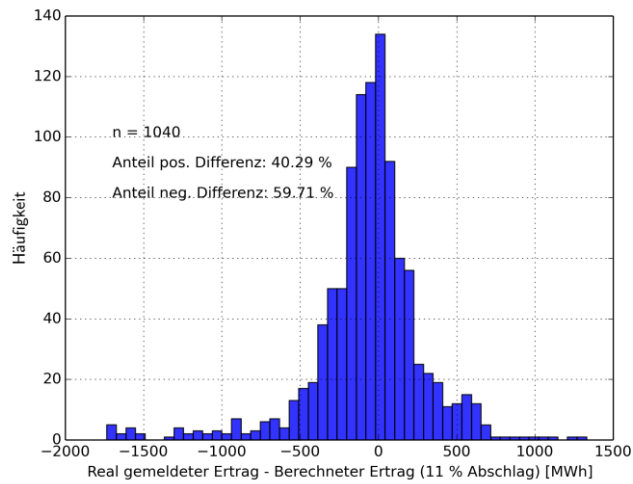
```

# diese Liste wird immer nur ein Element beinhalten, da es
nur eine Leistungskennlinie pro Anlagentyp gibt
tables = arcpy.ListTables(Anlagentyp)
for table in tables:
    # Werte der Windgeschwindigkeit und der Leistung aus
    der Leistungskennlinie werden gespeichert
    Wind = arcpy.da.TableToNumPyArray(table, 'v')
    Leistung = arcpy.da.TableToNumPyArray(table, 'P')
    # Arrays werden in den passenden Datentyp gebracht
    v = np.array(Wind[:,], dtype='float', copy=False)
    p = np.array(Leistung[:,], dtype='float', copy=False)
    h = np.zeros(v.shape)
    zaehler2 = 0
    # Haeufigkeiten der einzelnen Windgeschwindigkeiten
    aus der Leistungskennlinie werden berechnet
    for y, x in np.nditer([h, v],
op_flags=['readwrite']):
        y = 1 - math.exp((-
        math.pi/4)*(x/MittlWind)*(x/MittlWind))
        h[zaehler2] = y
        zaehler2 += 1
    aep = np.zeros(v.shape)
    # Der Jahresenergieertrag (AEP) wird fuer jedes Bin
    berechnet
    for i in itertools.count(1, 1):
        aep[i] = 8760 * (h[i]-h[i-1])*((p[i]+p[i-1])/2)
        if i == (aep.size-1):
            break
    if aep.sum() == 0:
        # der Ertrag fuer Windenergieanlagen, deren
        Leistungskennlinie nicht gefunden werden kann
        sumarray[zaehler1] = float(faktor) * Leistung
    else:
        sumarray[zaehler1] = aep.sum()* (1-
        (float(abschlag)/100))
    else:
        sumarray[zaehler1] = float(faktor) * Leistung
    zaehler1 += 1
# Das sumarray muss strukturiert werden, um es an die Funktion
NumPyArrayToTable uebergeben zu koennen
structarray = np.array(sumarray, np.dtype([('Ertrag_kWh', '<f8')]))
name = "AEP_Tabelle"
output = os.path.join(outWorkspace, name)
arcpy.da.NumPyArrayToTable(structarray, output)
inFeatures = fc
joinField = "OBJECTID"
joinTable = output
fieldList = ["Ertrag_kWh"]
# Die erzeugte Tabelle mit dem errechneten Jahresenergieertrag wird
mit der Tabelle der Windenergieanlagen verknuepft,
# so dass jede Anlage ihren eigenen Wert fuer den
Jahresenergieertrag besitzt
arcpy.JoinField_management (inFeatures, joinField, joinTable,
joinField, fieldList)
arcpy.Delete_management(output, "")
except Exception as err:
    arcpy.AddError(err)
    print err

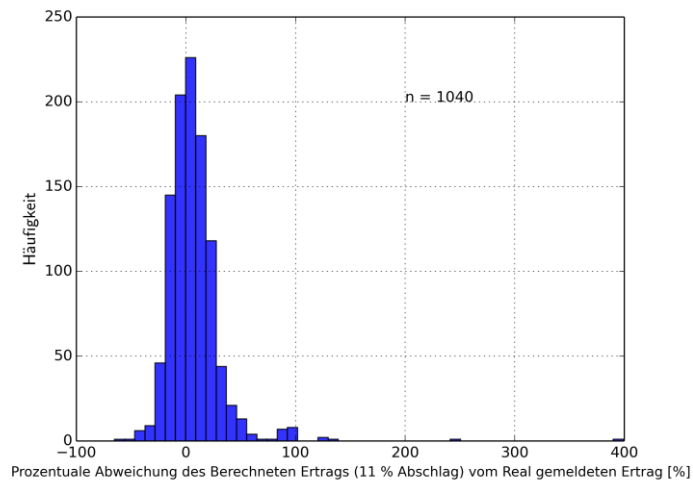
```



(a)

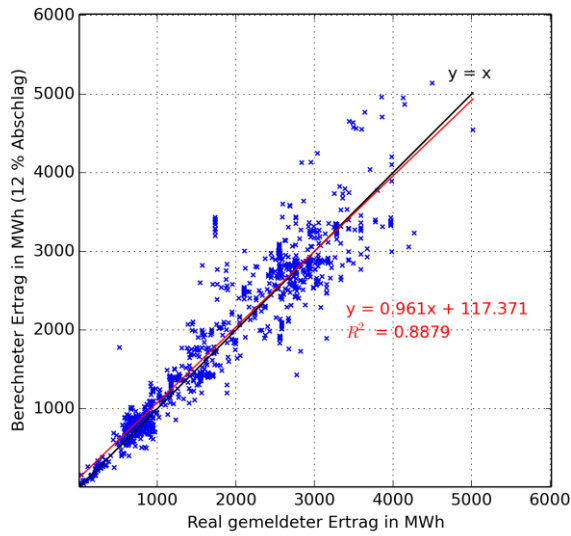


(b)

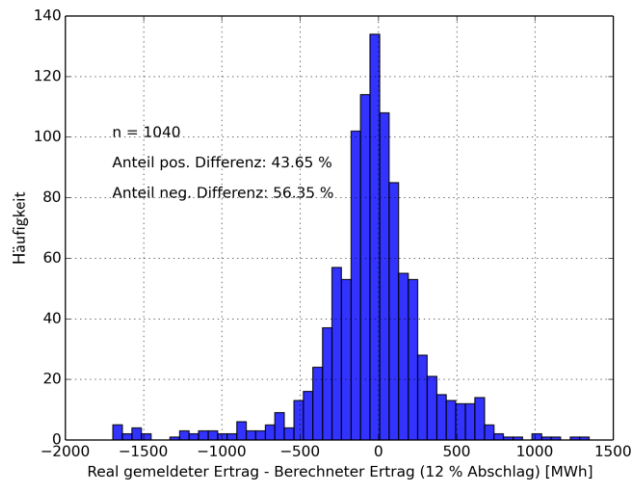


(c)

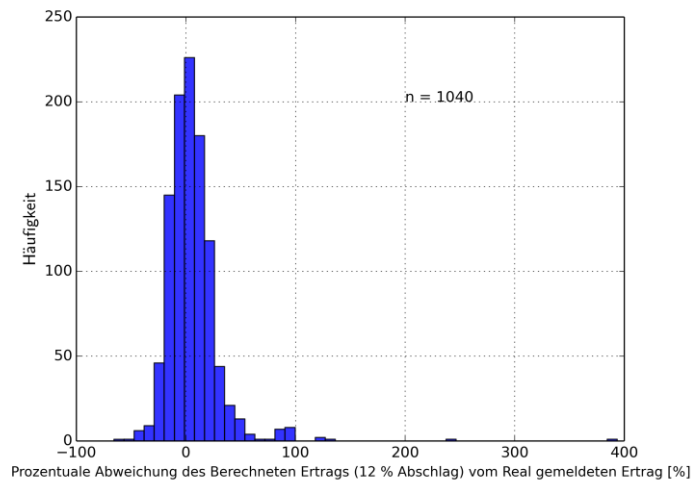
Abb. A.1: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (11 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

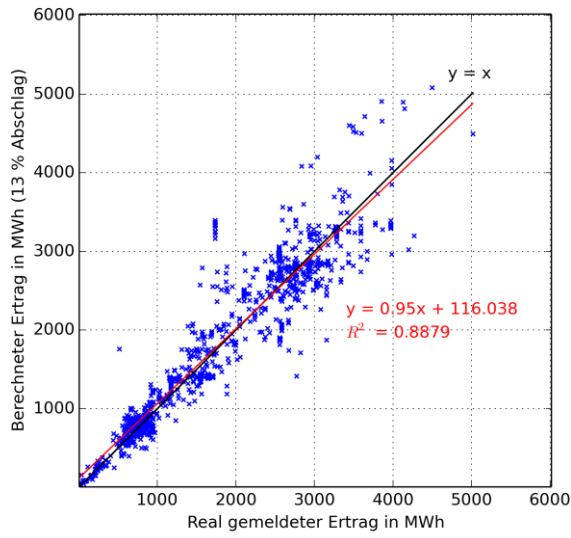


(b)

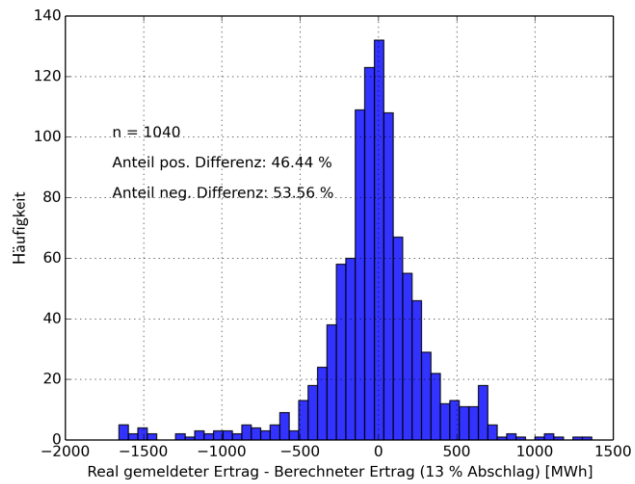


(c)

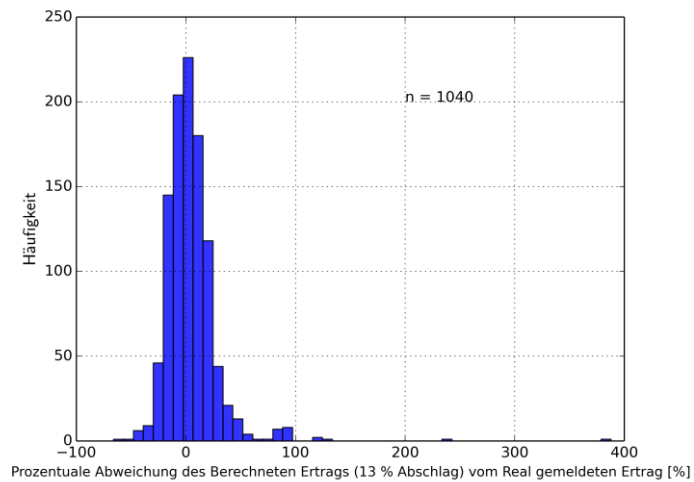
Abb. A.2: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (12 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

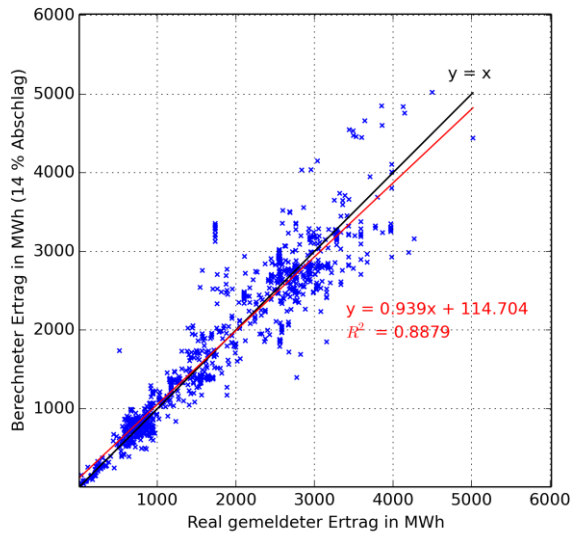


(b)

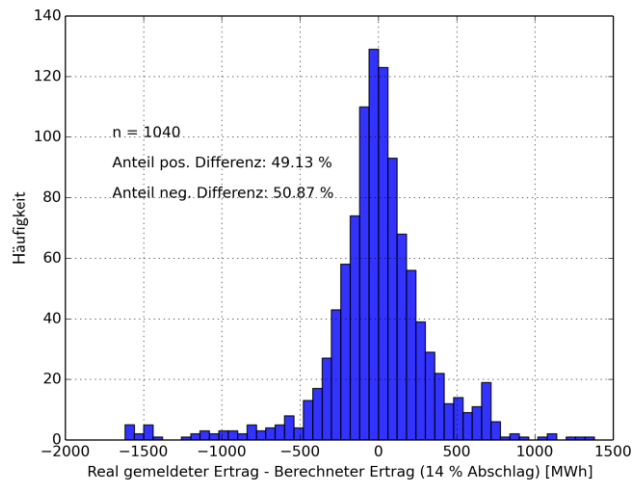


(c)

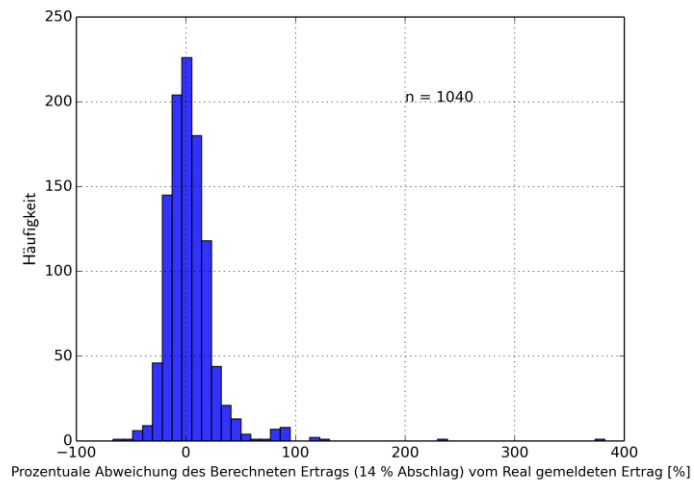
Abb. A.3: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (13 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

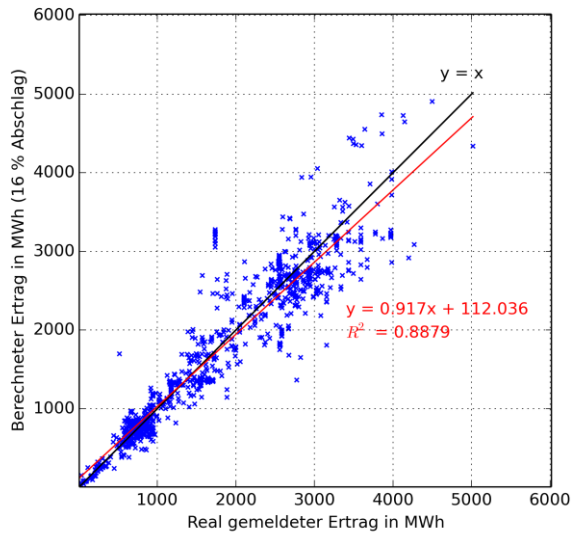


(b)

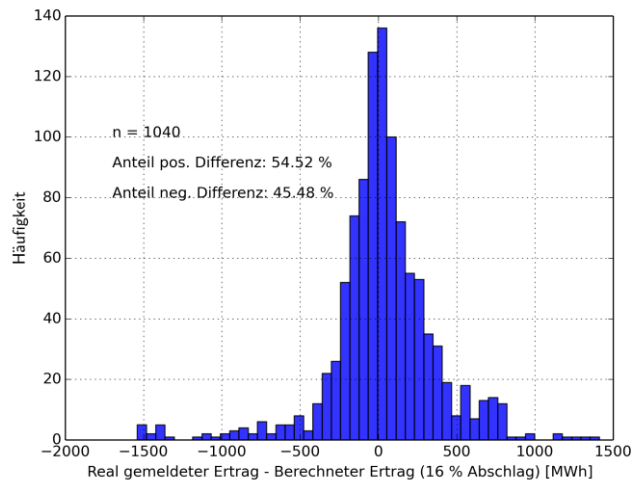


(c)

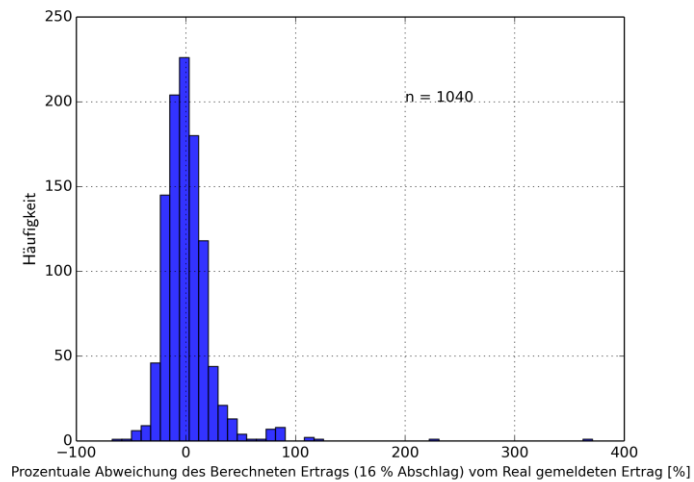
Abb. A.4: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (14 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

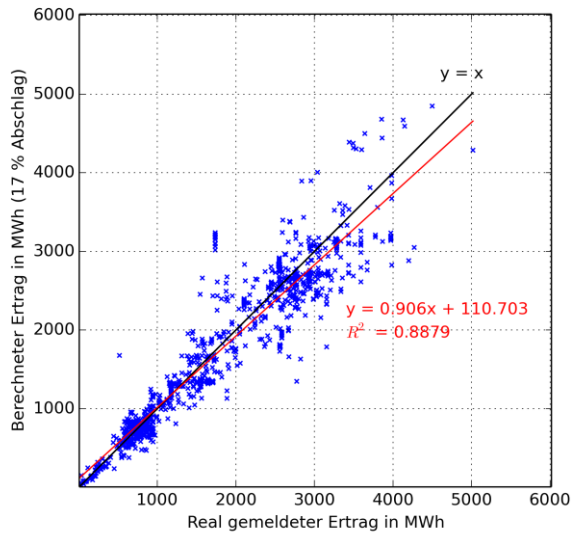


(b)

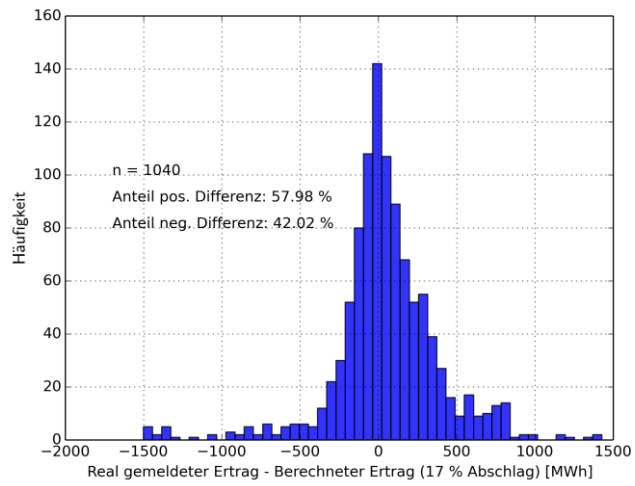


(c)

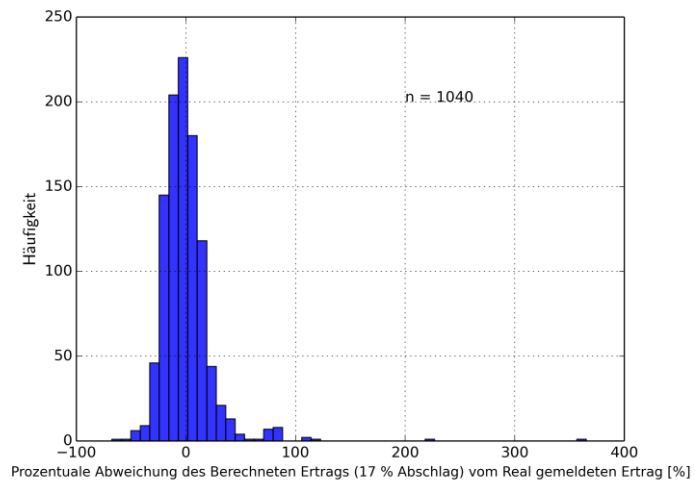
Abb. A.5: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (16 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

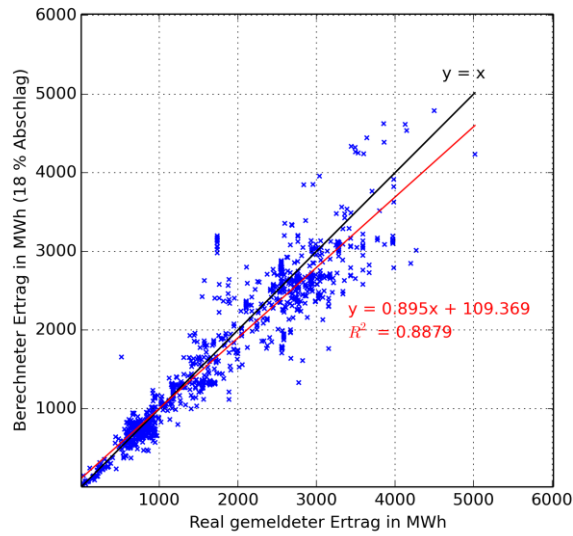


(b)

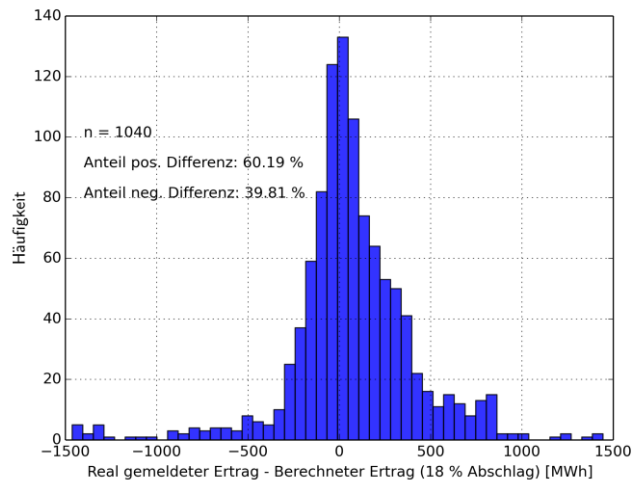


(c)

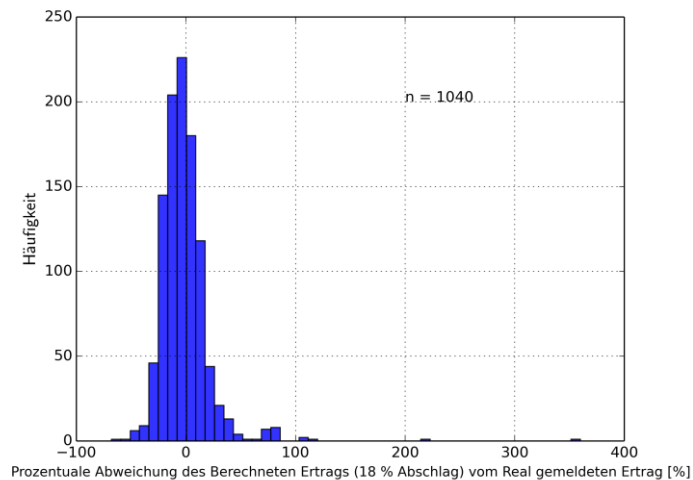
Abb. A.6: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (17 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

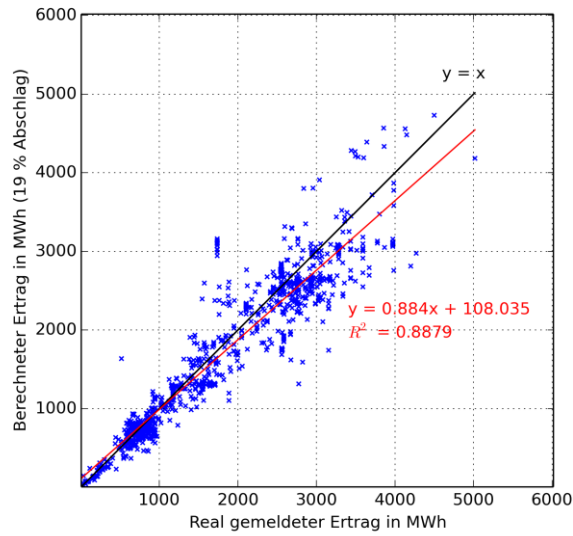


(b)

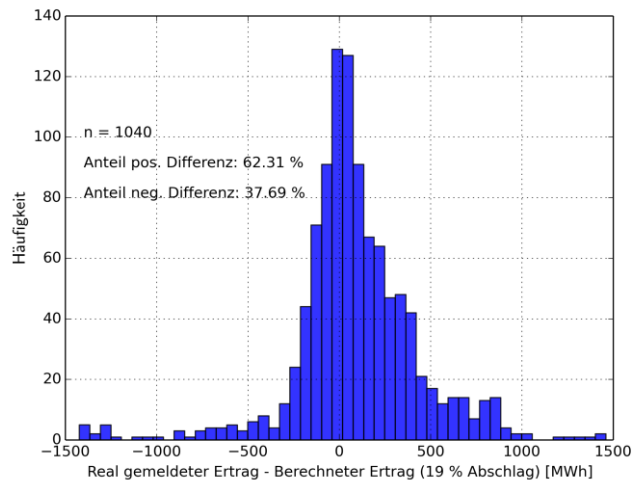


(c)

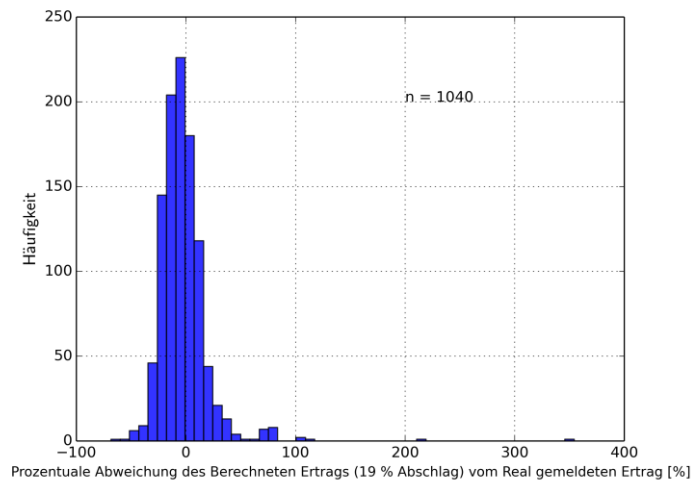
Abb. A.7: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (18 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)



(b)



(c)

Abb. A.8: Vergleich der anlagenspezifisch berechneten Erträge (19 % Sicherheitsabschlag) mit real gemeldeten Erträgen (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

Tab. A.1: Vergleich der verschiedenen statistischen Kennzahlen für die Genauigkeitsbewertung der Berechnungsmodelle in der Gesamtübersicht (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

	Pauschale Ertragsberechnung (Faktor 1.587 h)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (10 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (11 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (12 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (13 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (14 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (15 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (16 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (17 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (18 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (19 % Abschlag)	Anlagen-spezifische Ertragsberechnung (20 % Abschlag)
Mittlere absolute prozentuale Abweichung [%]	25,6	16,2	15,8	15,5	15,2	15,0	14,8	14,7	14,7	14,7	14,8	14,9
RMS-Fehler der Abweichungen (RMSE) [MWh]	393,8	371,5	364,0	357,8	353,1	349,9	348,2	348,1	349,5	352,5	356,9	362,9
RMS-Fehler der prozentualen Abweichungen (RMSPE) [%]	71,5	27,0	26,4	25,9	25,3	24,9	24,5	24,1	23,8	23,6	23,4	23,3
Percent Better (bzgl. der pauschalen Ertragsberechnung) [%]	–	63,8	63,8	63,8	64,1	63,6	63,2	62,8	61,0	61,2	61,3	61,3

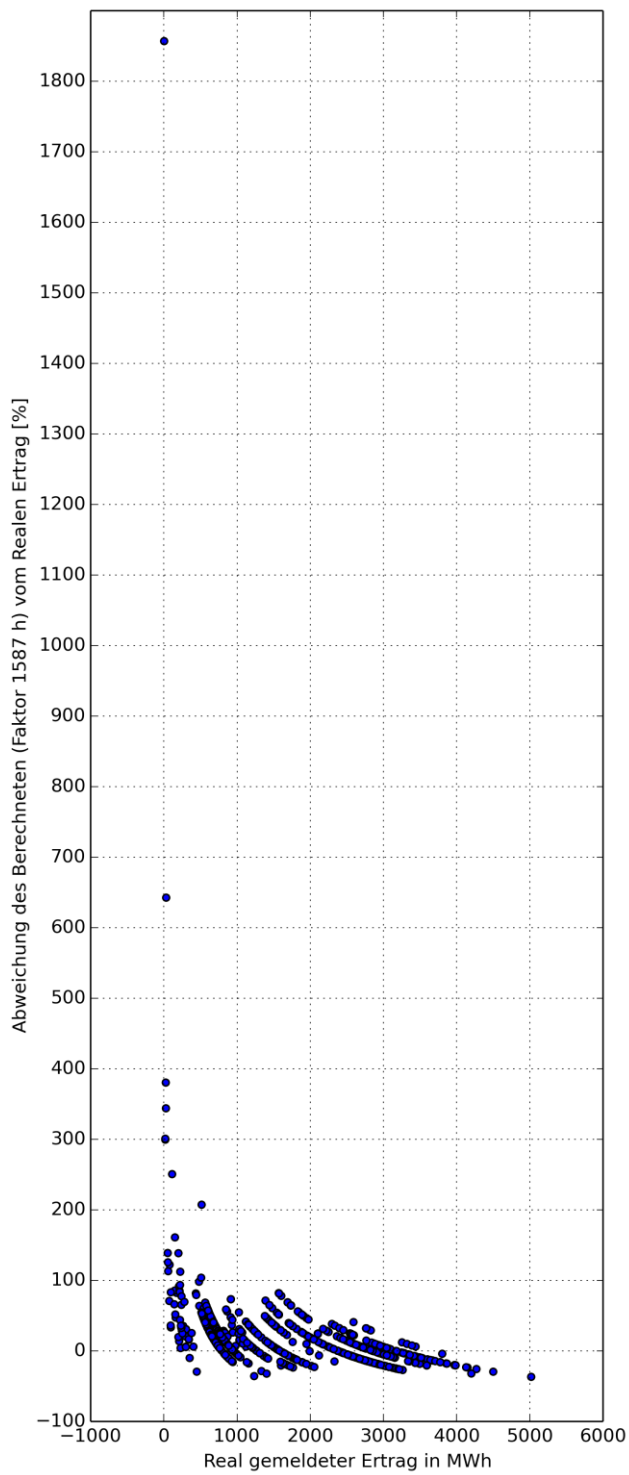


Abb. A.9: Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)

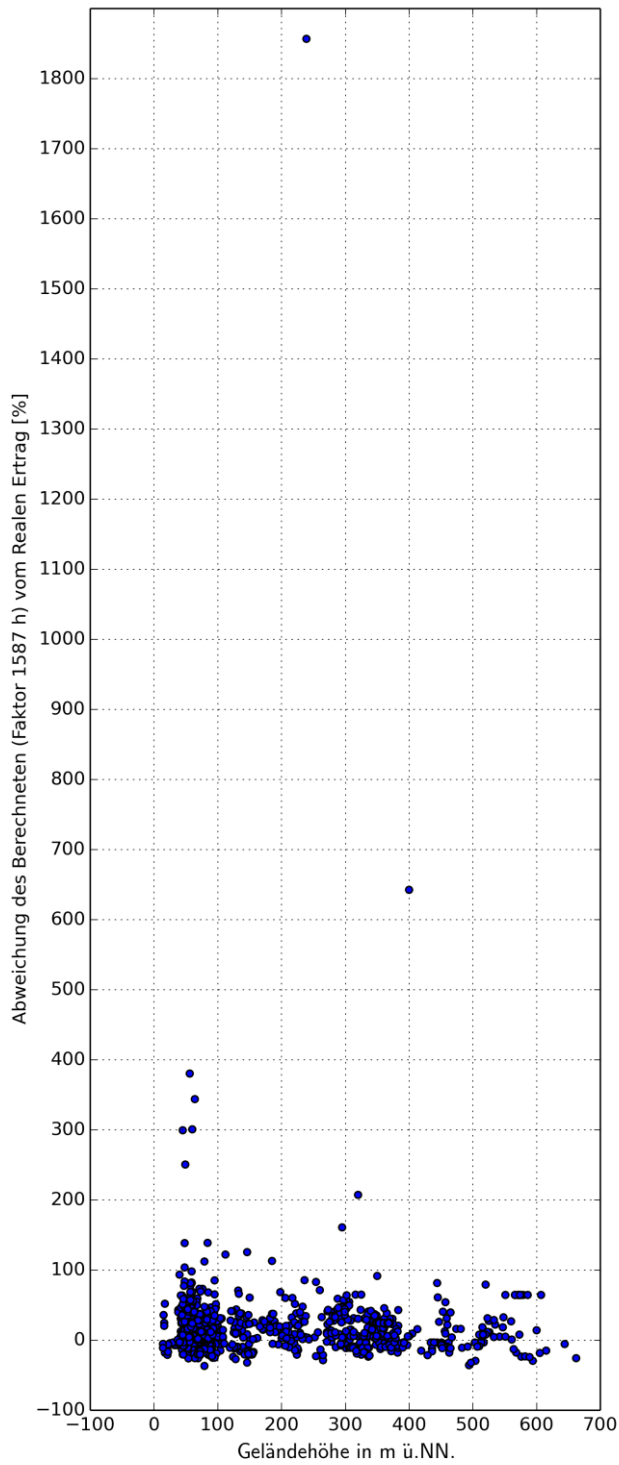


Abb. A.10: Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der Geländehöhe des Standorts (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)

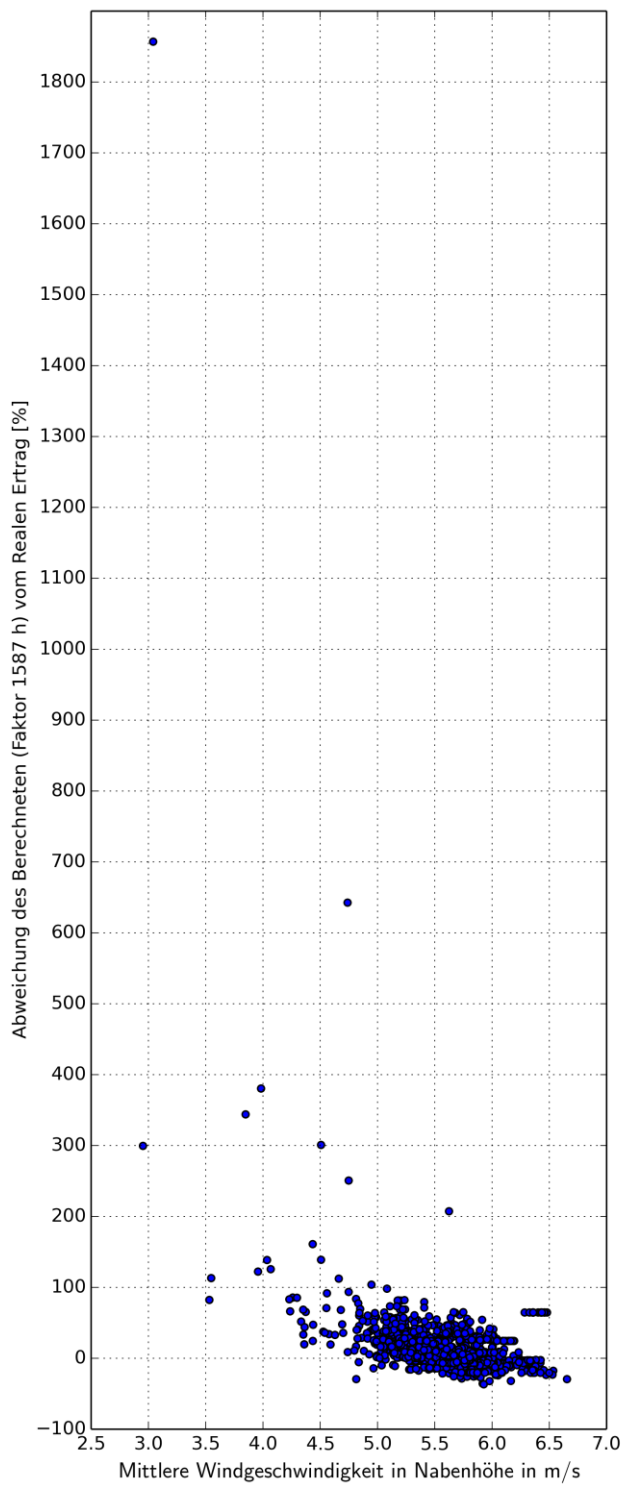
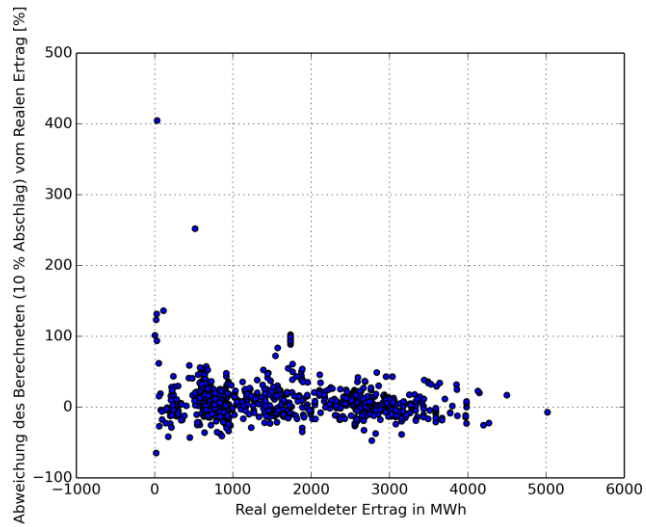
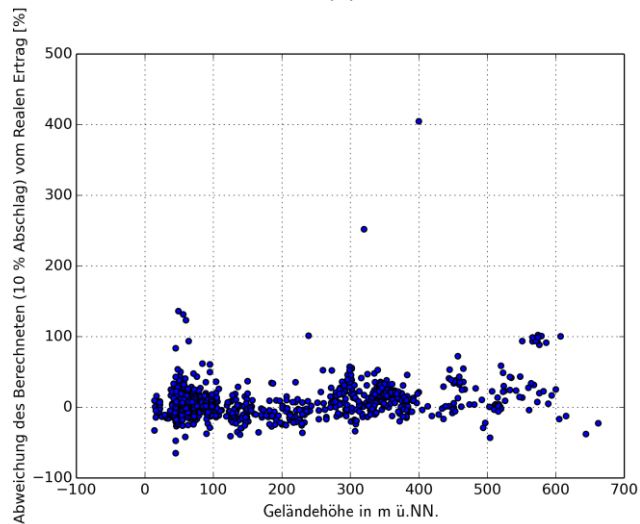


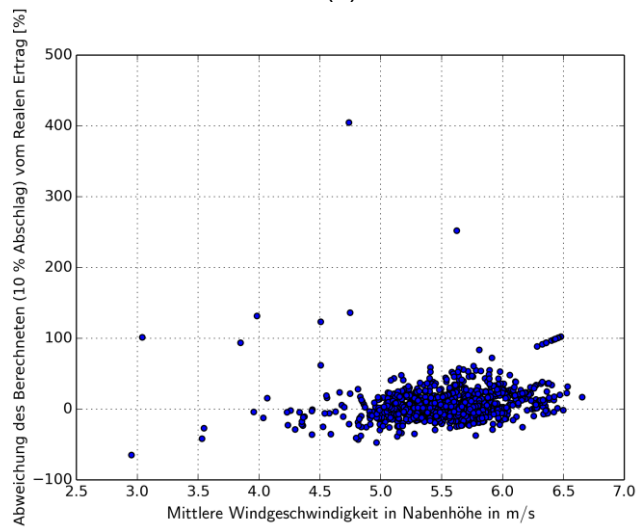
Abb. A.11: Prozentuale Abweichung des pauschal berechneten Ertrags vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW)



(a)

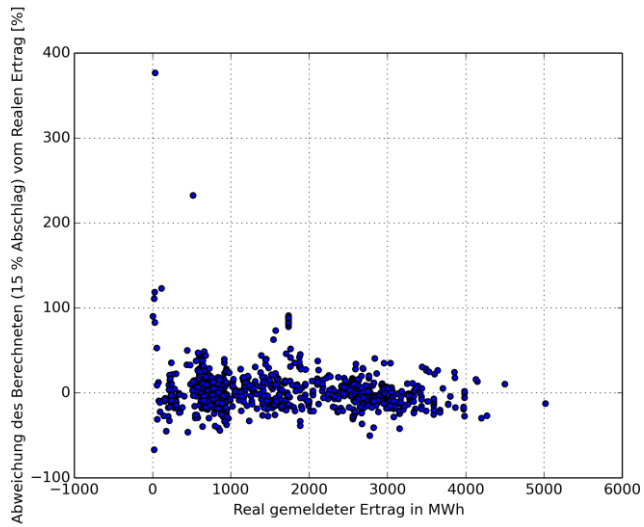


(b)

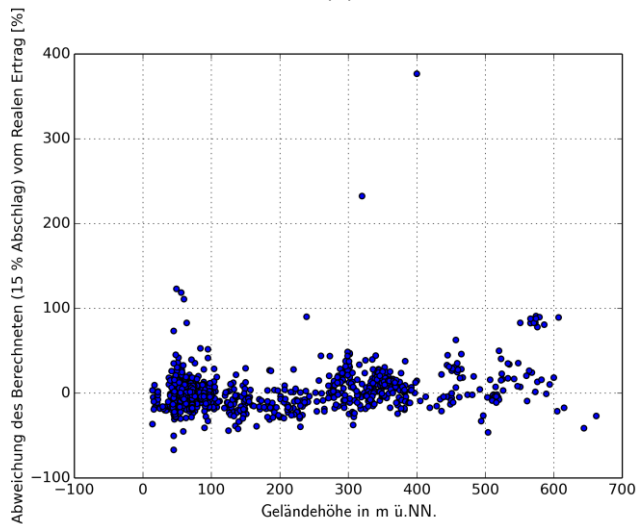


(c)

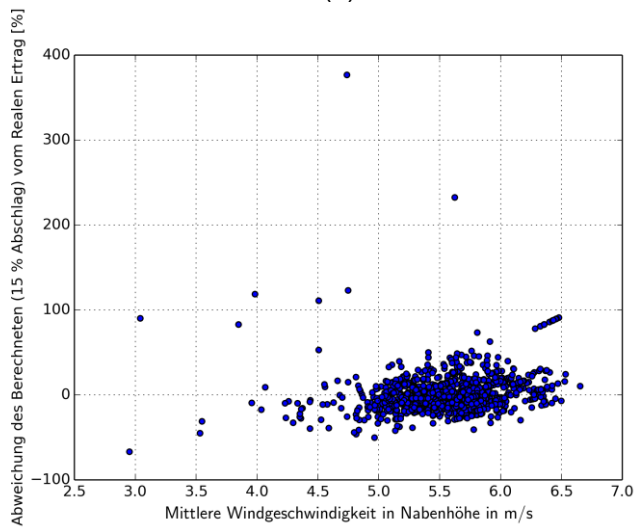
Abb. A.12: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (10 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)



(a)

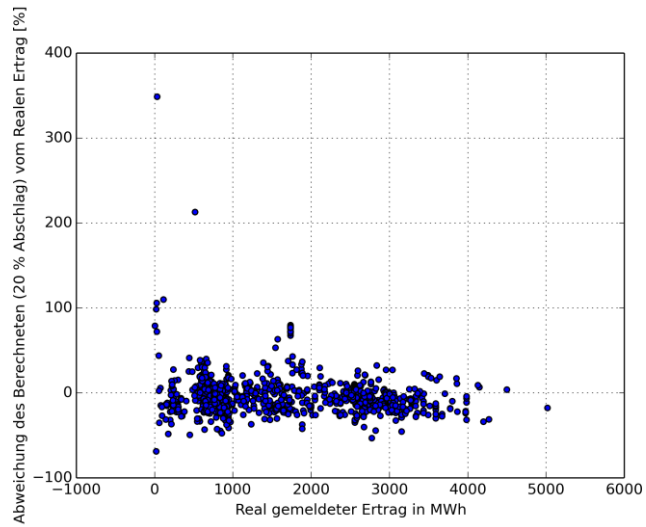


(b)

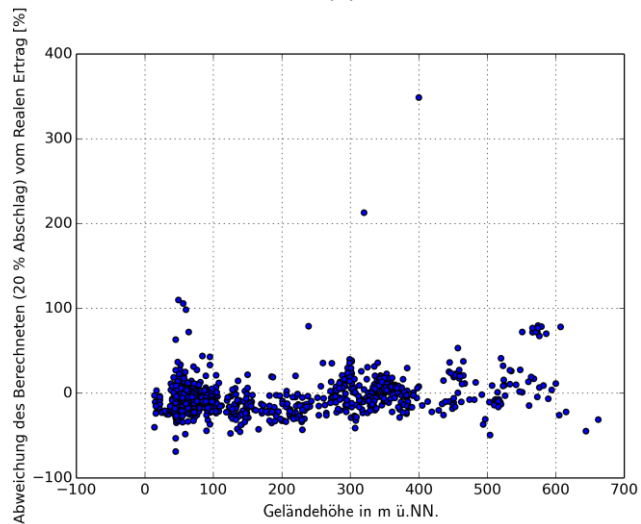


(c)

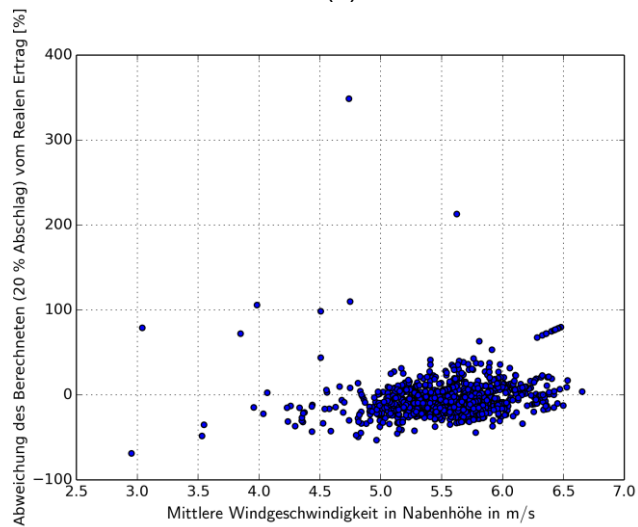
Abb. A.13: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (15 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)



(a)



(b)



(c)

Abb. A.14: Prozentuale Abweichung des anlagenspezifisch berechneten Ertrags (20 % Sicherheitsabschlag) vom real gemeldeten Ertrag in Abhängigkeit vom Realertrag, der Geländehöhe und der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort (Eigene Darstellung, Datenquelle: LANUV NRW, Geobasis NRW)

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verfasst habe. Alle Teile, die wörtlich oder sinngemäß anderen Veröffentlichungen entstammen, wurden als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde noch nicht veröffentlicht und hat in dieser oder vergleichbarer Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Bochum, 19.10.2015

Ort, Datum

Bettina Einicke

Unterschrift