

BETRIEBSDATENANALYSE

auf der Basis von Monatserträgen

für den Standort

Mansbach | Landkreis Hersfeld-Rotenburg | Hessen

Datum: 26.02.2019

Berichtsnummer: 18-1-2116-001

Auftraggeber:

PNE AG

Peter-Henlein-Straße 2-4 | 27472 Cuxhaven

Auftragsnummer: 356002004

Auftragnehmer:

Ramboll CUBE GmbH

Breitscheidstraße 6 | 34119 Kassel

Hinweis:

Zum 01.01.2018 hat sich die Firmenbezeichnung der CUBE Engineering GmbH zu Ramboll CUBE GmbH geändert (nachfolgend Ramboll bezeichnet). Die Änderung hat keinen Einfluss auf den akkreditierten Bereich des Unternehmens. Es handelt sich lediglich um eine formale Änderung der Firmenbezeichnung auf der Akkreditierungsurkunde, die bereits von der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) beschieden wurde (vgl. Akkreditierungsurkunde im Anhang).

Die vorliegende Betriebsdatenanalyse für ausgewählte bestehende Windparks in der Umgebung der Planung in Mansbach (Hessen) wurde der Ramboll CUBE GmbH im Februar 2019 von der PNE AG in Auftrag gegeben und gemäß dem Stand von Wissenschaft und Technik und nach den Standards des Windgutachterbeirats im deutschen Bundesverband Windenergie (BWE) sowie unter Berücksichtigung der Anforderungen der Technischen Richtlinien 6 der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW TR6) für die Langzeiteinordnung nach bestem Wissen und Gewissen unparteiisch erstellt. Ramboll CUBE GmbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 u. a. für die Erstellung von Windgutachten akkreditiert (siehe Anhang I). Die verwendeten Berechnungsverfahren für die Langzeiteinordnung gemäß den zuvor genannten Anforderungen sind in der CUBE-internen Prozessbeschreibung „Windgutachten“ festgelegt und dokumentiert.

Für die ermittelten Energieerträge werden seitens des Gutachters keine Garantien übernommen. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen eingefordert werden.

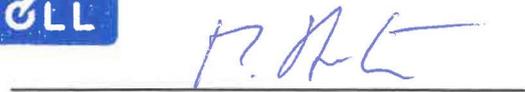
Die Weitergabe, auszugsweise bzw. vollständige Veröffentlichung und Vervielfältigung des Gutachtens an Dritte (mit Ausnahme zum Zwecke der Prospektierung, der Genehmigungsbehörden und der finanzierenden Banken) ist unter Angabe des Zwecks nur mit schriftlichem Einverständnis der Ramboll CUBE GmbH gestattet.

Hannover, 26.02.2019

Ramboll CUBE GmbH
Andreaestraße 3
30159 Hannover



Dipl.-Geogr. Matthias Meine (Bearbeiter)



Dipl.-Geogr. Marius Steinhäuser (Prüfer)

INHALT

1	Aufgabenstellung	5
2	Ist-erträge der ausgewerteten Standorte	7
3	Langzeiteinordnung	11
4	Vergleich der ermittelten Langzeiterträge mit der Zwischenauswertung Mansbach.....	17
5	Literaturverzeichnis.....	21

Anhang I-IV

1 AUFGABENSTELLUNG

Im Februar 2019 wurde von der Ramboll CUBE GmbH eine Zwischenauswertung der LiDAR-Messung am Standort Mansbach (Projektnummer 18-1-2116-000) durchgeführt. Die auf Basis der Zwischenauswertung berechneten Energieerträge der fünf geplanten Windenergieanlagen (WEA) des Typs Nordex N149-4.500 mit einer Nabenhöhe (NH) von 164 m wurden auf Kundenwunsch in Form einer reinen Ergebnisdarstellung bereitgestellt, ein vollständiger Bericht existiert zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht.

Die vorliegenden Berechnungen wurden erforderlich, um die zu erwartenden Erträge der Planung in Mansbach mit denen ausgewählter Anlagen in der Umgebung zu vergleichen. Es wurden folgende Filterkriterien für die Auswahl der Bestandsanlagen festgelegt:

1. Quelle der Monatserträge: Betreiberdatenbasis
2. Entfernung: < 55 km
3. Nennleistung: > 1.800 kW
4. Inbetriebnahme: ab 2004

Um die vorliegenden Betriebsdaten (Ist-Erträge) mit den prognostizierten Erträgen der Zwischenauswertung vergleichen zu können, wurde eine Einordnung bezüglich des zeitlich schwankenden Windangebots durchgeführt und die zu erwartenden Langzeiterträge berechnet. Die Analysen erfolgen auf der Basis von Monatswerten.

Folgende WEA-Standorte wurden mittels der zuvor beschriebenen Filterkriterien für die Auswertung ausgewählt:

WEA-Standort	WEA-Typ	Inbetriebnahme	Nabenhöhe [m]	Nennleistung [kW]	Koordinaten (Geogr. Dezimal)		Entfernung zur Planung
					Hochwert	Rechtsw.	
Friedewald	E-66/18.70	04/2004	98	1.800	9,8492066	50,895036	13 km
Berngerode	GE Wind Energy 2.5-120	12/2014-01/2015	139	2.500	9,548583	50,745827	~30 km
					9,5462943	50,737873	
					9,5422158	50,746567	
					9,5399436	50,737498	
					9,5362822	50,746828	
					9,533592	50,737033	
					9,5281327	50,737795	
					9,5233022	50,739075	
					9,5083232	50,734665	
					9,5075597	50,730875	
					9,5058999	50,726684	
					9,5029091	50,72249	
Schlüchtern-Wallroth	V80-2.0MW	12/2004	100	2.000	9,4949652	50,410377	~54 km
		12/2008			9,491319	50,408774	
		12/2004			9,4870261	50,408549	
	V90-2.0MW	02/2012	105		9,4831098	50,409384	
	V112-3.0MW	08/2015	140	3.000	9,4834886	50,383051	~55 km
					9,4715474	50,389698	
					9,4776653	50,384199	
					9,4680466	50,385478	
					9,4758281	50,388881	
					9,4777477	50,392388	
9,4693924					50,395029		
9,4869523	50,379422						
				9,4667687	50,389933		

Tabelle 1: Informationen zu den ausgewerteten WEA

2 IST-ERTRÄGE DER AUSGEWERTETEN STANDORTE

Die Ertragsdaten sowie Verfügbarkeiten der untersuchten Windparks stammen aus der Betriebsdatenbasis. In jedem Windpark wurde der aktuelle Ausbauzustand betrachtet, sodass sich die in diesem Kapitel dargestellten Ist-Erträge auf unterschiedliche Zeiträume zwischen Januar 2014 und Dezember 2018 beziehen. Die Ertragswerte wurden direkt von den WEA aufgezeichnet, enthalten also keine elektrischen Übertragungsverluste zwischen WEA und Netzeinspeisepunkt. Den folgenden Tabellen und Grafiken sind die Ist-Erträge der drei ausgewerteten Windparks zu entnehmen.

Jan.14 – Dez.18	Gesamtertrag [MWh]	Mittlerer Jahresertrag [MWh/a]	Verfügbarkeit	Jahresertrag [MWh/a] (verfügbarkeitskorrigiert)
WEA 1	12.857	2.571	98,3 %	2.615

Tabelle 2: Tatsächlich am WEA-Standort Friedewald erzielte Energieerträge im Zeitraum 01/2014-12/2018)

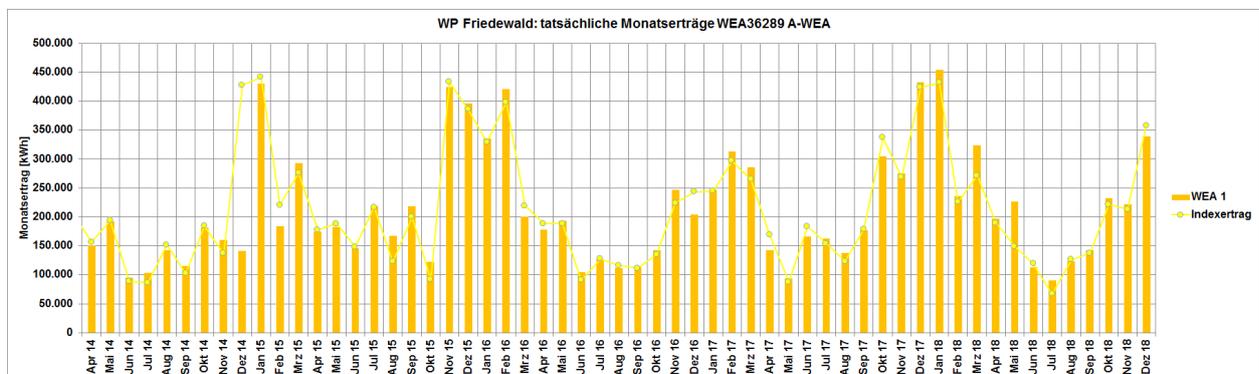


Abb. 1: Monatswerte der tatsächlich am WEA-Standort Friedewald erzielte Erträge

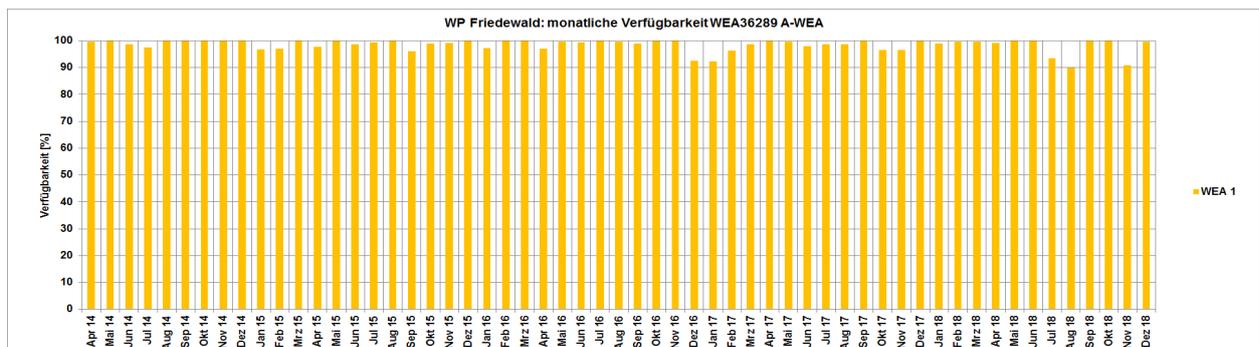


Abb. 2: Monatliche Verfügbarkeiten am WEA-Standort Friedewald

Jan. 18 – Dez. 18	Gesamtertrag [MWh]	Mittlerer Jahresertrag [MWh/a]	Verfügbarkeit	Jahresertrag [MWh/a] (verfügbarkeitskorrigiert)
WEA 1	4.809	4.809	84,4 %	5.699
WEA 2	5.132	5.132	97,1 %	5.285
WEA 3	5.122	5.122	97,9 %	5.231
WEA 4	5.280	5.280	94,9 %	5.566
WEA 5	5.143	5.143	92,4 %	5.564
WEA 6	5.536	5.536	97,3 %	5.691
WEA 7	5.217	5.217	98,0 %	5.324
WEA 8	4.759	4.759	99,1 %	4.803
WEA 9	4.221	4.221	98,3 %	4.293
WEA 10	5.455	5.455	94,8 %	5.752
WEA 11	5.067	5.067	98,6 %	5.141
WEA 12	3.724	3.724	87,8 %	4.242
Windpark	59.466	59.466	95,2 %	62.590

Tabelle 3: Tatsächlich am WEA-Standort Berngerode erzielte Energieerträge im Zeitraum 01/2018-12/2018

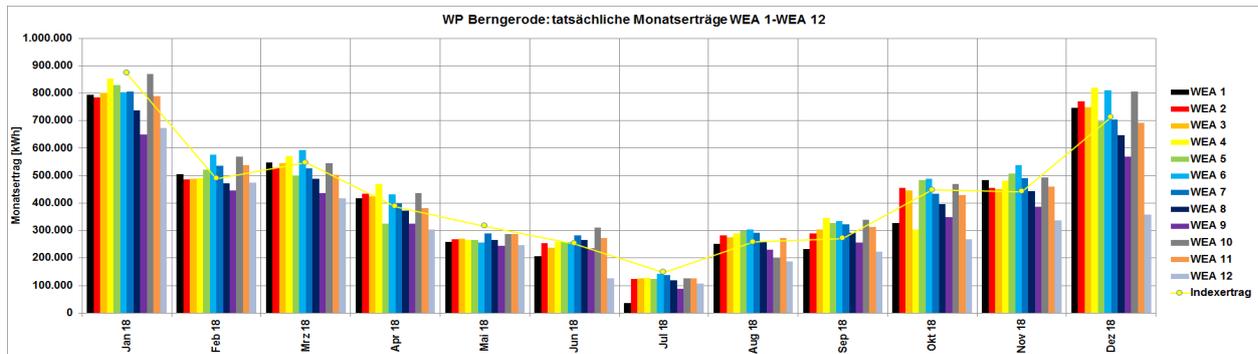


Abb. 3: Monatswerte der tatsächlich am WEA-Standort Berngerode erzielte Erträge

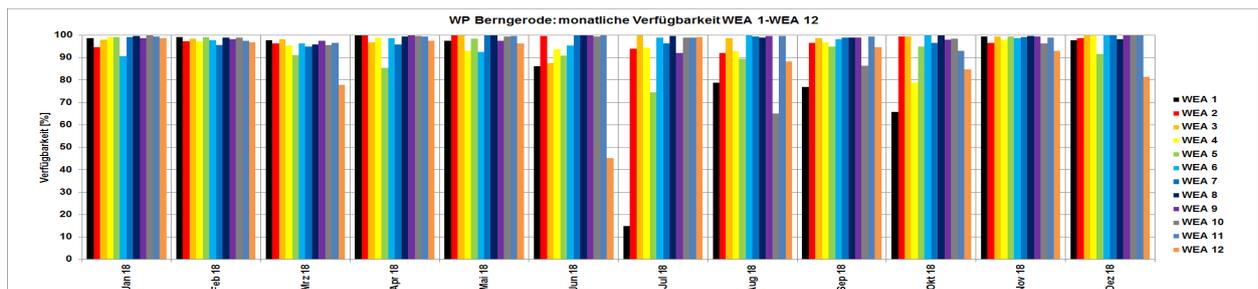


Abb. 4: Monatliche Verfügbarkeiten am WEA-Standort Berngerode

Okt. 15 – Dez. 17	Gesamtertrag [MWh]	Mittlerer Jahresertrag [MWh/a]	Verfügbarkeit	Jahresertrag [MWh/a] (verfügbarkeitskorrigiert)
WEA 1 (V80)	5.160	2.293	89,2 %	2.571
WEA 2 (V80)	6.934	3.082	91,6 %	3.366
WEA 3 (V80)	6.170	2.742	96,6 %	2.838
WEA 4 (V90)	9.424	4.188	93,9 %	4.463
WEA 5 (V112)	13.924	6.189	98,4 %	6.289
WEA 6 (V112)	15.176	6.745	97,8 %	6.899
WEA 7 (V112)	13.663	6.072	98,5 %	6.166
WEA 8 (V112)	14.978	6.657	99,3 %	6.704
WEA 9 (V112)	16.189	7.195	98,6 %	7.297
WEA 10 (V112)	14.737	6.550	98,9 %	6.620
WEA 11 (V112)	13.395	5.953	98,9 %	6.017
WEA 12 (V112)	14.189	6.306	98,9 %	6.378
WEA 13 (V112)	13.307	5.914	97,6 %	6.061
Windpark	157.246	69.887	97,6 %	71.668

Tabelle 4: Tatsächlich am Standort Schlüchtern-Wallroth erzielte Erträge im Zeitraum 10/2015-12/2017

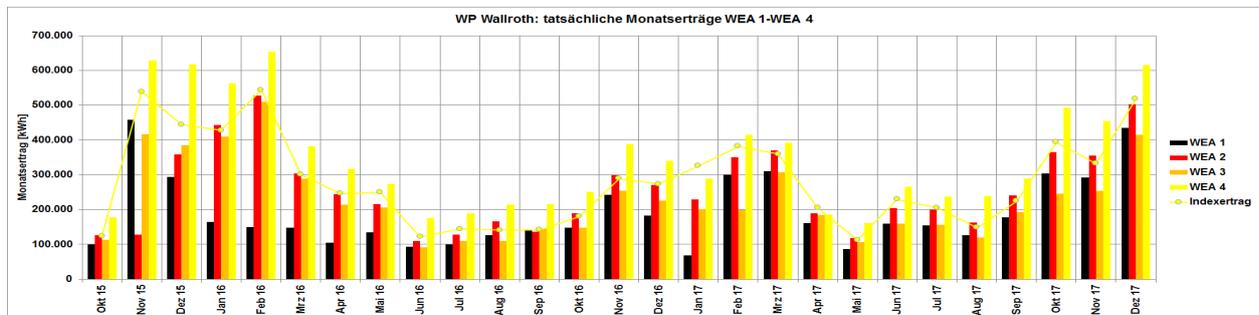


Abb. 5: Monatswerte der tatsächlich am WEA-Standort Schlüchtern-Wallroth erzielte Erträge, WEA 1-4

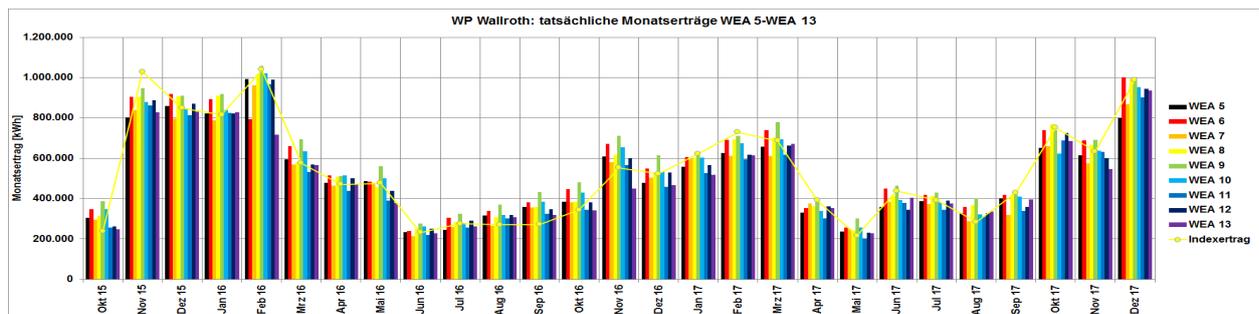


Abb. 6: Monatswerte der tatsächlich am WEA-Standort Schlüchtern-Wallroth erzielte Erträge, WEA 5-13

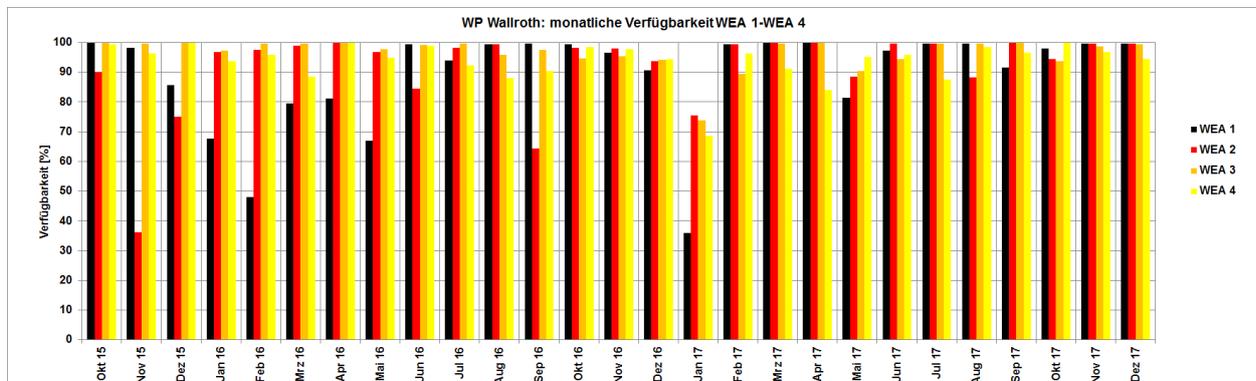


Abb. 7: Monatliche Verfügbarkeiten am WEA-Standort Schlüchtern-Wallroth, WEA 1-4

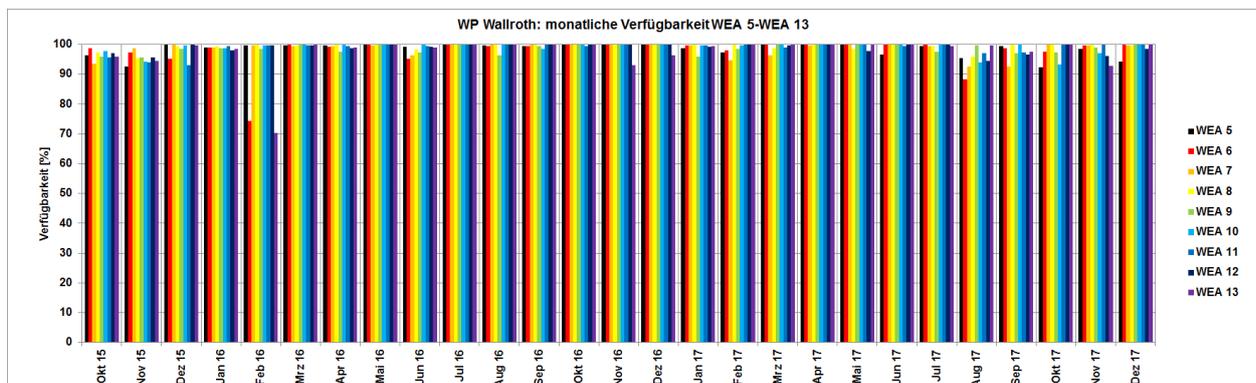


Abb. 8: Monatliche Verfügbarkeiten am WEA-Standort Schlüchtern-Wallroth, WEA 5-13

Die monatlichen Energieerträge weisen erhebliche Schwankungen auf, die sich weitgehend durch das saisonal schwankende Windangebot, hier dargestellt durch den Indexertrag (gelbe Linie), erklären. Die Energieerträge einzelner WEA fallen für einzelne Monate gegenüber dem durch das Windangebot möglichen Energieertrag ab. Das ist im vorliegenden Fall durch eingeschränkte Verfügbarkeiten zu erklären.

3 LANGZEITEINORDNUNG

Für die untersuchten WEA-Standorte lagen Betriebsdaten über Zeiträume von 12 bis 60 Monaten vor. Da für kürzere Zeiträume vorliegende Betriebsdaten wegen des natürlich schwankenden Windangebotes nicht als langfristig repräsentativ betrachtet werden können, wurden die Daten mit einem geeigneten Langzeitindex abgeglichen. Im vorliegenden Fall wurden die Betriebsdaten mit dem Index Ramboll_2018, einer Eigenentwicklung der CUBE Engineering GmbH, korrigiert. Für den Standort Mansbach beruht dieser auf dem BDB-Index (Keiler-Häuser-Index Version V2011 [Region 19, umgerechnet auf den hier genannten Bezugszeitraum 1998-2017]) und zwei weiteren Ertragsindizes, die von CUBE aus den nächstgelegenen Gitterpunkten des MERRA- bzw. ERA-Interim-Reanalysedatensatzes (siehe Anhang I) abgeleitet wurden. Der zum Abgleich verwendete Index Ramboll_2018 ergibt sich aus einer Kombination dieser drei Indizes zu gleichen Teilen. Der Mittelwert dieser drei Indizes wird als wahrscheinlichste Schätzung für den Ertragsindex angesehen, die Streuung der Resultate der Einzelindizes dient zur Einschätzung ihrer Langzeitkonsistenz und liefert ein Maß für die Indexunsicherheit.

Die monatlichen Ertragsdaten wurden hinsichtlich der Verfügbarkeit korrigiert, plausibilisiert und fehlerhafte Daten von der weiteren Auswertung ausgeschlossen. Die vorliegenden Betriebsdaten wurden mit dem genannten Index und der Regressionsmethode bezüglich eines langfristig repräsentativen Normalwindjahres (Bezugszeitraum 1998-2017) korrigiert. Dieser hier gewählte Bezugszeitraum wird als angemessen bezüglich Langzeitrepräsentativität für Windenergieprojekte im Allgemeinen und zeitlicher Konsistenz der verwendeten Langzeitdaten im Besonderen angesehen.

Für die betrachteten WEA wurden zwischen 8 und 58 Monate für die Regression genutzt. Bis auf sechs WEA des Windparks Berngerode, deren teils schwache Verfügbarkeiten zum Ausschluss einzelner Monatswerte führte, lagen für alle Anlagen mindestens 12 Monate vor. Die Korrelationen der Monatserträge mit dem Langzeitindex Ramboll_2018 liegen zwischen 0,97 und 0,99. Das Ergebnis dieser Methode wird **Wind-korrigierte Produktion (WKP)** genannt und ist der im Langzeitraum an diesem Standort zu erwartende Ertrag. Um die Vergleichbarkeit zwischen den langzeitkorrigierten Erträgen der Bestandsanlagen und den berechneten Erträgen des Windparks Mansbach zu gewährleisten, wurde eine Verfügbarkeit von 97 %, gemäß der Vorgaben der TR6 Rev. 9, angenommen. Die übrigen technischen Verluste, die bei der Berechnung der Energieerträge der geplanten WEA berücksichtigt wurden (siehe Kap. 4), sind, mit Ausnahme der

elektrischen Verluste, bereits in den Daten der Bestandsanlagen enthalten. Informationen zu genehmigungsrechtlichen Auflagen liegen nicht vor, allerdings sind Verluste durch etwaige Betriebsbeschränkungen bereits in den ausgewerteten Daten enthalten. Den folgenden Tabellen und Grafiken sind die zu erwartenden langzeitkorrigierten Ergieerträge der untersuchten Windparks zu entnehmen.

WEA	WKP (p ₅₀) (potenziell)
WEA 1	2.771

Tabelle 5: Langzeitertrag (potenziell) der WEA Friedewald

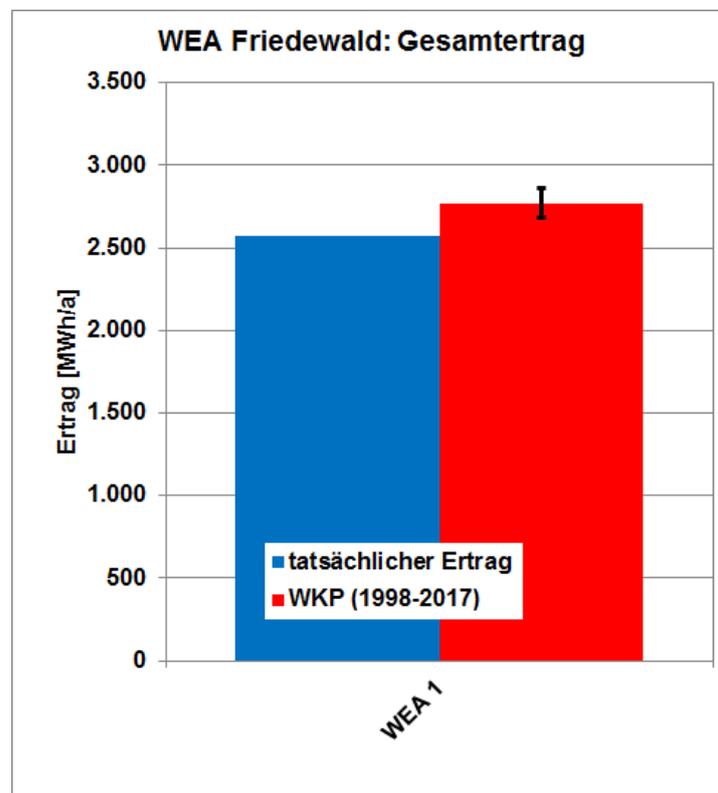


Abb. 9: Gesamtertrag der WEA Friedewald

WEA	WKP (p ₅₀) (potenziell)
Windpark	64.876
WEA 1	5.479
WEA 2	5.555
WEA 3	5.478
WEA 4	5.878
WEA 5	5.742
WEA 6	5.998
WEA 7	5.561
WEA 8	5.031
WEA 9	4.518
WEA 10	6.018
WEA 11	5.384
WEA 12	4.234
Mittel	5.406

Tabelle 6: Langzeiterträge (potenziell) im Windpark Berngerode

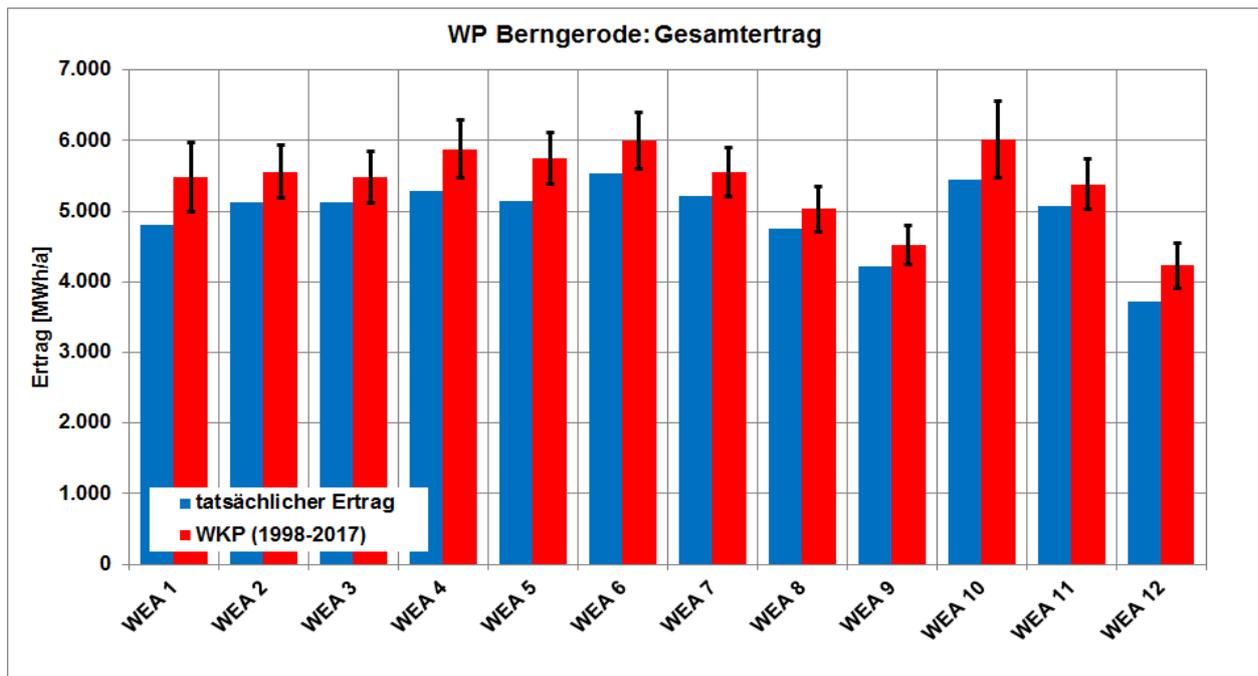


Abb. 10: Gesamtertrag im Windpark Berngerode

WEA	WKP (p ₅₀) (potenziell)
Windpark	72.858
WEA 1	2.834
WEA 2	3.457
WEA 3	2.959
WEA 4	4.508
WEA 5	6.352
WEA 6	6.990
WEA 7	6.193
WEA 8	6.789
WEA 9	7.353
WEA 10	6.636
WEA 11	6.100
WEA 12	6.503
WEA 13	6.184
Mittel	5.604

Tabelle 7: Langzeiterträge (potenziell) im Windpark Schlüchtern-Wallroth

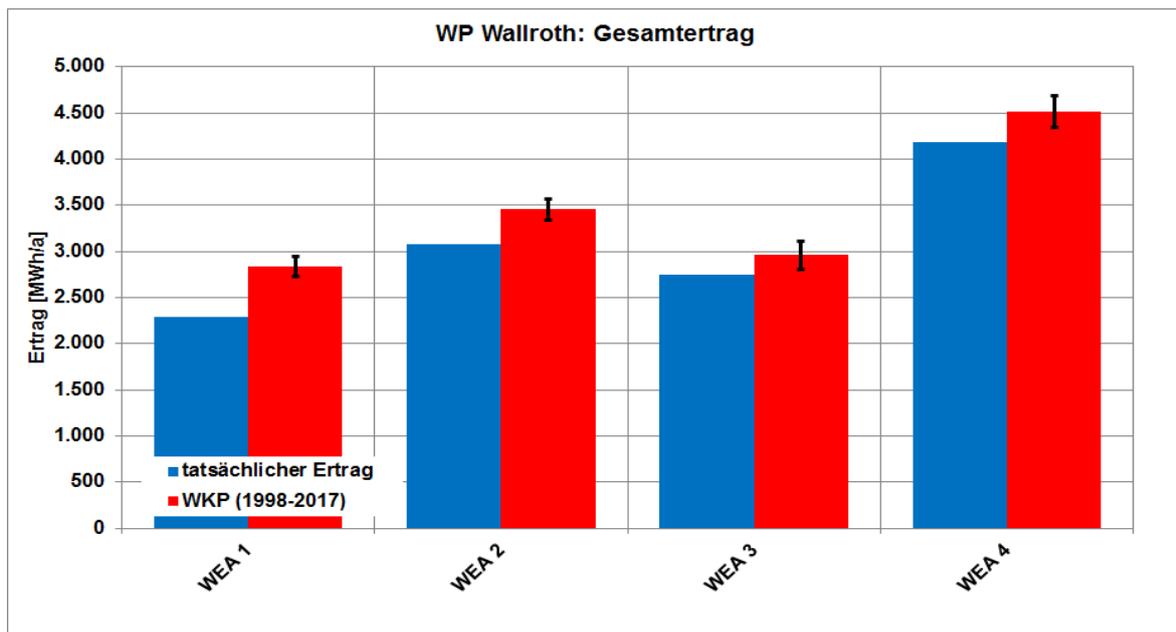


Abb. 11: Gesamtertrag im Windpark Schlüchtern-Wallroth WEA 1-4

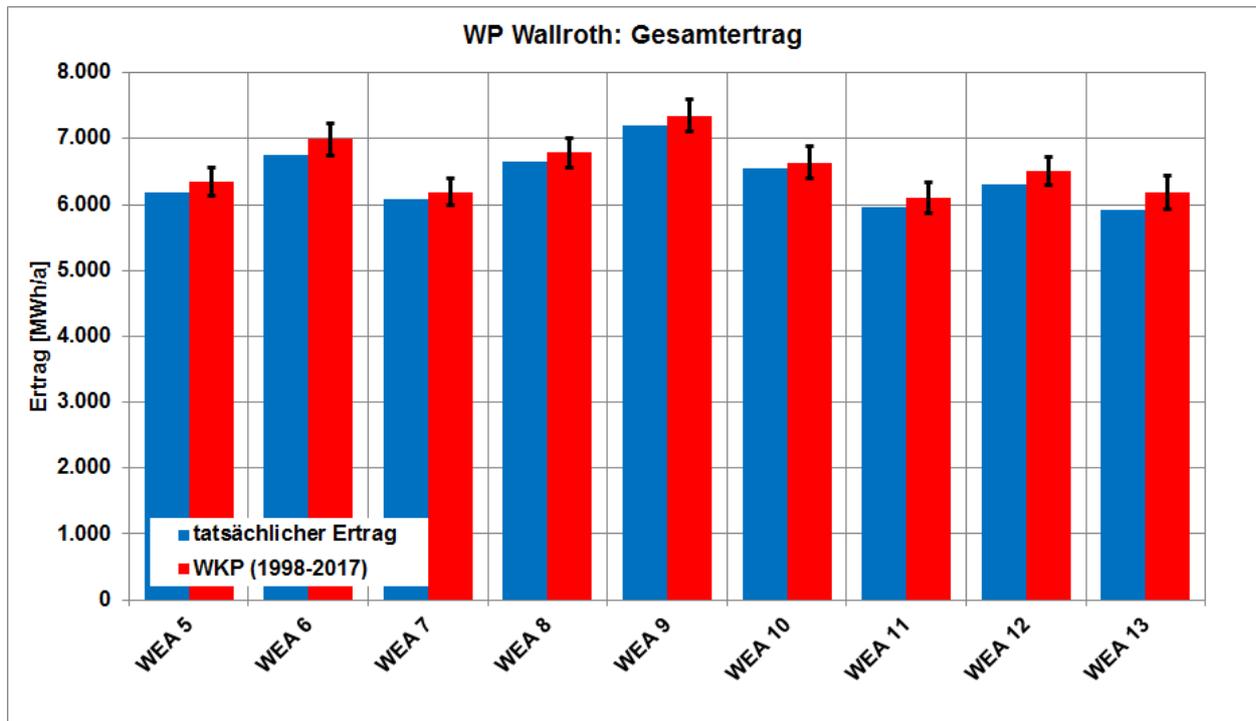


Abb. 12: Gesamtertrag im Windpark Schlüchtern-Wallroth WEA 5-13

Die hier angegebenen Langzeitenergieerträge beziehen sich auf ein langzeitrepräsentatives Normalwindjahr (Bezugszeitraum 1998-2017). Die Spalte „WKP (p₅₀)(potenziell)“ stellt den zu erwartenden Parkertrag der betrachteten Anlagen bei voller Ausschöpfung des Windpotenzials und einer zukünftigen Verfügbarkeit von 97 % dar.

Die Unsicherheiten für die statistische Ermittlung der zu erwartenden Langzeiterträge betragen 3,2 % (Friedewald), 7,0 % (Berngerode), 4,0 % (V80 und V90 Schlüchtern-Wallroth) und 3,5 % (V112 Schlüchtern Wallroth). Die Unsicherheit der Eingangsdaten, die sich z. B. aus der Genauigkeit des eingesetzten Datenerfassungssystems ergibt, konnte nicht bewertet werden. Die angegebenen Zahlen für den Langzeitabgleich setzen sich aus einer statistischen Unsicherheit für den verwendeten Abbildungsalgorithmus, einer Komponente für die Langzeitkonsistenz der Referenzdaten und einer für die Stabilität des Langzeitwertes zusammen. Die statistische Unsicherheit des Algorithmus ergibt sich aus den Konfidenzintervallen für den Mittelwert einer linearen Regression (t-Test) und beinhaltet die Repräsentativität der Referenzdaten für den Standort (Korrelation), die Länge des Abgleichzeitraums (Zahl der verwendeten Messwerte) und die Höhe der durchgeführten Korrektur (Unterschied von Kurz- und Langzeitwert). Im vorliegenden Fall trägt diese Unsicherheitskomponente 1,1 % (Friedewald), 2,7 % (Berngerode), 1,6 % (V80 und V90 Schlüchtern-Wallroth) und 1,5 % (V112 Schlüchtern Wallroth) zur Gesamtunsicherheit bei. Die

Unsicherheit für die Langzeitkonsistenz der Referenzdaten (Indexunsicherheit) folgt aus einem Vergleich der Ergebnisse, die mit den jeweiligen Einzelindizes von MERRA2, ERAinterim und BDB erhalten werden. Diese betragen 1,2 % (Friedewald), 5,9 % (Berngerode), 2,3 % (V80 und V90 Schlüchtern-Wallroth) und 1,5 % (V112 Schlüchtern Wallroth). Die Unsicherheit für die Stabilität des Langzeitwertes resultiert aus der Projektion eines Zeitraumes aus der Vergangenheit auf den zukünftigen WEA-Betriebszeitraum. Da die Windbedingungen erheblich von Jahr zu Jahr variieren, sind auch langjährige Mittelwerte nicht vollständig stabil. Diese Unsicherheitskomponente hängt von der Länge des angenommenen WEA-Betriebszeitraums ab, für den hier ein typischer Wert von 15 Jahren angenommen wurde. Die Unsicherheit der Stabilität des Langzeitwertes wurde auf Basis der verwendeten Indizes mit Hilfe von Monte-Carlo-Simulationen ermittelt und beträgt im vorliegenden Fall 2,8 % (Friedewald), 2,6 % (Berngerode), 1,6 % (V80 und V90 Schlüchtern-Wallroth) und 2,7 % (V112 Schlüchtern Wallroth).

4 VERGLEICH DER ERMITTELTEN LANGZEITERTRÄGE MIT DER ZWISCHENAUSWERTUNG MANSBACH

Die Datengrundlage für die Energieertragsberechnung der WEA in Mansbach bilden acht Monate Winddaten (19.04.2018 – 31.12.2018) einer LiDAR-Messung am Standort. Nach der Plausibilisierung der Messdaten ergibt sich für den Messzeitraum eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 5,6 m/s in 164 m Höhe ü. G. Mithilfe von EMD-ConWx-, Vortex- und MERRA-Reanalysedaten wurden die Messdaten an den Bezugszeitraum 1998-2017 angepasst. Dabei ergab sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,4 m/s in 164 m Höhe ü. G. Die deutlich höhere Langzeit- gegenüber der Kurzzeitwindgeschwindigkeit erklärt sich unter anderem aus dem Fehlen der drei vergleichsweise windstarken Monate Januar, Februar und März im Messzeitraum. Unter Berücksichtigung der Geländerauigkeit, der Orographie und der Bewaldung wurden mit der Software WindPRO und dem Simulationsmodell WAsP die in Tabelle 8 genannten jährlichen Energieerträge ermittelt. Details zu den Berechnungsergebnissen sind Anhang I und II zu entnehmen.

Im Folgenden werden die mittleren langzeitkorrigierten Energieerträge der ausgewerteten Windparks sowie die berechneten langzeitlichen Erträge der Planung in Mansbach dargestellt. Die Langzeiterträge der existierenden Windparks beinhalten etwaige genehmigungsrechtliche und technische Verluste. Elektrische Verluste sind in den Daten nicht enthalten, da die Erträge direkt in der Gondel aufgezeichnet werden. Dementsprechend wurden elektrische Verluste auch bei den berechneten Erträgen der Planung in Mansbach nicht berücksichtigt. Alle übrigen technischen und umgebungsbedingten Verluste wurden gemäß den Vorgaben der TR6 angenommen, wie Tabelle 9 zu entnehmen ist. Im Falle der Langzeiterträge der existierenden WEA wurde eine zukünftige Verfügbarkeit von 97 % angenommen, um die Vergleichbarkeit mit den Berechnungsergebnissen des Windparks Mansbach zu gewährleisten.

5× N149-4.500 164 m NH	Mittl. Windge- schwindigkeit (freie Anströmung)	Bruttoenergieertrag (freie Anströmung)	Parkwir- kungsgrad	Parkenergieer- trag p₅₀-Wert
Windpark	6,32	68.873	92,0 %	63.336
WEA 01	6,34	13.826	85,9 %	11.881
WEA 02	6,38	14.018	86,6 %	12.140
WEA 03	6,40	14.069	94,4 %	13.285
WEA 04	6,22	13.376	95,9 %	12.825
WEA 05	6,27	13.584	97,2 %	13.205
WEA-Mittel	6,32	13.775	92,0 %	12.667

Tabelle 8: Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s], jährlicher Brutto- und Parkenergieertrag [MWh/a] sowie Parkwirkungsgrad

Durch eine genehmigungsrechtliche Auflage (Rotmilanabschaltung zwischen dem 15.03. und 31.08. von 08:00 bis 20:00) sowie technische und umgebungsbedingte Faktoren ist mit Verlusten zu rechnen, die in Tabelle 10 genannt sind. Der Gesamtverlust ergibt sich über die Multiplikation der Effizienzen der beiden Verlustarten und nicht über eine Addition. Der aus den Verlusten resultierende Nettoenergieertrag ist ebenfalls Tabelle 10 zu entnehmen.

	Verlustart	WEA1	WEA2	WEA3	WEA4	WEA5
g.V	Rotmilan	13,9 %	13,6 %	14,2 %	14,4 %	14,2 %
Technische und umgebungsbedingte Verluste	Verfügbarkeit der WEA	3,0 %				
	Verfügbarkeit der elektr. Infrastruktur	0,0 %				
	Netzverfügbarkeit	0,0 %				
	Elektrische Effizienz	0,0 %				
	Starkwind-Hysterese	0,0 %				
	Standortspez. Anpassung der LK	0,0 %				
	Suboptimaler Betrieb	0,0 %				
	Leistungsdegradation ohne Vereisung	0,5 %				
	Leistungsdegradation durch Vereisung	0,5 %				
	Vereisungsb. Abschaltung	1,5 %				
	Temperaturb. Abschaltung	0,0 %				
	Standortzugänglichkeit	0,0 %				
	Netzbedingte Leistungseinschränkungen	0,0 %				
	Gesamtverlust	18,6 %	18,2 %	18,9 %	19,0 %	18,9 %

Tabelle 9: Übersicht der Verluste im Windpark Mansbach

5× N149-4.500 164 m NH	Nettoenergieertrag p ₅₀ -Wert	technische und umgebungs- b. Ver- luste	genehmigungs- rechtl. Verluste	Gesamtverlust
Windpark	51.474	5,4 % (3.425)	14,1 % (8.918)	18,7 % (11.861)
WEA 01	9.672	5,4 % (643)	13,9 % (1.655)	18,6 % (2.208)
WEA 02	9.926	5,4 % (657)	13,6 % (1.647)	18,2 % (2.214)
WEA 03	10.777	5,4 % (718)	14,2 % (1.891)	18,9 % (2.507)
WEA 04	10.384	5,4 % (694)	14,4 % (1.847)	19,0 % (2.441)
WEA 05	10.715	5,4 % (714)	14,2 % (1.878)	18,9 % (2.490)
WEA-Mittel	10.295	5,4 % (685)	14,1 % (1.784)	18,7 % (2.372)

Tabelle 10: Jährlicher Nettoenergieertrag [MWh/a] sowie Verluste in Prozent und in MWh/a in Klammern (bezogen auf Parkenergieertrag)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die mittleren langzeitkorrigierten Nettoenergieerträge der drei existierenden Windparks und die der Planung am Standort Mansbach. Es ist zu beachten, dass die Vergleichbarkeit der einzelnen dargestellten Standorte durch Unterschiede bezüglich Anströmung, topographischer Gegebenheiten und Abschattungsverlusten eingeschränkt ist.

Windpark	mittlerer Nettoenergieertrag p ₅₀ -Wert	Verhältnis WEA Mansbach / existierende WEA
Mansbach, N149-4.500	10.295	
Friedewald, E-66/18.70	2.771	26,9 %
Berngerode, GE 2.5-120	5.406	52,5 %
Schlüchtern-Wallroth, V80/2MW	3.083	29,9 %
Schlüchtern-Wallroth, V90/2MW	4.508	43,8 %
Schlüchtern-Wallroth, V112/3MW	6.567	63,8 %

Tabelle 11: Jährlicher mittlere Nettoenergieertrag [MWh/a] sowie Vergleich mit Mansbach

5 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Betreiber-Datenbasis, Keiler-Häuserindex, Version 2011, 2016.
- [2] NASA - Global Modeling and Assimilation Office, „Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2,“ [Online]. Available: gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2. [Zugriff am 2016].
- [3] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), [Online]. Available: www.ecmwf.int.

Anhang I WindPRO-Parkberechnung: Mansbach

Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSF

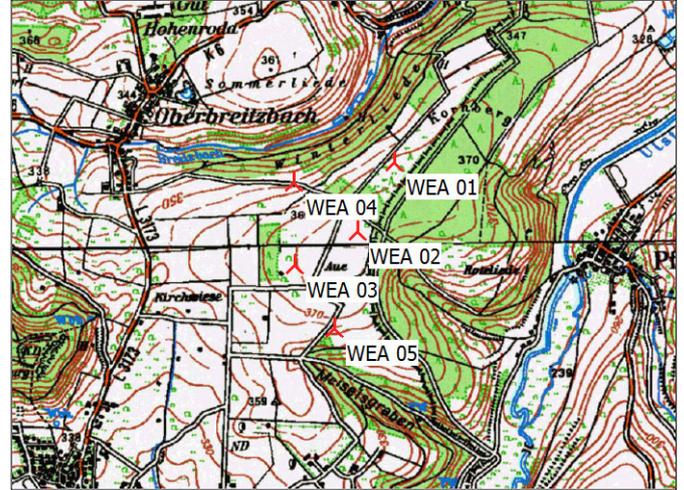
Parkmodell N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnungseinstellungen
Luftdichte-Berechn.modus Individuell für jede WEA
Ergebnis für WEA in Nabenhöhe 1,182 kg/m³ bis 1,185 kg/m³
Luftdichte relativ zu Standard 96,5 % bis 96,8 %
Nabenhöhe über NN 513,9 m bis 542,3 m
Mittl. Jahrestemp (Nabenhöhe) 8,1 °C bis 8,3 °C
Druck an WEA 954,1 hPa bis 957,4 hPa

Parkmodell-Parameter
Geländetyp Wake-Decay-Konstante
Benutzerdefiniert 0,075

Verdrängungshöhen von Objekten

Parkber.-Einstellungen
Winkel [°] **Windgesch.-windigkeit [m/s]**
Start Ende Schritt Start Ende Schritt
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



Maßstab 1:50.000

↗ Neue WEA

Windressourcdatei(en)

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach_(Schenklengsfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsf

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis [MWh/a]	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA [MWh/a]	Parkwir- kungsgrad [%]	Spezifische Ergebnisse ^{*)}			Volllast- stunden [Stunden/Jahr]	Mittlere WG @Nabenhöhe [m/s]
				Kapazitäts- faktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Mittlere WG		
Windpark	63.335,8	68.872,6	92,0	32,1	12.667,2	2.815	6,3	

^{*)} Basiert auf Wake-reduzierten Ergebnissen, ohne sonstige Verluste

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 5 neuen WEA mit insgesamt 22,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Links	Aktuell	Hersteller	Typ	Nenn- leistung [kW]	Rotor- durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis [MWh]	Park		
								Quelle	Name		Wirkungs- grad [%]	Kapazitäts- faktor [%]	Freie mittlere Windgeschw. [m/s]
1 A	Ja		NORDEX	N149-4.500-4.500	4.500	149,0	164,0	USER	NORDEX 03/2018 Mode 0 (1.175)	11.880,7	85,93	30,1	6,34
2 A	Ja		NORDEX	N149-4.500-4.500	4.500	149,0	164,0	USER	NORDEX 03/2018 Mode 0 (1.175)	12.140,1	86,60	30,8	6,38
3 A	Ja		NORDEX	N149-4.500-4.500	4.500	149,0	164,0	USER	NORDEX 03/2018 Mode 0 (1.175)	13.284,9	94,43	33,7	6,40
4 A	Ja		NORDEX	N149-4.500-4.500	4.500	149,0	164,0	USER	NORDEX 03/2018 Mode 0 (1.175)	12.824,9	95,88	32,5	6,22
5 A	Ja		NORDEX	N149-4.500-4.500	4.500	149,0	164,0	USER	NORDEX 03/2018 Mode 0 (1.175)	13.205,3	97,21	33,5	6,27

Jährliche Produktion (AEP, Annual Energy Production) enthält außer dem Wake-Effekt keine Verluste. Zusätzliche Verluste und Unsicherheit müssen für Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden.

WEA-Platzierung

UTM (north)-ETRS89 Zone: 32

	Ost	Nord	Z [m]	Beschreibung
1 Neu	566.675	5.628.407	370,6	WEA 01
2 Neu	566.432	5.627.949	378,3	WEA 02
3 Neu	566.021	5.627.731	374,9	WEA 03
4 Neu	566.013	5.628.277	349,9	WEA 04
5 Neu	566.278	5.627.314	361,6	WEA 05

Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

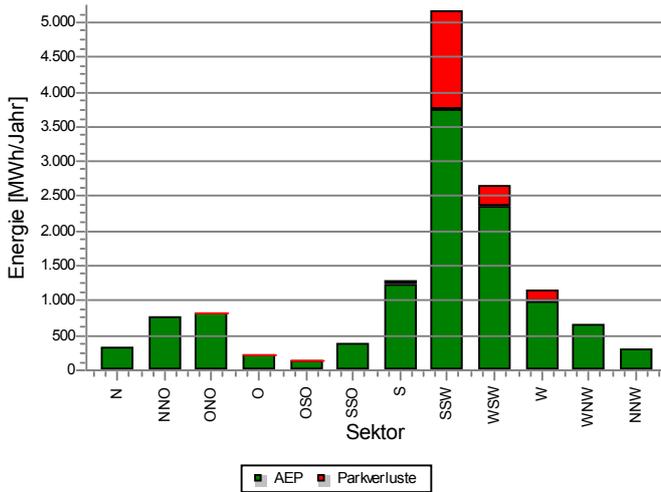
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWEA: 1 - NORDEX N149-4.500 4500 149,0 !O!, Nabhöhe: 164,0 m, Luftdichte: 1,183 kg/m³
Sektorweise Analyse

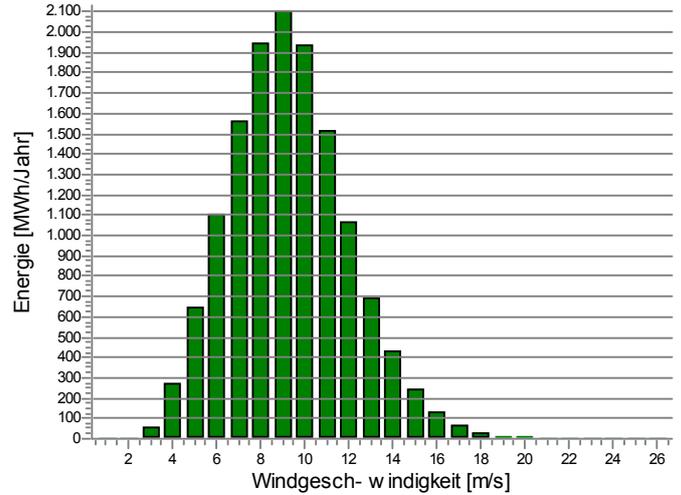
Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	329,2	763,1	811,3	219,3	124,3	379,3	1.271,3	5.161,1	2.658,9	1.158,5	653,2	296,0	13.825,7
-Minderung durch Parkwirkung	[MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,0	1.422,6	302,0	183,4	0,0	0,0	1.945,0
Resultierende Energie	[MWh]	329,2	763,1	811,3	219,3	124,3	379,3	1.234,3	3.738,5	2.356,9	975,1	653,2	296,0	11.880,7
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													681
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.640
Minderung durch Parkwirkung	[%]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	27,6	11,4	15,8	0,0	0,0	14,07
Sektorweise Verteilung	[%]	2,4	5,5	5,9	1,6	0,9	2,7	9,2	37,3	19,2	8,4	4,7	2,1	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	41,8	41,0	42,3	42,2	40,6	41,2	32,8	21,1	28,8	30,3	41,1	42,1	28,6
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	362	650	634	370	321	510	757	1.909	1.160	675	519	329	8.197
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	73	170	180	49	28	84	274	831	524	217	145	66	2.640
A-Parameter*)	[m/s]	5,5	6,1	6,4	4,8	4,2	5,0	7,1	9,3	8,4	7,2	6,3	5,5	7,2
Mittlere Windgeschw*)	[m/s]	4,9	5,4	5,7	4,3	3,7	4,4	6,3	8,3	7,5	6,4	5,6	4,9	6,3
k-Parameter		2,26	2,37	2,72	2,35	2,30	2,03	2,11	2,72	2,58	2,33	2,46	2,31	2,13
Häufigkeit	[%]	4,4	7,9	7,7	4,5	3,9	6,2	9,2	23,3	14,2	8,2	6,3	4,0	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													272

*) Einfluss von Wake-Verlusten nicht eingeschlossen

Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

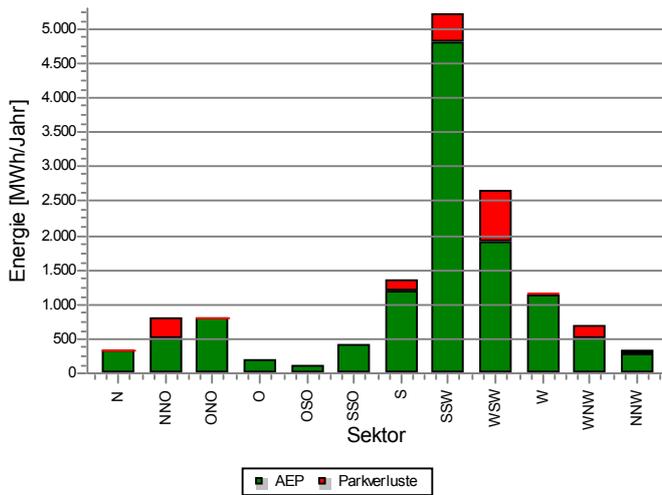
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWEA: 2 - NORDEX N149-4.500 4500 149.0 !O!, Nabhöhe: 164,0 m, Luftdichte: 1,182 kg/m³
Sektorweise Analyse

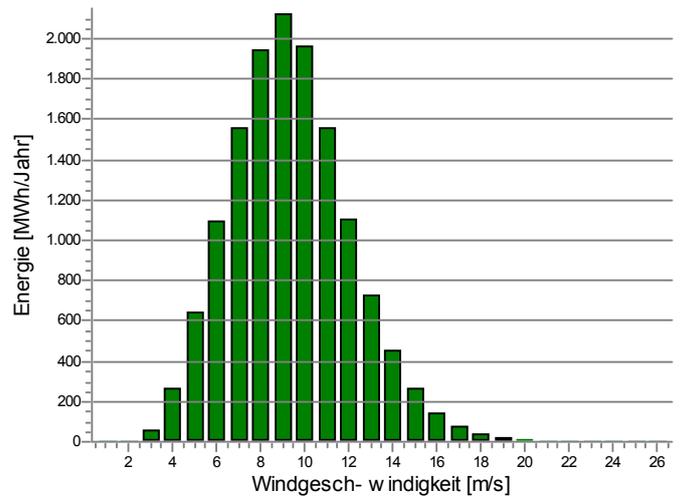
Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	334,7	791,1	797,9	185,7	122,9	407,1	1.348,6	5.220,2	2.649,8	1.154,4	688,2	317,8	14.018,3
-Minderung durch Parkwirkung	[MWh]	8,8	290,8	3,4	0,0	0,0	0,0	167,3	404,2	739,0	33,6	202,3	29,1	1.878,3
Resultierende Energie	[MWh]	325,9	500,4	794,5	185,7	122,9	407,1	1.181,3	4.816,1	1.910,8	1.120,8	485,9	288,7	12.140,1
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													696
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.698
Minderung durch Parkwirkung	[%]	2,6	36,8	0,4	0,0	0,0	0,0	12,4	7,7	27,9	2,9	29,4	9,1	13,40
Sektorweise Verteilung	[%]	2,4	5,6	5,7	1,3	0,9	2,9	9,6	37,2	18,9	8,2	4,9	2,3	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	40,8	25,8	42,1	41,8	40,5	41,0	28,8	26,4	23,4	35,0	28,7	38,1	28,5
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	369	649	624	361	320	517	764	1.905	1.158	673	526	337	8.203
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	72	111	177	41	27	90	263	1.070	425	249	108	64	2.698
A-Parameter*)	[m/s]	5,5	6,2	6,4	4,6	4,2	5,1	7,3	9,4	8,4	7,2	6,4	5,6	7,2
Mittlere Windgeschw*)	[m/s]	4,9	5,5	5,7	4,1	3,7	4,5	6,5	8,4	7,5	6,4	5,7	5,0	6,4
k-Parameter		2,27	2,38	2,72	2,36	2,32	2,02	2,12	2,72	2,58	2,33	2,45	2,31	2,12
Häufigkeit	[%]	4,5	7,9	7,6	4,4	3,9	6,3	9,3	23,2	14,1	8,2	6,4	4,1	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													278

*) Einfluss von Wake-Verlusten nicht eingeschlossen

Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

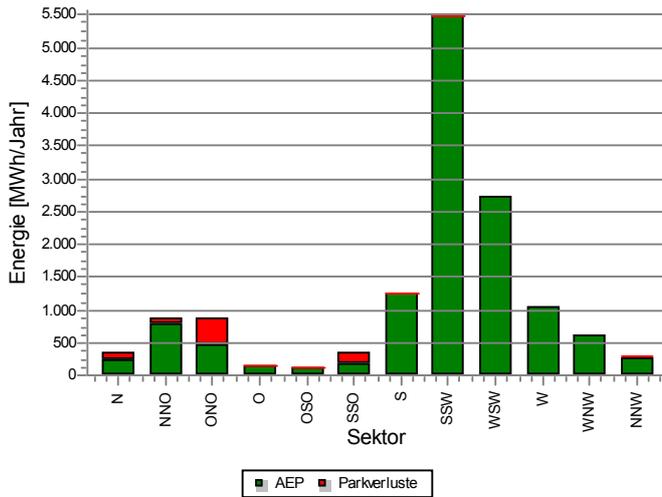
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWEA: 3 - NORDEX N149-4.500 4500 149.0 !O!, Nabhöhe: 164,0 m, Luftdichte: 1,182 kg/m³
Sektorweise Analyse

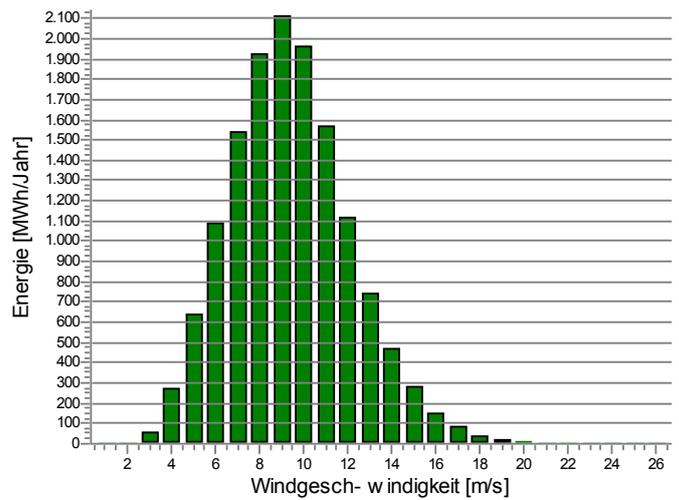
Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	360,3	863,4	861,1	152,9	109,8	338,2	1.241,6	5.485,0	2.717,3	1.046,9	613,4	279,3	14.069,2
-Minderung durch Parkwirkung	[MWh]	134,7	90,3	385,7	7,7	4,2	150,7	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	784,4
Resultierende Energie	[MWh]	225,7	773,1	475,4	145,3	105,6	187,5	1.234,2	5.485,0	2.717,3	1.046,9	613,4	275,5	13.284,9
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													762
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.952
Minderung durch Parkwirkung	[%]	37,4	10,5	44,8	5,0	3,8	44,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	5,57
Sektorweise Verteilung	[%]	2,6	6,1	6,1	1,1	0,8	2,4	8,8	39,0	19,3	7,4	4,4	2,0	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	25,9	36,2	23,2	39,1	38,5	23,1	32,5	28,1	32,5	37,0	41,4	41,6	30,8
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	360	679	646	352	311	491	719	1.970	1.185	646	507	327	8.192
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	50	172	106	32	23	42	274	1.219	604	233	136	61	2.952
A-Parameter*)	[m/s]	5,7	6,3	6,5	4,4	4,1	4,9	7,2	9,5	8,4	7,0	6,2	5,4	7,2
Mittlere Windgeschw*)	[m/s]	5,0	5,6	5,8	3,9	3,6	4,3	6,4	8,5	7,5	6,2	5,5	4,8	6,4
k-Parameter		2,26	2,37	2,72	2,42	2,32	2,08	2,07	2,72	2,58	2,33	2,46	2,31	2,10
Häufigkeit	[%]	4,4	8,3	7,9	4,3	3,8	6,0	8,8	24,1	14,5	7,9	6,2	4,0	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													283

*) Einfluss von Wake-Verlusten nicht eingeschlossen

Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

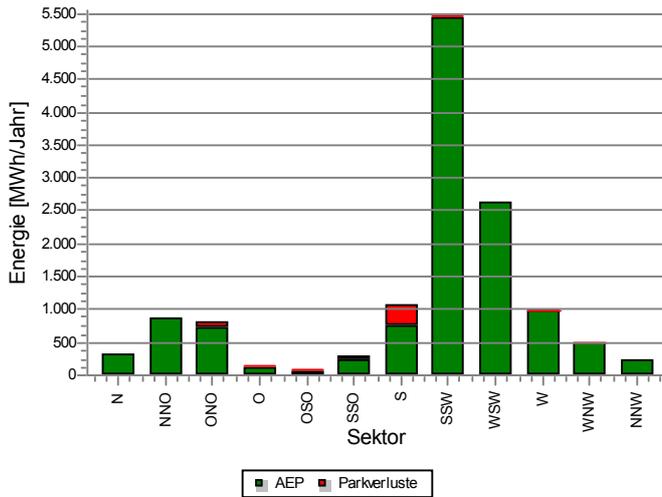
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWEA: 4 - NORDEX N149-4.500 4500 149.0 !O!, Nabhöhe: 164,0 m, Luftdichte: 1,185 kg/m³
Sektorweise Analyse

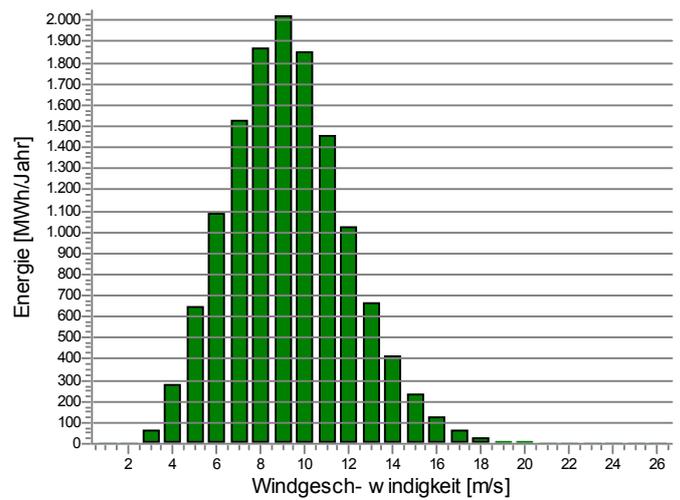
Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	305,4	854,3	809,1	143,2	81,8	290,5	1.069,3	5.461,3	2.637,0	988,7	489,9	245,4	13.375,7
-Minderung durch Parkwirkung	[MWh]	0,0	0,0	76,1	38,0	34,8	60,3	326,2	15,4	0,0	0,0	0,0	0,0	550,8
Resultierende Energie	[MWh]	305,4	854,3	733,1	105,2	47,0	230,2	743,0	5.445,9	2.637,0	988,7	489,9	245,4	12.824,9
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													736
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.850
Minderung durch Parkwirkung	[%]	0,0	0,0	9,4	26,5	42,6	20,8	30,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	4,12
Sektorweise Verteilung	[%]	2,3	6,4	6,0	1,1	0,6	2,2	8,0	40,8	19,7	7,4	3,7	1,8	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	42,0	40,7	38,4	30,0	22,0	33,0	23,8	29,0	33,4	37,9	42,4	42,4	32,0
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	351	693	652	351	302	473	685	2.005	1.190	644	481	318	8.144
Äquivalente Volllaststunden	[Stunden/Jahr]	68	190	163	23	10	51	165	1.210	586	220	109	55	2.850
A-Parameter*)	[m/s]	5,4	6,2	6,3	4,3	3,8	4,7	6,8	9,3	8,2	6,8	5,8	5,2	7,0
Mittlere Windgeschw*)	[m/s]	4,8	5,5	5,6	3,8	3,4	4,2	6,0	8,3	7,3	6,0	5,1	4,6	6,2
k-Parameter		2,26	2,37	2,70	2,40	2,32	2,08	2,04	2,72	2,57	2,33	2,48	2,31	2,08
Häufigkeit	[%]	4,3	8,5	8,0	4,3	3,7	5,8	8,4	24,6	14,6	7,9	5,9	3,9	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													263

*) Einfluss von Wake-Verlusten nicht eingeschlossen

Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenziertes Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

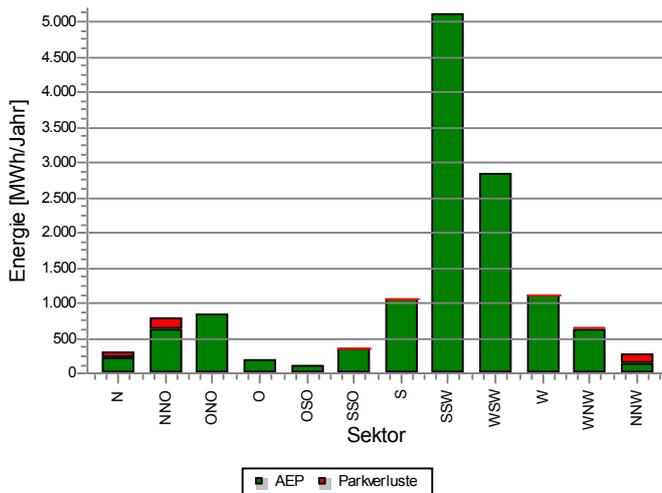
PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWEA: 5 - NORDEX N149-4.500 4500 149.0 !O!, Nabhöhe: 164,0 m, Luftdichte: 1,184 kg/m³
Sektorweise Analyse

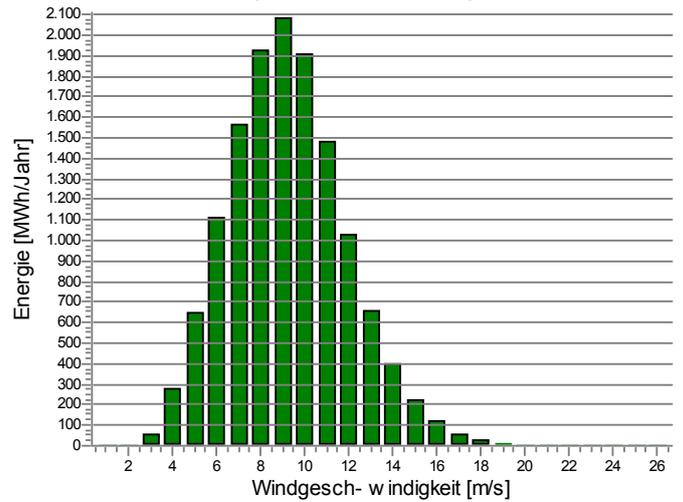
Sektor		0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Rauigkeitsabhängige Energie	[MWh]	297,6	779,9	840,3	189,4	113,5	343,0	1.052,8	5.114,6	2.835,6	1.103,1	640,1	273,8	13.583,6
-Minderung durch Parkwirkung	[MWh]	84,7	146,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,2	129,7	378,4
Resultierende Energie	[MWh]	213,0	633,0	840,3	189,4	113,5	343,0	1.052,8	5.114,6	2.835,6	1.103,1	622,9	144,1	13.205,3
Spezifische Energie	[kWh/m ²]													757
Spezifische Energie	[kWh/kW]													2.935
Minderung durch Parkwirkung	[%]	28,5	18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	47,4	2,79
Sektorweise Verteilung	[%]	2,2	5,7	6,2	1,4	0,8	2,5	7,8	37,7	20,9	8,1	4,7	2,0	100,0
Ausnutzungsgrad	[%]	30,0	33,3	42,3	41,8	40,1	41,5	34,8	30,1	31,9	37,0	40,0	22,2	32,8
Betriebsdauer je Sektor	[Stunden/Jahr]	344	663	655	368	319	491	679	1.948	1.212	679	508	319	8.186
Äquivalente Vollaststunden	[Stunden/Jahr]	47	141	187	42	25	76	234	1.137	630	245	138	32	2.935
A-Parameter*)	[m/s]	5,4	6,1	6,4	4,6	4,1	4,9	6,8	9,1	8,5	7,0	6,3	5,4	7,1
Mittlere Windgeschw*)	[m/s]	4,8	5,4	5,7	4,1	3,6	4,3	6,0	8,1	7,5	6,2	5,6	4,8	6,3
k-Parameter		2,26	2,37	2,72	2,37	2,31	2,05	2,07	2,72	2,58	2,33	2,47	2,30	2,13
Häufigkeit	[%]	4,2	8,1	8,0	4,5	3,9	6,0	8,3	23,8	14,8	8,3	6,2	3,9	100,0
Leistungsdichte	[W/m ²]													263

*) Einfluss von Wake-Verlusten nicht eingeschlossen

Sektorielle Energieproduktion



Energieproduktionsverteilung



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSF **Winddaten:** A - Windressourcendatei(en); Nabenhöhe: 164,0

Standortkoordinaten

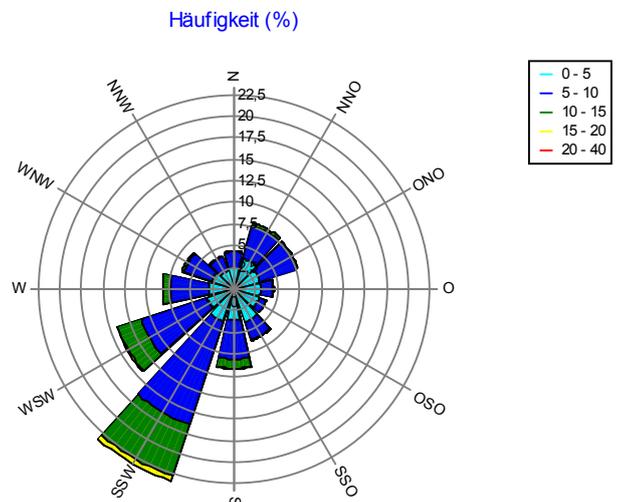
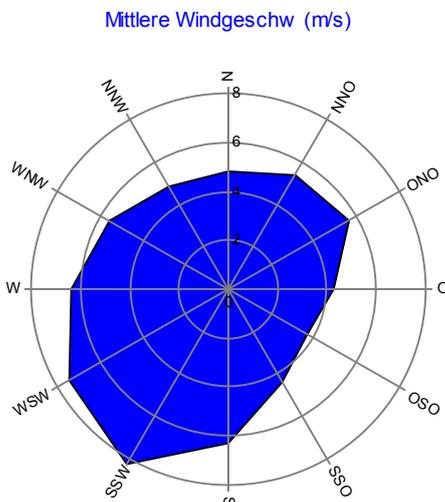
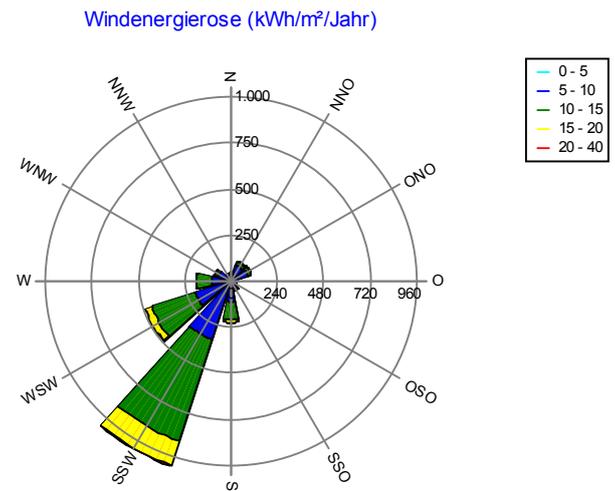
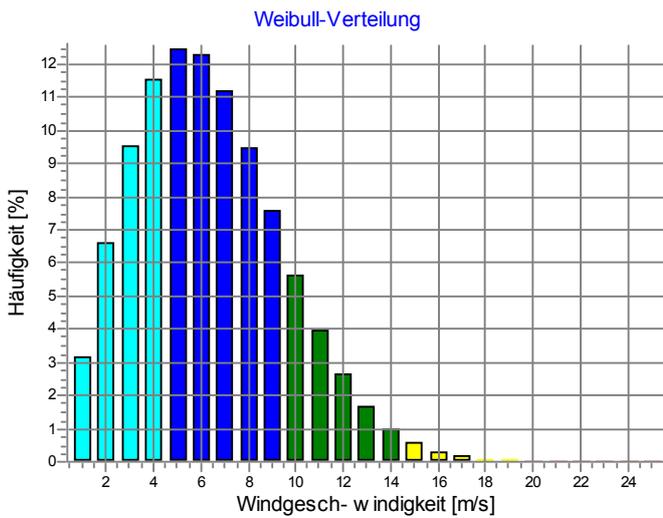
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 566.675 Nord: 5.628.407
WEA 01

Ressourcendatei

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind
Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach
_(Schenklengsfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung
Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsf

Weibull-Daten

Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgesch- windigkeit [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,50	4,87	2,260	4,4
1 NNO	6,10	5,41	2,370	7,9
2 ONO	6,40	5,69	2,720	7,7
3 O	4,80	4,25	2,350	4,5
4 OSO	4,20	3,72	2,300	3,9
5 SSO	5,00	4,43	2,030	6,2
6 S	7,10	6,29	2,110	9,2
7 SSW	9,30	8,27	2,720	23,3
8 WSW	8,40	7,46	2,580	14,2
9 W	7,20	6,38	2,330	8,2
10 WNW	6,30	5,59	2,460	6,3
11 NNW	5,50	4,87	2,310	4,0
Gesamt	7,15	6,34	2,128	100,0



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Staddeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSF **Winddaten:** A - Windressourcendatei(en); Nabenhöhe: 164,0

Standortkoordinaten

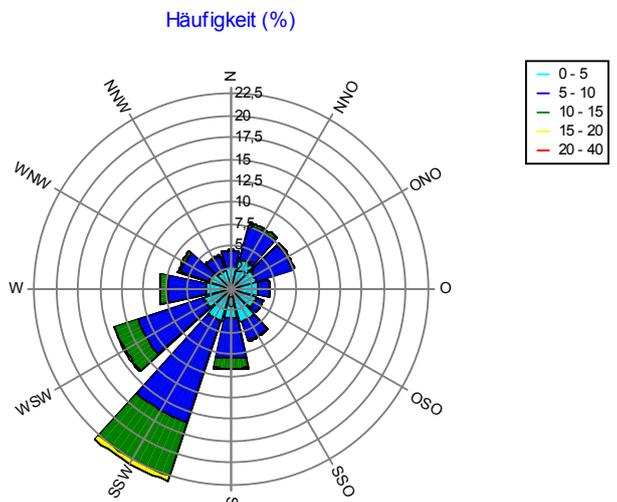
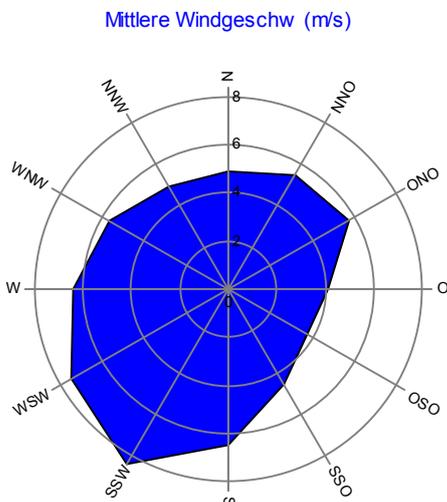
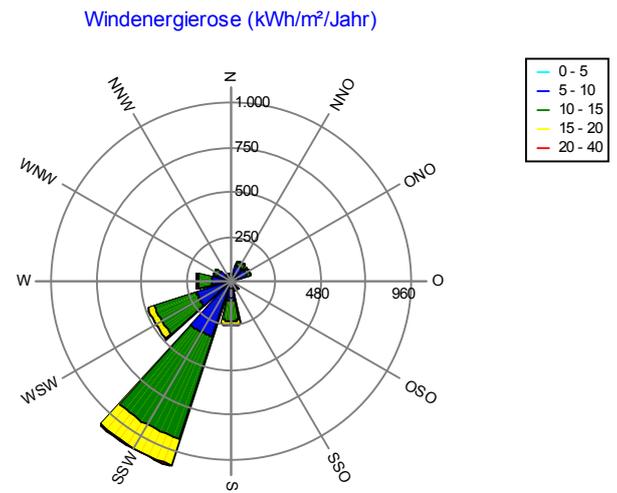
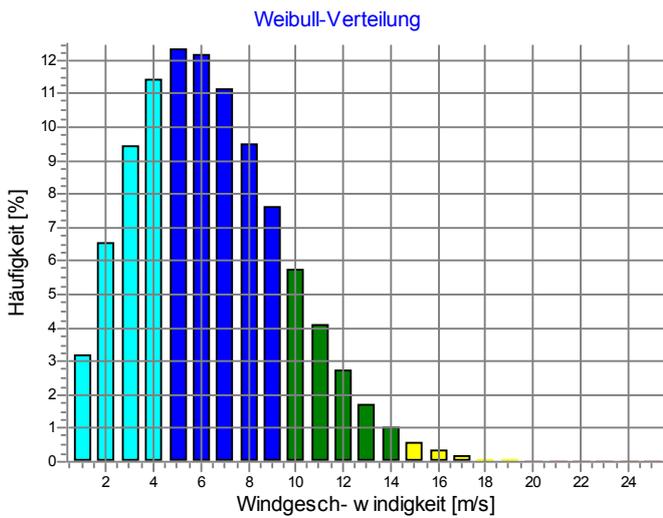
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 566.432 Nord: 5.627.949
WEA 02

Ressourcendatei

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind
Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach
_(Schenklengsfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung
Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsf

Weibull-Daten

Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgesch- windigkeit [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,50	4,87	2,270	4,5
1 NNO	6,20	5,50	2,380	7,9
2 ONO	6,40	5,69	2,720	7,6
3 O	4,60	4,08	2,360	4,4
4 OSO	4,20	3,72	2,320	3,9
5 SSO	5,10	4,52	2,020	6,3
6 S	7,30	6,47	2,120	9,3
7 SSW	9,40	8,36	2,720	23,2
8 WSW	8,40	7,46	2,580	14,1
9 W	7,20	6,38	2,330	8,2
10 WNW	6,40	5,68	2,450	6,4
11 NNW	5,60	4,96	2,310	4,1
Gesamt	7,21	6,38	2,123	100,0



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSF **Winddaten:** A - Windressourcendatei(en); Nabenhöhe: 164,0

Standortkoordinaten

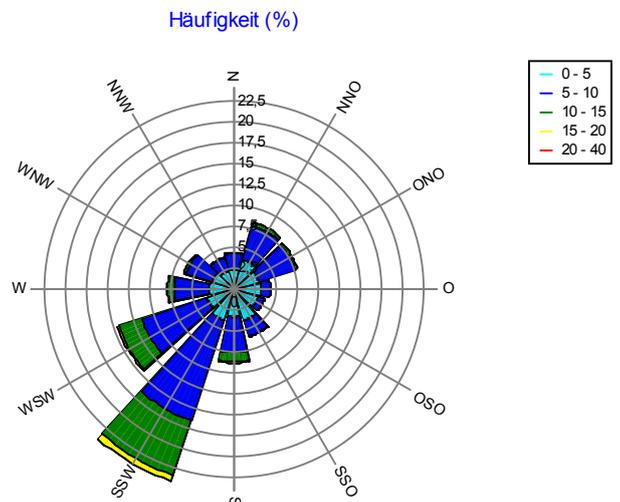
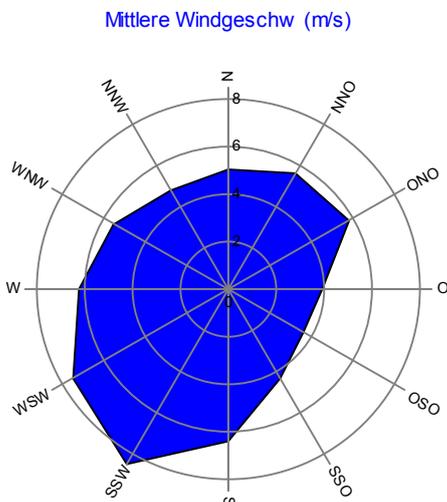
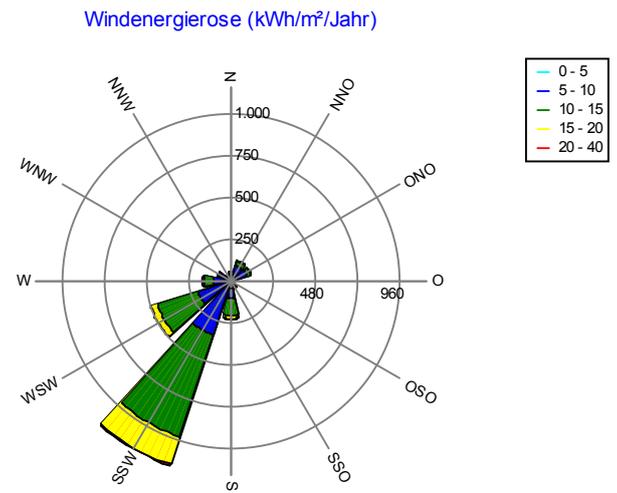
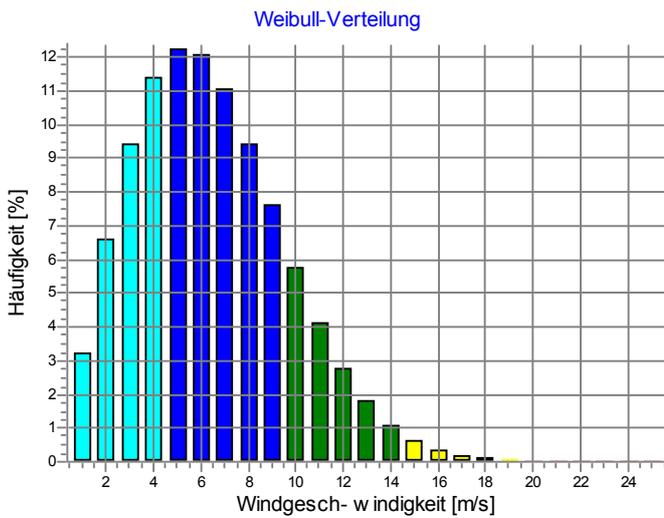
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 566.021 Nord: 5.627.731
WEA 03

Ressourcendatei

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind
Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach
_(Schenklengsfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung
Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsf

Weibull-Daten

Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgesch- windigkeit [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,70	5,05	2,260	4,4
1 NNO	6,30	5,58	2,370	8,3
2 ONO	6,50	5,78	2,720	7,9
3 O	4,40	3,90	2,420	4,3
4 OSO	4,10	3,63	2,320	3,8
5 SSO	4,90	4,34	2,080	6,0
6 S	7,20	6,38	2,070	8,8
7 SSW	9,50	8,45	2,720	24,1
8 WSW	8,40	7,46	2,580	14,5
9 W	7,00	6,20	2,330	7,9
10 WNW	6,20	5,50	2,460	6,2
11 NNW	5,40	4,78	2,310	4,0
Gesamt	7,22	6,40	2,105	100,0



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWinddaten: A - Windressourcendatei(en); Nabenhöhe: 164,0

Standortkoordinaten

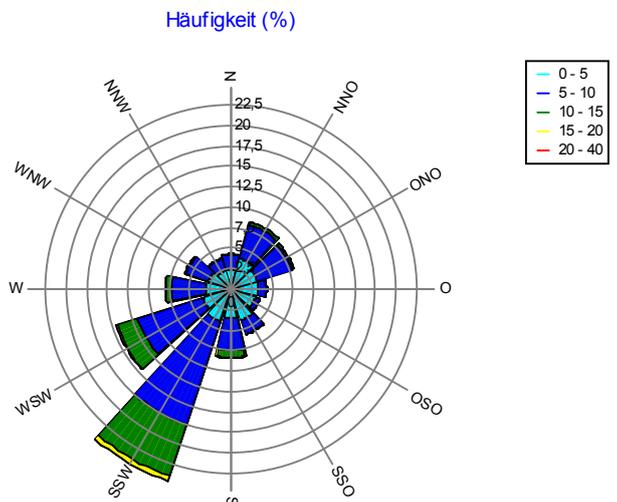
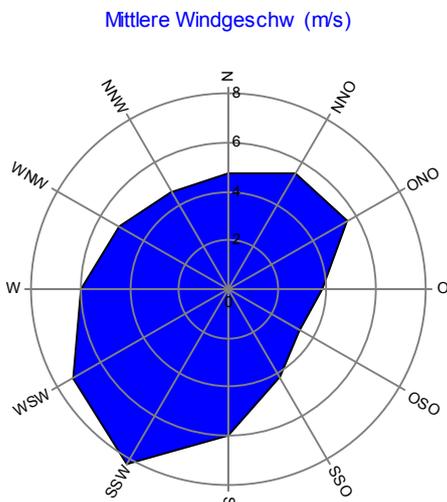
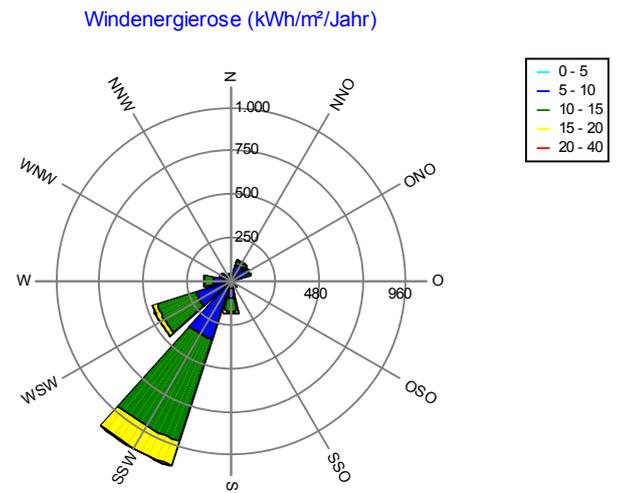
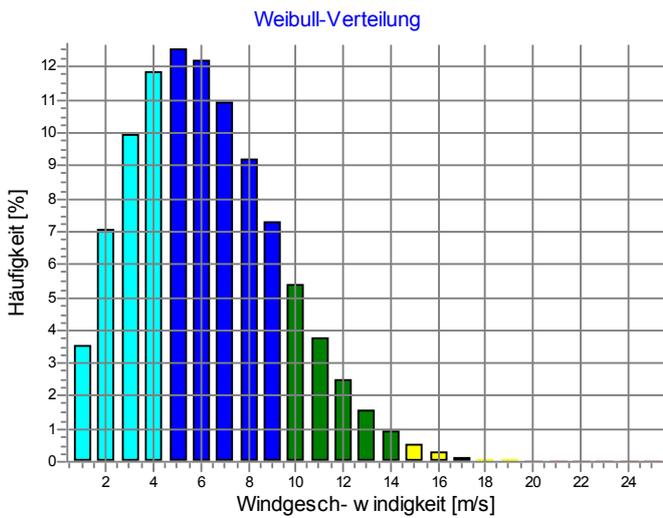
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 566.013 Nord: 5.628.277
WEA 04

Ressourcendatei

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind
Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach
_(Schenklingfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung
Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsf

Weibull-Daten

Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgesch- windigkeit [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,40	4,78	2,260	4,3
1 NNO	6,20	5,49	2,370	8,5
2 ONO	6,30	5,60	2,700	8,0
3 O	4,30	3,81	2,400	4,3
4 OSO	3,80	3,37	2,320	3,7
5 SSO	4,70	4,16	2,080	5,8
6 S	6,80	6,02	2,040	8,4
7 SSW	9,30	8,27	2,720	24,6
8 WSW	8,20	7,28	2,570	14,6
9 W	6,80	6,03	2,330	7,9
10 WNW	5,80	5,15	2,480	5,9
11 NNW	5,20	4,61	2,310	3,9
Gesamt	7,02	6,22	2,085	100,0



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Analyse der Windverhältnisse

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSFWinddaten: A - Windressourcendatei(en); Nabenhöhe: 164,0

Standortkoordinaten

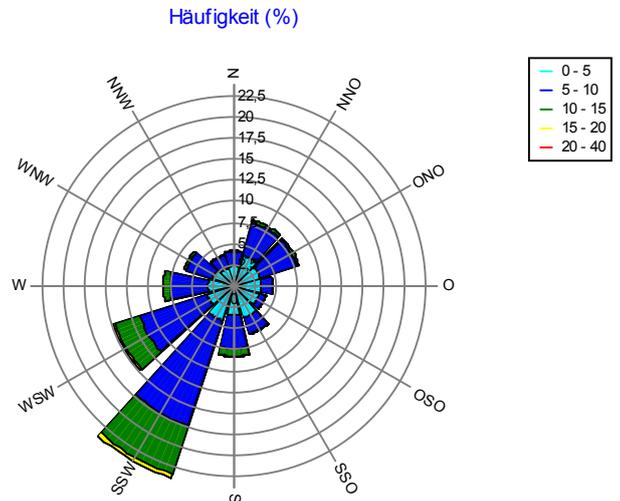
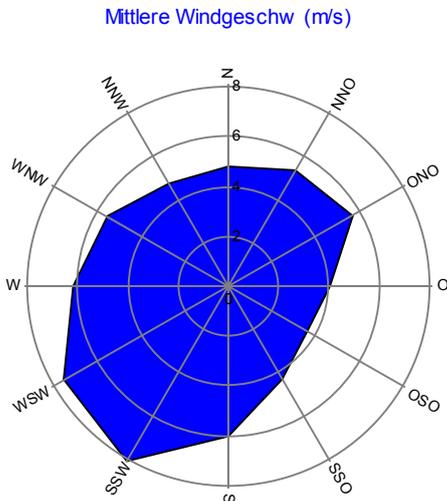
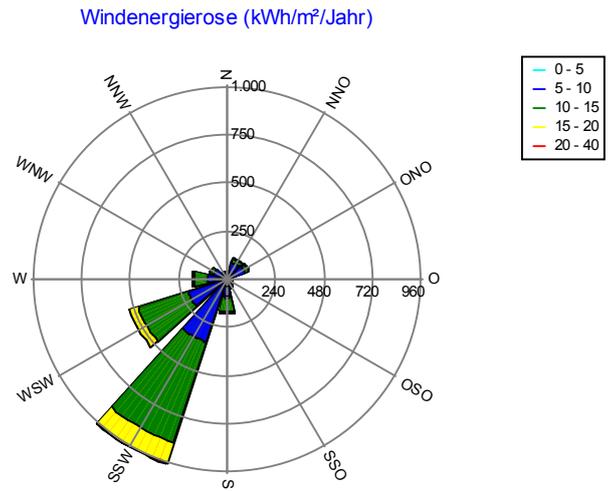
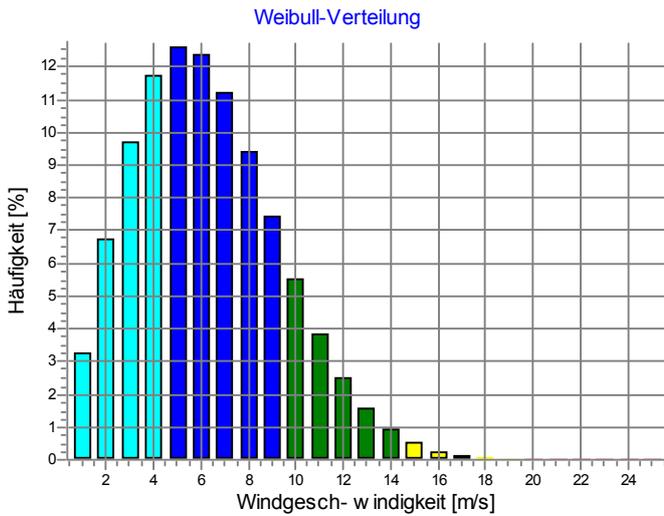
UTM (north)-ETRS89 Zone: 32
Ost: 566.278 Nord: 5.627.314
WEA 05

Ressourcendatei

\\RAMKASFILE01\Daten\CUBE\2000 - ABT Wind
Assessment\Projekte\18-1-2116 DE Mansbach
_(Schenklengsfeld)\18-1-2116-000 WG, Auswertung
Messung\Endergebnisse\RSF_18-1-2116-000 Mansbach.rsrf

Weibull-Daten

Sektor	A-Parameter [m/s]	Windgesch- windigkeit [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
0 N	5,40	4,78	2,260	4,2
1 NNO	6,10	5,41	2,370	8,1
2 ONO	6,40	5,69	2,720	8,0
3 O	4,60	4,08	2,370	4,5
4 OSO	4,10	3,63	2,310	3,9
5 SSO	4,90	4,34	2,050	6,0
6 S	6,80	6,02	2,070	8,3
7 SSW	9,10	8,09	2,720	23,8
8 WSW	8,50	7,55	2,580	14,8
9 W	7,00	6,20	2,330	8,3
10 WNW	6,30	5,59	2,470	6,2
11 NNW	5,40	4,78	2,300	3,9
Gesamt	7,08	6,27	2,129	100,0



Projekt:
18-1-2116-000 Mansbach

Beschreibung:
Windgutachten Mansbach im Landkreis
Hersfeld-Rotenburg, Hessen.

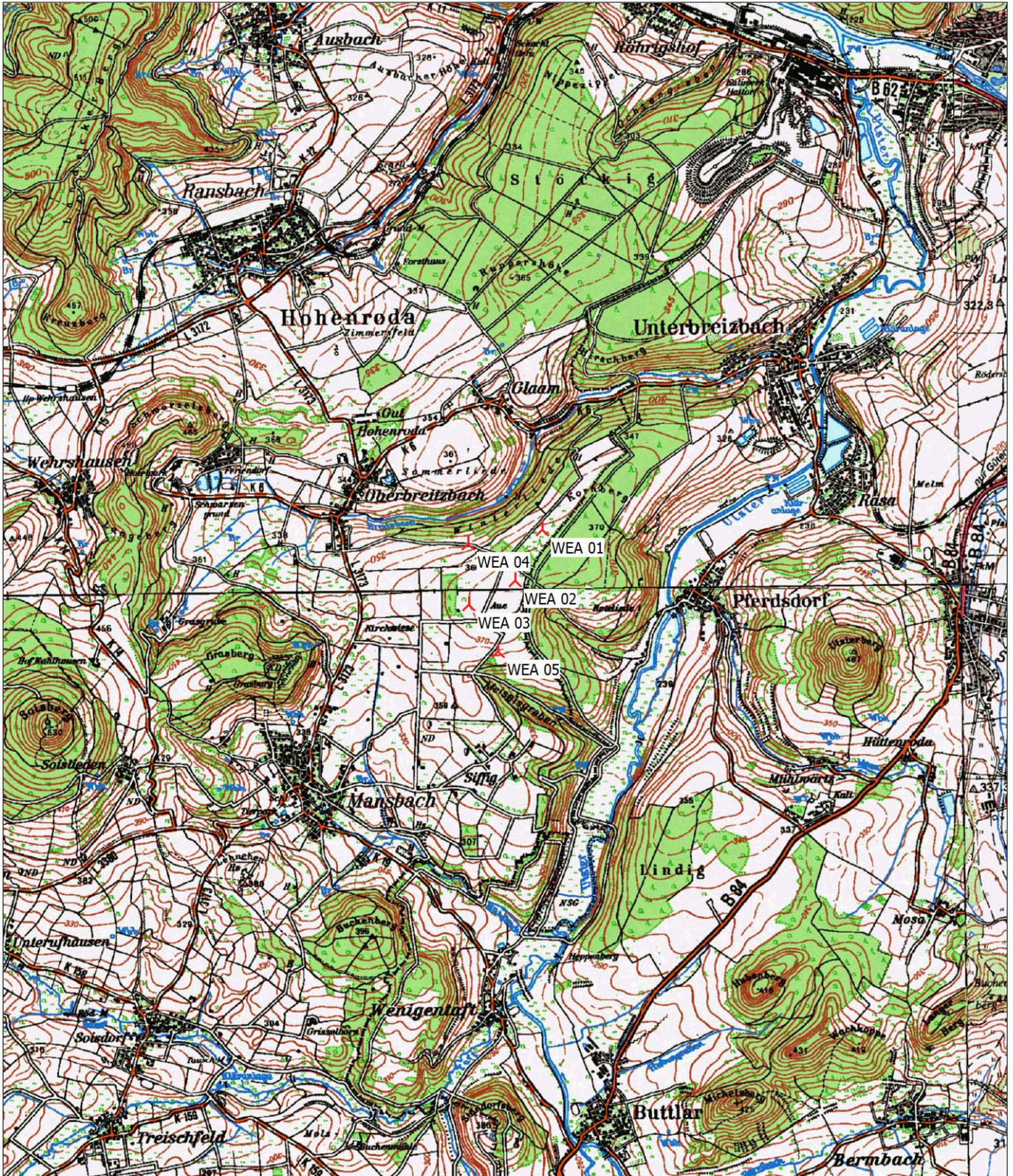
Lizenzierter Anwender:
Ramboll IMS Ingenieurgesellschaft mbH
Stadtdeich 7
DE-20097 Hamburg
+49 40 302020-132
M. Meine / matthias.meine@ramboll.com
Berechnet:
07.02.2019 13:26/3.1.633

PNE AG
Peter-Henlein-Straße 2 - 4
27472 Cuxhaven

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den
Referenzzeitraum 1998 - 2017 gemäß Abgleich mit Index
Ramboll_2018.

PARK - Karte

Berechnung: Windpark Mansbach: 5 x N149-4.500 (164 m) RSF



0 500 1000 1500 2000 m

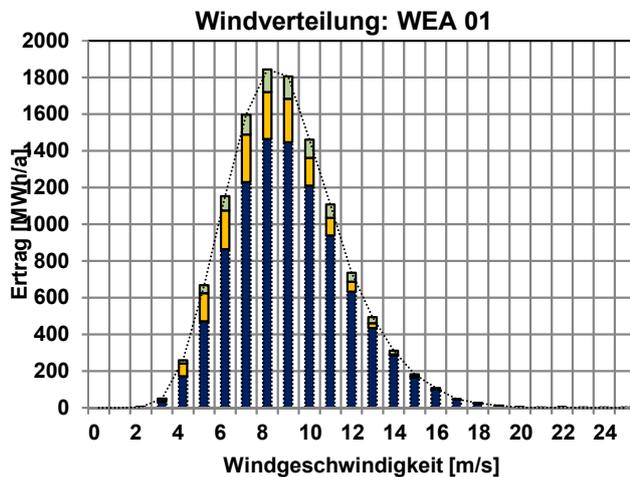
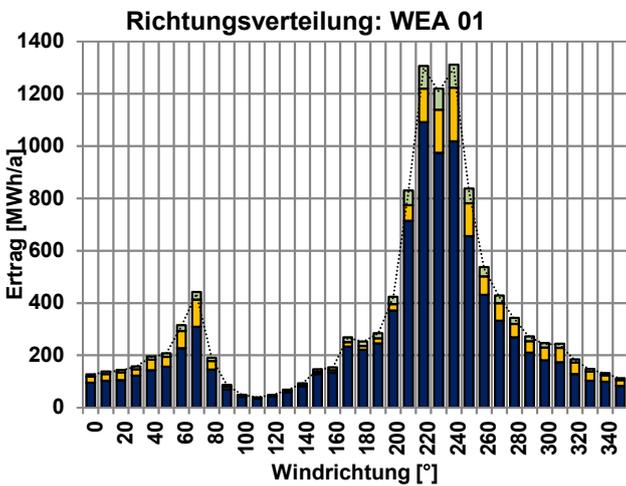
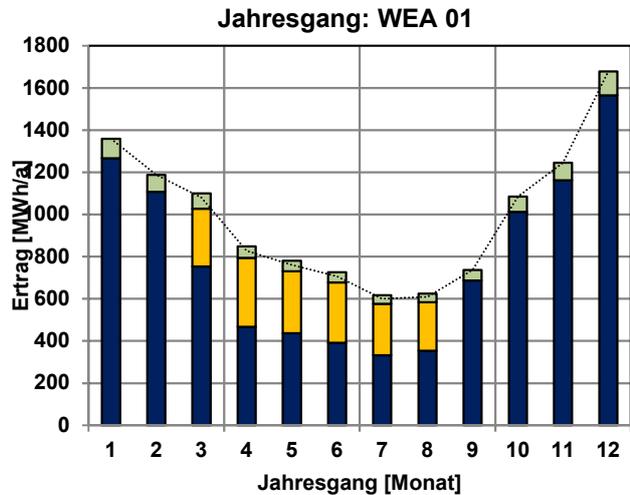
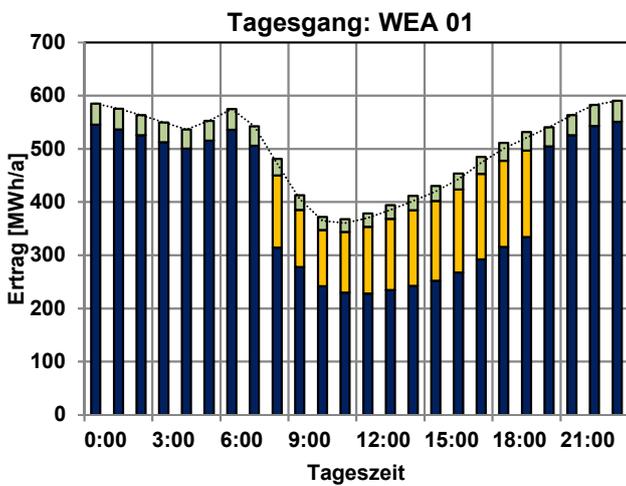
Karte: TOP50 , Maßstab 1:50.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 32 Ost: 566.344 Nord: 5.627.860

▲ Neue WEA

Anhang II Verlustberechnung: Mansbach

Verlustberechnung Windpark Mansbach

WEA 01	MWh/a	relativ
Parkenergieertrag	11881	
Rotmilan	1655	13,9%
Summe genehmigungsrechtl. Verluste	1655	13,9%
pauschale technische Verluste	798	6,7%
Gesamtverlust	2343	19,7%
Nettoenergieertrag	9538	



■ pauschale technische Verluste

■ Rotmilan

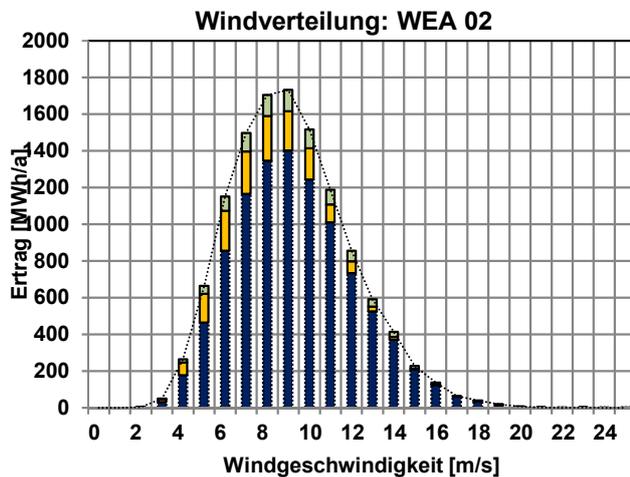
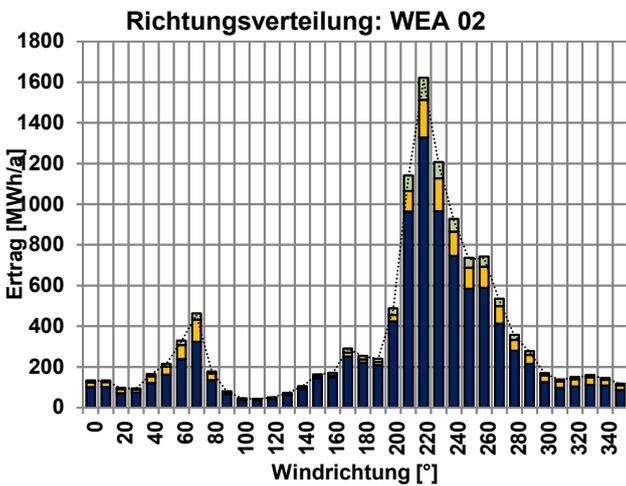
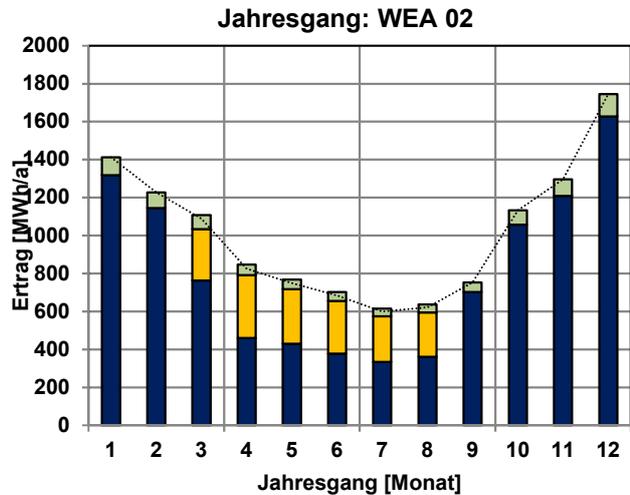
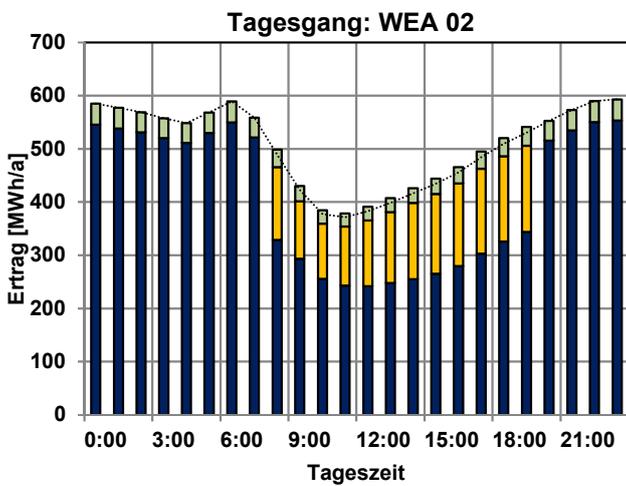
■ Nettoenergieertrag

..... Parkenergieertrag

In den Rubriken Nettoertrag und Gesamtverlust sind alle zu berücksichtigende Einzelverluste gemeinsam inklusive ihrer zeitlichen Wechselwirkung enthalten. Die Werte für die einzelnen Verlustkomponenten hingegen wurden unter der Annahme berechnet, dass diese jeweils nur alleine auftreten. Somit ergeben sich die Gesamtverluste nicht aus einer einfachen Addition der Einzelverluste (bzw. Multiplikation von Effizienzen), da Verluste gleichzeitig auftreten können bzw. zeitlich statistisch unterschiedlich verteilt sein können.

Verlustberechnung Windpark Mansbach

WEA 02	MWh/a	relativ
Parkenergieertrag	12140	
Rotmilan	1647	13,6%
Summe genehmigungsrechtl. Verluste	1647	13,6%
pauschale technische Verluste	816	6,7%
Gesamtverlust	2352	19,4%
Nettoenergieertrag	9788	



■ pauschale technische Verluste

■ Rotmilan

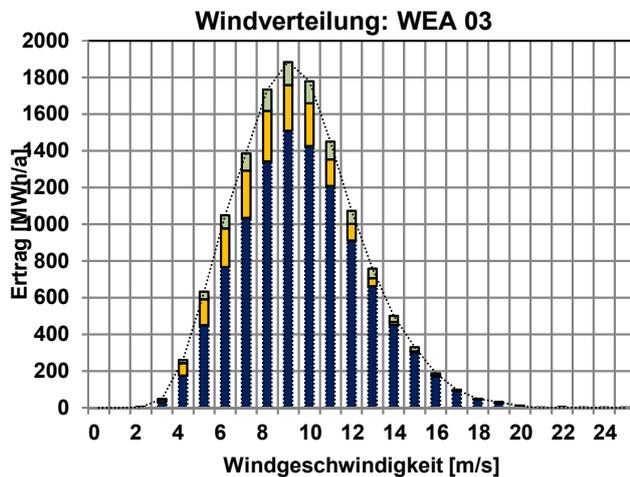
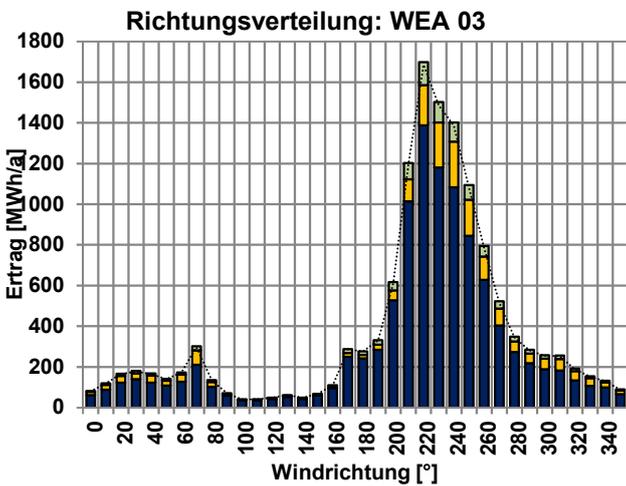
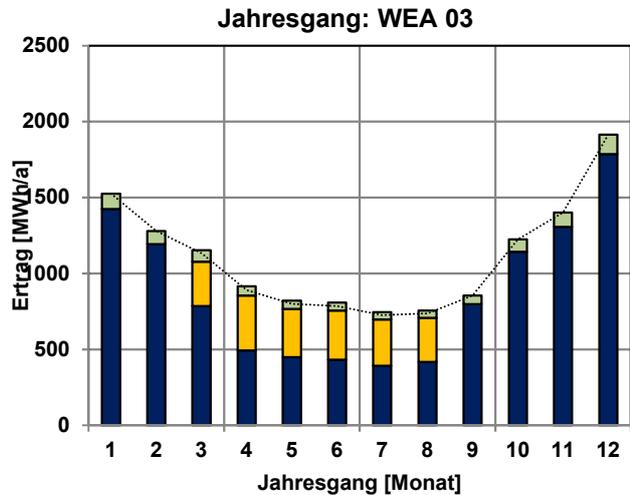
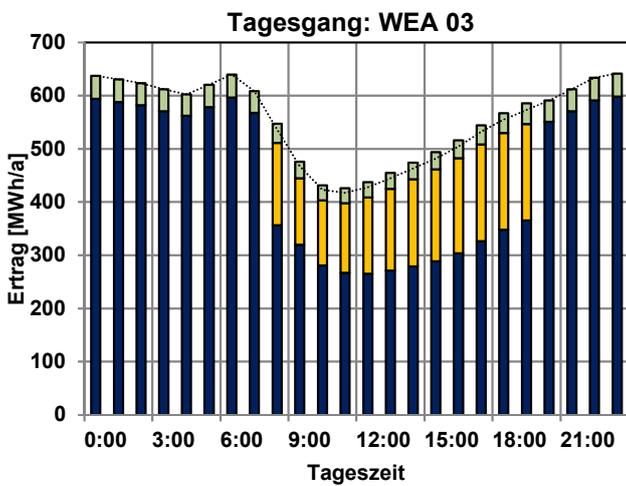
■ Nettoenergieertrag

..... Parkenergieertrag

In den Rubriken Nettoertrag und Gesamtverlust sind alle zu berücksichtigende Einzelverluste gemeinsam inklusive ihrer zeitlichen Wechselwirkung enthalten. Die Werte für die einzelnen Verlustkomponenten hingegen wurden unter der Annahme berechnet, dass diese jeweils nur alleine auftreten. Somit ergeben sich die Gesamtverluste nicht aus einer einfachen Addition der Einzelverluste (bzw. Multiplikation von Effizienzen), da Verluste gleichzeitig auftreten können bzw. zeitlich statistisch unterschiedlich verteilt sein können.

Verlustberechnung Windpark Mansbach

WEA 03	MWh/a	relativ
Parkenergieertrag	13285	
Rotmilan	1891	14,2%
Summe genehmigungsrechtl. Verluste	1891	14,2%
pauschale technische Verluste	893	6,7%
Gesamtverlust	2657	20,0%
Nettoenergieertrag	10628	



■ pauschale technische Verluste

■ Rotmilan

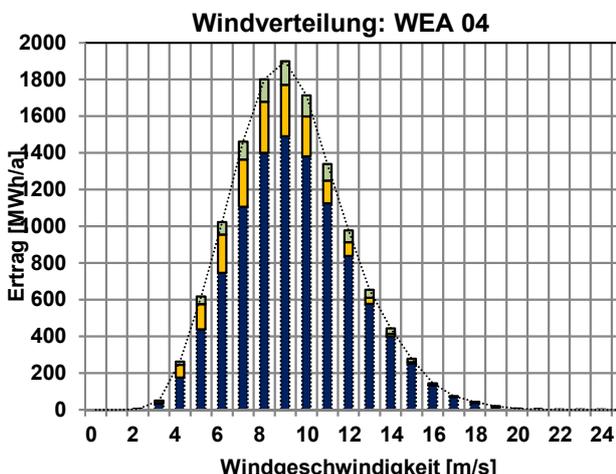
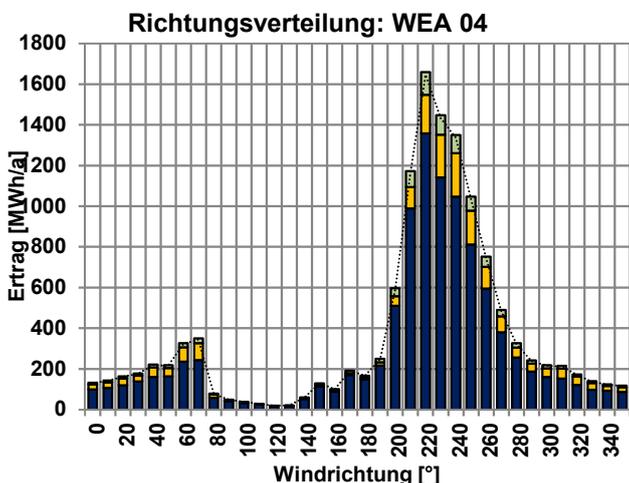
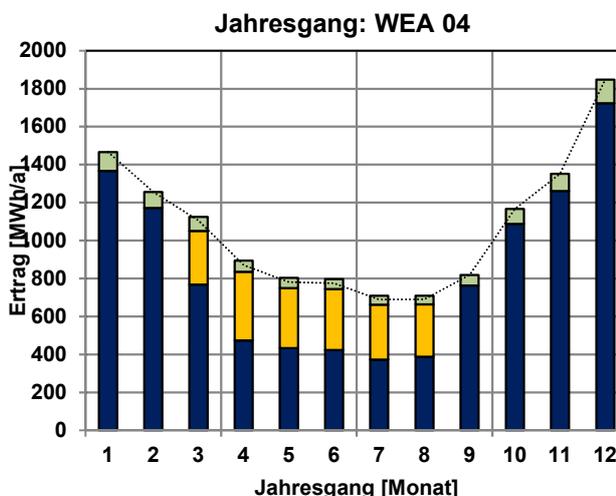
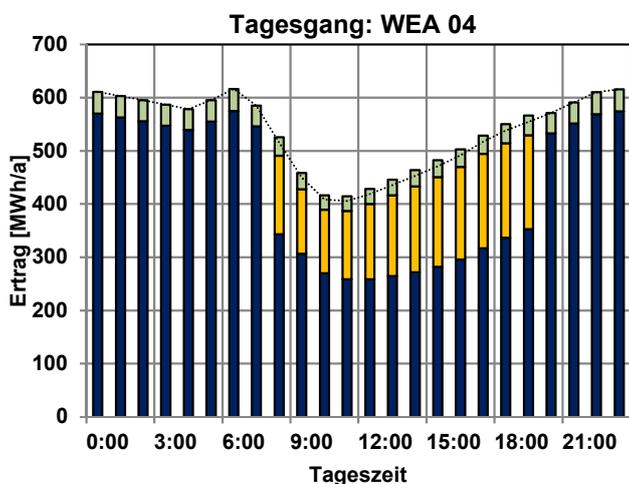
■ Nettoenergieertrag

..... Parkenergieertrag

In den Rubriken Nettoertrag und Gesamtverlust sind alle zu berücksichtigende Einzelverluste gemeinsam inklusive ihrer zeitlichen Wechselwirkung enthalten. Die Werte für die einzelnen Verlustkomponenten hingegen wurden unter der Annahme berechnet, dass diese jeweils nur alleine auftreten. Somit ergeben sich die Gesamtverluste nicht aus einer einfachen Addition der Einzelverluste (bzw. Multiplikation von Effizienzen), da Verluste gleichzeitig auftreten können bzw. zeitlich statistisch unterschiedlich verteilt sein können.

Verlustberechnung Windpark Mansbach

WEA 04	MWh/a	relativ
Parkenergieertrag	12825	
Rotmilan	1847	14,4%
Summe genehmigungsrechtl. Verluste	1847	14,4%
pauschale technische Verluste	862	6,7%
Gesamtverlust	2585	20,2%
Nettoenergieertrag	10240	

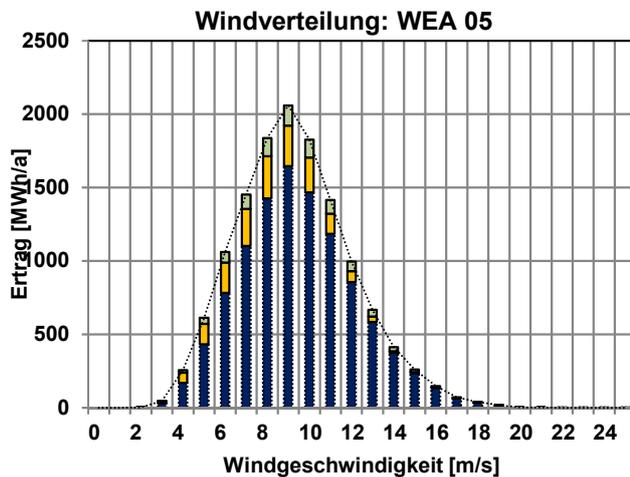
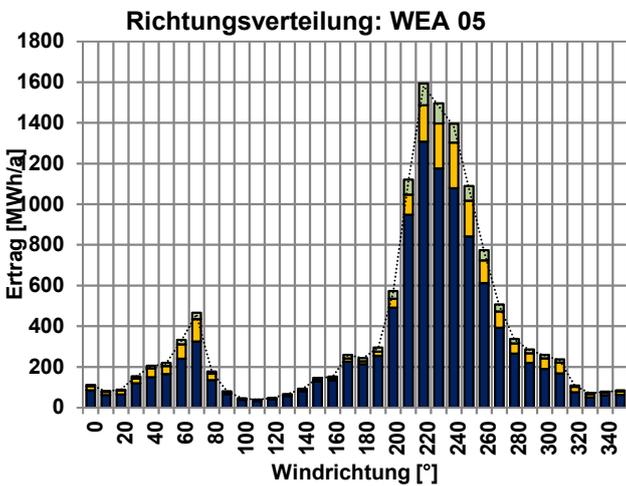
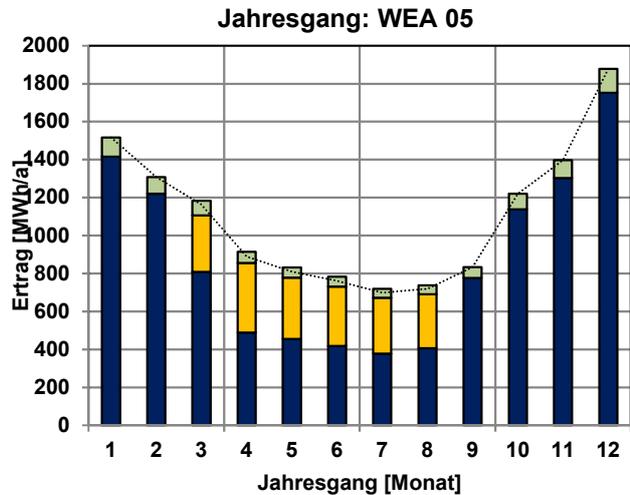
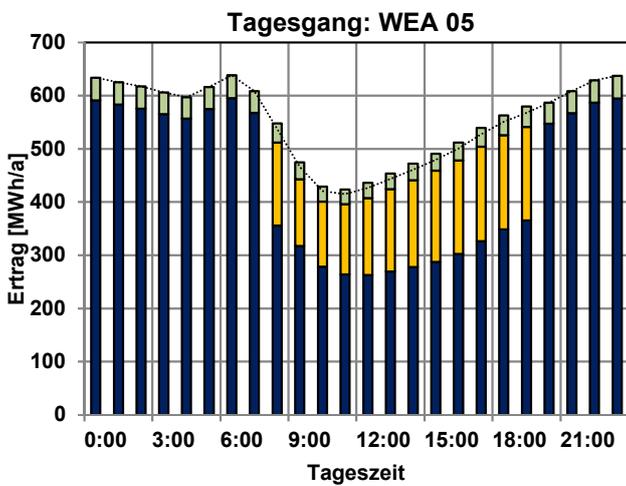


- pauschale technische Verluste
- Rotmilan
- Nettoenergieertrag
- Parkenergieertrag

In den Rubriken Nettoertrag und Gesamtverlust sind alle zu berücksichtigende Einzelverluste gemeinsam inklusive ihrer zeitlichen Wechselwirkung enthalten. Die Werte für die einzelnen Verlustkomponenten hingegen wurden unter der Annahme berechnet, dass diese jeweils nur alleine auftreten. Somit ergeben sich die Gesamtverluste nicht aus einer einfachen Addition der Einzelverluste (bzw. Multiplikation von Effizienzen), da Verluste gleichzeitig auftreten können bzw. zeitlich statistisch unterschiedlich verteilt sein können.

Verlustberechnung Windpark Mansbach

WEA 05	MWh/a	relativ
Parkenergieertrag	13205	
Rotmilan	1878	14,2%
Summe genehmigungsrechtl. Verluste	1878	14,2%
pauschale technische Verluste	887	6,7%
Gesamtverlust	2639	20,0%
Nettoenergieertrag	10566	



■ pauschale technische Verluste

■ Rotmilan

■ Nettoenergieertrag

..... Parkenergieertrag

In den Rubriken Nettoertrag und Gesamtverlust sind alle zu berücksichtigende Einzelverluste gemeinsam inklusive ihrer zeitlichen Wechselwirkung enthalten. Die Werte für die einzelnen Verlustkomponenten hingegen wurden unter der Annahme berechnet, dass diese jeweils nur alleine auftreten. Somit ergeben sich die Gesamtverluste nicht aus einer einfachen Addition der Einzelverluste (bzw. Multiplikation von Effizienzen), da Verluste gleichzeitig auftreten können bzw. zeitlich statistisch unterschiedlich verteilt sein können.

Anhang III Ertragsindex Ramboll_2018: Langzeitbezug, BDB-Index und 100 %-Jahr

Ziel eines Windgutachtens ist die Ermittlung der langfristig an einem Standort zu erwartenden Wind- und Ertragsbedingungen. Die dafür zu Grunde liegenden Windmessdaten bzw. Betriebsergebnisse bestehender WEA decken in der Regel nur kurze Zeiträume ab. Daher kommt deren Umrechnung auf eine langfristig repräsentative Referenzperiode mit Hilfe eines geeigneten Index eine zentrale Bedeutung zu.

In früheren Zeiten wurde in Deutschland zum Langzeitabgleich von WEA-Betriebsergebnissen allein der BDB-Index der Betreiber-Datenbasis [1] (auch IWET- oder Keiler-Häuser-Index genannt) verwendet. Dieser beruht auf den Betriebsergebnissen einer Vielzahl bestehender WEA seit dem Beginn der neunziger Jahre. Seine Verlässlichkeit wird immer wieder kritisiert, da Betriebsergebnisse bereits langjährig produzierender WEA z. T. deutlich unter den aus dem Index resultierenden Langzeitwerten liegen und der Index selber für die letzten 20 Jahre einen sehr starken Abwärtstrend zeigt. Der BDB-Index wurde vom Urheber mehrfach überarbeitet und ist seit März 2018 als zurzeit gültige Version V2017 erhältlich. Er gibt für 20 Regionen (siehe Abbildung 1) das monatliche Ertragsverhältnis bezüglich einer langjährigen Referenzperiode 2002–2016 in Prozent an. Im Vergleich zur Vorgängerversion sind 5 Zonen (1, 3, 4, 7 und 21) weggefallen. Wesentliche Neuerung war eine Überarbeitung der Normierung mit dem genannten Bezugszeitraum 2002-2016. Ein deutlicher Abwärtstrend ist dem Index allerdings erhalten geblieben, wodurch die Windverhältnisse zeitnahe Perioden und in der Zukunft möglicherweise weiterhin in der Tendenz unterbewertet werden.

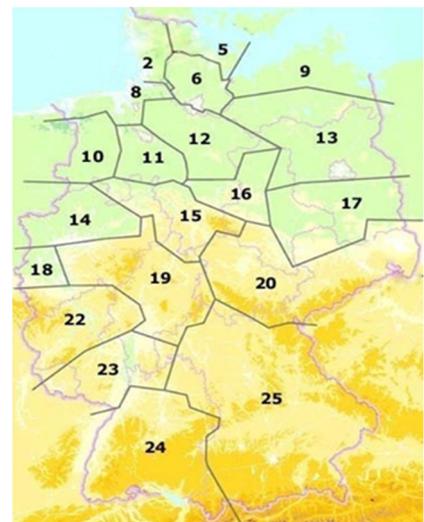


Abbildung 1: BDB-Zonen

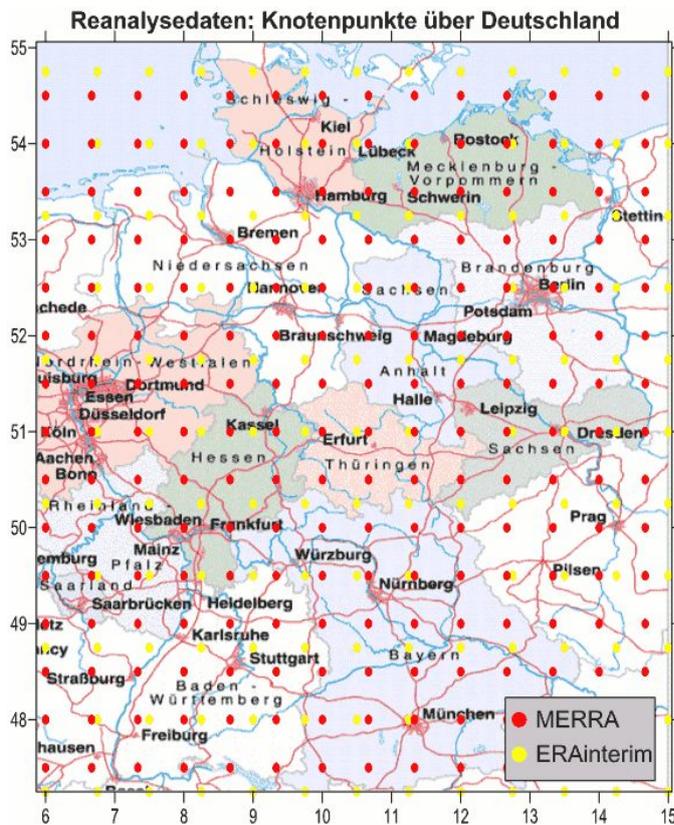


Abbildung 2: Knotenpunkte der Reanalysedaten von MERRAII und ERAinterim für Deutschland

Vor dem Hintergrund der Diskussionen über die Konsistenz des BDB-Index und die Plausibilität von Reanalysedaten verwendete CUBE Engineering seit Anfang 2016 einen aus drei Einzel-Indizes bestehenden Langzeitindex „CUBE_2016“ (zusätzlich zu BDB V2011 basierend auf MERRAII- und ERAinterim-Reanalysedaten) mit dem Bezugszeitraum 1996–2015, um auch die windschwachen Jahre der jüngeren Vergangenheit statistisch einzubeziehen. Da der BDB Index im März 2017 auf Version 2017 umgestellt wurde, wird jetzt ein neuer Index mit der Bezeichnung Ramboll_2018 genutzt. Neben dem schon weiter oben beschriebenen, aber jetzt auf den aktuellen Bezugszeitraum 1998–2017 umgerechneten, BDB-Index V2017 finden folgende Indizes Verwendung:

- Daten des Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications (MERRAII [2])-Projekts der NASA, die auf qualitativ sehr hochwertigen Wetteranalysen basieren. Sie liegen für Deutschland in einem 50 km Raster (siehe Abbildung 2) für den Zeitraum 1979 bis heute in stündlicher Auflösung vor.
- Daten des Reanalyseprojekts ERAinterim des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (ECMWF) [3]: Sie liegen in einem 80 km-Raster (siehe Abbildung 2) für den Zeitraum 1979 bis heute in 6-stündiger Auflösung vor.

Zur Ableitung des Ramboll-Ertragsindex werden Zeitreihen des jeweils nächstgelegenen Knotenpunkts mit einer repräsentativen Leistungskennlinie und der jeweils aktuellen Luftdichte in stündliche bzw. 6-stündliche Ertragswerte umgerechnet, monatlich summiert und mit dem Gesamtertrag der Periode 1998–2017 normiert.

Die Kombination des BDB-Index V2017 (auf den Bezugszeitraum 1998 – 2017 umgerechnet), des MERRAIL-Index und des ERAinterim-Index wird nun unter der Bezeichnung Ramboll_2018 als Wind- und Ertragsindex für die Erstellung von Windgutachten eingesetzt. Der Mittelwert dieser drei Indizes wird als wahrscheinlichste Schätzung für den Ertragsindex angesehen, die Streuung der Resultate der Einzelindizes liefert ein Maß für die Unsicherheit.

Abbildung 3 zeigt die durch den Übergang vom Index CUBE_2016 auf Ramboll_2018 zu erwartenden Änderung des Langzeitniveaus. Beispielhaft gezeigt werden die Jahre 2007 und 2015 für die 25 (bzw. 20) Regionen des BDB-Index. Die Indexwerte für die Reanalysen ergeben sich durch Mittelung über die in die jeweilige Region fallenden Knotenpunkte. Die Unterschiede fallen mit Werten zwischen +1,3 und -1,5 % moderat aus. In Süddeutschland in den Zonen 23 – 25 sind die Änderungen bei beiden Jahren negativ (geringere Indizes = höhere Langzeiterträge), in den übrigen Regionen stellt sich mit Ausnahme der Region 18 das Verhältnis im Jahr 2015 positiv dar (höhere Indizes = niedrigere Langzeiterträge), für das Jahr 2007 in den Zonen 2, 5, 9 und 18 negativ, bei den übrigen positiv.

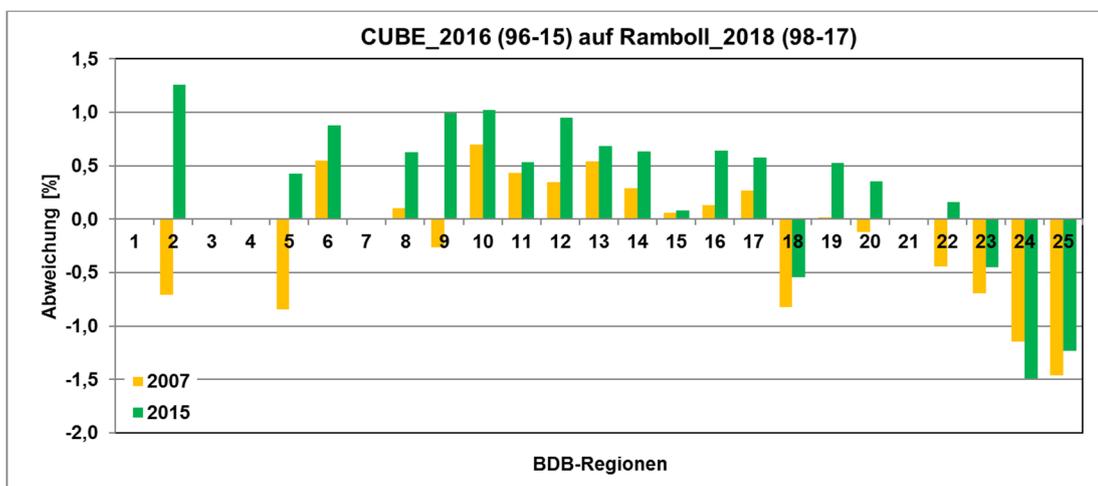


Abbildung 3: Änderungen des Langzeitniveaus durch Übergang auf Ramboll_2018 für die einzelnen BDB-Regionen

Der BDB-Index weist über die letzten 20 Jahre eine Verringerung des Ertragspotenzials von 2–24 % für alle Regionen in Deutschland aus (siehe Abbildung 4), die von den anderen Datenquellen vor allem in Norddeutschland so nicht bestätigt wird. Die Reanalysedaten zeigen hier Änderungen mit einer sogar leicht positiven Tendenz. Nur im Süden werden die abnehmenden Ertragsverhältnisse durch diese Daten bestätigt. Durch den starken Abwärtstrend führt der BDB-Index zu einer Überbewertung der Langzeiterträge bei der Analyse jüngerer Betriebsdaten, was

durch die Hinzunahme der beiden Reanalysedatensätze abgemildert wird.

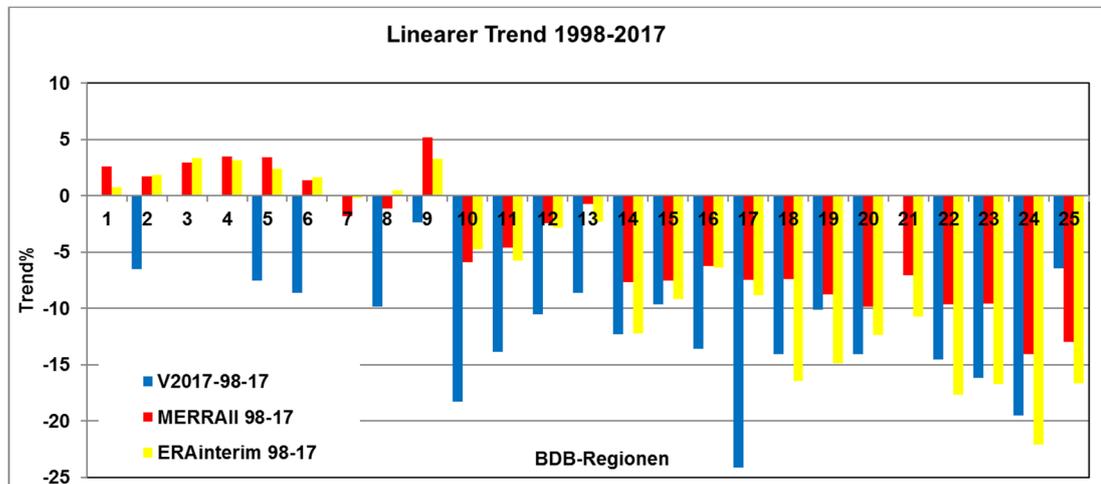


Abbildung 4: Linearer Trend der Indizes für die Jahre 1998–2017

Anhang IV Akkreditierungsurkunde



Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

Beliehene gemäß § 8 Absatz 1 AkkStelleG i.V.m. § 1 Absatz 1 AkkStelleGBV
Unterzeichnerin der Multilateralen Abkommen
von EA, ILAC und IAF zur gegenseitigen Anerkennung

Akkreditierung



Die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH bestätigt hiermit, dass das Prüflaboratorium

Ramboll CUBE GmbH

mit den Standorten

Breitscheidstraße 6, 34119 Kassel
Andreaestraße 3, 30159 Hannover

die Kompetenz nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 besitzt, Prüfungen in folgenden Bereichen durchzuführen:

Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen (WEA) einschließlich Prüfung windklimatologischer Eingangsdaten; Bestimmung des 60 % Referenzertrag-Nachweises; Bestimmung der Standortgüte; Durchführung und Auswertung von Windmessungen zur Bestimmung des Windpotenzials; Erstellung von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellung von Schattenwurfprognosen für Windenergieanlagen; Erstellung von Gutachten zur natürlichen Umgebungsturbulenz von Windenergieanlagenstandorten auf der Grundlage der Berechnung von Turbulenzintensitäten

Die Akkreditierungsurkunde gilt nur in Verbindung mit dem Bescheid vom 08.03.2018 mit der Akkreditierungsnummer D-PL-11038-01 und ist gültig bis 01.11.2020. Sie besteht aus diesem Deckblatt, der Rückseite des Deckblatts und der folgenden Anlage mit insgesamt 3 Seiten.

Registrierungsnummer der Urkunde: **D-PL-11038-01-00**

Berlin, 08.03.2018

Im Auftrag Dr. Heike Manke
Abteilungsleiterin



Siehe Hinweise auf der Rückseite