

Bestimmung des Windpotentials und des Energieertrages von Windenergieanlagen am Standort Großberndten

Auftraggeber: Stadt Sondershausen
Fachbereich Bau & Ordnung
Markt 7
99706 Sondershausen
Deutschland

Standort: Großberndten, Thüringen

Berichts-Nr.: 18-176-7018486-Rev.00-GW-LB

Art des Berichtes: Wind- und Ertragsgutachten nach TR6, Rev.10

Datum: 30. August 2019

Bestimmung des Windpotentials und des Energieertrages von Windenergieanlagen am Standort Großberndten

-Prüfbericht-

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
18-176-7018486-Rev.00-GW-LB	30.08.2019	Bestimmung des Windpotentials und des Energieertrages von Windenergieanlagen am Standort Großberndten	Erstbericht

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2005 für die Bereiche "Ermittlung des Windpotentials für WEA-Standorte; Berechnung des zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrages; Bestimmung der Standortgüte; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mit Anemometern, SoDAR und LiDAR; Durchführung des 60%-Referenzertrag-Nachweises nach EEG; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnungen von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

Reppenstedt, den 30. August 2019

verantwortlicher Bearbeiter

geprüft

freigegeben

ppa C. Blü

A. Stubbenhagen

ppa C. Blü

Lasse Blanke
Dipl. Geograph
Senior Consultant

Anna-Lena Stubbenhagen
M.Sc. Meteorologie
Senior Consultant

Dr. H.-T. Mengelkamp
Geschäftsführer



Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Gleichwohl ist die Möglichkeit einer Fehleinschätzung der mittleren Windverhältnisse und Jahresenergieerträge als auch der anzunehmenden Unsicherheiten nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind. Insofern wird eine Haftung für die hier dargestellten Ergebnisse seitens des Auftragnehmers nicht übernommen. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen gefordert werden.

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

Eine auszugsweise Veröffentlichung dieses Dokumentes ist nicht erlaubt.

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

Dieser Bericht umfasst 80 Seiten.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Vorbemerkung / Aufgabenstellung	5
2 Ergebnisübersicht	6
3 Standort und Lagebeschreibung	7
3.1 Koordinaten	7
3.2 Standortbeschreibung	10
3.3 Rauigkeit / Wald	12
3.4 Orographie	12
3.5 Komplexitätsprüfung	13
3.6 Hindernisse	14
3.7 Standortbesichtigung	14
4 Vergleichsstandorte und Bewertung	15
4.1 Filterung und Auswertung der Ertragsdaten	15
4.2 Langzeitdatensätze	16
4.3 Konsistenzprüfung	18
4.4 Repräsentativität von Vergleichs-WEA	21
4.5 Projektspezifische Vergleichsanlagen	22
4.6 Ergebnisse des Langzeitabgleichs	23
4.7 Bewertung des Modellabgleichs	24
5 Die Windverhältnisse	26
5.1 Windstatistik	26
5.2 Windverhältnisse am Standort	27
6 Ertragsberechnungen	29
6.1 Modell	29
6.2 Luftdichte	29
6.3 Leistungskurven und Schubbeiwerte	30
6.4 Parkerträge	31
6.5 Abschattungsverluste für Bestands-WEA	37
7 Energieverlustfaktoren	39
7.1 Verluste aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen	39
7.2 Zusätzliche Verluste	41
7.3 Kombination der Verluste	44
7.4 Bewertung der Wirtschaftlichkeit	44
8 Unsicherheitsbetrachtung	48
8.1 Gesamtunsicherheit	53
8.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten	55
8.3 Natürliche Variabilität des Energieertrages	58
9 Hinweise zur Technischen Richtlinie 6	59
10 Hinweis zu Erlösgutachten	59
11 Zusammenfassung	59
12 Quellenverzeichnis	61
Anhang A Leistungskurve	62
Anhang B Abkürzungsverzeichnis / englische Begriffe	66
Anhang C Begriffe	67
Anhang D Vergleichsanlagen	69

1 Vorbemerkung / Aufgabenstellung

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 20.11.2018 von der Stadt Sondershausen beauftragt, das Windpotential und den zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrag von Windenergieanlagen am Standort Großberndten zu ermitteln.

Der Windpark soll in zwei Ausbaustufen betrachtet werden, wobei in der ersten Ausbaustufe ein Zubau von 8 WEA erfolgt. In der zweiten Ausbaustufe erfolgt ein Repowering von 12 Bestands-WEA durch 7 neue WEA. Daneben soll der erhöhte Abschattungsverlust für die Bestands-WEA durch die beiden Ausbaustufen inklusive der Berücksichtigung von Sektormanagement ermittelt werden und eine Aussage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Vorhabens getroffen werden.

Als Berechnungsverfahren wird das Wind Atlas und Analyse Programm WAsP des RISØ National Laboratory, Roskilde, Dänemark, (Version 11.6) verwendet, das Gutachten wird nach der Methode des Europäischen Windatlas erstellt.

Es wurden Windenergieanlagen bei der Parkberechnung berücksichtigt, die vom Auftraggeber genannt oder bei der Standortbesichtigung erkannt wurden. Eine Anfrage über zusätzliche geplante und/oder beantragte WEA bei der zuständigen Genehmigungsbehörde wurde seitens anemos GmbH nicht gestellt.

Im gesamten Dokument wird ein Punkt als Dezimaltrennzeichen verwendet. Die im Gutachten aufgeführten Zahlen können gerundet angegeben sein. Alle Ergebnisse und Zwischenergebnisse werden jedoch ungerundet verrechnet. Es kann daher vorkommen, dass einige Ergebnisse mit den im Gutachten angegebenen Zahlenwerten nicht exakt nachgerechnet werden können.

Dieses Gutachten richtet sich nach Teil 6 der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen / Revision 10 (Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, 26.10.2017) der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.

2 Ergebnisübersicht

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse:

Tab. 1: Zusammenfassung der Ergebnisse

Standort	Großberndten	
	Ausbaustufe 1	Ausbaustufe 2
Variante	Ausbaustufe 1	Ausbaustufe 2
Anzahl WEA	8	7
WEA-Typ	7x V150 4.2, 1x E138 3.5	5x V150 4.2, 1x E126 3.5, 1x E92 2.35
Nennleistung [MW]	7x 4.2, 1x 3.5	5x 4.2, 1x 3.5, 1x 2.35
Installierte Leistung [MW]	32.9	26.85
Nabenhöhe [m]	7x 125 m, 1x 131 m	5x 125 m, 1x 135 m, 1x 104
Leistungskurve	berechnet	berechnet
Bruttoenergieertrag [GWh/a]	106.576	83.237
Eff _{Park} [%]	86.95	82.02
Parkenergieertrag [GWh/a]	92.668	68.268
Eff _{BImSchG} [%]	68.71	46.70
GU _{BImSchG} [%]	14.34	18.00
P50 _{BImSchG} [GWh/a]	63.677	31.884
P75 _{BImSchG} [GWh/a]	57.520	28.013
P90 _{BImSchG} [GWh/a]	51.979	24.530
Eff _{Total} [%]	56.48	36.21
GU _{Total} [%]	14.59	18.20
P50 _{Total} [GWh/a]	60.198	30.142
P75 _{Total} [GWh/a]	54.273	26.441
P90 _{Total} [GWh/a]	48.940	23.110
u _{NH} [m/s]	6.36 (6.16-6.66)	6.34 (6.10-6.77)

Die Begriffe werden im Anhang C definiert.

Die hier berechneten Werte für das Windpotential, den Energieertrag von WEA sowie die Unsicherheit beziehen sich auf einen zukünftigen Betriebszeitraum von 20 Jahren. Der Referenzzeitraum der verwendeten Langzeitdaten umfasst die Jahre 1998 - 2017.

3 Standort und Lagebeschreibung

Der Windpark befindet sich im Nordwesten Thüringens, ca. 25 km südlich des Harzes.



Abb. 1: Übersichtskarte. Quelle: Google Earth Pro.

3.1 Koordinaten

Der Windpark soll in zwei Ausbaustufen betrachtet werden, wobei in der ersten Ausbaustufe ein Zubau von 8 WEA erfolgt (s. Tab. 2). In der zweiten Ausbaustufe erfolgt ein Repowering von 12 Bestands-WEA durch 7 neue WEA (s. Tab. 4).

Die Koordinaten der geplanten WEA wurden vom Auftraggeber übermittelt. Die WEA-Typen der geplanten WEA wurden in Absprache mit dem Auftraggeber ausgewählt.

Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS84) sowie weitere Informationen der geplanten WEA in Ausbaustufe 1 sind in Tab. 2 aufgelistet.

Tab. 2: Koordinaten der geplanten WEA – Ausbaustufe 1

WEA	Bez. neu	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]	Besonderheiten
1	P40	617593	5693806	422	V150 4.2 MW	125	150	Ausbaustufe 1
4	P41	617677	5693389	405				
5	P44	618510	5693467	413				
6	P42	617425	5692992	400				
9	P45	618614	5692760	431				
14	P50	619157	5693208	439				
15	P51	619330	5692927	436	E-138 3.5 MW	131	138	
19	P52	619844	5693272	454				

Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS84) sowie weitere Informationen der bestehenden WEA in Ausbaustufe 1 sind in Tab. 3 aufgelistet.

Tab. 3: Koordinaten der bestehenden WEA – Ausbaustufe 1

WEA	Bez. neu	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]	Besonderheiten
825842	B30	619404	5693661	452	E-82 E2 2.3	108.4	82	Bestands-WEA
825843	B34	619487	5693418	450				
825844	B31	619839	5693655	461				
825845	B36	620182	5693485	461				
825846	B37	620712	5693511	460				
825847	B32	620398	5693780	457				
70726	B33	620724	5693871	453	E66 18.70-3	65	70.4	Vergleichs-WEA
441261	B35	619792	5693403	459	E40 6.44		43.7	
R70316	B13	617524	5692648	401	Repower MD77	85	77	
R70333	B10	618035	5693765	418				
R70332	B12	618038	5693506	412				
R70318	B14	618137	5692663	413				
R70319	B15	618318	5693009	419				
R70334	B11	618505	5693783	419				
R70330	B16	618788	5693205	431				
R70317	B17	618903	5692939	436				
R70315	B18	619178	5692460	423				
R70314	B19	619306	5692330	419	E-82 2.3 MW	108.4	82	
822656	B21	618426	5692453	421				
822657	B20	617832	5692419	407				
822655	B22	619061	5692666	431				

Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS84) sowie weitere Informationen der geplanten WEA in Ausbaustufe 2 sind in Tab. 2 aufgelistet.

Tab. 4: Koordinaten der geplanten WEA – Ausbaustufe 2

WEA	Bez. neu	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]	Besonderheiten
2	P60	618077	5693775	418	V150 4.2 MW	125	150	Ausbaustufe 2
3	P61	618554	5693861	422				
7	P62	617525	5692670	400				
8	P63	618108	5692897	413				
13	P64	618872	5693017	435				
18	P65	619300	5692393	421	E-92 2.35 MW	104	92	
BF09	P66	619852	5693452	461	E-126 3.5 MW	135	127	

Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS84) sowie weitere Informationen der bestehenden sowie fremdgeplanten WEA in Ausbaustufe 2 sind in Tab. 3 aufgelistet.

Tab. 5: Koordinaten der bestehenden WEA – Ausbaustufe 2

WEA	Bez. neu	Rechtswert	Hochwert	Höhe ü. NN [m]	WEA-Typ	NH [m]	D [m]	Besonderheiten
1	P40	617593	5693806	422	V150 4.2 MW	125	150	Ausbaustufe 1
4	P41	617677	5693389	405				
5	P44	618510	5693467	413				
6	P42	617425	5692992	400				
9	P45	618614	5692760	431				
14	P50	619157	5693208	439				
15	P51	619330	5692927	436				
19	P52	619844	5693272	454	E-138 3.5 MW	131	138	
825842	B30	619404	5693661	452	E-82 E2 2.3	108.4	82	Bestands-WEA
825843	B34	619487	5693418	450				
825844	B31	619839	5693655	461				
825845	B36	620182	5693485	461				
825846	B37	620712	5693511	460				
825847	B32	620398	5693780	457				
822656	B21	618426	5692453	421	E-82 2.3 MW	108.4	82	Vergleichs-WEA
822657	B20	617832	5692419	407				
822655	B22	619061	5692666	431				

3.2 Standortbeschreibung

Das zu beurteilende Windparkareal befindet sich etwa 2 km nördlich der Ortschaft Großberndten und etwa 2.5 km nordwestlich der Ortschaft Immenrode in Thüringen (s. Abb. 2).

Die Standorte der geplanten WEA befinden sich auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche. In unmittelbarer Umgebung der nordwestlich gelegenen WEA (1, 4 und 6) befinden sich im Westen, Norden und Osten Waldgebiete der Hainleite mit Baumhöhen von etwa 25 m. Der westliche Waldstreifen erstreckt sich über eine Fläche von etwa 1.9 km x 1.1 km. Dahinter befindet sich in etwa 3 km Entfernung die Ortschaft Kleinberndten, die ebenfalls von landwirtschaftlich genutzter Fläche umgeben ist. Die weiteren 8 km in westlicher Richtung werden wiederum durch die Waldfläche der Hainleite dominiert. Die Waldflächen der Hainleite erstrecken sich ebenfalls nördlich und östlich der geplanten WEA.

Im Süden erstreckt sich hauptsächlich landwirtschaftlich genutztes Gebiet, das von einigen Ortschaften und vereinzelt kleinen Wäldchen unterbrochen wird. In Hauptwindrichtung in südwestlicher Richtung beginnt in etwa 2.6 km Entfernung ein schmales Waldgebiet mit einem Ausmaß von 4.5 km x 1.1 km. Anschließend an das Waldgebiet erstreckt sich landwirtschaftlich genutzte Fläche mit eingelagerten Wäldchen und Ortschaften.

Der Einfluss der Geländebeschaffenheit auf die Windverhältnisse wird durch eine digitale Karte der Rauigkeitsgegebenheiten berücksichtigt (siehe Abb. 4).

Orographisch kann die insgesamt berücksichtigte Standortumgebung (50 x 50 km²) als welliges bis hügeliges Gelände bezeichnet werden, wobei Höhenunterschiede zwischen 140 und 600 Meter ü. NN auftreten. Die relativ großen Höhen von etwa 600 m ü. NN innerhalb des betrachteten Gebietes befinden sich am nordöstlichen Rand des digitalen Modells und kennzeichnen den südlichen Rand des Harzes.

Innerhalb eines Gebietes von 10 x 10 km² finden sich Höhenunterschiede von 200 bis 463 m ü. NN. Die Standorte selbst weisen in Variante 1 eine mittlere Höhe von 425 m ü. NN auf und liegen innerhalb einer Spanne von 400 m bis 454 m. In Variante 2 weisen die WEA eine mittlere Höhe von 424 m ü. NN auf und liegen innerhalb einer Spanne von 400 m bis 461 m. Der Einfluss der Geländeform auf die Windverhältnisse wird durch eine Digitalisierung der Höhenlinien berücksichtigt.

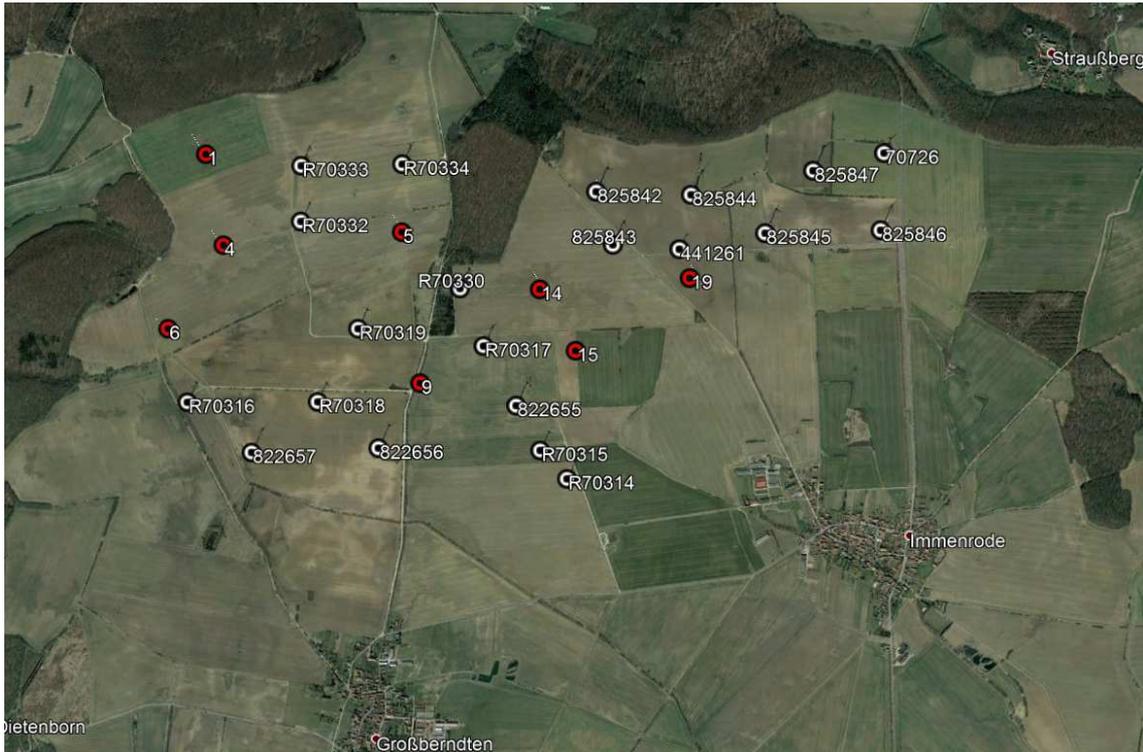


Abb. 2: Übersicht des zu beurteilenden Standortes in Ausbaustufe 1, die geplanten WEA sind rot und die Bestands-WEA weiß markiert, Quelle: Google Earth Pro

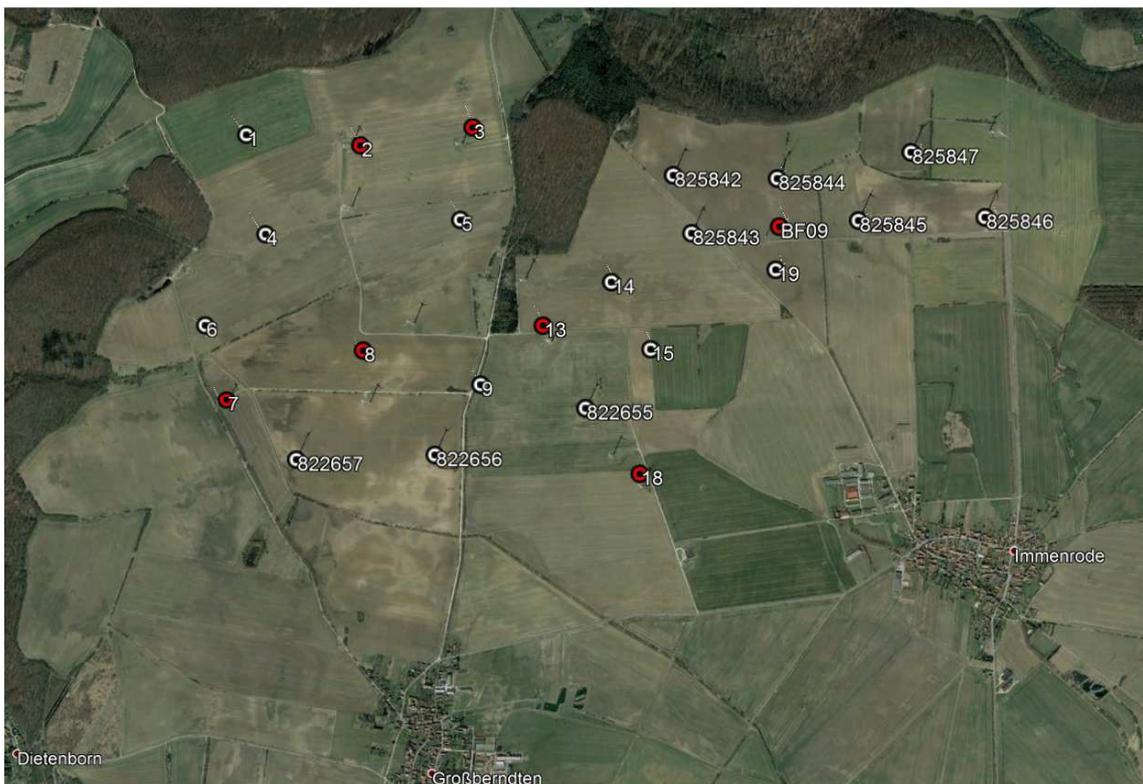


Abb. 3: Übersicht des zu beurteilenden Standortes in Ausbaustufe 2, die geplanten WEA sind rot und die Bestands-WEA weiß markiert, Quelle: Google Earth Pro

3.3 Rauigkeit / Wald

Die Information über die Vegetation bzw. Rauigkeitsverhältnisse innerhalb des Simulationsgebietes wurden aus dem CORINE Datensatz der *European Environment Agency* (EEA) abgeleitet. Basis für diese Information sind Daten des Satelliten Landsat 7 im Maßstab 1:100'000. Die Rasterdaten liegen mit einer räumlichen Auflösung von 100 m vor. Der Datenbestand von 2006 wird von der anemos GmbH verwendet. In der unmittelbaren Umgebung des zu beurteilenden Standortes und der Standorte der Vergleichs-WEA wurden diese Informationen durch Abgleich mit topographischen Karten im Maßstab 1:25'000 sowie Informationen von der Standortbesichtigung aktualisiert.

Das Programm WASP sieht eine Berücksichtigung von Waldgebieten nicht implizit vor. Während weiter entfernte Waldgebiete bei der Rauigkeitsbeschreibung berücksichtigt werden, muss bei Waldgebieten in der unmittelbaren Umgebung von WEA die Angabe einer Verdrängungshöhe explizit beachtet werden.

Im vorliegenden Projekt wurde keine Verdrängungshöhe verwendet, da die WEA einen ausreichenden Abstand zu relevanten Waldflächen in der näheren Umgebung aufweisen und zudem der Einfluss des Waldes bereits in den Ertragsdaten der Vergleichsanlagen enthalten ist.

3.4 Orographie

Die Geländehöhen wurden dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und auf das Modellgitter interpoliert. Die Daten wurden im Jahr 2000 aufgenommen und liegen als Rasterdaten mit einer räumlichen Auflösung von etwa 90 m vor. Die vertikale Auflösung beträgt 1 m. In der unmittelbaren Umgebung des zu beurteilenden Standortes und der Standorte der Vergleichs-WEA wurden diese Informationen durch Abgleich mit topographischen Karten im Maßstab 1:25'000 aktualisiert. Die Größe des insgesamt berücksichtigten Gebietes ist aus der Abb. 4 ersichtlich.

Insbesondere in Waldgebieten wurden die Höhenlinien manuell mit den Karten abgeglichen, da die Satellitendaten die Waldoberfläche als Geländehöhe missinterpretierten.

Die Software WASP berechnet einen RIX-Wert (*ruggedness index*), der die Hangneigung des Geländes beschreibt. Liegt der Index bei 0 %, sind geringere Hangneigungen als 30 % vorhanden, sodass die Windströmung der Geländeoberfläche folgt. Für diese Geländeart ist die Strömungsmodellierung mit WASP geeignet.

Ist der RIX-Wert > 0 % liegen Hangneigungen > 30 % innerhalb des betrachteten Geländes vor und Strömungsablösungen können auftreten. Für diese Geländeart ist die Strömungsmodellierung mit WASP nur bedingt geeignet und es kann, abhängig von der Lage der Vergleichs-WEA bzw. Windmessung, zu einer Fehlberechnung des Wind- und Energiepotentials kommen.

Am geplanten Standort sowie an den Vergleichsstandorten werden RIX-Werte von 0.2 % bis 1.8 % berechnet. WASP ist für die vorliegende Geländeart zur Modellierung der Windverhältnisse und Energieerträge als geeignet anzusehen.

3.5 Komplexitätsprüfung

Die Komplexitätsprüfung nach TR6 hat direkte Auswirkungen auf die Repräsentativität möglicher Vergleichs-WEA. Wird das Gelände nach IEC als komplex eingestuft, sollen Vergleichs-WEA nicht weiter als 2 km von den geplanten WEA entfernt sein.

Unabhängig von der detaillierten Prüfung nach IEC gilt das Gelände vereinfacht dann als komplex, wenn die Differenz der Geländehöhe zwischen den Vergleichs-WEA und den geplanten WEA 50 m oder mehr entspricht.

Im vorliegenden Projekt wurde keine Komplexitätsprüfung nach IEC durchgeführt, da die verwendeten Vergleichs-WEA im Mittel nur rund 1 km entfernt liegen und damit auch die Kriterien der TR6 für komplexes Gelände erfüllen.

50 x 50 km²

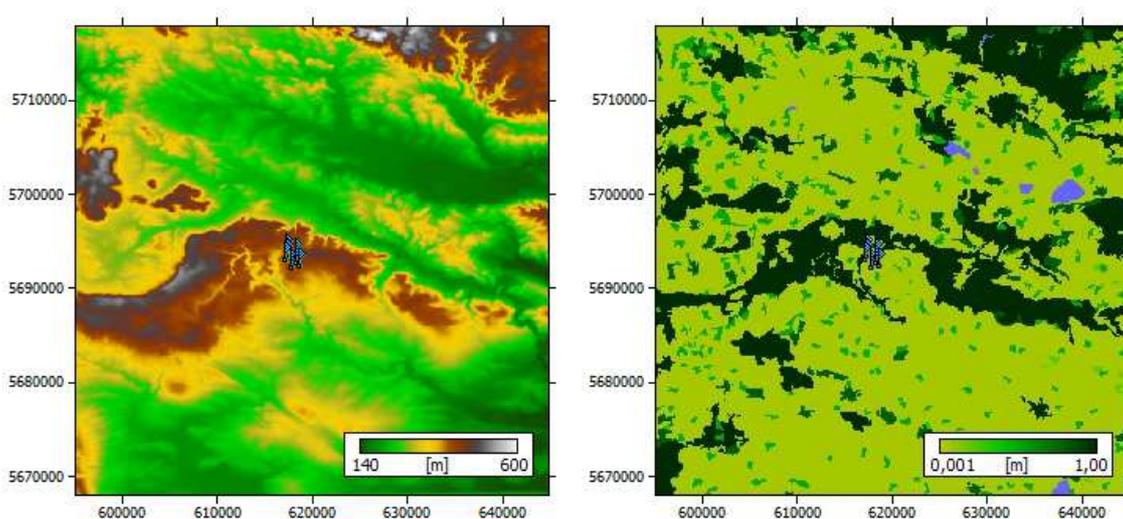


Abb. 4: Orographie und Rauigkeit der Standortumgebung innerhalb von 50 x 50 km²

10 x 10 km²

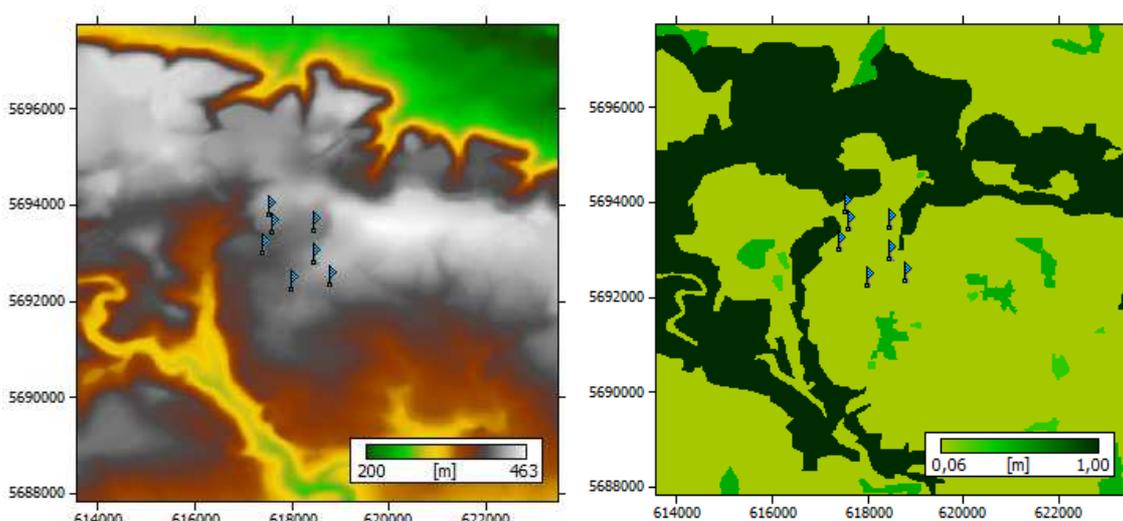


Abb. 5: Orographie und Rauigkeit der Standortumgebung innerhalb von 10 x 10 km²

3.6 Hindernisse

Als Hindernisse gelten üblicherweise kompakte Baumgruppen, Gebäude, technische Anlagen etc. Als Voraussetzung für die Hindernis-Berücksichtigung im Strömungsmodell gilt folgende Grundregel: Das Hindernis muss sich in Bezug zur WEA bzw. zum Messmast innerhalb eines Radius von 50 Hindernishöhen befinden. Zusätzlich sollte der beurteilte Punkt (also Sensor an einem Mast bzw. Nabe der WEA) innerhalb der dreifachen Hindernishöhe ü. Gr. liegen. Treffen diese beiden Kriterien nicht zu, kann das Element als Rauigkeit berücksichtigt werden. Ausgehend von dieser Definition spielen Hindernisse bei den heutigen Nabenhöhen nur noch selten eine Rolle. Im vorliegenden Projekt wurden keine Hindernisse berücksichtigt.

3.7 Standortbesichtigung

Die Standortbesichtigung wurde am 04. Dezember 2018 von dem Mitarbeiter der anemos GmbH Herr Lasse Blanke durchgeführt.

Alle für den Abgleich berechneten Vergleichs-Windparks wurden ebenfalls bei dieser Standortbesichtigung besichtigt.

Während der Besichtigung wurden die Koordinaten sowie die Nabenhöhen der Vergleichs-WEA überprüft. Die Typen der relevanten Vergleichs-WEA wurden ebenfalls verifiziert. Weiterhin wurde das Gelände im Nahbereich auf Übereinstimmung mit der topographischen Karte im Maßstab 1:25'000 überprüft und die Höhe der nahgelegenen Waldflächen eingemessen.

Die Fotos wurden im Uhrzeigersinn von Norden anfangend aufgenommen.



Abb. 6: Standortumgebung. Die Fotos wurden in der Nähe der WEA 822655 aufgenommen.

4 Vergleichsstandorte und Bewertung

Um die vorhandenen Windstatistiken, die die großräumigen ungestörten Windverhältnisse angeben, bezüglich ihrer Repräsentativität für die Standortumgebung zu beurteilen und an das vor Ort vorhandene Windpotential anzupassen, werden Ertragsdaten bestehender WEA in der näheren Umgebung herangezogen. Dies ist nur möglich, wenn diese WEA im Sinne der TR6 als repräsentativ eingestuft werden, mindestens ein Jahr in Betrieb sind und der Betriebszeitraum in Bezug zum langjährigen Mittel gesetzt werden kann.

4.1 Filterung und Auswertung der Ertragsdaten

Zur Auswertung können Ertragsdaten in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung vorliegen. Die Spanne reicht von 10-Minuten Daten über Tages- bis hin zu Monatsdaten.

Ertragsdaten mit einer Auflösung von 10 Minuten werden so aufbereitet, dass der Langzeitbezug mit dem Tagesertrag durchgeführt werden kann. Hierfür werden die 10-Minuten-Daten aus dem SCADA-System zunächst auf Kontinuität geprüft und korrigiert, d. h. doppelte Zeitschritte werden entfernt, fehlende Zeitschritte werden mit Fehlwerten aufgefüllt und Zeitschritte, die nicht auf einem regulärem 10-Minuten-Zeitschritt liegen, werden entsprechend korrigiert. Die Windgeschwindigkeiten werden außerdem auf die Standardluftdichte angepasst. Anschließend werden alle Zeitschritte gefiltert, bei denen die WEA keinen Ertrag liefert, obwohl ein ausreichendes Windpotential vorhanden war. Im zweiten Schritt werden alle übrigen Werte gefiltert, die offensichtlich nicht als Idealbetrieb (z.B. EinsMan, BlmSchG-Restriktionen, Wartung, etc.) gelten. Anschließend wird die WEA-spezifische Leistungskurve aus den übrigen Werten gebildet und mit der vermessenen Leistungskurve verglichen. Mit dieser WEA-spezifischen Leistungskurve werden nun alle Fehlwerte aufgefüllt. Es findet eine lineare Regressionsanalyse mit den Windgeschwindigkeiten von Gondelanemometern der anderen WEA des Parks sowie des anemos Atlas D-3km.M2 sektorweise statt. Mit diesem Verfahren werden die Datenlücken gefüllt, die Daten zu Tages- oder Monatswerten aggregiert und die energetischen Verfügbarkeiten berechnet. Das WEA-eigene Gondelanemometer wird für die Datenauffüllung nicht verwendet. Dieses Vorgehen ist mit einer größeren Unsicherheit verbunden, da die sogenannte NTF (Nacelle Transfer Function) bei einer nicht im Betrieb befindlichen WEA ungültig ist. Das bedeutet, die Windgeschwindigkeit des Gondelanemometers wird nicht korrekt angepasst, da sich die WEA nicht dreht.

Die zur Verfügung stehenden monatlichen oder täglichen Ertragsdaten inkl. Verfügbarkeitsangaben werden vor der Durchführung des Langzeitbezuges verfügbarkeitskorrigiert und plausibilisiert. Zur Auswertung werden nur Ertragswerte herangezogen, die eine zeitliche Verfügbarkeit von über 90 % aufweisen, damit es nicht zu größeren Fehlern in der Verfügbarkeitskorrektur kommt. Da der Energiegehalt des Windes zeitlich nicht gleichverteilt ist, steigt das Risiko einer Fehlkorrektur mit sinkender zeitlicher Verfügbarkeit. Durch den hier angesetzten Grenzwert ist einerseits die Zahl der gefilterten Fehlwerte relativ gering, andererseits ist der mögliche Fehler der Verfügbarkeitskorrektur akzeptabel.

Bei der Verwendung von 10-Minuten-Werten wird der Schwellwert von 90 % erst nach Datenauffüllung herangezogen, da die qualitativ hochwertige Datenauffüllung bereits die energetische Verteilung sehr genau berücksichtigt.

Um die Plausibilität der Ertragsdaten zu überprüfen, werden in einem ersten Schritt die verfügbarkeitskorrigierten Erträge aller Vergleichs-WEA gegen die Zeit aufgetragen. In einem zweiten Schritt werden diese Ertragsdaten jeder WEA gegen eine mittlere WEA (monatlicher oder täglicher Mittelwert aller WEA) am Standort geplottet. Anhand beider Vergleiche werden offensichtliche Ausreißer aus der Analyse entfernt und fließen nicht in den Langzeitbezug ein. Die Konsistenz der Ertragsdaten kann nur überprüft werden, wenn sich die Zeiträume der Ertragsdaten mehrerer WEA überschneiden.

4.2 Langzeitdatensätze

Da die Ertragsdaten von Vergleichs-WEA üblicherweise nur für einen kurzen Zeitraum zur Verfügung stehen und die Windverhältnisse von Jahr zu Jahr schwanken, ist es notwendig, diese Kurzzeitdaten in den Langzeitbezug zu setzen.

Als Langzeitdatensätze kommen alle Quellen in Betracht, die über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren konsistente Datenreihen liefern. Zusätzlich muss der verwendete Langzeitdatensatz repräsentativ für das Windklima am Standort sein. Datensätze, die diese Anforderungen erfüllen, sind langfristig erhobene Messdaten (Wetterstationsdaten), Reanalysedaten sowie ihre Verfeinerung durch mesoskalige Analysen (z. B. anemos Atlanten, ConWx) und langjährige WEA-Betriebsdaten bzw. daraus abgeleitete Wind- bzw. Ertragsindizes (z. B. der BDB-Index).

Zur Langzeiteinordnung sollen laut TR6 mindestens zwei unabhängige Langzeitdatensätze verwendet werden. Die anemos GmbH arbeitet mit den Reanalysedaten MERRA-2, ERA-Interim und NCEP/NCAR sowie den daraus abgeleiteten Datensätzen der anemos Windatlanten für Deutschland (D-5km, D-3km_M2) und Europa (EU-20km_M2) und den EMD-ConWX-Daten. Zudem wird der BDB-Index für eine Langzeitkorrelation geprüft, wenn Ertragsdaten auf Monatsbasis zur Verfügung stehen.

Es wird ein Referenzzeitraum von 20 Jahren gewählt. Hierbei wird eine Periode verwendet, die ausreichend lang ist, um die klimatischen Verhältnisse des Standorts zu erfassen und möglichst nah am aktuellen Zeitpunkt liegt. Als Referenzzeitraum werden daher die letzten vollständigen 20 Jahre, derzeit 1998 – 2017, verwendet.

Die Windgeschwindigkeitszeitreihen der Reanalysedatensätze werden für jede Standortzelle der Vergleichs-WEA sowie für die umliegenden Zellen über interne Verfahren in Ertragsindizes umgewandelt. Hierfür werden die Windgeschwindigkeitszeitreihen auf die Nabenhöhe der Vergleichs-WEA interpoliert und mit der Leistungskurve der Vergleichs-WEA gekoppelt, sodass nun Ertragszeitreihen vorliegen. Eine Anpassung an die Luftdichte auf Nabenhöhe findet ebenfalls statt. Somit stehen für jeden Reanalysedatensatz Ertragszeitreihen mit der räumlichen und zeitlichen Auflösung des Reanalysedatensatzes zur Verfügung. Darauf basierend werden Tages- bzw. Monatsindizes erstellt. Die Ertragsindizes werden analog zu ihren basierenden Atlasdaten als anemos Index D-5km, D-3km_M2, EU-20km_M2, MERRA-2 oder ERA-Interim-Index bezeichnet.

Es werden die im Folgenden näher aufgeführten Indizes auf ihre Eignung hin überprüft. Das erste Kriterium ist dabei die Korrelation mit den vorhandenen Ertragsdaten, aber auch die Bewertung des jeweiligen Betriebszeitraums. Da einige Datensätze nicht unabhängig

voneinander sind, wie D-3km_M2, EU-20km_M2 und MERRA-2 sowie ConWx und ERA-Interim, werden die jeweiligen Indizes nicht ausschließlich in Kombination verwendet.

Der anemos Index **D-5km** beruht auf dem anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 5 km und einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten. Für das Downscaling wurde das Modell MM5 mit den NCEP/NCAR-Daten angetrieben.

Der **ERA-Interim-Index** beruht auf dem ERA-Interim Reanalysedatensatz. Die Winddaten werden von dem „Europäischen Zentrum für mittelfristige Wettervorhersagen“ (ECMWF) zur Verfügung gestellt. Die räumliche Auflösung beträgt 0.75° Breite und 0.75° Länge (entspricht ca. 53 x 83 km² in Deutschland), die zeitliche Auflösung 6 Stunden.

Der **MERRA-2-Index** beruht auf dem MERRA-2 Reanalysedatensatz – „The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications, Revision 2“ – umfasst Daten ab dem Jahr 1980. Er wurde eingeführt, um den ursprünglichen MERRA-Datensatz zu ersetzen, da Fortschritte im Bereich des Assimilierungssystems die Integration von Beobachtungen im modernen Hyperspektral- und Mikrowellenbereich sowie von GPS-Radio-Okkultationsdatensätzen ermöglichen. Zusätzliche Fortschritte sowohl im GEOS-5-Modell als auch im GSI-Assimilierungssystem wurden in MERRA-2 berücksichtigt. Die räumliche Auflösung beträgt 0.5° Breite und 0.625° Länge und die zeitliche Auflösung eine Stunde. Die Daten liegen für die Höhen 10 m und 50 m vor.

Der anemos Index **EU-20km_M2** beruht auf dem anemos Windatlas Europa mit einer räumlichen Auflösung von 20 km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Basis für den Windatlas sind die MERRA2-Daten, das Downscaling wurde mit dem Modell MM5 durchgeführt.

Der anemos Index **D-3km_M2** beruht auf dem anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Basis für den Windatlas sind die MERRA2-Daten, das Downscaling wurde mit dem Modell WRF durchgeführt.

Die internen Datensätze der Indizes D-3km_M2, D-5km, EU-20km_M2, MERRA-2 und ERA-Interim liegen in geeigneter Form vor, so dass über eine Korrelationsanalyse die umliegenden Zellen geprüft werden können. Es wird jeweils die best-korrelierende Indexzelle verwendet, häufig ist dies nicht die Standortzelle, sondern eine Nachbarzelle.

Der **EMD-ConWx-Index** beruht auf den EMD-ConWx-Daten, die der Software WindPRO entnommen werden. Dieser Datensatz basiert auf dem ERA-Interim Reanalysedatensatz, jedoch mit einer feineren räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² sowie einer höheren zeitlichen Auflösung von einer Stunde. Die Daten liegen für verschiedene Höhen vor, es wird jeweils die Höhe verwendet, die der Nabenhöhe am dichtesten liegt. Der Index wird standortspezifisch ermittelt, indem die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit mit der Leistungskurve der Vergleichs-WEA unter Berücksichtigung der Luftdichte kombiniert wird. Aus diesen Ertragszeitreihen wird anschließend der monatliche Ertragsindex gebildet.

Aufgrund des hohen Aufwandes ist eine Prüfung der umliegenden Zellen bei den ConWX-Daten nicht möglich, hier wird standardmäßig der nächstgelegene Knotenpunkt verwendet, was dem Zentrum derjenigen Zelle entspricht, in dem der Vergleichsstandort liegt.

Der BDB-Ertragsindex (**BDB-Index V17**, veröffentlicht im März 2018) beruht auf monatlichen Ertragsdaten einer gebietsweise sehr unterschiedlichen Anzahl von Windenergieanlagen in den

20 Regionen, für die er veröffentlicht wird. Die Anzahl der monatlich für eine jeweilige Region gemeldeten Daten schwankt zum Teil erheblich, die Festlegung der Regionen erfolgte ohne statistische Auswertungen, zudem fließen viele gemeldete Ertragsdaten ohne Berücksichtigung etwaiger Abschaltungen, leistungsreduzierter Modi, Verluste durch Einspeisemanagement, sich verändernde Abschattungsverluste aufgrund von Zubau, usw. in die Berechnung ein, da diese Informationen oftmals nicht vorliegen. Insofern kann nur begrenzt von einer räumlichen und zeitlichen Konsistenz ausgegangen werden.

Die Windgeschwindigkeiten von 21 Datenpunkten des World Wind Atlas (WWA) wurden mittels einer Leistungskurve in Ertragswerte umgerechnet. Die 21 Datenpunkte des WWA wurden den 20 Regionen des BDB-Index zugeordnet und der Zeitraum 2002 – 2016 als 100%-Referenzzeitraum festgelegt.

Der BDB-Index legt einen anderen Referenzzeitraum zugrunde als die übrigen verwendeten Indizes. Um eine Vergleichbarkeit der Indizes zu generieren, findet eine Skalierung des Referenzzeitraumes 2002-2016 auf den Referenzzeitraum 1998 – 2017 statt. Hierzu wird das Verhältnis beider Zeiträume auf Basis der BDB-Indexwerte pro Region ermittelt und als Korrekturfaktor auf die Indexwerte angewendet. Die Korrekturen belaufen sich auf -3.0 % bis -0.6 %. In einigen Regionen sind aufgrund einer zu geringen Anzahl an WEA keine Indexwerte vorhanden. Die Fehlwerte werden über statistische Methoden aufgefüllt.

Bei der Auswertung mit dem BDB-Index wird die genaue Lage des Standortes berücksichtigt. Liegt der Vergleichs-Standort an der Grenze zu anderen Zonen, werden alle betreffenden Index-Regionen geprüft.

Für den vorliegenden Standort werden die BDB-Regionen 15 und 20 verwendet.

4.3 Konsistenzprüfung

Alle verwendeten Langzeitdatensätze (siehe Kapitel 4.2) müssen zeitlich konsistent sein, um für die Langzeitkorrelation herangezogen zu werden. Als Konsistenz wird definiert, dass die langzeitlichen Schwankungen des Windpotentials durch die Langzeitdatensätze realistisch abgebildet werden müssen. Auch die Unterschiede zwischen Kurz- und Langzeitraum sollen die Datensätze möglichst genau wiedergeben können. Etwaige Datenfehler, Trends oder Sprünge in den Datensätzen sollen mit einer Konsistenzprüfung erkannt werden. Weisen Datensätze Inkonsistenzen auf, dürfen die Datensätze nicht zur Langzeitkorrektur verwendet werden, da sonst Fehler in der Windpotentialberechnung entstehen.

Laut TR6 können Datenfehler dann minimiert werden, wenn sich die herangezogenen Datensätze gegenseitig „mit möglichst geringen Abweichungen“ bestätigen. Eine Konsistenzprüfung muss quantitativ erfolgen und kann nur mit zwei oder mehreren unabhängigen Datensätzen durchgeführt werden, die denselben Zeitraum aufweisen. Die Anwendung eines einzelnen Langzeitdatensatzes, ohne eine Verifizierung mit einem weiteren unabhängigen Datensatz, ist für die Konsistenzprüfung und die Langzeitkorrektur ausgeschlossen.

Standortspezifische Prüfung

Im Rahmen dieses Projektes wurden die oben aufgeführten standortspezifischen Indizes auf ihre Konsistenz überprüft. Die folgende Abb. 7 gibt den monatlichen Verlauf dieser Indizes beispielhaft am Vergleichsstandort Großberndten wieder.

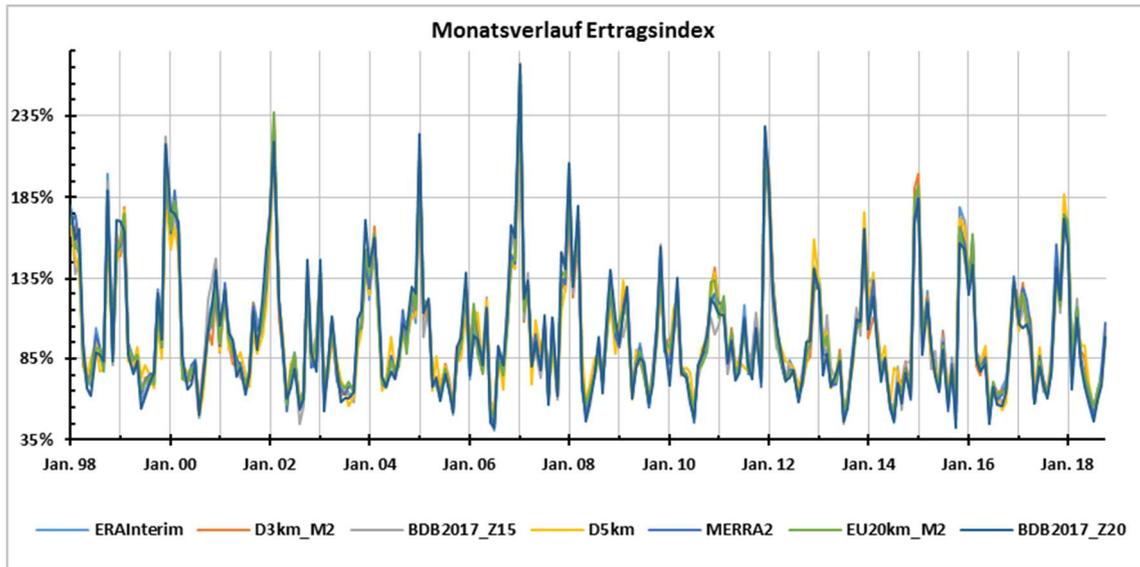


Abb. 7: Monatsverlauf der Indizes

Anhand der Abb. 7 können visuell keine Inkonsistenzen erkannt werden. Die Indexwerte unterscheiden sich jedoch um maximal 42 %-Punkte. Auf Basis eines gleitendes 12- und 24-Monatsmittel wird die Konsistenz der Datensätze weiter geprüft.

Bei einem gleitenden 12- bzw. 24-Monatsmittel ist jeder Wert das Mittel der vorangegangenen 12 bzw. 24 Monate. Der Wert für Januar 2018 umfasst für das 12-Monatsmittel die Daten von Februar 2017, für das 24-Monatsmittel von Februar 2016 bis Januar 2018. In Abb. 8 ist das gleitende 24-Monatsmittel dargestellt.

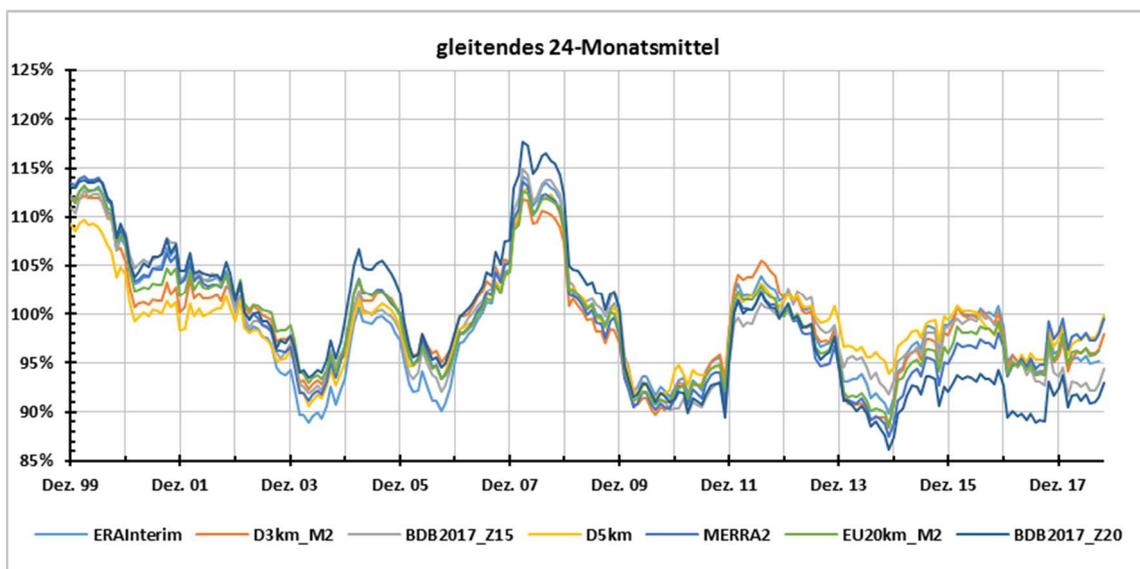


Abb. 8: Gleitendes 24-Monatsmittel

Ein Vergleich der Indexwerte zeigt eine maximale Differenz von 10%-Punkten bei der Betrachtung des gleitenden 12-Monatsmittel, im 24-Monatsmittel sind dieses 8%-Punkte.

Die Periode mit der höchsten Differenz lässt sich in den Jahren ab 2016 visuell gut erkennen.

Stammen die zum Abgleich herangezogenen Daten aus Zeiträumen, in denen einer der Indizes einen auffällig abweichenden Verlauf zu den anderen Indizes hat, sollte dieser als „inkonsistent“ bewertet und nicht weiter zur Bewertung herangezogen werden.

In dem vorliegenden Fall weisen die Indizes ab dem Jahr 2016 einen abweichenden Verlauf auf. Die Reanalysedaten weisen ein höheres und die BDB-Indizes im Vergleich ein niedrigeres Index-Niveau auf. Besonders das Verhalten des BDB-Index wird in der Branche ausgiebig und kontrovers diskutiert. Die Meinungen reichen dabei von absoluter Ablehnung des Index bis hin zur absoluten Akzeptanz. Die anemos GmbH hat sich entschieden, einen Mittelweg zu gehen, da für keine der Möglichkeiten ein eindeutiger Beweis vorliegt. Die abweichenden Verläufe könnten das einzig richtige Szenario sowie das einzig falsche sein. Die Berücksichtigung dieser Inkonsistenzen wird hier durch die Unsicherheit im Langzeitbezug mit aufgefangen. Die Tatsache, dass diverse verschiedene Langzeitdatenquellen in den Langzeitbezug einfließen, verringert das Risiko einer Über- oder Unterschätzung des Ergebnisses zunächst. Die Ableitung der Unsicherheit aus der Standardabweichung der Ergebnisse fängt dabei eine eventuelle Schwankungsbreite der Ergebnisse ein.

Zusätzlich zu dem reinen Vergleich der Langzeitdatensätze führt die anemos GmbH eine Trendanalyse mit dem Mann-Kendall-Test durch. Hierbei wird untersucht, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Datenreihe einem Trend unterliegt und wie stark dieser ist. Untersucht wird der Referenzzeitraum 1998 - 2017.

In der durchgeführten Trendanalyse weisen bis auf den D-5km Index alle Indizes auf ein etwaiges Trendverhalten hin. Für diese Indizes besteht mit dem Mann-Kendall-Test eine hohe Wahrscheinlichkeit, dass ein Trend vorliegt. Dieses wird entsprechend in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt.

4.4 Repräsentativität von Vergleichs-WEA

In der TR6 Revision 10 werden Kriterien zur Repräsentativität von Vergleichs-WEA definiert. Die im Folgenden dargestellten Kriterien stellen einen zusammengefassten Auszug der aus unserer Sicht relevantesten Punkte dar:

- Die Vergleichs-WEA müssen hinreichend repräsentativ sein für den überwiegenden Teil der Windparkfläche (hier definiert als Bereich der geplanten WEA) hinsichtlich Position, Höhe ü. NN und insbesondere die Anströmbedingungen (z. B. Wälder, Kammlinien, Ebenen, Täler, Hänge und Hindernisse).
- Die Nabenhöhe der Vergleichs-WEA soll mindestens 2/3 der Nabenhöhe der betrachteten WEA entsprechen sowie vergleichbar bezüglich WEA-Typ und Regelungsprinzip sein, wobei keine konkreten Aussagen der Vergleichbarkeit getroffen werden.
- Die Daten sollen für jede einzelne WEA vorliegen und wenn möglich, den Koordinaten zugeordnet werden können.
- Folgende Informationen sollten bekannt sein und ggf. berücksichtigt werden:
 - Betriebsmodi (z. B. Schallmodus) sowie die entsprechenden Leistungs- und Schubbeiwerte
 - Verfügbarkeiten
 - Abschaltungen (z. B. aufgrund von Fledermausflug, Schatten oder Sektormanagement)
 - Netzabschaltungen (z. B. relevant bei EinsMan-Abschaltungen)
 - Möglicher Zubau innerhalb der Betriebsperiode
 - Position der WEA und Zuordnung zu den Ertragsdaten
 - Leistungskurve und ct-Werte
- Je komplexer die geplante Windparkfläche und deren Umgebung sind, desto geringer sollte die Entfernung zwischen der geplanten WEA und den Vergleichs-WEA sein. An nicht-komplexen Onshore-Standorten sind Vergleichs-WEA von bis zu ca. 10 km Entfernung als repräsentativ anzusehen, an komplexen Standorten bis in eine Entfernung von ca. 2 km.
- Sofern verschiedene Vergleichs-WEA zum Einsatz kommen und gegeneinander nachvollziehbar validiert werden können, können die Anforderungen des Entfernungskriteriums gelockert werden. Insgesamt sind die Daten aber als repräsentativ einzustufen.
- Sofern nur Daten einer einzelnen WEA zur Verfügung stehen, die durch keinen weiteren Datensatz validiert werden können, ist ein Gutachten im Sinne der TR6 in der Regel nicht möglich.

Die Repräsentativität der verwendeten Vergleichs-WEA wird in Tab. 7 kommentiert.

4.5 Projektspezifische Vergleichsanlagen

Zum Modellabgleich werden die Ertragsdaten der Windenergieanlagen bei Großberndten verwendet.

Weitere WEA in der Umgebung sind uns ebenfalls bekannt, darunter der Windpark Immenrode. Von diesen WEA waren keine Erträge verfügbar, bzw. einige WEA sind als nicht repräsentativ im Sinne der TR6 einzuordnen.

Die detaillierte Beschreibung der Vergleichsanlagen sowie deren Langzeitbezug sind im Anhang D dargestellt. Die nachfolgenden Tabellen Tab. 6 und Tab. 7 geben Informationen über die verwendeten Vergleichsanlagen sowie deren Repräsentativität.

Tab. 6: Informationen über die Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Großberndten I.	Großberndten II.
Kennung	R70314 – R70319, R70330, R70332 – R70334	822655 – 822657
WEA Typ	Repower MD 77 / 1.5 MW, Blatttyp: LM37.3p	Enercon E-82 / 2.3 MW
Anzahl WEA	10	3
Nabenhöhe [m]	85	108.4
Datenquelle	BDB	BDB
vorliegender Datenzeitraum	01 / 2004 – 12 / 2013	01 / 2011 – 09 / 2018
ausgewerteter Datenzeitraum	(1) 01 / 2004 – 12 / 2010 (2) 01 / 2011 – 12 / 2013	01 / 2011 – 09 / 2018
Zeitliche Auflösung	Monatswerte	Monatswerte
Verfügbarkeit	vorhanden	vorhanden
Datenqualität	gut	gut
Verwendete Leistungskurve	Windtest KWK GmbH, Dok.: WT 3218/04, 2004	Deutsche WindGuard, Dok.: MP10 027, 14.10.2010
Anemometertyp der Leistungskurvenvermessung	Vector	Thies First Class
WEA-Zubau im Datenzeitraum	Zwei Zeiträume ohne Zubau ausgewertet, da 2011 die Errichtung der drei E82 erfolgte.	Anfang 2014 wurden 8 WEA (E- 40 5.40) in ca. 2 km Entfernung in nordöstlicher Richtung abgebaut und dort 09/2014 bzw. 10/2014 durch 6 neue WEA (E- 82 E2 2.3) ersetzt. Einfluss berechnet und vernachlässigbar gering.
Besonderheiten	Erträge können nicht den Einzelanlagen zugeordnet werden	Erträge können nicht den Einzelanlagen zugeordnet werden

Tab. 7: Bewertung der Repräsentativität der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark		Großberndten I.	Großberndten II.
Kennung		R70314 – R70319, R70330, R70332 – R70334	822655 – 822657
WEA- Typ	Nabenhöhe > 2/3	nur für E92 + V150	ja
	Rotordurchmesser > 2/3	nur für E-92	nur für E-92
	Nennleistung > 1500 kW	ja	ja
	Regelungsprinzip	Pitch	Pitch
Höhe über NN / Vergleich zum geplanten Standort		$\varnothing = 419 (401-436) / \varnothing = - 5$	$\varnothing = 420 (407-431) / \varnothing = - 4$
Topographie / Anströmung		wie geplanter Standort	wie geplanter Standort
Entfernung zum geplanten Standort		< 1 km	< 1km

4.6 Ergebnisse des Langzeitabgleichs

Die berechneten Langzeitwerte der einzelnen Vergleichs-WEA basieren auf einer Ertragszeitreihe, in der Ausreißer anhand einer Regressionsanalyse eliminiert wurden.

Die Erträge jeder WEA werden durch die Anwendung der oben genannten Indizes langzeitbezogen. Die mittels der einzelnen Indizes berechneten Langzeitwerte werden zu gleichen Teilen gewichtet, sodass kein Index bevorzugt wird.

Während ein vollständig inkonsistent verlaufender Index aus der Auswertung ausgeschlossen wird, fließt der Langzeitwert eines Index mit abweichendem Verlauf in die Berechnung des mittleren langjährigen Ertrags ein. Es kann nicht vollständig ausgeschlossen werden, dass der abweichende Verlauf fehlerhaft ist. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse fließt als Standardabweichung in die Unsicherheitskategorie „Konsistenz der Langzeitdatenquellen“ ein.

Der Unterschied zwischen allen getesteten Langzeitdatensätzen liegt bei maximal 7 %, wobei der BDB-Index die höchsten Langzeiterträge ausweist. Der Unterschied ist als erhöht für den vorliegenden Datenzeitraum einzuschätzen, was in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt wird.

Der aus der Gewichtung resultierende Wert wird als „Langzeitertrag“ bezeichnet. Die einzelnen Langzeitwerte der verwendeten Indizes sowie der resultierende Langzeitertrag können der Tab. 8 entnommen werden.

Der Langzeitertrag wird mit dem von WASP berechneten Ertrag ins Verhältnis gesetzt. Die Güte der Übereinstimmung, d.h. der Quotient aus berechnetem Ertrag und Langzeitertrag, wird als Gütegrad in Prozent angegeben. Ein Gütegrad über 100 % bedeutet, dass der Langzeitertrag der Vergleichs-WEA durch das Modell überschätzt wird.

Tab. 8: Berechnung des mittleren langjährigen Ertrags der Vergleichs-WEA

Standort / Windpark	Großberndten I.		Großberndten II.
Kennung	R70314 – R70319, R70330, R70332 – R70334		822655 – 822657
Zeitraum	(1) 01/2004 – 12/2010	(2) 01/2011 – 12/2013	01/2011 – 09/2018
ERA-Interim: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	26914	25798	13007
R ²	95.8	95.2	91.1
D-3km_M2: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	27293	26114	13067
R ²	94.3	93.2	88.8
BDB V17 Z15: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	26761	26411	13057
R ²	95.6	91.9	87.7
D-5km: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	26778	25349	12687
R ²	89.9	93.0	87.6
MERRA 2: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	26902	26717	13072
R ²	94.7	95.1	90.4
EU-20km_M2: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	27119	26691	13022
R ²	94.2	95.2	89.1
BDB V17 Z20: Mittl. Jahresertrag [MWh/a]	26201	26384	13545
R ²	95.6	96.1	93.3
Gewichtung	Je 1/7	Je 1/7	Je 1/7
Langzeitertrag [MWh/a]	26853	26209	13065
mit WASP berechneter Ertrag [MWh/a]	27220	26516	13063
Gütegrad [%]	101.4	101.2	100.0

4.7 Bewertung des Modellabgleichs

Die Beurteilung der Vergleichs-WEA richtet sich nach der Entfernung zum zu beurteilenden Standort, der Anlagentechnik, der Nabenhöhe, der Vergleichbarkeit der orographischen Verhältnisse und Qualität der Daten der Vergleichsanlagen, zu der z. B. die Länge der Ertragszeitreihe, die zeitliche Auflösung, die Verfügbarkeitsangaben, Ausfallzeiten zählen.

Für die Modelleinstellung liegen uns mehrjährige Ertragsdaten und deren Verfügbarkeiten von WEA innerhalb des geplanten Windparks vor. Bei der Auswertung der Ertragszeitreihen wird auf konsistente Zeiträume ohne Zubau geachtet. Daher wird der Ertragszeitraum der MD77 aufgrund des Zubaus der E-82 aufgeteilt. Des Weiteren hat innerhalb des Ertragszeitraums der E-82 im Jahr 2014 ein Repowering nordöstlich des Standorts stattgefunden. Da der Neubau nicht in Hauptwindrichtung stattfand, wird der Ertragszeitraum nicht gekürzt. Dennoch wird das Repowering in der Einstellung des Modells berücksichtigt, indem jeweils zwei Zeiträume nachmodelliert werden und diese entsprechend ihrer Länge gewichtet werden. Der Einfluss des Repowering beträgt allerdings nur 0.1%, sodass es keinen Einfluss auf den Abgleich hat.

Aufgrund des hügeligen Geländes und der Erfahrung, dass WASP die Höhenunterschiede nur unzureichend modellieren kann, ist darauf zu achten, dass die Vergleichsanlagen eine ähnliche Höhe ü. NN aufweisen. Die geplanten WEA weisen eine mittlere Höhe von 424 m ü. NN auf mit einer Spanne von 400 m bis 461 m. Die Vergleichsanlagen weisen nahezu identische Werte auf. Durch ihre direkte Lage am Standort sind sie somit gut für die Modelleinstellung geeignet.

Maßgeblich werden für den Abgleich die E-82 mit einer Nabenhöhe von 108 m verwendet, da diese im Gegensatz zu den MD77 mit 85 m Nabenhöhe hinsichtlich ihrer Nabenhöhe für die geplanten WEA repräsentativ sind. Da die Erträge den Einzel-WEA nicht zugeordnet werden können, kann keine Aussage hinsichtlich der Streuung der Erträge innerhalb des Windparks gemacht werden. Die E-82 werden daher im Mittel zu 100% nachmodelliert. Die MD77 werden mit der gewählten Modelleinstellung im Mittel mit einem Gütegrad von 101% bewertet und bestätigen somit die gewählte Modelleinstellung. Durch diesen guten Abgleich zwischen den Höhen von 85 m und 108 m kann das angesetzte Vertikalprofil als bestätigt angesehen werden.

Da sich die Vergleichsanlagen direkt am Standort befinden, ist die horizontale Extrapolation gering. Mit einer erhöhten Unsicherheit muss jedoch aufgrund des Unterschieds in den Nabenhöhen zwischen den Vergleichsanlagen und den geplanten WEA gerechnet werden.

In Abb. 9 sind die Standorte der Vergleichsanlagen sowie der verwendeten Windstatistiken lokalisiert.

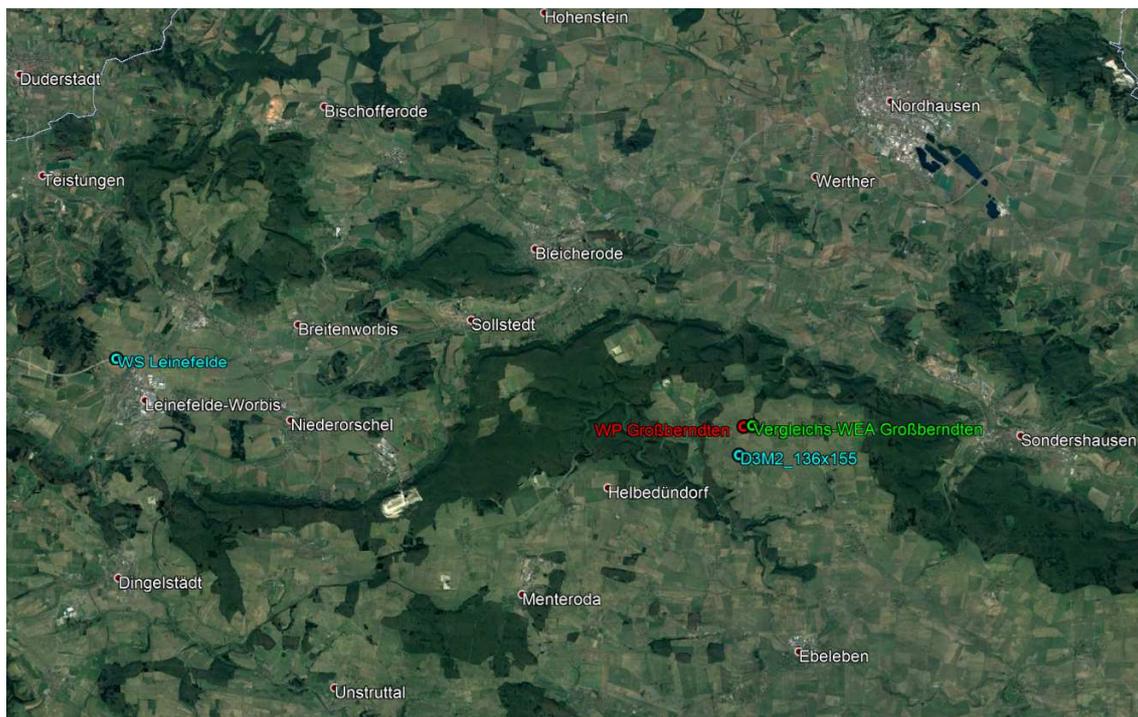


Abb. 9: Übersicht der verwendeten Vergleichs-WEA. Der zu beurteilende Standort ist rot gekennzeichnet, die grünen Markierungen geben den ungefähren Standort der Vergleichs-WEA an. In hellblau sind die verwendeten Windstatistiken angegeben. Quelle: Google Earth Pro

5 Die Windverhältnisse

5.1 Windstatistik

Als Basis für den hier zu begutachtenden Standort wird eine Windstatistik des anemos Windatlas D-3km.M2 - skaliert mit dem Faktor 0.957 – verwendet.

Die Eingangsdaten des anemos Windatlas D-3km.M2 beruhen auf dem MERRA2-Datensatz und wurden mit dem Strömungsmodell WRF auf eine räumliche Auflösung von 3 x 3 km² berechnet. Der Mittelpunkt der gewählten D-3km.M2 Zelle befindet sich etwa 1.5 km südlich des geplanten Standorts. Für jede Stützhöhe (40 m, 80 m, 130 m, 160 m, 200 m) wurde jeweils eine 10-min-Zeitreihe der Windgeschwindigkeit und Windrichtung der Jahre 1998 bis 2017 erstellt und daraus Häufigkeitsverteilungen generiert. Diese Häufigkeitsverteilungen wurden mittels WAsP zu einer kombinierten freien Windstatistik (.lib-Datei) umgewandelt. Das Vertikalprofil zwischen den Stützhöhen basiert auf dem in WAsP integrierten logarithmischen Windprofil.

Zusätzlich wurden die Windstatistiken der Wetterstationen Leinefelde, Artern und Leipzig geprüft. Die Standardabweichung der Gütegrade ist bei den getesteten Wetterstationen größer als bei der für das Windgutachten verwendeten Wetterstation. Da dies Rückschlüsse auf die vor Ort vorherrschende Windrichtungsverteilung zulässt, wird für das vorliegende Gutachten die Windstatistik mit der geringsten Standardabweichung verwendet. Zudem weisen die Wetterstationen eine stark lokal beeinflusste Windrichtungs- und Häufigkeitsverteilung auf, welche nur unzureichend die lokalen Bedingungen am geplanten Standort widerspiegeln.

Aufgrund der räumlichen Lage wurde die Windstatistik Leinefelde in einer zusätzlichen Abgleichsberechnung so skaliert, dass die Vergleichs-WEA ebenfalls zu ca. 100% Güte nachvollzogen wurden. Der berechnete Ertrag an den geplanten WEA fällt bei Verwendung dieser Windstatistik ca. 3 % geringer aus, was entsprechend in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt wird.

Die Windmessungen an Wetterstationen weisen durch ihre geringe Messhöhe oftmals einen starken standortbezogenen Einfluss durch Rauigkeiten, Orographie, Hindernisse usw. auf, welcher bei der Erstellung einer „ungestörten Windstatistik“ oftmals nicht vollständig herausgerechnet wird. Die Windrichtungsverteilung modellierter Daten, wie z. B. Reanalysedaten oder daraus abgeleitete Daten, ist oftmals plausibler, da die Windrichtung auf größeren Höhen über Grund modelliert wird.

Die skalierte Häufigkeitsverteilung der verwendeten Windstatistik wird als repräsentativ für den geplanten Standort angesehen. Die verwendete Windstatistik ist der Abb. 10 zu entnehmen.

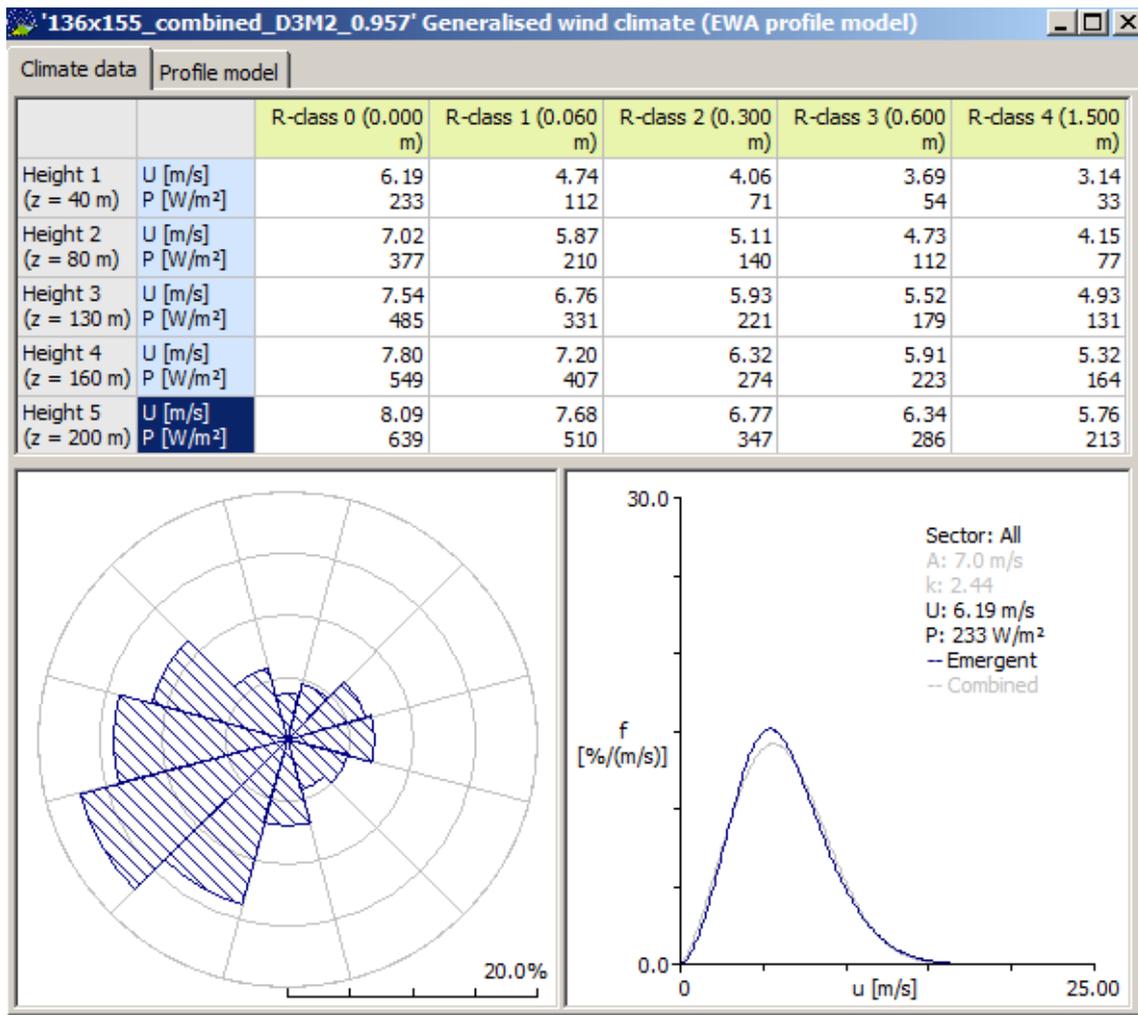


Abb. 10: Verwendete Windstatistik

5.2 Windverhältnisse am Standort

Das Windpotential an dem vorgesehenen Standort wird berechnet, indem für jeden der 12 Windrichtungssektoren eine Häufigkeitsverteilung (Weibull-Verteilung) der Windgeschwindigkeit bestimmt wird. Die mittlere Windgeschwindigkeit und das zu erwartende Windpotential werden aus diesen Daten abgeleitet. An dem zu beurteilenden Standort werden mittlere Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit erwartet, die in Tab. 9, basierend auf der Koordinate der WEA 9, aufgelistet sind. Die daraus abgeleitete Windscherung ist ebenfalls dargestellt.

Tab. 9: Modellerte Windgeschwindigkeitszunahme im Bereich der Rotorfläche

	Höhe [m]	Windgeschwindigkeit [m/s]	Windscherung α
untere Blattspitze	50	5.08	0.27
Nabenhöhe	125	6.45	
obere Blattspitze	200	7.42	

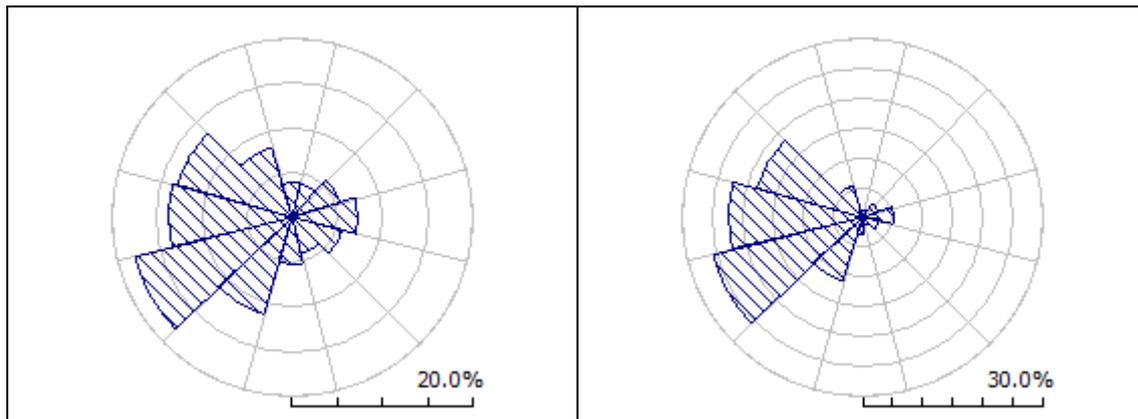


Abb. 11: Richtungsverteilung für Wind (links) und Energie (rechts) für 125 m Höhe über Grund

Aus der Abb. 11 geht hervor, dass für die Windgeschwindigkeit und die Windenergie die südwestlichen bis westlichen Richtungen dominieren. Ein höherer Anteil der Windenergie aus einem bestimmten Sektor besagt, dass aus dieser Richtung die Windgeschwindigkeiten höher als im Gesamtmittel zu erwarten sind. Im meteorologischen Sinn ist die Windrichtung die Richtung, aus der der Wind weht.

Die Richtungsverteilung der Weibull-Parameter und der prozentualen Häufigkeit ist in Tab. 10, ebenfalls basierend auf der oben angegebenen Koordinate, angegeben. Aus diesen Daten kann eine gegenseitige Beeinflussung von mehreren Windenergieanlagen abgeleitet werden.

Tab. 10: Sektorielle Verteilung für 125 m Höhe

Sektor [°]	Häufigkeit [%]	Weibull A-Parameter	Weibull k-Parameter	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Energieflussdichte* [W/m ²]
0	4	4.9	2.58	4.33	77
30	4	5.1	2.62	4.56	89
60	5.6	5.9	2.51	5.28	142
90	7.3	6.6	2.49	5.84	193
120	5.6	5.8	2.38	5.15	137
150	4.1	5.3	2.33	4.69	105
180	5.3	5.9	2.3	5.22	147
210	11.3	7.4	2.38	6.52	278
240	17.8	8.6	2.82	7.65	399
270	13.7	8.8	2.64	7.86	451
300	13.3	8.3	2.53	7.35	381
330	8	6.5	2.37	5.77	193
Gesamt	100.0	7.3	2.28	6.45	279

* Die Energieflussdichte wird aus der Windgeschwindigkeit und der Standardluftdichte berechnet

6 Ertragsberechnungen

6.1 Modell

Als Berechnungsverfahren wird das Wind Atlas und Analyse Programm WAsP des RISØ National Laboratory, Roskilde, Dänemark, (Version 11.6) verwendet. Die räumliche Auflösung des Modells ist abhängig von der Größe des Digitalen Geländemodells (DGM). Bei einem DGM von 50 km x 50 km wird im Zentrum des polaren Gitternetzes mit einer Auflösung von ca. 10 m x 10 m gerechnet.

Das Modell wird durch eine vorgegebene Windstatistik angetrieben (stationärer Simulationsmodus). Die Modellierung wurde mit den von WAsP vorgegebenen Standardwerten durchgeführt. Diese Parametrisierung beinhaltet eine leicht stabile Schichtung der Atmosphäre, was als plausibel für den zu untersuchenden Standort einzuschätzen ist.

Für die vorgegebene Windparkkonfiguration wird die gegenseitige Beeinflussung der Windenergieanlagen berechnet. Diese Berechnungen werden mit dem Programm PARK durchgeführt, das integraler Bestandteil von WAsP 11.6 ist. Die Parkabschattung wird in 6°-Schritten durchgeführt.

Die verwendete Zerfallskonstante (*Wake decay constant*) beträgt 0.075, was als Standard für freie Onshore-Standorte gesehen werden kann.

Laut TR6 sind WEA innerhalb eines Umkreises von 20 Rotordurchmessern zu berücksichtigen, wobei sich diese Angabe sinnvollerweise auf die Rotorgröße der Bestands-WEA bezieht. Empfohlen wird eine Berücksichtigung aller WEA innerhalb eines Umkreises von 50 Rotordurchmessern. In dem hier vorliegenden Projekt sind uns in diesem Umkreis keine weiteren WEA bekannt, die zusätzlich berücksichtigt werden müssen. Es wurden alle in Tab. 3 bzw. Tab. 5 aufgeführten WEA in der Parkmodellierung berücksichtigt.

6.2 Luftdichte

Für die geplanten WEA wird mit der Luftdichte 1.18 kg/m³ entsprechend 550 m Höhe über NN gerechnet. Dieses entspricht der durchschnittlichen Höhe der Standorte über NN plus der Nabenhöhe der geplanten WEA. Als Basis wurde die Station Leinefelde mit einer mittleren Jahrestemperatur von 7.5 °C auf 356 m über NN verwendet. Die Luftdichte für die Vergleichs-WEA wird analog berechnet.

6.3 Leistungskurven und Schubbeiwerte

Die Berechnungen werden mit den in Tab. 11 angegebenen Leistungskurven durchgeführt.

Tab. 11: Leistungskurven und Schubbeiwerte der verwendeten WEA-Typen

WEA Typ	Quelle, Prüfberichtsnummer	Status	Anemometertyp	Betriebsmodus
Vestas V150 4.2	Hersteller, 0067-7798_V04, 21.12.2017	berechnet	First Class	Normalmodus
Enercon E138 3.5	Hersteller, D0605806-5, 17.04.2018	berechnet	First Class	Normalmodus
Enercon E92 2.35	Hersteller, D0309840-0, 25.02.2014	berechnet	First Class	Normalmodus
Enercon E126 3.5	Hersteller, D0605803-0, 28.06.2017	berechnet	First Class	Normalmodus

Die berechnete Windscherung α am Standort liegt bei 0.27 und damit innerhalb des von Enercon und Vestas angegebenen Gültigkeitsbereichs der verwendeten Leistungskurve (s. Tab. 12). WASP berechnet keine Turbulenzintensität und keinen Einströmwinkel. Daher können im Rahmen dieses Gutachtens keine Aussagen zur Gültigkeit der Leistungskurve hinsichtlich dieser beiden Punkte gemacht werden. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass besonders bei der E138 der Gültigkeitsbereich ein sehr schmales TI-Band umfasst, welches vermutlich am Standort nur unzureichend zutrifft. Dieses wird mit einer leicht erhöhten Unsicherheit im Punkt „Eingangsdaten WEA“ berücksichtigt.

Tab. 12: Angaben zum Gültigkeitsbereich der verwendeten Leistungskurven

WEA Typ	Enercon	Vestas
Windscherung	0 - 0.3	0 - 0.3
Turbulenzintensität	E92, E126: 6 - 12 % E138: TI-Band mit Breite von ca. 4 - 10 %	6 - 12 %
Einströmwinkel	$\pm 2^\circ$	$\pm 2^\circ$

Die auf die Luftdichte korrigierten Leistungskurven sowie die ct-Werte befinden sich Anhang A. Für die ct-Kurve der E92, E126 sowie E138 wird eine Luftdichte von 1.225 kg/m^3 verwendet, da der Hersteller keine luftdichtekorrigierten Schubbeiwerte zur Verfügung stellt. Für die ct-Kurve der V150 wird eine Luftdichte von 1.175 kg/m^2 verwendet, die der Hersteller zur Verfügung stellt. Ct-Kurven werden lediglich für diskrete Luftdichten angegeben, weshalb die nächstgelegene Luftdichte für das vorliegende Projekt verwendet wird. Für die Leistungskurven wurde eine Luftdichtekorrektur entsprechend der IEC Richtlinie 61400-12 durchgeführt.

Zusätzlich wurde der Bruttoenergieertrag der geplanten E92 mit drei vorliegenden vermessenen Leistungskurven errechnet. Die Werte auf Basis der vermessenen Leistungskurven liegen 1.8 % geringer bis 0.8 % höher als auf Basis der berechneten Leistungskurve. Es kann von einer Bestätigung der berechneten Leistungskurve ausgegangen werden.

Zum aktuellen Zeitpunkt liegen keine vermessenen Leistungskurven für die weiteren berechneten Anlagentypen vor, so dass keine Vergleichsrechnung zwischen vermessener und berechneter Leistungskurve durchgeführt werden konnte.

6.4 Parkerträge

Ausbaustufe 1: 7 x Vestas V150, 4.2 MW, 125 m, 1x Enercon E138, 3.5 MW, 131 m

Tab. 13: Zusammenfassung

Parameter	Total
Parkenergieertrag [GWh/a]	92.668
Bruttoenergieertrag [GWh/a]	106.576
Abschattungsverlust [%]	13.05

Tab. 14: Informationen und Ergebnisse

Standort	Leistungskurve	Nabenhöhe [m]	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]
P40	V150_4.2_0067-7798_V04-ct1.175-LD1.18_IEC	125	12.839	4.8
P41			11.676	10.54
P44			11.117	15.0
P42			12.234	4.98
P45			12.025	14.35
P50			11.475	18.18
P51			11.268	19.55
P52	E138EP3-D0605806-5_2018-04-17_LD1.225-LD1.18_IEC	131	10.035	16.48

Tab. 15: Windverhältnisse an WEA-Standorten

Standort	Koordinaten [m]	Nabenhöhe [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
P40	(617593, 5693806)	125	7.1	2.28	6.32	262	1.4
P41	(617677, 5693389)	125	7.0	2.27	6.21	249	0.8
P44	(618510, 5693467)	125	7.0	2.27	6.22	251	1.4
P42	(617425, 5692992)	125	7.0	2.29	6.16	242	0.6
P45	(618614, 5692760)	125	7.3	2.28	6.45	279	0.2
P50	(619157, 5693208)	125	7.3	2.28	6.45	278	1.0
P51	(619330, 5692927)	125	7.3	2.28	6.44	278	0.7
P52	(619844, 5693272)	131	7.5	2.27	6.66	308	1.2

Tab. 16: Einzelergebnisse

Standort	Koordinaten [m]	Bruttoenergieertrag [MWh]	Parkenergieertrag [MWh]	Parkwirkungsgrad [%]
P40	(617593, 5693806)	13485.783	12838.791	95.2
P41	(617677, 5693389)	13051.547	11675.513	89.46
P44	(618510, 5693467)	13078.629	11116.915	85.0
P42	(617425, 5692992)	12875.467	12234.217	95.02
P45	(618614, 5692760)	14039.660	12024.922	85.65
P50	(619157, 5693208)	14024.854	11475.020	81.82
P51	(619330, 5692927)	14006.312	11267.941	80.45
P52	(619844, 5693272)	12014.079	10034.608	83.52
Wind farm	-	106576.331	92667.929	86.95

Die Unterschiede im Bruttoenergieertrag zwischen den Einzel-WEA betragen maximal 9 %. Diese erhöhten Unterschiede geben sehr gut die Komplexität des Standorts und die damit verbundene Unsicherheit bei der Berechnung wieder.

Der ermittelte Abschattungsverlust für die geplanten WEA in Ausbaustufe 1 beträgt 13.1 % und ist damit als erhöht anzusehen.

Der berechnete Abschattungsverlust ist als plausibel aufgrund des WP-Layouts einzuschätzen.

Entscheidend für die gegenseitige Abschattung der WEA sind deren Abstände untereinander, vor allem in Hauptwindrichtung. Übliche Abstände sind der 5-fache Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und der 3-fache Rotordurchmesser in Nebenwindrichtungen.

In der Tab. 17 ist zu erkennen, dass die Richtwerte mehrfach unterschritten werden, welches einen maßgeblichen Grund für die erhöhten Abschattungsverluste darstellt.

Tab. 17: Abstände der WEA im Windpark bezogen auf Rotordurchmesser

WEA	1	4	5	6	9	14	15	19
B13	15.1	9.8	16.6	4.6	14.2	22.4	23.7	31.2
B10	5.8	6.7	7.3	12.8	15.1	16.3	20	24.4
B12	7	4.9	6.2	10.4	12.2	15	18.4	23.7
B14	16.4	11.2	11.5	10.2	6.3	15	15.9	23.5
B15	14	9.7	6.4	11.6	5	11.2	13.2	20.1
B11	11.8	11.9	4.1	17.4	13.4	11.3	15.4	18.6
B16	17.4	14.6	5	17.9	6.2	4.8	7.9	13.7
B17	20.4	17	8.5	19.2	4.4	4.8	5.5	13
B18	27	22.9	15.7	23.8	8.3	9.7	6.4	13.6
B19	29.4	25.2	18	25.9	10.6	11.6	7.8	14.1
B21	19.4	14.6	12.4	13.9	4.4	12.8	12.4	20
B20	17.2	12	15.2	8.6	10.4	18.8	19.3	26.7
B22	22.7	19	11.9	20.3	5.6	6.7	4.6	12.1
B30	22.2	21.3	11.2	25.5	14.6	6.3	9	7.2
B34	23.6	22.1	11.9	25.7	13.3	4.8	6.3	4.7
B31	27.5	26.6	16.4	30.5	18.5	9.9	10.8	4.7
B36	31.8	30.6	20.4	34.2	21.1	12.9	12.4	4.9
B37	38.2	37	26.9	40.6	27.2	19.3	18.3	11
B32	34.2	33.5	23.3	37.5	25.1	16.7	16.7	9.2
B33	44.5	43.8	32	48.5	33.9	24.2	23.9	15.1
B35	51.2	48.4	29.4	55	30.7	15.2	15.2	3.2
P40	0	2.8	6.5	5.5	9.7	11.2	13	15.4
P41	2.8	0	5.6	3.1	7.5	9.9	11.4	14.5
P44	6.5	5.6	0	7.9	4.8	4.6	6.5	9
P42	5.5	3.1	7.9	0	8.1	11.6	12.7	16.2
P45	9.7	7.5	4.8	8.1	0	4.7	4.9	8.9
P50	11.2	9.9	4.6	11.6	4.7	0	2.2	4.6
P51	13	11.4	6.5	12.7	4.9	2.2	0	4.1
P52	16.8	15.7	9.8	17.6	9.7	5	4.5	0

Ausbaustufe 2: 5 x Vestas V150, 4.2 MW, 125 m, 1x Enercon E126, 3.5 MW, 135 m, 1x Enercon E92, 2.35 MW, 104 m

Tab. 18: Zusammenfassung

Parameter	Total
Parkenergieertrag [GWh/a]	68.268
Bruttoenergieertrag [GWh/a]	83.237
Abschattungsverlust [%]	17.98

Tab. 19: Informationen und Ergebnisse

Standort	Leistungskurve	Nabenhöhe [m]	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]
P60	V150_4.2_0067-7798_V04-ct1.175-LD1.18_IEC	125	10.897	17.83
P61			11.016	17.27
P62			12.081	7.59
P63			10.896	18.49
P64			10.562	24.78
P65	E-92-2.35MW-Rev2.0_ct_Rev.2.0-LD1.18_IEC	104	4.628	12.39
P66	Enercon E126-3.5MW-3 D0605803-0-LD1.18_IEC	135	8.187	24.85

Tab. 20: Windverhältnisse an WEA-Standorten

Standort	Koordinaten [m]	Nabenhöhe [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m ²]	RIX [%]
P60	(618077, 5693775)	125	7.1	2.28	6.26	255	1.5
P61	(618554, 5693861)	125	7.1	2.28	6.28	257	1.5
P62	(617525, 5692670)	125	7.0	2.29	6.21	248	0.3
P63	(618108, 5692897)	125	7.1	2.28	6.28	257	0.4
P64	(618872, 5693017)	125	7.3	2.28	6.45	279	0.7
P65	(619300, 5692393)	104	6.9	2.29	6.10	234	0.4
P66	(619852, 5693452)	135	7.6	2.27	6.77	323	1.3

Tab. 21: Einzelergebnisse

Standort	Koordinaten [m]	Bruttoenergieertrag [MWh]	Parkenergieertrag [MWh]	Parkwirkungs- grad [%]
P60	(618077, 5693775)	13260.856	10896.801	82.17
P61	(618554, 5693861)	13315.455	11015.523	82.73
P62	(617525, 5692670)	13073.855	12081.312	92.41
P63	(618108, 5692897)	13367.666	10896.432	81.51
P64	(618872, 5693017)	14042.123	10562.364	75.22
P65	(619300, 5692393)	5282.869	4628.124	87.61
P66	(619852, 5693452)	10894.394	8187.461	75.15
Wind farm	-	83237.224	68268.016	82.02

Die Unterschiede im Bruttoenergieertrag zwischen den Einzel-WEA betragen maximal 7 %. Diese erhöhten Unterschiede geben sehr gut die Komplexität des Standorts und die damit verbundene Unsicherheit bei der Berechnung wieder.

Der ermittelte Abschattungsverlust für die geplanten WEA in Ausbaustufe 2 beträgt 18.0 % und ist damit als deutlich erhöht anzusehen.

Der berechnete Abschattungsverlust ist als plausibel aufgrund des WP-Layouts einzuschätzen.

Entscheidend für die gegenseitige Abschattung der WEA sind deren Abstände untereinander, vor allem in Hauptwindrichtung. Übliche Abstände sind der 5-fache Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und der 3-fache Rotordurchmesser in Nebenwindrichtungen.

In der Tab. 22 ist zu erkennen, dass die Richtwerte mehrfach unterschritten werden, welches einen maßgeblichen Grund für die erhöhten Abschattungsverluste darstellt.

Tab. 22: Abstände der WEA im Windpark bezogen auf Rotordurchmesser

WEA	P60	P61	P62	P63	P64	P65	P66
B21	16.7	17.2	11.3	6.7	8.8	10.7	21.2
B20	16.8	19.7	4.8	6.7	14.6	17.9	27.7
B22	18.1	15.8	18.7	12	4.9	4.4	13.6
B30	16.2	10.6	25.9	18.3	10.2	15.5	6
B34	17.7	12.6	25.6	18	9	12.7	4.5
B31	21.5	15.9	30.7	23	14.1	16.7	2.5
B36	25.9	20.4	33.9	26.3	17	17.1	4
B37	32.3	26.7	40.2	32.6	23.2	22	10.5
B32	28.3	22.5	37.6	29.9	20.8	21.6	7.8
P40	3.2	6.4	7.6	7	10	14.8	15.2
P41	3.7	6.6	4.9	4.4	8.3	12.7	14.5
P44	3.5	2.6	8.4	4.6	3.9	8.9	8.9
P42	6.8	9.5	2.2	4.6	9.6	13.1	16.5
P45	7.7	7.4	7.3	3.5	2.4	5.2	9.5
P50	8.1	5.9	11.5	7.3	2.3	5.5	4.9
P51	10.1	8.1	12.2	8.1	3.1	3.6	4.9
P52	13.3	10.3	17.4	12.9	7.3	7.5	1.3
P60	0	3.2	8.2	5.9	7.3	12.3	12
P61	3.2	0	10.5	7.1	6	11	9.1
P62	8.2	10.5	0	4.2	9.3	12	16.4
P63	5.9	7.1	4.2	0	5.2	8.6	12.2
P64	7.3	6	9.3	5.2	0	5	7.1
P65	20.1	17.9	19.5	14.1	8.2	0	13
P66	14.2	10.7	19.3	14.4	8.4	9.4	0

6.5 Abschattungsverluste für Bestands-WEA

Laut Auftraggeber sollen im Rahmen der Parkberechnung ergänzend die erhöhten Abschattungsverluste für die bestehenden WEA ausgewiesen werden.

Dieses betrifft in Ausbaustufe 1 die 21 bestehenden WEA und in Ausbaustufe 2 die 9 bestehenden sowie die 8 geplanten WEA der Ausbaustufe 1. Die Parkberechnungen wurden einmal mit und einmal ohne die geplanten WEA durchgeführt. Die Ergebnisse der Ausbaustufe 1 sind in Tab. 23 und die Ergebnisse der Ausbaustufe 2 in Tab. 24 verzeichnet.

Tab. 23: Abschattungsverluste für die Bestands-WEA in Ausbaustufe 1

Standort	Vor Zubau		Nach Zubau		Verlust durch Zubau [%]
	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]	
B13	2.445	3.52	2.34	7.66	4.3
B10	2.442	4.3	2.019	20.9	17.3
B12	2.456	4.55	1.863	27.62	24.1
B14	2.324	12.5	2.116	20.33	9.0
B15	2.368	10.69	2.065	22.13	12.8
B11	2.237	11.3	1.999	20.73	10.6
B16	2.374	13.86	1.911	30.65	19.5
B17	2.472	13.47	1.974	30.92	20.1
B18	2.511	10.62	2.342	16.62	6.7
B19	2.478	11.6	2.385	14.93	3.8
B21	4.337	9.93	4.179	13.2	3.6
B20	4.286	5.83	4.158	8.64	3.0
B22	4.427	10.1	3.991	18.96	9.8
B30	4.662	9.5	4.154	19.36	10.9
B34	4.495	12.27	3.666	28.46	18.4
B31	4.495	13.94	4.097	21.57	8.9
B36	4.683	11.38	4.057	23.22	13.4
B37	4.828	9.2	4.631	12.91	4.1
B32	4.655	11.26	4.369	16.7	6.1
B33	2.063	13.27	1.971	17.15	4.5
B35	0.742	17.96	0.632	30.12	14.8

Die Verluste für die Bestands-WEA durch den Zubau der Ausbaustufe 1 betragen je nach WEA zwischen 3.0 und 24.1 %.

Tab. 24: Abschattungsverluste für die Bestands-WEA in Ausbaustufe 2

Standort	Vor Zubau		Nach Zubau		Verlust durch Zubau [%]
	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]	Parkenergieertrag [GWh]	Abschattungsverlust [%]	
B21	4.179	13.2	4.14	14.01	0.9
B20	4.158	8.64	4.036	11.32	2.9
B22	3.991	18.96	3.874	21.34	2.9
B30	4.154	19.36	3.927	23.77	5.5
B34	3.666	28.46	3.389	33.86	7.6
B31	4.097	21.57	3.838	26.51	6.3
B36	4.057	23.22	3.754	28.96	7.5
B37	4.631	12.91	4.555	14.33	1.6
B32	4.369	16.7	4.21	19.75	3.6
P40	12.839	4.8	12.568	6.8	2.1
P41	11.676	10.54	11.419	12.51	2.2
P44	11.117	15	10.381	20.63	6.6
P42	12.234	4.98	11.961	7.1	2.2
P45	12.025	14.35	11.45	18.45	4.8
P50	11.475	18.18	10.231	27.05	10.8
P51	11.268	19.55	10.765	23.14	4.5
P52	10.035	16.48	9.553	20.49	4.8

Die Verluste für die Bestands-WEA durch den Zubau der Ausbaustufe 2 betragen je nach WEA zwischen 0.9 und 10.8 %.

7 Energieverlustfaktoren

Die Energieverlustfaktoren werden in der TR6, Rev. 10 weitaus ausführlicher beschrieben als bisher. Folgende Hauptursachen für Verluste sind mindestens zu ermitteln und im Bericht auszuweisen: Abschattungseffekte (bereits in Kap. 6.4 berechnet), Verfügbarkeit, elektrische Effizienz, Leistungsverhalten der Anlagen, Umgebungsbedingungen und Leistungseinschränkungen. Diese Verluste sind projektspezifisch zu bestimmen und die Berechnungsmethodik nachvollziehbar zu beschreiben. Ist dies nicht möglich, sind die in der TR6 angegebenen Pauschalwerte anzusetzen, welche für Projekte in Deutschland gelten. Begründete Abweichungen von diesen Pauschalwerten sind möglich (z.B. für Projekte im Ausland).

Die Verluste sind auf ihre Abhängigkeiten hin zu untersuchen und sinnvoll zu kombinieren.

Es erfolgt eine Unterteilung in Verluste durch genehmigungsrechtliche Auflagen und andere Verluste. Erstere können i.d.R. genau berechnet werden, während für letztere oft Pauschalwerte anzunehmen sind.

7.1 Verluste aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen

Um Vorschriften bezüglich Schallemissionen, Schattenwurf, Sektormanagement, Schutz von Vögeln und Fledermäusen, etc. einzuhalten, kann ein zeitweiser Betrieb der WEA in bestimmten Betriebsmodi oder eine Abschaltung der WEA notwendig sein. Die Verluste sind projektspezifisch zu berechnen und nachvollziehbar darzustellen. Relevante Veränderungen der Abschattungseffekte sowie Hysterese-Effekte sind zu berücksichtigen.

Gemäß Auftraggeber sind Auflagen hinsichtlich von Sektormanagement zu erwarten.

7.1.1 Sektormanagement

Vom Auftraggeber wurden zwei Gutachten zur Standorteignung der Firma F2E mit der Berichtsnr. F2E-2018-TGO-024, Rev.3 übermittelt, welche die Variante A (entspricht Ausbaustufe 1) und Variante B (entspricht Ausbaustufe 2) beinhaltet. In den entsprechenden Gutachten waren jeweils drei alternative Berechnungsvarianten für die Betriebsbeschränkungen aufgeführt. In Absprache mit dem Auftraggeber wurden jeweils die Alternativen A und B betrachtet. In Alternative A wird immer die eingeschränkte WEA abgeschaltet und die zu schützende WEA darf weiter betrieben werden. In Alternative B ist es genau umgekehrt und die zu schützende WEA wird abgeschaltet. Die in den Alternativen A und B aufgeführten Betriebseinschränkungen sind als konservativ zu bewerten, da immer eine Komplettabschaltung vorliegt, während bei der Normalberechnung auch reduzierte Betriebsmodi aufgeführt werden.

In Absprache mit dem Auftraggeber sollte nun aus den vorliegenden Betriebsbeschränkungen jeweils die Alternative verwendet werden, wo die neu hinzukommenden WEA abgeschaltet werden müssen. Sofern nur neu hinzukommende WEA betroffen sind, wurde die Variante mit den geringeren Ertragsverlusten ausgewählt. Für die Ausbaustufe 1 lagen 28 und für die Ausbaustufe 2 lagen 43 Betriebsbeschränkungen vor.

Bei der Berechnung war zusätzlich zu berücksichtigen, dass sich einzelne Betriebsbeschränkungen überschneiden haben, besonders hinsichtlich der Windrichtungssektoren und teilweise hinsichtlich des Windgeschwindigkeitsbereichs. Aufgrund der Vielzahl an Betriebsbeschränkungen wurden die Betriebsbeschränkungen hinsichtlich der Überschneidung grob gefiltert. Eine genaue Berücksichtigung ist nur seitens des Turbulenzgutachters möglich.

Zusätzlich wurde in allen Berechnungen überschlägig der Mehrertrag für die umliegenden WEA durch das Sektormanagement berücksichtigt. In den Ergebnissen der Ausbaustufe 2 wurde die konservative Annahme getroffen, dass das Sektormanagement aus Ausbaustufe 1 weiterhin Bestand hat.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in den folgenden Tabellen aufgeführt:

Tab. 25: Ergebnisse Sektormanagement Ausbaustufe 1

Standort	Parkenergieertrag [MWh]	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [MWh]	Verlust [MWh]	Verlust [%]
P40	12839	12839	0	0.0
P41	11676	6295	5381	46.1
P44	11117	8201	2916	26.2
P42	12234	12234	0	0.0
P45	12025	5701	6324	52.6
P50	11475	3542	7933	69.1
P51	11268	7578	3690	32.7
P52	10035	7866	2169	21.6
Wind farm	92668	64255	28413	30.7

Durch das Sektormanagement ergibt sich für die WEA der Ausbaustufe 1 ein Verlust von etwa 28413 MWh, was einem prozentualen Verlust von 30.7 % entspricht.

Tab. 26: Ergebnisse Sektormanagement Ausbaustufe 1 nach Zubau von Ausbaustufe 2

Standort	Parkenergieertrag [MWh]	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [MWh]	Verlust [MWh]	Verlust [%]
P40	12839	12839	0	0.0
P41	11676	9714	1961	16.8
P44	11117	10686	431	3.9
P42	12234	12234	0	0.0
P45	12025	11272	753	6.3
P50	11475	5077	6398	55.8
P51	11268	7578	3690	32.7
P52	10035	9860	174	1.7
Wind farm	92668	79260	13408	14.5

Aufgrund des Mehrertrags durch das Sektormanagement der Ausbaustufe 2, ergibt sich für die WEA der Ausbaustufe 1 ein reduzierter Verlust von etwa 13408 MWh, was einem prozentualen Verlust von 14.5 % entspricht.

Tab. 27: Ergebnisse Sektormanagement Ausbaustufe 2

Standort	Parkenergieertrag [MWh]	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [MWh]	Verlust [MWh]	Verlust [%]
P60	10897	2806	8090	74.2
P61	11016	6543	4472	40.6
P62	12081	8477	3604	29.8
P63	10896	5664	5233	48.0
P64	10562	863	9699	91.8
P65	4628	4559	70	1.5
P66	8187	3260	4927	60.2
Wind farm	68268	32173	36095	52.9

Durch das Sektormanagement ergibt sich für die WEA der Ausbaustufe 2 ein Verlust von etwa 36095 MWh, was einem prozentualen Verlust von 52.9 % entspricht.

7.2 Zusätzliche Verluste

7.2.1 Verfügbarkeit

Die WEA, die Infrastruktur und das elektrische Netz können zeitweise nicht verfügbar sein. Letztere zwei Faktoren sind i.d.R. vernachlässigbar und sind daher mit einem Pauschalwert von 0% anzusetzen. Für die Verfügbarkeit der WEA ist im Gutachten ein Pauschalwert von 97% anzunehmen, für die Ermittlung der Standortgüte dagegen 98% (vom Gesetzgeber vorgegeben). Es sei darauf hingewiesen, dass die vom Hersteller garantierte Verfügbarkeit i.d.R. höher ist als die für das Gutachten benötigte energetische Verfügbarkeit, da erstere nicht alle Stillstandzeiten enthält.

7.2.2 Elektrische Effizienz

Elektrische Verluste treten zwischen den Niederspannungsanschlüssen der WEA und dem Netzanschlusspunkt des Windparks auf. Bei Bedarf können wir diese Verluste in Zusammenarbeit mit der 8.2 Consulting AG genau berechnen. Da solch eine Berechnung aber sehr aufwendig ist, nehmen wir i.d.R. einen Pauschalwert von 2% für elektrische Verluste an, die während des Betriebs auftreten können. Zusätzlich gibt es elektrische Verluste, die auch im Stillstand des Windparks entstehen, z.B. durch Transformator-Leerlaufverluste und elektrischen Verbrauchern in den WEA und in der Umspannstation. Für die meisten heutigen Windparks kann hier aber von einem Pauschalwert von 0% ausgegangen werden.

7.2.3 Leistungsverhalten der WEA

Starkwind-Hysterese

Bei hohen Windgeschwindigkeiten werden WEA abgeschaltet. Ein wiederholtes An- und Abschalten der WEA nahe der Abschaltgeschwindigkeit kann zu Ermüdungserscheinungen führen, weshalb eine sogenannte Starkwind-Hysterese Steuerung in die WEA integriert wird. Dadurch wird eine WEA erst bei Windgeschwindigkeiten wieder eingeschaltet, die unterhalb der Abschaltgeschwindigkeit liegen. Die Verluste durch Starkwind-Hysterese sind genau zu berechnen, falls der Anteil der Windgeschwindigkeiten oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit größer als 0.05% ist. Andernfalls wird der Verlust als vernachlässigbar angesehen und ein Pauschalwert von 0% angesetzt.

Im vorliegenden Projekt beträgt der Anteil der Windgeschwindigkeiten oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit <0.01%. Dementsprechend wird ein Verlust von 0% angesetzt.

Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve

Die Leistungskurven gelten für bestimmte meteorologische Umgebungsbedingungen, die sich teilweise deutlich von den Bedingungen am zu betrachtenden Standort unterscheiden können. Der Einfluss auf den Ertrag muss oft geschätzt werden, da i.d.R. nicht ausreichend Daten zur Berechnung der Auswirkungen zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund wird hier kein Verlust angenommen. Eine grobe Einschätzung der Umgebungsbedingungen ist unter Kap. 6.3 vorgenommen worden. Falls signifikante Einflüsse auf die Gültigkeit der Leistungskurve zu erwarten sind, wird dies mit einer erhöhten Unsicherheit in Tab. 33 „Eingangsdaten WEA“ berücksichtigt.

Suboptimaler Betrieb

Hierunter fallen Verluste, die durch einen nicht optimalen Betrieb der WEA (z.B. durch verzögerte Ausrichtung der WEA in Windrichtung) entstehen. Dadurch entstehen zeitweise Abweichungen von der Leistungskurve, wodurch die angegebene Leistungskurve im Mittel nicht erreicht wird. Diese Abweichungen sind i.d.R. minimal und werden daher mit einem Pauschalwert von 0% berücksichtigt.

7.2.4 Umgebungsbedingungen

Leistungsdegradation ohne Vereisung

Die Leistung kann durch verschmutzte Rotorblätter oder eine physikalische Degradation der Rotorblätter nach längerem Betrieb beeinträchtigt werden. Dieser Verlust ist somit abhängig vom Standort, vom Alter der WEA und von der Qualität der Wartung und Instandhaltung. Werden ältere Vergleichs-WEA zur Ertragsprognose herangezogen, ist dieser Verlust bereits inhärent in den Daten enthalten. Bei Verwendung von relativ neuen Vergleichs-WEA oder einer Windmessung, ist ein pauschaler Verlust von 0.5% zu berücksichtigen. In diesem Fall werden ältere und neuere Vergleichs-WEA verwendet, so dass die Degradation zum Teil enthalten ist. Wir nehmen daher einen Pauschalwert von 0.25 %.

Vereisung

Zum einen können geringe Eisablagerungen auf den Rotorblättern das Leistungsverhalten der WEA verschlechtern, zum anderen kommt es bei zunehmender Vereisung zur Abschaltung der WEA. Die Verluste aufgrund von Vereisung sollen, wenn möglich, auf Basis von standortspezifischen Informationen bestimmt werden. Bei Fehlen solcher Informationen sind sie anhand von Vereisungskarten zu bestimmen. Hierfür verwendet die anemos GmbH eine auf dem anemos Windatlas für Deutschland (D-3km.M2) basierende Vereisungskarte. Diese Karte gilt nur in Verbindung mit einer automatischen Eiserkennung (ohne Sichtkontrolle). Der Vereisungsverlust setzt sich gemäß TR6 vereinfacht zu 1/4 aus der Leistungsdegradation durch Eisansatz und zu 3/4 aus der Abschaltung durch Eisansatz zusammen. Falls eine Blattheizung vorhanden ist, dann wird pauschal nur 1/3 des Vereisungsverlustes durch Abschaltung angenommen. Die Leistungsdegradation ist unabhängig von der Blattheizung, da üblicherweise die Blattheizung erst bei Stillstand betrieben werden darf. Die Verluste durch Vereisungsabschaltung sind auch bei der Ermittlung der Standortgüte nach EEG 2017 zu berücksichtigen. Für das vorliegende Projekt wird ein Vereisungsverlust von 1.2% angesetzt. Der Verlust durch Vereisungsabschaltung beträgt demnach 0.9%.

Temperaturbedingte Leistungsreduktion

Sollten am Standort extreme Temperaturen außerhalb des für den normalen Betrieb der WEA vorgesehenen Temperaturbereichs vorkommen, werden die WEA abgeschaltet oder laufen mit reduzierter Leistung. Der Verlust ist über die Überschreitungshäufigkeit der Grenztemperatur zu berechnen. In Deutschland ist dieser Verlust i.d.R. vernachlässigbar und wird daher mit einem Pauschalwert von 0% berücksichtigt.

Standortzugänglichkeit

Es kann vorkommen, dass ein Standort aufgrund von Umweltbedingungen schwer zu erreichen ist, z.B. Offshore WEA im Winter. Dies hat Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der WEA. Bei Onshore-Standorten ist dieser Verlust i.d.R. vernachlässigbar und wird mit einem Pauschalwert von 0% berücksichtigt.

7.2.5 Leistungseinschränkungen

Netzbedingte Leistungseinschränkungen

Im Netzanschlussvertrag können Einschränkungen der Windparkleistung zu bestimmten Zeiten gefordert sein. Die dadurch entstehenden Verluste sind i.d.R. vernachlässigbar und werden mit einem Pauschalwert von 0% berücksichtigt. Ausdrücklich hiervon ausgenommen sind Verluste durch Einspeisemanagement, für die eine Kompensation nach EEG erfolgt.

7.3 Kombination der Verluste

Die Abhängigkeiten der oben berechneten Verluste werden im Folgenden durch die Multiplikation von Effizienzen berücksichtigt.

Tab. 28: Kombination der Verluste über Effizienzen

Effizienzen		Ausbaustufe 1		Ausbaustufe 2	
Bruttoenergieertrag [MWh/a]		106576		83237	
Parkwirkungsgrad (Eff_{Park})		86.95%		82.02%	
Parkenergieertrag [MWh/a]		92668		68268	
Genehmigungsrechtliche Einschränkungen ($\text{Eff}_{\text{BlmSchG}}$)	Sektormanagement	69.34%	68.71%	47.13%	46.70%
	Vereisungsbedingte Abschaltung	99.10%		99.10%	
Nettoenergieertrag inkl. BlmSchG-Verluste = $\text{P50}_{\text{BlmSchG}}$ [MWh/a]		63677		32173	
Verfügbarkeit	Verfügbarkeit der WEA	97.00%	94.54%	97.00%	94.54%
	Verfügbarkeit der Infrastruktur	100.00%		100.00%	
	Netzverfügbarkeit	100.00%		100.00%	
Elektrische Effizienz	Im Betrieb	98.00%		98.00%	
	Im Stillstand	100.00%		100.00%	
Leistungsverhalten der WEA	Starkwind-Hysterese	100.00%		100.00%	
	Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve	100.00%		100.00%	
	Suboptimaler Betrieb	100.00%		100.00%	
Umgebungsbedingungen	Leistungsdegradation ohne Vereisung	99.75%		99.75%	
	Leistungsdegradation durch Vereisung	99.70%		99.70%	
	Temperaturbedingte Leistungsreduktion	100.00%	100.00%		
	Standortzugänglichkeit	100.00%	100.00%		
Leistungseinschränkungen	Netzbedingt	100.00%	100.00%		
Gesamteffizienz ($\text{Eff}_{\text{Total}}$)		56.48%		36.21%	
Gesamtverlust [MWh/a]		46379		53095	
Nettoenergieertrag inkl. technischer Verluste = $\text{P50}_{\text{Total}}$ [MWh/a]		60198		30142	

7.4 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Laut Auftraggeber soll im Rahmen der Gutachtenerstellung ergänzend eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit für die Planungen erfolgen.

In Absprache mit dem Auftraggeber soll dabei ein Vergleich zwischen den erwirtschafteten Erträgen vor den Ausbaustufen und nach den Ausbaustufen erfolgen. Dieser Vergleich erfolgt auf Basis der Parkenergieerträge inklusive der Vorgaben des Sektormanagements.

Die entsprechenden Vergleiche sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

Tab. 29: Verlust für Bestands-WEA durch Ausbaustufe 1

WEA	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [GWh/a]		Verlust	
	Vor Zubau	Nach Zubau	[GWh/a]	[%]
B13	2.445	2.340	0.105	4.3
B10	2.442	2.019	0.423	17.3
B12	2.456	2.137	0.319	13.0
B14	2.324	2.116	0.208	9.0
B15	2.368	2.065	0.303	12.8
B11	2.237	1.999	0.238	10.6
B16	2.374	2.047	0.327	13.8
B17	2.472	2.236	0.236	9.5
B18	2.511	2.342	0.169	6.7
B19	2.478	2.385	0.093	3.8
B21	4.337	4.179	0.158	3.6
B20	4.286	4.158	0.128	3.0
B22	4.427	3.991	0.436	9.8
B30	4.662	4.154	0.508	10.9
B34	4.495	4.255	0.24	5.3
B31	4.495	4.097	0.398	8.9
B36	4.683	4.057	0.626	13.4
B37	4.828	4.631	0.197	4.1
B32	4.655	4.369	0.286	6.1
B33	2.063	1.971	0.092	4.5
B35	0.742	0.718	0.024	3.2
Gesamt	67.780	62.266	5.514	8.1

Tab. 30: Ertrag durch Ausbaustufe 1

WEA	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [GWh/a]
P40	12.839
P41	6.295
P44	8.201
P42	12.234
P45	5.701
P50	3.542
P51	7.578
P52	7.866
Gesamt	64.255

Bei der Errichtung der Ausbaustufe 1 steht dem Verlust für die Bestands-WEA durch eine erhöhte Parkabschattung in Höhe von 5.514 GWh/a ein Ertrag von 64.255 GWh/a durch die neu errichteten WEA gegenüber, womit sich ein Gewinn von 58.741 GWh/a ergibt.

Tab. 31: Verlust für Bestands-WEA durch Ausbaustufe 2

WEA	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [GWh/a]		Verlust	
	Vor Zubau	Nach Zubau	[GWh/a]	[%]
B21	4.179	4.140	0.039	0.9
B20	4.158	4.036	0.122	2.9
B22	3.991	3.874	0.117	2.9
B30	4.154	3.927	0.227	5.5
B34	4.255	3.476	0.779	18.3
B31	4.097	3.990	0.107	2.6
B36	4.057	4.016	0.041	1.0
B37	4.631	4.555	0.076	1.6
B32	4.369	4.210	0.159	3.6
P40	12.839	12.569	0.270	2.1
P41	6.295	6.156	0.138	2.2
P44	8.201	7.659	0.541	6.6
P42	12.234	11.965	0.269	2.2
P45	5.701	5.427	0.274	4.8
P50	3.542	3.159	0.383	10.8
P51	7.578	7.237	0.341	4.5
P52	7.866	7.488	0.378	4.8
B13	2.340	0.000	2.340	100.0
B10	2.019	0.000	2.019	100.0
B12	2.137	0.000	2.137	100.0
B14	2.116	0.000	2.116	100.0
B15	2.065	0.000	2.065	100.0
B11	1.999	0.000	1.999	100.0
B16	2.047	0.000	2.047	100.0
B17	2.236	0.000	2.236	100.0
B18	2.342	0.000	2.342	100.0
B19	2.385	0.000	2.385	100.0
B33	1.971	0.000	1.971	100.0
B35	0.718	0.000	0.718	100.0
Gesamt	126.521	97.886	28.635	22.6

Tab. 32: Ertrag durch Ausbaustufe 2

WEA	Parkenergieertrag inkl. Sektormanagement [GWh/a]
P60	2.806
P61	6.543
P62	8.477
P63	5.664
P64	0.863
P65	4.559
P66	3.260
Gesamt	32.173

Bei der Errichtung der Ausbaustufe 2 steht dem Verlust für die Bestands-WEA durch einen Rückbau von WEA sowie der erhöhten Parkabschattung in Höhe von 28.635 GWh/a ein Ertrag von 32.173 GWh/a durch die neu errichteten WEA gegenüber, womit sich ein Gewinn von 3.538 GWh/a ergibt.

Besonders bei der Berechnung der Ausbaustufe 2 handelt es sich um eine Worst case Betrachtung, da davon auszugehen ist, dass das Sektormanagement aus Ausbaustufe 1 bei Ausbaustufe 2 größtenteils nicht mehr relevant ist, da die Abschaltungen dem Schutz der zurückgebauten WEA dienen. Bei Berücksichtigung dieser Tatsache ergibt sich insgesamt ein Gewinn von 20.882 GWh/a durch Ausbaustufe 2.

Es lässt sich somit sowohl für die Ausbaustufe 1 als auch für die Ausbaustufe 2 ein deutlicher Mehrertrag belegen.

8 Unsicherheitsbetrachtung

Es gibt eine Reihe von Unsicherheitskomponenten in der Ermittlung des standortspezifischen Windpotentials. Die Auflistung dieser Einzelkomponenten folgt im Wesentlichen der Technischen Richtlinie 6 „Ermittlung von Windpotential und Energieertrag“ der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. Einige Angaben sind Erfahrungswerte des Gutachters und sind nicht im Sinne einer statistischen Fehlerrechnung (Standardabweichung einer Vielzahl von Versuchen) zu verstehen.

Die Unsicherheitsanalyse wird für die fünf Bereiche **Winddatenbasis, Modellierung Windfeld, Modellierung Parkwirkungsgrad, Eingangsdaten (der geplanten) WEA und zusätzliche Verluste** sowie deren Unterbereiche angegeben. Unsicherheiten für kürzere Bezugszeiträume als 20 Jahre sind nicht Inhalt dieser Unsicherheitsbetrachtung, sondern werden gesondert in Kapitel 8.3 berücksichtigt.

Winddatenbasis

Dem Bereich Winddatenbasis sind die Windeingangsdaten sowie alle weiteren Informationen über das Windfeld vor Ort zuzuordnen, insbesondere die Daten standortspezifischer Windmessungen bzw. Vergleichs-WEA, die Basisdaten, das Verfahren zur Langzeitkorrelation sowie die Unsicherheit der Projektion auf zukünftige Betriebszeiträume. Die wichtigsten möglichen Unterpunkte seien im Folgenden kurz dargestellt:

- die verwendete Windstatistik (Weibull-Verteilung)
- die Vergleichsanlagen sowie die vorliegenden Ertragsdaten (Repräsentativität der Vergleichs-WEA im Sinne der TR6, Qualität der Daten)
- Unsicherheiten bei der Berechnung der Vergleichs-WEA, also die gleichen Aspekte wie im Unterpunkt „Eingangsdaten WEA“ für die geplanten WEA
- die Windmessung vor Ort (Länge der Messzeitreihe, Qualität der Daten, etc.)
- die Repräsentativität des Referenzzeitraumes
- die Methode und Qualität der Langzeitkorrelation („Unsicherheit des Abbildungsalgorithmus“)
- die Qualität der Langzeitdatensätze („Konsistenz der Langzeitdaten“)
- die Projektion des Bezugszeitraumes auf den zukünftigen Betriebszeitraum (Variabilität des Windes bzw. Energieertrages)

Als Windinformationen dienen häufig vom Deutschen Wetterdienst (DWD) bereitgestellte Windstatistiken, Reanalysedaten oder aufbereitete Messreihen einer Messung vor Ort. Durch die Windverteilung als auch durch die jeweilige Höhenzunahme des Energieertrages hat die Wahl des Eingangsdatensatzes direkten Einfluss auf das Ergebnis der geplanten WEA. Letzteres kann insbesondere bei großen vertikalen Distanzen zu signifikanten Unterschieden führen.

Bei Verwendung von Vergleichsanlagen

Die Qualität der Vergleichsanlagen ist häufig ein entscheidender Faktor. Laut TR6 müssen die Vergleichsanlagen repräsentativ für den geplanten Standort sein. Hierunter fallen z. B. die Entfernung, die Höhe über Grund, die Lage zu relevanten Landschaftselementen sowie der WEA-Typ und die Nabenhöhe. Weiterhin müssen wenigstens 12 Monate Daten in monatlicher Auflösung zzgl. den entsprechenden Verfügbarkeitswerten vorliegen. Im optimalen Fall liegt beides zugeordnet für jede Einzel-WEA vor. In Ausnahmefällen liegen Ertragszeitreihen auch als Parkertrag vor, was mit einer erhöhten Unsicherheit zu bewerten ist. Informationen zu etwaigen reduzierten Betriebsmodi oder Einschränkungen z. B. aufgrund Schatten, Turbulenz oder Fledermausflug sollten vorhanden sein, um eine plausible Modelleinstellung vorzunehmen. Auch detaillierte Informationen zum Flügeltyp oder technischen Zusatzausstattungen sollten bekannt sein, da diese einen signifikanten Einfluss auf die Leistungskurve ausüben.

In der BDB sind monatliche Produktionsdaten inkl. Informationen über die Ausfallstunden von vielen WEA gemeldet. Da die Erträge den einzelnen WEA nicht zuzuordnen sind und häufig nicht bekannt ist, welche Ausfälle bzw. Restriktionen in die Ausfallstunden gezählt werden, sind die Daten aus der BDB mit einer erhöhten Unsicherheit behaftet.

Da die Produktionsdaten (in, täglicher oder monatlicher Auflösung) häufig nur über einen kurzen Zeitraum vorliegen, müssen diese in den Langzeitbezug gesetzt werden (nähere Informationen sind in Kapitel 4.2 enthalten). Die Unsicherheit des langjährigen mittleren Jahresertrages der Vergleichsanlagen ist von der Qualität der Ertragsdaten (Anzahl der Werte, unplausible Daten, Repräsentativität des Zeitraumes), der Korrelationsmethode und -güte (Bestimmtheitsmaß, R^2) sowie der Konsistenz und Qualität des Langzeitdatensatzes abhängig.

Die Unsicherheit der Übertragung des Referenzzeitraum auf einen zukünftigen Betriebszeitraum wird festgelegt, indem die Variabilität von 20jährigen Zeiträumen innerhalb von deutlich längeren Zeiträumen untersucht wird. Dabei wird jedoch generell davon ausgegangen, dass die letzten 20 Jahre repräsentativ für die kommenden 20 Jahre sind. Der Einfluss von Phänomenen wie dem Klimawandel ist hiervon ausgeschlossen.

In einem Standortgutachten werden üblicherweise eine größere Anzahl von Vergleichsanlagen unterschiedlichen WEA-Typs, Nabenhöhe, Betriebszeiträumen und Entfernungen zum Gutachtenstandort zum Abgleich herangezogen. Es werden zwei oder mehr unterschiedliche Langzeitdatensätze eingesetzt. All diese, gelegentlich zu unterschiedlichen Ergebnissen führenden, Informationen müssen bei der Standortbewertung berücksichtigt werden, um eine angemessene Unsicherheit festlegen zu können. Werden mehrere Vergleichs-Windparks zum Abgleich herangezogen, werden diese so miteinander kombiniert, dass sich die Gesamtunsicherheit reduziert.

Modellierung Windfeld

Der Unterpunkt Modellierung Windfeld bezieht sich auf das Verfahren zur vertikalen und horizontalen Übertragung der Windverhältnisse von den Vergleichs-WEA bzw. dem Messmaststandort auf die geplanten WEA. Nachfolgende Kriterien finden daher Einfluss in die Unsicherheitsbetrachtung.

- Simulationsmodell und seine Eignung für das entsprechende Gelände
- Topographische Daten (Orographie und Rauigkeit)
- evtl. Hindernisse und Verdrängungshöhe
- horizontale und vertikale Extrapolation

Zurzeit werden im Wesentlichen drei unterschiedliche Typen atmosphärischer Simulationsmodelle für Standortgutachten angewandt, darunter das zweidimensionale Modell WAsP, komplexe dreidimensionale atmosphärische Mesoskalamodelle und sogenannte CFD Codes (*computational fluid dynamics*). Je nach Geländekomplexität, Qualität der Basisdaten und Ausdehnung muss im Einzelfall entschieden werden, welches dieser drei Modelle geeignet erscheint.

Die Unsicherheit in den Punkten Orographie und Rauigkeit sind unter anderem abhängig von der Qualität der zugrundeliegenden Satellitendaten bzw. topographischen Karten. Für Standorte in Deutschland kann die Qualität als sehr gut eingestuft werden. Die jeweilige Aufbereitung der Daten wird als Karte durchgeführt. Im Ausland ist die Datenqualität nicht immer vergleichbar hoch.

Der Ansatz zur Modellierung von Wäldern unterscheidet sich in den einzelnen Strömungsmodellen. Während Mesoskalamodelle und CFD-Codes Wald-Module beinhalten, wird in WAsP bei Waldstandorten meist über eine standortspezifische Verdrängungshöhe in Ergänzung zum Rauigkeitselement gearbeitet. Wälder in größerer Entfernung zu den geplanten WEA werden als erhöhte Rauigkeit berücksichtigt. Hindernisse spielen bei den heute gültigen Nabenhöhen kaum noch eine relevante Rolle.

Die Gesamtunsicherheit der Windfeldmodellierung ist eine Kombination der Qualität der Geländedaten und der Fähigkeit des angewandten numerischen Modells, die Windinformationen horizontal und vertikal auf den geplanten Standort und die vorgegebenen Nabenhöhen zu extrapolieren. Die Unsicherheit dieser Extrapolationen wird anhand von intern festgelegten Werten anhand der Geländekomplexität bestimmt. Hinweise auf diese Unsicherheit liefert bei Verwendung mehrerer Vergleichs-WEA die Verteilung der Gütegrade. Für Berechnungen, die nur auf einer Messung bzw. nur auf einer Vergleichsanlage beruhen, werden höhere Unsicherheiten angenommen, da kein weiterer Abgleichspunkt zur Verfügung steht.

Modellierung Parkwirkungsgrad

Der auch als „Berechnung der Parkabschattung“ bezeichnete Punkt beinhaltet alle Eingangsdaten, die für die Bestimmung der internen und externen Abschattungseffekte verantwortlich sind. Darunter fallen insbesondere

- das verwendete Modell zur Berechnung der Abschattungsverluste
- die jeweiligen projektspezifischen Einstellungen des Modells (z. B. *wake decay* Konstante)
- die verwendete Windrichtungsverteilung
- die verwendeten Schubbeiwerte, von den geplanten als auch von allen umliegenden WEA

Die Unsicherheit dieses Unterpunktes bezieht sich auf den Parkertrag des Windparks, nicht auf die prozentualen Abschattungsverluste als solche, insofern kann die Unsicherheit nicht höher sein als die Verluste selbst. Als Unsicherheit für den Parkwirkungsgrad werden ca. 25 % des prozentualen Abschattungsverlustes angenommen.

Für die Abschattungsberechnung gibt es zahlreiche Modelle, das bekannteste davon ist das in WAsP implementierte Modul PARK nach N.O. Jensen. Neben den anderen oben aufgeführten Parametern und der Windrichtungsverteilung ist auch die Größe des Windparks von entscheidender Bedeutung, da sich Nachlaufströmungen einzelner WEA in großen Windparks auf komplexe Art überlagern. Es muss auf die Lage der WEA im Windpark geachtet werden, da Hinweise für eine Unterschätzung der Abschattungsverluste für WEA im hinteren Bereich eines Windparks und für Überschätzungen im vorderen Bereich des Windparks vorliegen. Detaillierte Untersuchungen hierzu stehen noch aus.

Eingangsdaten WEA

Dieser Unterpunkt bezieht sich auf Informationen zu den geplanten WEA. Er umfasst die Unterpunkte:

- Grundunsicherheit der verwendeten Leistungskurve und Schubbeiwerte
- Übertragbarkeit der Kennlinie auf den geplanten Standort
- Serienstreuung bei der Produktion
- Luftdichtekorrektur

Grundsätzlich wird zwischen berechneten und vermessenen Leistungskurven unterschieden. Berechnete Leistungskurven werden häufig für begrenzte meteorologische Bedingungen ausgegeben, meist definiert durch die Turbulenz, die Windscherung, den Grad der Schräganströmung und die Luftdichte. Entsprechend muss die Übertragbarkeit auf den geplanten Standort beachtet werden. Die Unsicherheit für berechnete Kennlinien wird aus der mittleren Unsicherheit von über 50 vermessenen Leistungskurven ermittelt, wobei die am Standort vorherrschende Windgeschwindigkeit berücksichtigt wird.

Vermessene Leistungskurven sind abhängig von den Bedingungen am vermessenen Standort, sowohl im Hinblick auf die Topographie als auch auf die meteorologischen Bedingungen während des Messzeitraumes. Die Leistungskurven werden hinsichtlich der meteorologischen Parameter analog zur berechneten Leistungskurve gefiltert. Auch die verwendeten Anemometer-Typen beeinflussen die vermessene Leistungskurve. Die Unsicherheit wird für

vermessene Leistungskurven dem Messbericht entnommen und auf die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe interpoliert.

Die Übertragbarkeit auf den geplanten Standort muss geprüft werden. Diese Bewertung bleibt subjektiver Art, da keine exakte Quantifizierung möglich ist.

Die in einem Gutachten verwendeten Leistungskurven werden auf die jeweilige am Standort langjährig vorherrschende Luftdichte korrigiert. Entweder gibt der Hersteller korrigierte Leistungskurven vor oder die Korrektur wird nach IEC / improved IEC-Methode durchgeführt. Die ct-Werte (Schubbeiwerte) sind ebenfalls abhängig von der Luftdichte, einige Hersteller geben korrigierte Schubbeiwerte an. Die IEC-Richtlinie ist hier nicht anwendbar.

Zusätzlich können Unterschiede zwischen Turbinen gleichen Typs auftreten, die durch Variationen im Produktionsprozess verursacht werden. Die hier anzunehmende Unsicherheit wird auf etwa 2.8% (RISØ National Laboratory) in Bezug auf den Energieertrag geschätzt. Dieser Wert reduziert sich bei zunehmender Anzahl an geplanten WEA.

Verlustberechnungen

In vielen Fällen müssen WEA zu bestimmten Zeiten leistungsreduziert betrieben oder ausgeschaltet werden. Mögliche Gründe sind Vorgaben zum Schutz der Avifauna und/oder Fledermäusen oder Einschränkungen hinsichtlich Schattenwurfabschaltungen und sektorieller Turbulenz. Diese Verluste können im Rahmen eines Wind- und Parkgutachtens berechnet werden.

Die genaue Quantifizierung der Unsicherheiten für die jeweiligen Verluste ist häufig nicht möglich, da es an geeigneten Vergleichsdaten mangelt. Die anemos GmbH verfolgt einen pauschalen Ansatz und setzt für die Unsicherheiten etwa ein Viertel des jeweiligen prozentualen Verlustes an.

Für zusätzliche Energieverlustfaktoren, wie z.B. Verfügbarkeit, elektrische Effizienz, etc. werden i.d.R. Pauschalwerte angenommen. Hier kann ebenfalls keine Unsicherheit berechnet werden. Die anemos GmbH nimmt für die Unsicherheit etwa die Hälfte des jeweiligen pauschalen Verlustes an.

8.1 Gesamtunsicherheit

Die Gesamtunsicherheit der mittleren jährlichen Energieproduktion wird unter der Annahme berechnet, dass die einzelnen Unsicherheitskomponenten unabhängig voneinander sind.

Tab. 33: Unsicherheitsbetrachtung – Ausbaustufe 1

		Unsicherheit	Einzel-unsicherheit	Kombinierte Unsicherheit	
Winddatenbasis U_{WD}	Winddaten-basis	Windstatistik	2.0	2.0	
	Vergleichs-WEA	Daten und deren Erhebung, Detaillierungsgrad, Informationsgüte	1.4	5.9	7.8
		Verfahren zur Ausreißereliminierung und Verfügbarkeitskorrektur	1.1		
		Parkabschattung	1.5		
		Vermessung Leistungskurve	4.9		
		Serienstreuung	0.4		
		Standorteinflüsse	1.4		
		Bestimmung Luftdichte + Korrektur LK	0.7		
		Variation von WEA-Steuerungsparametern	0.2		
		Repräsentativität/Vergleichbarkeit	1.8		
	Langzeit-bezug	Konsistenz der Langzeitdatenquellen	1.5	4.6	
		Abbildungsalgorithmus Langzeit => Kurzzeit	1.0		
		Länge des Abgleichzeitraums	1.5		
		Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit	3.0		
		Projektion des Bezugszeitraums auf den zukünftigen WEA-Betriebszeitraum	2.2		
Repräsentativität der Langzeitdaten für den Standort		1.5			
Modellierung U_{MO}	Eingangsdaten	1.5	3.6		
	Horizontale Extrapolation	1.3			
	Vertikale Extrapolation	2.9			
	Qualität Modellierung	0.6			
Parkwirkungsgrad U_{PW}			3.3	3.3	
Eingangsdaten WEA U_{WEA}	Vermessung Leistungskurve	7.6	7.9		
	Serienstreuung	0.4			
	Standorteinflüsse	2.0			
	Bestimmung Luftdichte + Korrektur LK	1.0			
	Variation von WEA-Steuerungsparametern	0.1			
Energieverlust-faktoren U_{VF}	BlmSchG-Verluste	7.7	7.7 / 8.1		
	Weitere technische Verluste	0.0 / 2.7			
Gesamtunsicherheit $GU = \sqrt{U_{WD}^2 + U_{MO}^2 + U_{PW}^2 + U_{WEA}^2 + U_{VF}^2}$				14.3 / 14.6	

Die Gesamtunsicherheit für die mittlere langjährige jährliche Energieproduktion beträgt 14.3 % ohne ($GU_{BlmSchG}$) und 14.6 % (GU_{Total}) mit Berücksichtigung der technischen Verluste.

Tab. 34: Unsicherheitsbetrachtung – Ausbaustufe 2

		Unsicherheit	Einzel-unsicherheit	Kombinierte Unsicherheit	
Winddatenbasis U_{WD}	Winddatenbasis	Windstatistik	2.0	2.0	
	Vergleichs-WEA	Daten und deren Erhebung, Detaillierungsgrad, Informationsgüte	1.4	5.9	7.8
		Verfahren zur Ausreißereliminierung und Verfügbarkeitskorrektur	1.1		
		Parkabschattung	1.5		
		Vermessung Leistungskurve	4.9		
		Serienstreuung	0.4		
		Standorteinflüsse	1.4		
		Bestimmung Luftdichte + Korrektur LK	0.7		
		Variation von WEA-Steuerungsparametern	0.2		
		Repräsentativität/Vergleichbarkeit	1.8		
		Langzeitbezug	Konsistenz der Langzeitdatenquellen		
	Abbildungsalgorithmus Langzeit => Kurzzeit		1.0		
	Länge des Abgleichzeitraums		1.5		
	Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit		3.0		
	Projektion des Bezugszeitraums auf den zukünftigen WEA-Betriebszeitraum		2.2		
Repräsentativität der Langzeitdaten für den Standort	1.5				
Modellierung U_{MO}	Eingangsdaten	1.5	3.4		
	Horizontale Extrapolation	1.3			
	Vertikale Extrapolation	2.7			
	Qualität Modellierung	0.6			
Parkwirkungsgrad U_{PW}		4.5	4.5		
Eingangsdaten WEA U_{WEA}	Vermessung Leistungskurve	7.7	8.0		
	Serienstreuung	0.4			
	Standorteinflüsse	2.0			
	Bestimmung Luftdichte + Korrektur LK	1.0			
	Variation von WEA-Steuerungsparametern	0.1			
Energieverlustfaktoren U_{VF}	BImSchG-Verluste	13.0	13.0 / 13.2		
	Weitere technische Verluste	0.0 / 2.7			
Gesamtunsicherheit $GU = \sqrt{U_{WD}^2 + U_{MO}^2 + U_{PW}^2 + U_{WEA}^2 + U_{VF}^2}$				18.0 / 18.2	

Die Gesamtunsicherheit für die mittlere langjährige jährliche Energieproduktion beträgt 18.0 % ohne ($GU_{BImSchG}$) und 18.2 % (GU_{Total}) mit Berücksichtigung der technischen Verluste.

Die angegebenen Ergebnisse sowie die Unsicherheit beziehen sich auf die in diesem Gutachten verwendeten Methoden und Daten zur Ermittlung der langjährig zu erwartenden mittleren jährlichen Energieproduktion. Die Energieproduktion wird für einen zukünftigen 20-jährigen Betriebszeitraum berechnet.

Bei kürzeren Betrachtungszeiträumen muss die Volatilität des Wind- und Ertragspotentials für die jeweiligen Zeitspannen berücksichtigt werden. Der in Tab. 37 angegebene Werte für 20 Jahre ist in dem oben angegebenen Wert für die Unsicherheit Winddatenbasis bereits berücksichtigt.

Abschläge aufgrund begrenzter technischer Verfügbarkeit oder elektrischer Leitungsverluste sind pauschal berücksichtigt worden (siehe Kap. 7.2). Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung empfehlen wir jedoch eine genaue Berechnung dieser Verluste.

Die Abgleichsberechnung als auch die angegebene Unsicherheit beziehen sich auf das Mittel der in diesem Gutachten bewerteten WEA. Falls einzelne WEA gesondert finanziert werden sollen, müssten sowohl die Berechnungen als auch die Unsicherheitsanalyse überprüft und gegebenenfalls angeglichen werden.

8.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten

Die Bestimmung der Standardunsicherheit für die berechneten und im langjährigen Mittel zu erwartenden Energieerträge erlaubt eine Abschätzung des ökonomischen Risikos, wenn für die Gesamt-Standardunsicherheit eine Gauß'sche Normalverteilung angenommen wird und mit dieser Annahme die Überschreitungswahrscheinlichkeiten angegeben werden. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der ein bestimmter Betrag überschritten wird. So geben die P50 Werte den mittleren zu erwartenden Ertrag an, der mit einer Wahrscheinlichkeit von je 50 % über- und unterschritten werden kann. Der geringere P75 Wert wird mit einer höheren Wahrscheinlichkeit, nämlich mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % überschritten, oder aber -umgekehrt- mit nur einer Wahrscheinlichkeit von 25 % unterschritten. Die Angaben gelten jeweils für die zu erwartenden langjährigen Mittel. Je höher die Überschreitungswahrscheinlichkeit, umso geringer ist das Risiko. Ebenso wie die Unsicherheiten sind auch die Überschreitungswahrscheinlichkeiten eher Schätzungen als statistisch gesicherte Angaben. Es obliegt dem Investor, die für ihn geeignete Überschreitungswahrscheinlichkeit anzunehmen.

Die standardisierte Normalverteilung ist eines der häufigsten angewendeten statistischen Modelle zur Datenanalyse. Die Normalverteilung ist durch eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion in Abhängigkeit der Parameter μ (Mittelwert) und σ (Standardabweichung) gegeben. Aus der Integration der Dichtefunktion wird die Wahrscheinlichkeitsfunktion $\Phi(z)$ ermittelt:

$$p(z < a) = \Phi(z) = \int_{-\infty}^a \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}} dz \quad \text{mit} \quad z = f(\mu, \sigma)$$

$\Phi(z)$ gibt die Wahrscheinlichkeit $p(z < a)$ für Ereignisse (bzw. Erträge) z unterhalb eines vordefinierten Grenzwertes a an.

Bei der Berechnung der Überschreitungswahrscheinlichkeiten wird angenommen, dass die Gesamtunsicherheit normalverteilt ist. Die Überschreitungswahrscheinlichkeiten sind der Tab. 35 zu entnehmen.

Tab. 35: Überschreitungswahrscheinlichkeiten für eine 20-jährige Periode – Ausbaustufe 1

Variante	Ausbaustufe 1	
	Ohne technische Verluste (GU _{BImSchG} & P _{BImSchG})	Inkl. technische Verluste (GU _{Total} & P _{Total})
Gesamtunsicherheit	14.3 %	14.6 %
Überschreitungswahrscheinlichkeit	mittl. Jahresertrag [MWh/a]	mittl. Jahresertrag [MWh/a]
99%	42'442	39'762
95%	48'662	45'749
90% (P90)	51'979	48'940
85%	54'216	51'093
80%	55'995	52'805
75% (P75)	57'520	54'273
70%	58'890	55'591
65%	60'160	56'813
60%	61'364	57'972
55%	62'530	59'094
50% (P50)	63'677	60'198
45%	64'824	61'302
40%	65'990	62'424
35%	67'194	63'583
30%	68'464	64'805
25%	69'834	66'123
20%	71'359	67'591
15%	73'138	69'303
10%	75'375	71'456
5%	78'692	74'647
1%	84'912	80'634

Tab. 36: Überschreitungswahrscheinlichkeiten für eine 20-jährige Periode – Ausbaustufe 2

Variante	Ausbaustufe 2	
	Ohne technische Verluste (GU _{BImSchG} & P _{BImSchG})	Inkl. technische Verluste (GU _{Total} & P _{Total})
Gesamtunsicherheit	18.0 %	18.2 %
Überschreitungswahrscheinlichkeit	mittl. Jahresertrag [MWh/a]	mittl. Jahresertrag [MWh/a]
99%	18'534	17'377
95%	22'445	21'117
90% (P90)	24'530	23'110
85%	25'936	24'455
80%	27'054	25'524
75% (P75)	28'013	26'441
70%	28'875	27'265
65%	29'673	28'028
60%	30'430	28'752
55%	31'163	29'452
50% (P50)	31'884	30'142
45%	32'605	30'832
40%	33'338	31'532
35%	34'095	32'256
30%	34'893	33'019
25%	35'755	33'843
20%	36'714	34'760
15%	37'832	35'829
10%	39'238	37'174
5%	41'323	39'167
1%	45'234	42'907

8.3 Natürliche Variabilität des Energieertrages

Der in einem Standortgutachten ausgewiesene Energieertrag sowie die angegebene Unsicherheit beziehen sich auf das langjährige Mittel, das durch den Referenzzeitraum definiert wird. Von diesem Ertrag wird erwartet, dass er sich innerhalb eines sehr langen Zeitraumes einstellen wird. Bei Betrachtung kürzerer Zeiträume werden sich mehr oder weniger große Schwankungen um diesen mittleren Ertrag ergeben. Je länger der untersuchte Betrachtungszeitraum ist, desto geringer sind die Schwankungen und die Unsicherheiten.

Die Variabilität des Windangebotes wird von den anemos Atlanten erfasst und im anemos Index dargestellt. Um Aussagen über längere Beobachtungszeiträume machen zu können, wurden die Zeitreihen der anemos Atlanten über den Modellierungszeitraum (20 Jahre) hinaus auf mehrere tausend Jahre künstlich, unter Beibehaltung der relevanten statistischen Eigenschaften, verlängert. Mithilfe dieser Zeitreihen wurde für jeden Knotenpunkt des anemos Index untersucht, wie variabel die jeweils kürzeren Zeiträume sind. Betrachtet man mehrere tausend Jahre, schwanken auch 20-jährige Perioden noch um einen geringen Prozentsatz.

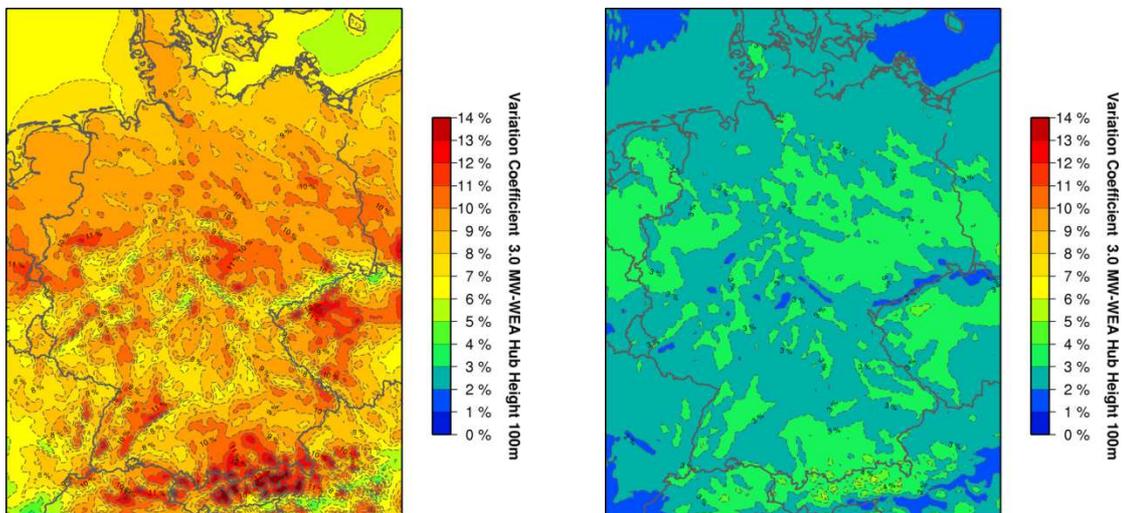


Abb. 12: Variabilität des anemos Powerindex für 1- und 10-Jahresperioden (links und rechts) für 100 m Höhe.

Die zeitabhängige Variabilität des Energieertrages ist üblicherweise nicht Gegenstand der Unsicherheitsbetrachtung eines Standortgutachtens, daher verwenden wir hier diesen vereinfachten Ansatz. Die zu erwartenden Unsicherheiten am Standort sind in Tab. 37 dargestellt.

Tab. 37: Variabilität

Unsicherheit bei Perioden von ...	Variabilität (%)	Gesamtunsicherheit
... 1 Jahr	9.9	17.5
... 5 Jahren	4.4	15.1
... 10 Jahren	3.1	14.8
... 15 Jahren	2.5	14.6
... 20 Jahren	2.2	14.6
... ohne Variabilität	-	14.4

9 Hinweise zur Technischen Richtlinie 6

Abweichungen zur Technischen Richtlinie TR6 (Rev.10) der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. bestehen nicht.

10 Hinweis zu Erlösgutachten

Das Ergebnis der vorstehenden Wind- und Ertragsermittlung ist das zu erwartende langjährige mittlere Wind- und Ertragspotential. Aussagen über monetäre Erlöse werden nicht gemacht, können jedoch in einem Erlösgutachten betrachtet werden. Ein Erlösgutachten trägt der Bedeutung der Strommarkterlöse für die Windenergie Rechnung, befasst sich mit den Erfordernissen des §51 des EEG 2017 („Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen“) und stellt somit eine »Weiterentwicklung« der Wind- und Ertragsgutachten dar. Bei einem Erlösgutachten werden ergänzend zu den energetischen Erträgen die finanziellen Erlöse pro Jahr betrachtet.

11 Zusammenfassung

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde beauftragt, das Windpotential und den zu erwartenden mittleren Jahresenergieertrag von Windenergieanlagen am Standort Großberndten zu ermitteln.

Der Windpark sollte in zwei Ausbaustufen betrachtet werden, wobei in der ersten Ausbaustufe ein Zubau von 8 WEA erfolgt. In der zweiten Ausbaustufe erfolgt ein Repowering von 12 Bestands-WEA durch 7 neue WEA. Daneben sollte der erhöhte Abschattungsverlust für die Bestands-WEA durch die beiden Ausbaustufen inklusive der Berücksichtigung von Sektormanagement ermittelt werden und eine Aussage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Vorhabens getroffen werden.

Die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens wird in Kap. 7.4 bestimmt, dessen Ergebnis hier noch einmal vereinfacht zusammengefasst wird.

Für die Ausbaustufe 1 ergibt sich folgendes Bild. Durch den Zubau der 8 WEA der Ausbaustufe 1 ergibt sich für die bestehenden 21 WEA der Windparks Großberndten und Hainleite eine höhere Parkabschattung, da die neuen WEA dem Wind entsprechend Energie entziehen. Die neuen WEA müssen jedoch aufgrund bestimmter Vorgaben zur Standsicherheit (Sektormanagement) zum Schutz der Bestands-WEA teilweise abgeschaltet werden. Diese Abschaltung führt entsprechend zu einer geringeren Abschattung für die Bestands-WEA. Insgesamt beträgt der Verlust durch die höhere Parkabschattung unter Berücksichtigung des Sektormanagements für die bestehenden WEA in der Summe etwa 5.5 GWh/a.

Für die 8 neu errichteten WEA wird im Gegenzug ein zu erwartender Ertrag in Höhe von 64.3 GWh/a prognostiziert. Somit ergibt sich durch die Ausbaustufe 1 insgesamt ein Ertragsgewinn von 58.7 GWh/a.

Für die Ausbaustufe 2 ergibt sich folgendes Bild. Durch den Zubau der 7 WEA der Ausbaustufe 2 müssen 12 WEA der Windparks Großberndten und Hainleite zurückgebaut werden, wodurch diese WEA keinen Ertrag mehr erwirtschaften können.

Für die restlichen verbliebenden 9 bestehenden WEA der Windparks Großberndten und Hainleite sowie für die 8 in Ausbaustufe 1 errichteten WEA resultiert der Zubau in einer höheren Parkabschattung, da die neuen WEA dem Wind entsprechend Energie entziehen. Die neuen WEA müssen jedoch aufgrund bestimmter Vorgaben zur Standsicherheit (Sektormanagement) zum Schutz der Bestands-WEA sowie der WEA der Ausbaustufe 1 teilweise abgeschaltet werden. Diese Abschaltung führt entsprechend zu einer geringeren Abschattung für die Bestands-WEA sowie der WEA der Ausbaustufe 1. Insgesamt beträgt der Verlust durch den Rückbau von 12 WEA sowie durch die höhere Parkabschattung unter Berücksichtigung des Sektormanagements für die bestehenden WEA sowie die WEA der Ausbaustufe 1 in der Summe etwa 28.6 GWh/a.

Für die 7 neu errichteten WEA wird im Gegenzug ein zu erwartender Ertrag in Höhe von 32.9 GWh/a prognostiziert. Somit ergibt sich durch die Ausbaustufe 2 insgesamt ein Ertragsgewinn von 4.3 GWh/a.

Insgesamt ergibt sich somit sowohl bei der Ausbaustufe 1 als auch bei der Ausbaustufe 2 um eine Ertragsgewinnsteigerung. Der berechnete Ertragsgewinn wird sehr wahrscheinlich um einiges höher ausfallen, da es sich bei den Berechnungen um konservative Ansätze handelt. Besonders beim Sektormanagement sind in der konkreten Planung deutlich größere Ertragsgewinne zu erwarten.

12 Quellenverzeichnis

- AWS Truepower, 2013: AWS Truepower loss and uncertainty methods, Memorandum-10/21/2013
- Albers, A., Klug, H., Westermann, D., 2000: Outdoor Comparison of Cup Anemometers, DEWI Magazin Nr. 17, 5-15
- Bosilovich, M.G. et al. 2015, MERRA-2: Initial Evaluation of the Climate: GMAO Tech Memo Vol. 43
- Brower, M., 2012: Wind Ressource Assessment: A practical guide to developing a wind project, John Wiley & Sons, New York, USA
- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- Digitales Geländemodell Rheinland-Pfalz DGM25: ©GeoBasis-DE / LVermGeoRP<2016>, dl-de/by-2-0, www.lvermgeo.rlp.de
- DNV KEMA Energy & Sustainability, 2013: Framework for the categorisation of losses and uncertainty for wind energy assessments, February 5, 2013
- D. P. Dee et al., The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 137, issue 656, pp. 553-597
- EMD ConWx Mesoscale Data Europe, Bezug über WindPRO, EMD International A/S
- Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. (FGW): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 10, 26. Oktober 2017
- Häuser, H. und J. Keiler, Betreiber-Datenbasis, <http://www.btrdb.de/sto.html>
- IEC 61400-12-1 Edition 2.0, 2017, Wind energy generation systems – Part 12-1: Power Performance measurements of electricity producing wind turbines
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471
- Landberg, L., 2016: Meteorology for Wind Energy - An Introduction, John Wiley & Sons Ltd., pp 204, ISBN: 9781118913444
- MEASNET, 2016: Evaluation of site-specific wind conditions, Version 2, April 2016
- Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, Int. Journal of Energy Research, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, Theor. Appl. Climatol, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, Erneuerbare Energien, 2, 25-27
- Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al. (2011), MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- Svenningsen, Lasse, 2010, Proposal of an Improved Power Curve Correction, PO.310 at EWEC 2010, EMD International A/S
- Technical Note Meteodyn WT
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen / Europäischer Windatlas. Roskilde: Risø National Laboratory, Dänemark, 1990. 240 p.

Anhang A Leistungskurve

Vestas V150-4.0/4.2 MW - Mode PO1 (4.2 MW)		Luftdichte: 1.18 kg/m ³	
Hersteller			
Leistungskurve und ct-Kennlinie: Dok. Nr: 0067-7798 V04 3, 21.12.2017			
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie	
		1.175 kg/m ³	
m/s	KW	m/s	
3.00	78.06	3.00	0.889
3.50	164.10	3.50	0.847
4.00	273.79	4.00	0.830
4.50	408.49	4.50	0.829
5.00	575.55	5.00	0.824
5.50	780.09	5.50	0.821
6.00	1024.36	6.00	0.816
6.50	1312.81	6.50	0.810
7.00	1648.60	7.00	0.805
7.50	2028.10	7.50	0.797
8.00	2456.92	8.00	0.789
8.50	2915.15	8.50	0.767
9.00	3358.92	9.00	0.711
9.50	3724.79	9.50	0.638
10.00	3980.72	10.00	0.560
10.50	4115.66	10.50	0.482
11.00	4177.91	11.00	0.412
11.50	4196.72	11.50	0.353
12.00	4199.70	12.00	0.305
12.50	4200.00	12.50	0.267
13.00	4200.00	13.00	0.235
13.50	4200.00	13.50	0.209
14.00	4200.00	14.00	0.187
14.50	4200.00	14.50	0.168
15.00	4200.00	15.00	0.151
15.50	4200.00	15.50	0.137
16.00	4200.00	16.00	0.125
16.50	4200.00	16.50	0.114
17.00	4200.00	17.00	0.105
17.50	4200.00	17.50	0.097
18.00	4200.00	18.00	0.089
18.50	4200.00	18.50	0.083
19.00	4200.00	19.00	0.076
19.50	4200.00	19.50	0.071
20.00	4200.00	20.00	0.066
20.50	4186.00	20.50	0.062
21.00	3870.00	21.00	0.054
21.50	3373.00	21.50	0.045
22.00	2745.00	22.00	0.035
22.50	2154.00	22.50	0.026
23.00	1805.00	23.00	0.022
23.50	1526.00	23.50	0.018
24.00	1283.00	24.00	0.015
24.50	1116.00	24.50	0.013

Leistungskennlinie		ct-Kennlinie	
m/s	kW	m/s	
1.00	0.00	1.00	0.000
2.00	3.51	2.00	0.000
3.00	28.92	3.00	0.950
4.00	94.81	4.00	0.880
5.00	201.47	5.00	0.870
6.00	371.21	6.00	0.870
7.00	615.07	7.00	0.870
8.00	942.20	8.00	0.830
9.00	1355.87	9.00	0.770
10.00	1766.45	10.00	0.710
11.00	2051.76	11.00	0.670
12.00	2214.94	12.00	0.500
13.00	2289.85	13.00	0.370
14.00	2341.32	14.00	0.290
15.00	2350.00	15.00	0.230
16.00	2350.00	16.00	0.190
17.00	2350.00	17.00	0.160
18.00	2350.00	18.00	0.130
19.00	2350.00	19.00	0.110
20.00	2350.00	20.00	0.100
21.00	2350.00	21.00	0.090
22.00	2350.00	22.00	0.080
23.00	2350.00	23.00	0.070
24.00	2350.00	24.00	0.060
25.00	2350.00	25.00	0.060

Enercon E-138 3.5 MW		Luftdichte: 1.18 kg/m ³	
Hersteller			
Leistungskurve und ct-Kennlinie: Dok. Nr: D0605806-5, 17.04.2018			
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie 1.225 kg/m ³	
m/s	KW	m/s	
1.0	0.0	1.0	0
1.5	0.0	1.5	0
2.0	7.6	2.0	1.32
2.5	32.4	2.5	1.12
3.0	78.4	3.0	0.99
3.5	148.7	3.5	0.91
4.0	244.2	4.0	0.85
4.5	365.1	4.5	0.84
5.0	508.7	5.0	0.85
5.5	680.7	5.5	0.84
6.0	883.8	6.0	0.84
6.5	1118.0	6.5	0.83
7.0	1381.0	7.0	0.8
7.5	1668.1	7.5	0.77
8.0	1968.3	8.0	0.74
8.5	2268.1	8.5	0.71
9.0	2552.6	9.0	0.67
9.5	2806.4	9.5	0.61
10.0	3018.4	10.0	0.55
10.5	3182.9	10.5	0.51
11.0	3303.0	11.0	0.43
11.5	3383.8	11.5	0.36
12.0	3435.6	12.0	0.32
12.5	3466.3	12.5	0.28
13.0	3483.5	13.0	0.24
13.5	3492.7	13.5	0.22
14.0	3497.0	14.0	0.19
14.5	3499.3	14.5	0.17
15.0	3500.0	15.0	0.16
15.5	3500.0	15.5	0.14
16.0	3500.0	16.0	0.13
16.5	3500.0	16.5	0.12
17.0	3500.0	17.0	0.11
17.5	3500.0	17.5	0.1
18.0	3500.0	18.0	0.09
18.5	3500.0	18.5	0.09
19.0	3500.0	19.0	0.08
19.5	3495.0	19.5	0.07
20.0	3484.0	20.0	0.07
20.5	3462.0	20.5	0.06
21.0	3423.0	21.0	0.06
21.5	3363.0	21.5	0.06
22.0	3272.0	22.0	0.05
22.5	3150.0	22.5	0.05
23.0	2994.0	23.0	0.05
23.5	2804.0	23.5	0.04
24.0	2592.0	24.0	0.04
24.5	2363.0	24.5	0.04
25.0	2128.0	25.0	0.03

Enercon E126 EP3 , 3.5 MW		Luftdichte: 1.18 kg/m ³	
Berechnet, Dok. D0605803-0, 28.06.2017			
BM 0s			
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie 1.225 kg/m ³	
m/s	kW	m/s	
1.50	0.00	1.50	0.00
2.00	7.60	2.00	1.29
2.50	33.33	2.50	1.11
3.00	70.17	3.00	1.00
3.50	120.49	3.50	0.91
4.00	186.26	4.00	0.86
4.50	268.52	4.50	0.81
5.00	374.36	5.00	0.80
5.50	508.04	5.50	0.79
6.00	671.71	6.00	0.79
6.50	863.93	6.50	0.79
7.00	1086.08	7.00	0.78
7.50	1338.46	7.50	0.78
8.00	1620.28	8.00	0.78
8.50	1922.66	8.50	0.77
9.00	2233.48	9.00	0.74
9.50	2536.39	9.50	0.70
10.00	2811.80	10.00	0.65
10.50	3042.46	10.50	0.60
11.00	3217.09	11.00	0.56
11.50	3337.49	11.50	0.47
12.00	3412.96	12.00	0.40
12.50	3456.15	12.50	0.35
13.00	3480.55	13.00	0.31
13.50	3495.65	13.50	0.27
14.00	3500.00	14.00	0.24
14.50	3500.00	14.50	0.22
15.00	3500.00	15.00	0.19
15.50	3500.00	15.50	0.18
16.00	3500.00	16.00	0.16
16.50	3500.00	16.50	0.15
17.00	3500.00	17.00	0.13
17.50	3500.00	17.50	0.12
18.00	3500.00	18.00	0.11
18.50	3500.00	18.50	0.1
19.00	3500.00	19.00	0.1
19.50	3500.00	19.50	0.09
20.00	3500.00	20.00	0.08
20.50	3500.00	20.50	0.08
21.00	3500.00	21.00	0.07
21.50	3500.00	21.50	0.07
22.00	3500.00	22.00	0.06
22.50	3500.00	22.50	0.06
23.00	3500.00	23.00	0.06
23.50	3500.00	23.50	0.05
24.00	3500.00	24.00	0.05
24.50	3500.00	24.50	0.05
25.00	3500.00	25.00	0.05

Anhang B Abkürzungsverzeichnis / englische Begriffe

A	Weibull Parameter: Skalierungsfaktor
Alpha, α	dimensionsloser Exponent zur Bestimmung des Vertikalprofils
BDB	Betreiberdatenbasis
CFD	Computational Fluid Dynamics, Software zur Ertragsberechnung (komplexes Gelände)
ct	thrust coefficient: Schubbeiwerte, relevant zur Berechnung der Nachlaufströmung
D	Rotordurchmesser
D-3km_M2	Reanalysedaten der anemos GmbH für Deutschland (Auflösung: 3 km). Basis: MERRA 2
D-5km	Reanalysedaten der anemos GmbH für Deutschland (Auflösung: 5 km) Basis: NCEP
DIN	Deutsches Institut für Normung
DGM	Digitales Geländemodell
DWD	Deutscher Wetterdienst
E	Energiedichte
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Eff _{Park}	Effizienz Parkwirkungsgrad
Eff _{BlmSchG}	Effizienz der genehmigungsrechtlichen Einschränkungen
Eff _{Total}	Gesamteffizienz
EinsMan	Einspeisemanagement
EMD/ConWx	Reanalysedatensatz von EMD, basierend auf ERA-Interim
ERA-5	Reanalysedaten des ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)
ERA-Interim	Reanalysedaten des ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)
EU-20km_M2	Reanalysedaten der anemos GmbH für Europa (Auflösung: 20 km), Basis: MERRA-2
GU	Gesamtunsicherheit
NH	Nabenhöhe einer WEA
h	Stunden
IBN	Datum der Inbetriebnahme
IEC	International Electrotechnical Commission (internationales Normungsgremium für Electrotechnik)
ISO	Internationale Organisation für Normung
k	Weibull Parameter: Formfaktor
LK	Leistungskurve
MCP	Measure-Correlate-Predict, Methode der Langzeitkorrelation
MERRA-2	Reanalysedatensatz, "The <u>M</u> odern <u>E</u> ra <u>R</u> etrospective-analysis for <u>R</u> esearch and <u>A</u> pplications" – https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/merra-2/
MM5	Mesoscale Meteorology Model 5, http://www2.mmm.ucar.edu/mm5/
NCEP/NCAR	Reanalysedaten von NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center, Boulder, Colorado, USA, http://www.cdc.noaa.gov/
R / R ²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
ρ	Luftdichte
SA	Sonnenaufgang
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
SU	Sonnenuntergang
TK25	Topographische Karte Maßstab 1:25'000
TR6	Technische Richtlinie 6
u	mittlere Windgeschwindigkeit
ü. Gr. / ü. NN	Höhe über Grund / Geländehöhe über Normalnull
UTM WGS	Universale Transversale Mercatorprojektion, World Geodetic System
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program, Software zur Ertragsberechnung
WEA	Windenergieanlage(n)
WRF	The Weather Research and Forecasting Model, http://www.wrf-model.org/index.php

Anhang C Begriffe

Bruttoenergieertrag (Freier Energieertrag, Gross AEP): Mittlere, innerhalb eines Jahres (8760 h) zu erwartende Energieerzeugung einer Windenergieanlage (WEA) an einem Einzelstandort oder an einem Standort im Windpark (ohne Berücksichtigung der Parkabschattung), die sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotenzials mit einer spezifischen Leistungskurve und 100% Verfügbarkeit ohne jegliche Abschläge ergibt.

Effizienz-BImSchG (Eff_{BImSchG}): Im Sinne der TR6 (Rev.10) Ertragsverluste einer WEA, die durch genehmigungsrechtliche Auflagen aus der Bundesimmissionsschutzgenehmigung (BImSchG) bedingt sind.

Elektrische Effizienz: Effizienz, die sich aus den elektrischen Verlusten durch z. B. Leitungen und Trafos zwischen den Spannungsanschlüssen der WEA und dem Netzverknüpfungspunkt ergibt.

Energieflussdichte: In der Luftströmung enthaltene Dichte der kinetischen Energie in der Einheit W/m².

Ertrag / Energieertrag: Energieerzeugung einer oder mehrerer WEA

Kapazitätsfaktor: Anteil der Volllaststunden an einem Jahr. Quotient aus Netto-Energieertrag und dem Produkt aus Nennleistung und Stunden eines Jahres (8760 h).

Langzeitbezug: Methodik, eine kurze Zeitreihe durch Korrelation mit einem unabhängigen langen Datensatz auf einen längeren Zeitraum zu übertragen.

Langzeitdaten: Für mehrere Dekaden vorliegende Daten, die die Windverhältnisse beschreiben.

Leistungskurve / -kennlinie: Der für jeden WEA-Typ ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe.

Nabenhöhe: Höhe der Rotormitte über Geländeoberfläche.

Nennleistung: Eine im Allgemeinen von einer Herstellerfirma für eine Komponente, eine Einrichtung oder ein Betriebsmittel für eine festgelegte Betriebsbedingung zugeordnete Leistungsgröße (DIN EN 61400-12-1: 2005). In diesem Zusammenhang ist damit die höchste elektrische Dauer-Leistungsabgabe gemeint, für die eine WEA unter bestimmungsmäßigen Betriebsbedingungen ausgelegt ist.

Nettoenergieertrag inkl. BImSchG-Verluste (= P50_{BImSchG}): Siehe „Bruttoenergieertrag“, aber unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der WEA sowie der Verluste durch genehmigungsrechtliche Auflagen.

Nettoenergieertrag inkl. technischer Verluste (= P50_{total}): Siehe „Bruttoenergieertrag“, aber unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der WEA, der Verluste durch genehmigungsrechtliche Auflagen sowie technischer Verluste.

Parkenergieertrag: Siehe „Bruttoenergieertrag“, aber unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der WEA.

Parkwirkungsgrad / Effizienz Park (Eff_{Park}): Aufgrund von umliegenden WEA kommt es zu Abschattung der WEA. Der Parkwirkungsgrad bezeichnet die Effizienz (1 – Verlust) dieses Abschattungsverlustes.

Reanalysedaten: Zeitliche Abfolge des atmosphärischen Zustandes (u.a. Windgeschwindigkeit, Temperatur, Luftdruck, Feuchte) als Ergebnis der Analyse von Beobachtungsdaten mit einem einheitlichen atmosphärischen Strömungsmodell.

Referenzertrag (R): Gemäß den Referenzstandortbedingungen nach EEG 2017 auf Basis einer nach TR 5 veröffentlichten Leistungskurve ermittelter 5-Jahresertrag an einem 100 % Standort.

Standortgüte (SG): Verhältnis zwischen Standortertrag und Referenzertrag bzw. Ersatz-Energieertrag und Ersatz-Referenzertrag.

Typ einer Windenergieanlage (WEA-Typ): Bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.

Überschreitungswahrscheinlichkeiten (z. B. P75): Die Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der ein bestimmter Ertrag überschritten wird. Der P75-Ertragswert wird mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % überschritten. Die hier angegebenen Werte beinhalten die berücksichtigten Verluste sowie deren Unsicherheit.

Verfügbarkeit – energetisch: Verhältniszahl aus dem tatsächlichen in einem Bezugszeitraum erzeugten Energieertrag zu einem Energieertrag, der in diesem Zeitraum von der WEA hätte erzeugt werden

können, wenn die WEA nicht aus technischen oder sonstigen Gründen zu einzelnen Zeiten stillgestanden hätte. Die energetische Verfügbarkeit bezieht sich im Gegensatz zur zeitlichen Verfügbarkeit nicht auf die Zeit, sondern explizit auf den Energieverlust und berücksichtigt die Windverhältnisse während der Ausfallzeit.

Verfügbarkeit – zeitlich: Verhältnis aus der Gesamtstundenzahl einer Zeitspanne abzüglich der Stundenzahl, in der die WEA wegen Wartung oder Störung nicht betrieben wurde, und der Gesamtstundenzahl der Zeitspanne.

Vergleichs-WEA: Vorhandene WEA, deren Betriebsergebnisse als Vergleichsdaten für die Energieertragsbestimmung und Verifizierung der Berechnungsmethode genutzt wird.

Verluste: Im Sinne der TR6 (Rev.10) Ertragsverluste einer WEA, die z. B. durch Abschattungseffekte in Windparks oder technisch bedingt sind und / oder sich durch nicht optimale Betriebsbedingungen ergeben. Abschattungsverluste sind im Parkenergieertrag bereits enthalten, zusätzliche Verluste werden explizit ausgewiesen.

Volllaststunden: Quotient aus Energieertrag (Parkenergieertrag oder Nettoenergieertrag, je nach Fragestellung) und Nennleistung. Beschreibt die Zeit, die eine WEA im Volllastmodus laufen müsste, um den angegebenen Ertrag zu produzieren. In der übrigen Zeit steht die WEA theoretisch still.

Windpotenzial: Windverhältnisse an einem Standort, die bezogen auf eine Höhe ü. G., durch mittlere jährliche Windfeldparameter (Windgeschwindigkeit, Windleistungsdichte, Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit) angegeben werden.

Anhang D Vergleichsanlagen

Windpark Großberndten

Zum Abgleich werden 10x Repower MD77 und 3x Enercon E-82 E2 / 2.3 MW im Windpark Großberndten verwendet. Die umliegenden Anlagen sind uns bekannt und wurden bei der Berechnung berücksichtigt. Die UTM-Koordinaten (Zone 32, WGS 84) aller Anlagen am Standort sind in Tab. 38, Tab. 39 und Tab. 40 aufgelistet.

Tab. 38: Informationen über die Vergleichsanlagen

WEA-Kenn.	Rechtswert	Hochwert	WEA-Typ	Nabenhöhe	Höhe ü. NN [m]
R70316	617524	5692648	Repower MD77	85 m	401
R70333	618035	5693765			418
R70332	618038	5693506			412
R70318	618137	5692663			413
R70319	618318	5693009			419
R70334	618505	5693783			419
R70330	618788	5693205			431
R70317	618903	5692939			436
R70315	619178	5692460			423
R70314	619306	5692330			419
822656	618426	5692453	E-82 E2 2.3 MW	108.4 m	421
822657	617832	5692419			407
822655	619061	5692666			431

Tab. 39: Informationen über die Bestandsanlagen am Vergleichsstandort vor 2014

WEA-Kenn.	Rechtswert	Hochwert	WEA-Typ	Nabenhöhe	Höhe ü. NN [m]
41377	619361	5693629	E-40/5.40	65 m	452
41378	619550	5693396			454
41379	619858	5693624			461
41380	620152	5693696			459
41381	620200	5693423			460
41382	620420	5693371			460
41383	620749	5693459			460
41384	620781	5693253			450
70726	620724	5693871	E-66/18.70-3	65 m	453
441261	619792	5693403	E-40 6.44		459

Tab. 40: Informationen über die Bestandsanlagen am Vergleichsstandort nach 08/2014

WEA-Kenn.	Rechtswert	Hochwert	WEA-Typ	Nabenhöhe	Höhe ü. NN [m]
825842	619404	5693661	E-82 E2 2.3 MW	108.4 m	452
825843	619487	5693418			450
825844	619839	5693655			461
825845	620182	5693485			461
825846	620712	5693511			460
825847	620398	5693780			457
70726	620724	5693871	E-66/18.70-3	65 m	453
441261	619792	5693403	E-40 6.44		459

Angaben zu den monatlichen Erträgen und Verfügbarkeiten sind dem Hauptgutachten zu entnehmen.

Über die Darstellung der monatlichen, verfügbarkeitskorrigierten Erträge wurden die Daten zusätzlich visuell plausibilisiert. Einzelne Werte, die hier nicht erklärbare Abweichungen vom üblichen Verlauf zeigen, wurden aus der Bewertung herausgenommen.

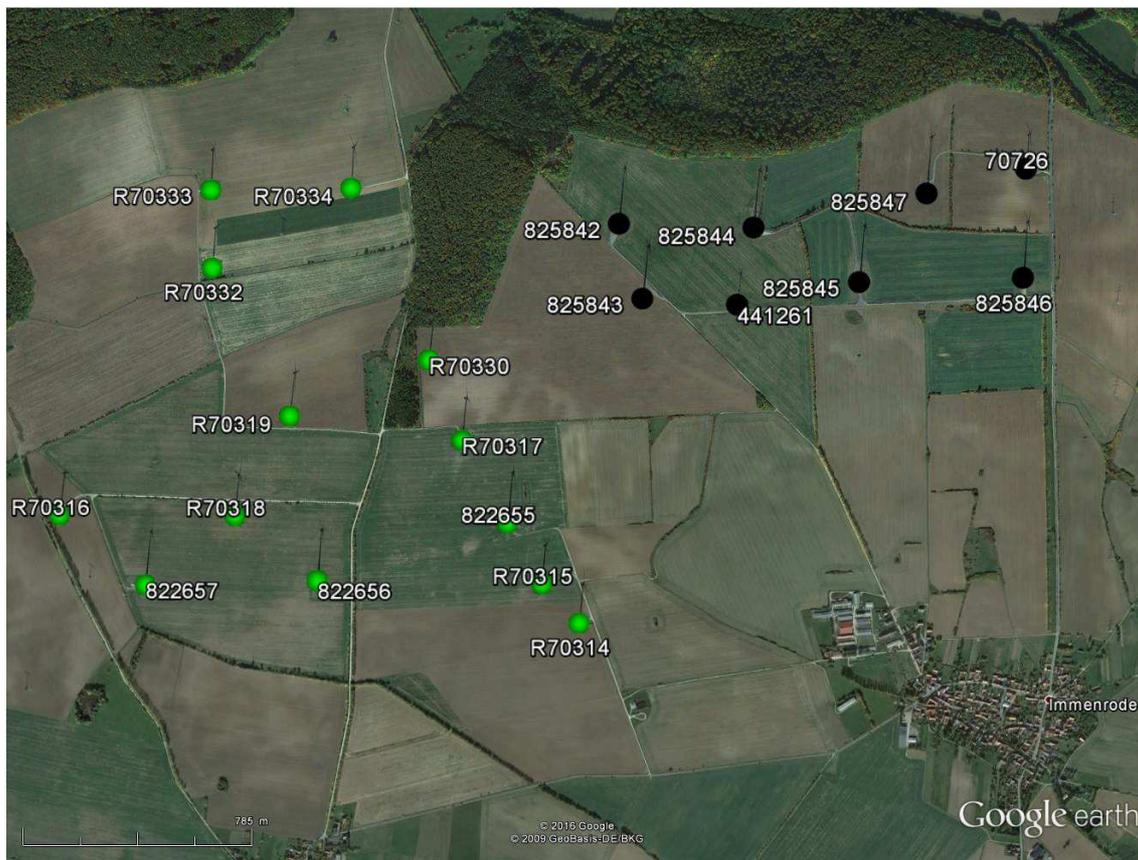


Abb. 13: Lageplan der WEA am Standort, grün: Vergleichs-WEA, schwarz: Bestands-WEA. (Stand: 2016)
Quelle: Google Earth Pro

Bilder des Referenzstandortes

Abb. 14: Standortumgebung

Die Fotos wurden im Uhrzeigersinn im Norden beginnend aufgenommen. Die Standortbesichtigung fand am 19.06.2014 statt.

Langzeitbezüge

Informationen zu den einzelnen Indizes und deren Erstellung können dem Hauptgutachten entnommen werden. Nachfolgend werden die zur Langzeitkorrektur verwendeten Indizes beispielhaft an der WEA 822656 dargestellt.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des BDB2017_Z15 Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Auswahl des BDB2017_Z15-Index

Die Auswahl des BDB2017_Z15-Index erfolgt mittels einer Regressionsanalyse. Es erfolgt eine Anpassung der BDB2017_Z15-Index-Daten an die Messzeitreihe mittels einer Regressionsgleichung.

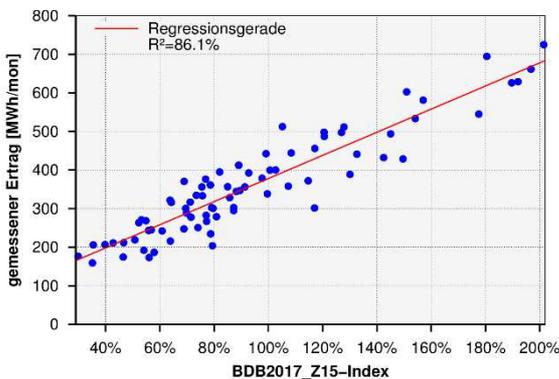


Abb. 15: Punktwolke des BDB2017_Z15-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

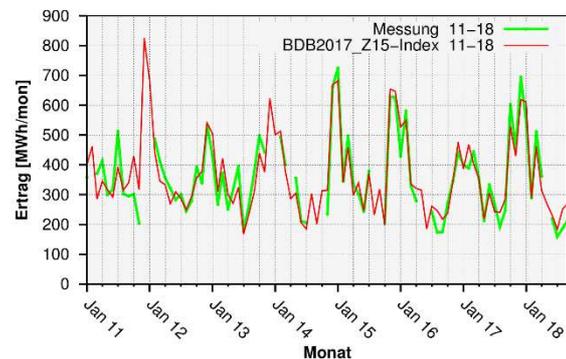


Abb. 16: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den BDB2017_Z15-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der BDB2017_Z15-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

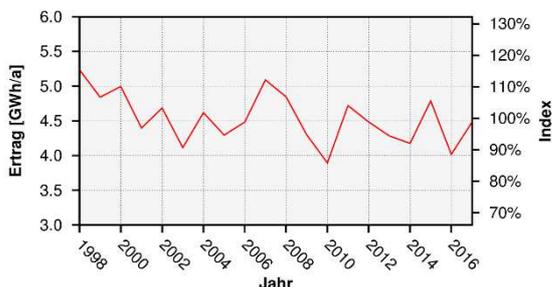


Abb. 17: Zeitreihe der mittels Regression aus BDB2017_Z15-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 96.2 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4537 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des BDB2017_Z20 Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Auswahl des BDB2017_Z20-Index

Die Auswahl des BDB2017_Z20-Index erfolgt mittels einer Regressionsanalyse. Es erfolgt eine Anpassung der BDB2017_Z20-Index-Daten an die Messzeitreihe mittels einer Regressionsgleichung.

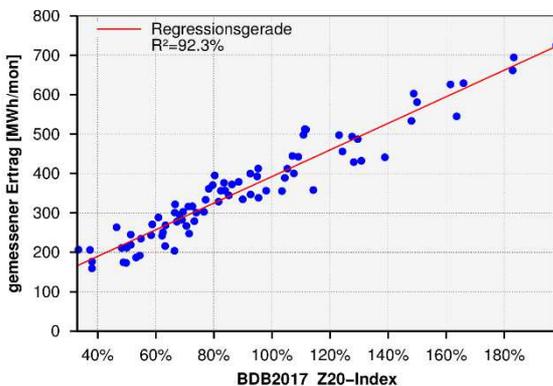


Abb. 18: Punktwolke des BDB2017_Z20-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

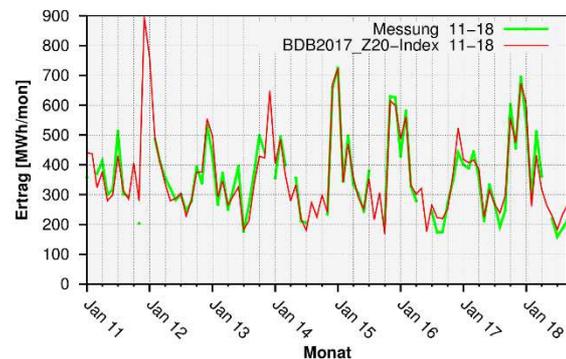


Abb. 19: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den BDB2017_Z20-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der BDB2017_Z20-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

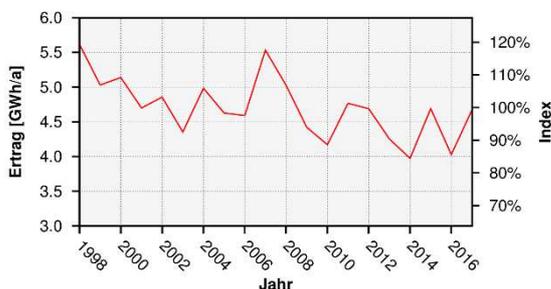


Abb. 20: Zeitreihe der mittels Regression aus BDB2017_Z20-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 92.9 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4707 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des D-3km.M2 Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Leistungskennlinie: E82-2.3MW-MP10027

Auswahl der D-3km.M2-Index-Zelle

Die Auswahl der Zelle erfolgt mittels einer Regressionsanalyse, wobei die Zelle mit der besten Korrelation für den Langzeitbezug verwendet wird. Die Koordinaten der gewählten Zelle sind: 51.36°N 10.70°E, 60 m über Grund. Mittels einer Regressionsgleichung erfolgt die Anpassung der D-3km.M2-Index-Daten an die Messzeitreihe.

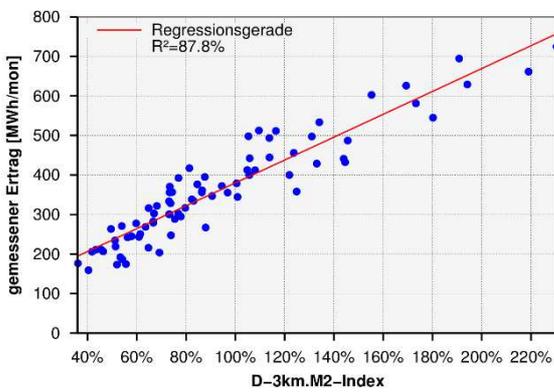


Abb. 21: Punktwolke des D-3km.M2-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

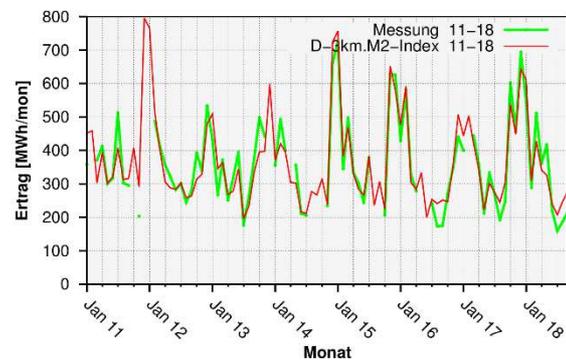


Abb. 22: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den D-3km.M2-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der D-3km.M2-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

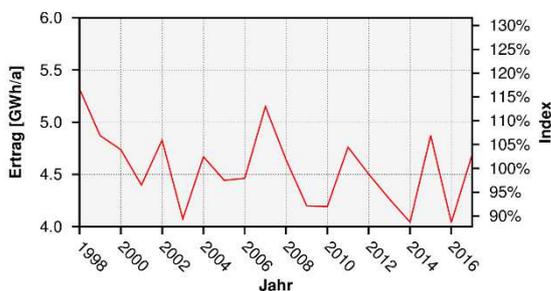


Abb. 23: Zeitreihe der mittels Regression aus D-3km.M2-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 96.7 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4558 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des D-5km Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Leistungskennlinie: E82-2.3MW-MP10027

Auswahl der D-5km-Index-Zelle

Die Auswahl der Zelle erfolgt mittels einer Regressionsanalyse, wobei die Zelle mit der besten Korrelation für den Langzeitbezug verwendet wird. Die Koordinaten der gewählten Zelle sind: 51.34°N 10.58°E, 60 m über Grund. Mittels einer Regressionsgleichung erfolgt die Anpassung der D-5km-Index-Daten an die Messzeitreihe.

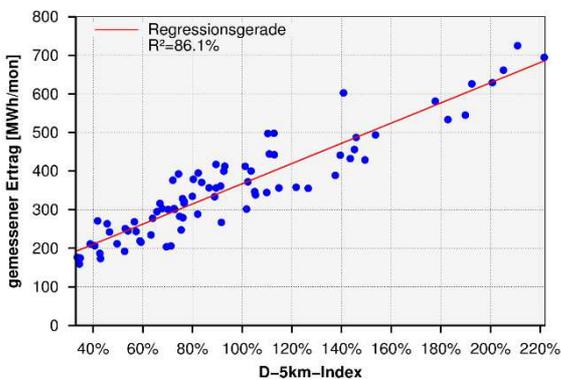


Abb. 24: Punktwolke des D-5km-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

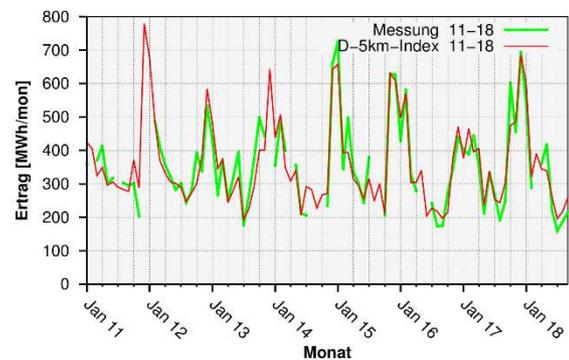


Abb. 25: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den D-5km-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der D-5km-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

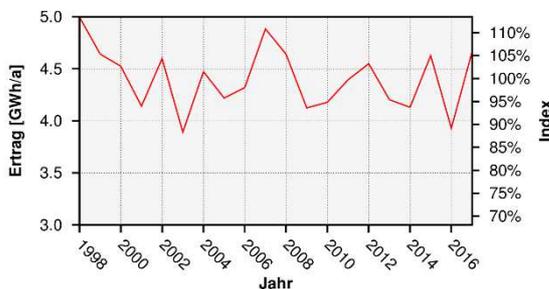


Abb. 26: Zeitreihe der mittels Regression aus D-5km-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 97.9 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4406 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des ERA-Interim Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 15 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Leistungskennlinie: E82-2.3MW-MP10027

Auswahl der ERA-Interim-Index-Zelle

Die Auswahl der Zelle erfolgt mittels einer Regressionsanalyse, wobei die Zelle mit der besten Korrelation für den Langzeitbezug verwendet wird. Die Koordinaten der gewählten Zelle sind: 51.75°N 11.25°E, 60 m über Grund. Mittels einer Regressionsgleichung erfolgt die Anpassung der ERA-Interim-Index-Daten an die Messzeitreihe.

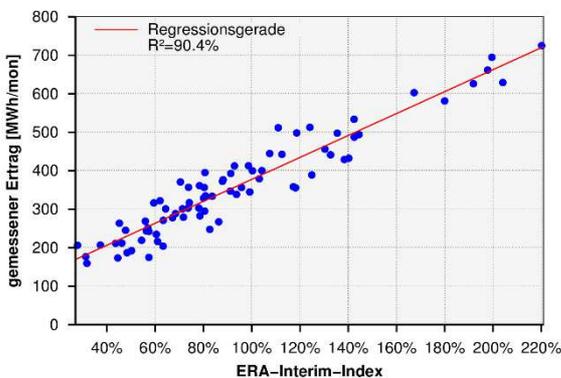


Abb. 27: Punktwolke des ERA-Interim-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

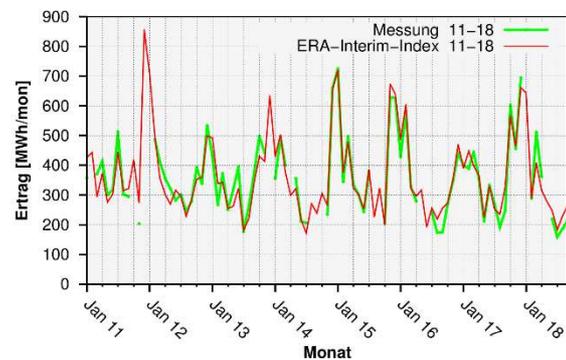


Abb. 28: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den ERA-Interim-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der ERA-Interim-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

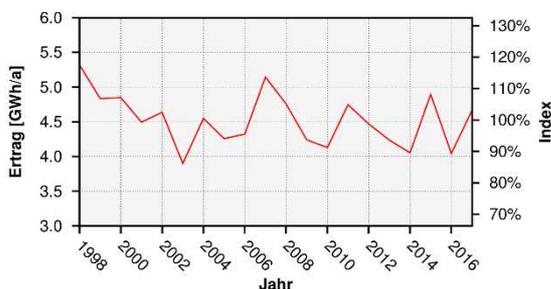


Abb. 29: Zeitreihe der mittels Regression aus ERA-Interim-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 96.8 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4528 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des EU-20km.M2 Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Leistungskennlinie: E82-2.3MW-MP10027

Auswahl der EU-20km.M2-Index-Zelle

Die Auswahl der Zelle erfolgt mittels einer Regressionsanalyse, wobei die Zelle mit der besten Korrelation für den Langzeitbezug verwendet wird. Die Koordinaten der gewählten Zelle sind: 51.45°N 10.77°E, 60 m über Grund. Mittels einer Regressionsgleichung erfolgt die Anpassung der EU-20km.M2-Index-Daten an die Messzeitreihe.

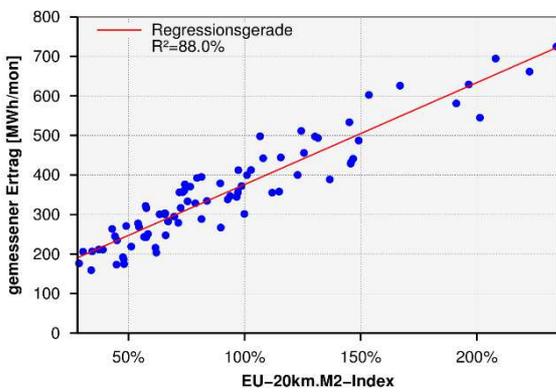


Abb. 30: Punktwolke des EU-20km.M2-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

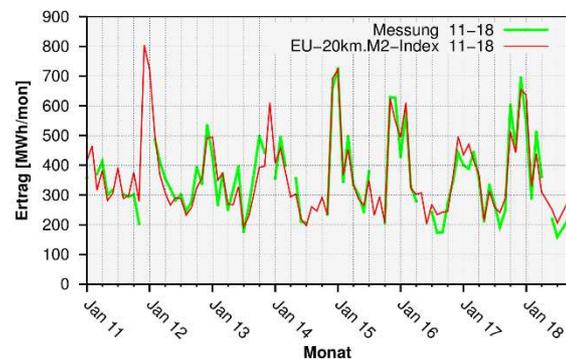


Abb. 31: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den EU-20km.M2-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der EU-20km.M2-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

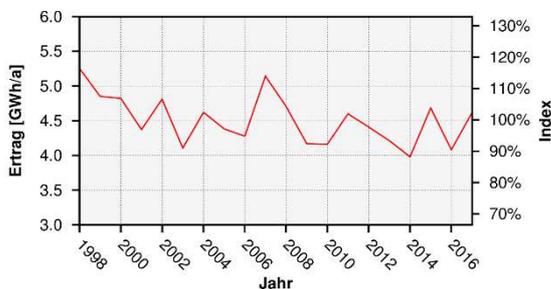


Abb. 32: Zeitreihe der mittels Regression aus EU-20km.M2-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 95.9 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4513 MWh/a berechnet.

Ermittlung des Langzeitertrages auf Basis des MERRA2 Index

Standort: Großberndten Immenrode WEA: E822656, E82 2.3, Nabenhöhe: 108m

Eingangsdaten

Vorhandene Ertragsdaten: Jan. 2011 - Sep. 2018 (Monatswerte). 14 Monatserträge fehlen oder werden als Fehlwerte angesehen. Verfügbarkeitsangaben sind vorhanden.

Leistungskennlinie: E82-2.3MW-MP10027

Auswahl der MERRA2-Index-Zelle

Die Auswahl der Zelle erfolgt mittels einer Regressionsanalyse, wobei die Zelle mit der besten Korrelation für den Langzeitbezug verwendet wird. Die Koordinaten der gewählten Zelle sind: 51.50°N 11.25°E, 50 m über Grund. Mittels einer Regressionsgleichung erfolgt die Anpassung der MERRA2-Index-Daten an die Messzeitreihe.

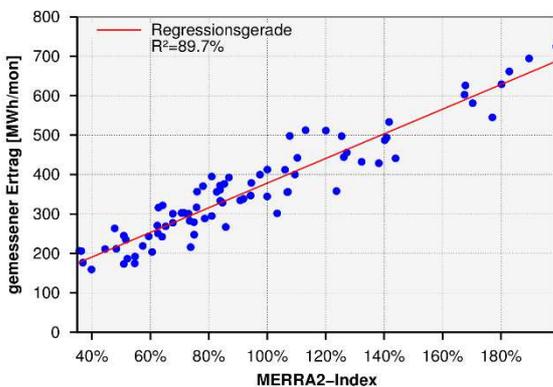


Abb. 33: Punktwolke des MERRA2-Index gegen den gemessenen Ertrag und die sich daraus ergebende Regressionsgerade

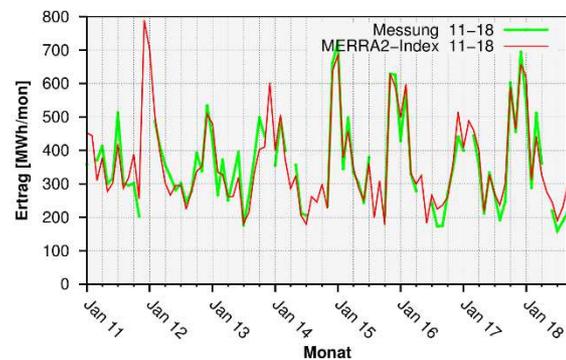


Abb. 34: Zeitreihen des gemessenen Ertrags und des mittels Regression aus den MERRA2-Index-Werten ermittelten Ertrags für den Messzeitraum

Vergleich mit dem Referenzzeitraum 1998-2017 (20 Jahre)

Der Langzeitbezug wird für den Referenzzeitraum 1998-2017 durchgeführt. Die adaptierte Zeitreihe der MERRA2-Index-Daten wird auf diesen Zeitraum extrapoliert.

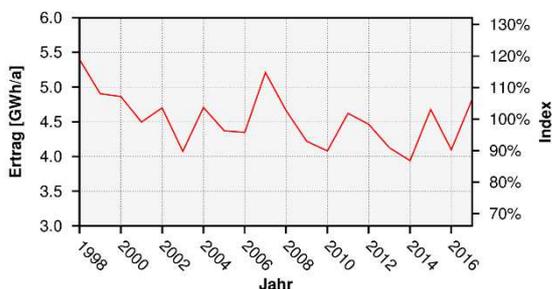


Abb. 35: Zeitreihe der mittels Regression aus MERRA2-Index-Daten berechneten Jahreserträge für den Referenzzeitraum 1998-2017

Ergebnis des Langzeitbezugs

Im Vergleich vom Messzeitraum zum Langzeitraum ergibt sich ein Ertragsindex von 95.7 % für den Messzeitraum. Auf der Basis eines 20-jährigen Referenzzeitraums wird ein mittlerer Jahresenergieertrag von 4540 MWh/a berechnet.

Leistungskennlinien

Es wird mit der Luftdichte 1.19 kg/m³ bzw. 1.185 kg/m³ entsprechend 504 m und 528 m Höhe über NN gerechnet. Dieses entspricht der durchschnittlichen Höhe der Standorte über NN plus der Nabenhöhe der WEA. Als Basis wurde die Station Leinefelde mit einer mittleren Jahrestemperatur von 7.5 °C auf 356 m über NN verwendet.

Für die ct-Kennlinien wurde die Standardluftdichte von 1.225 kg/m³ verwendet, da vom Hersteller keine luftdichtekorrigierten ct-Kennlinien zur Verfügung gestellt wurden.

REpower MD77 Blatt LM37.3p Vermessung: Windtest KWK GmbH, Bericht WT 3218-04, 12.03.2004 ct-Kennlinie: Hersteller, Dok.: ct-curves MM-MD, Rev. 02 Sep		Luftdichte: 1.19 kg/m ³	
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie	Luftdichte: 1.225 kg/m ³
m/s	kW	m/s	
3.00	0.00	3.0	1.100
3.49	14.72	4.0	0.930
4.01	51.45	5.0	0.820
4.51	86.08	6.0	0.810
5.01	136.09	7.0	0.810
5.51	198.23	8.0	0.770
6.01	265.76	9.0	0.700
6.51	348.85	10.0	0.640
7.00	435.77	11.0	0.570
7.52	543.81	12.0	0.440
7.98	649.03	13.0	0.330
8.51	773.97	14.0	0.260
9.00	889.34	15.0	0.210
9.49	997.05	16.0	0.170
9.99	1122.02	17.0	0.140
10.50	1248.86	18.0	0.120
10.99	1354.79	19.0	0.100
11.47	1427.06	20.0	0.090
11.97	1459.71		
12.46	1480.11		
13.00	1503.44		
13.43	1509.00		
13.98	1516.56		
14.52	1524.19		
15.00	1526.70		
15.49	1527.00		
15.94	1525.02		
16.54	1523.27		
16.99	1522.36		
18.00	1522.00		
19.00	1522.00		
20.00	1522.00		

Enercon E-82 E2, 2.3 MW		Luftdichte: 1.185 kg/m ³	
Vermessung: Bericht, Deutsche WindGuard MP10027, 14.10.2010			
ct-Kennlinie: Hersteller, Rev. 3.1, 2010			
Leistungskennlinie		ct-Kennlinie	Luftdichte: 1.225 kg/m ³
m/s	kW	m/s	
1.59	0.88	1.0	0.000
2.04	4.51	2.0	0.781
2.54	18.77	3.0	0.785
2.97	30.23	4.0	0.774
3.41	51.96	5.0	0.781
3.96	85.39	6.0	0.777
4.49	125.55	7.0	0.778
5.01	187.51	8.0	0.775
5.54	247.32	9.0	0.769
5.98	325.72	10.0	0.770
6.49	432.64	11.0	0.773
7.01	538.10	12.0	0.608
7.53	681.66	13.0	0.435
7.99	809.43	14.0	0.335
8.50	977.05	15.0	0.267
8.99	1153.49	16.0	0.217
9.49	1338.49	17.0	0.180
10.01	1520.59	18.0	0.151
10.47	1700.73	19.0	0.128
10.98	1876.52	20.0	0.110
11.43	2008.40	21.0	0.096
12.00	2158.66	22.0	0.084
12.50	2245.39	23.0	0.074
12.97	2298.00	24.0	0.067
13.49	2341.31	25.0	0.060
13.99	2363.63		
14.60	2375.32		
15.00	2373.34		
15.48	2374.72		
15.98	2376.10		
16.52	2374.44		
16.90	2375.33		
17.54	2375.93		
18.05	2369.25		
18.55	2368.99		
19.00	2371.60		
20.00	2371.60		
21.00	2371.60		
22.00	2371.60		
23.00	2371.60		
24.00	2371.60		
25.00	2371.60		