



Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung

Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 6
Windenergieprojekt Windpark Ablaß-Jeesewitz / Sachsen

Bericht:
1_21_009_SSN_6WEA-WP-Abllass-Jeesewitz_Rev00

 GEO-NET
Umweltconsulting GmbH
Geschäftsführer:
Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
Dipl.-Geogr. Peter Trute
Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover
Germany
Tel. +49 (0) 511 388 72 00
Fax +49 (0) 511 388 72 01
info@geo-net.de
www.geo-net.de
Amtsgericht Hannover
HRB 61218
Hannoversche Volksbank eG
BIC VOHADE2H
IBAN DE81 2519 0001
0532 2480 00
VAT DE 228892587
STEUER-NR. 25/204/02568

Auftraggeber

Windkraft Mügeln-Ablaß GmbH
Zum Dorfteich 6a
04769 Mügeln

Auftragnehmer

GEO-NET Umweltconsulting GmbH
Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover

Hannover, den 09.11.2021



**Revisionsverlauf**

Revision	Datum	Details
Revision 00	09.11.2021	Originaler Bericht: 1_21_009_SSN_6WEA-WP-Ablass-Jeesewitz_Rev00



Die GEO-NET Umweltconsulting GmbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 u.a. für die Bereiche Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Messmast, LiDAR- und SoDAR-Messgeräten; Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Bestimmung der Standortgüte; Bestimmung des Referenzertrages von Windenergieanlagen; Windfeldsimulation mittels Mesoskalenmodellen; Führung des Nachweises der Standorteignung (Turbulenzgutachten) akkreditiert.



Inhaltsverzeichnis

Auftragsverhältnis	3
1. Rahmenbedingungen	4
1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe	4
1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen	6
1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage	6
2. Untersuchungsgrundlagen	8
2.1 Lageangaben und WEA-Typen	8
2.2 Auslegungswerte der Planung	10
2.3 Windpotential	10
2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung	16
2.5 Geländemodell und Landnutzung	17
2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen	17
3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten	18
3.1 Bestimmung der Geländesituation	19
3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50}	20
3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave}	21
3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten	22
3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität	22
3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten	23
3.5 Weitere Windbedingungen	27
3.6 Modell- und Datenunsicherheiten	27
4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit	28
5. Fazit	31
Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01	32
Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer	33
Abkürzungen	34
Quellen	35

**Auftragsverhältnis**

Auftrag: Gutachterliche Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung für die Windenergieanlagen WEA 1 bis WEA 6 im Windenergieprojekt Windpark Ablaß in Sachsen nach Punkt 16 der DIBt-Richtlinie von 2012 für einen Betriebszeitraum von 20 Jahren auf Basis der PB_07-03-01

Auftraggeber: Windkraft Mügeln-Ablaß GmbH
Zum Dorfteich 6a
04769 Mügeln
Ansprechpartner: Hr. Stefan Rüdiger & Hr. Jan Greschner

Auftrag vom: 09.10.2021

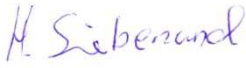
Auftragnehmer: GEO-NET Umweltconsulting GmbH
Große Pfahlstraße 5a
30161 Hannover
Ansprechpartner: Hr. Henning Siebenand & Hr. Thorsten Frey

Projektnummer: 1_21_009


Revisionsstand: 00

Kennzeichnung des Ergebnisdokuments: 1_21_009_SSN_6WEA-WP-Abläss-Jeesewitz_Rev00 (35 Seiten ohne Deckblatt)

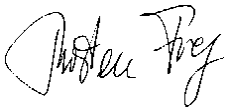
Erstellungsdatum: 09.11.2021

Erstellt von: 

Dipl.-Met. Henning Siebenand
(Sachverständiger)

Geprüft von: 

Dipl.-Met. Dominik Adler
(Prokurist)

Freigegeben von: 

Dipl.-Geogr. Thorsten Frey
(Geschäftsführer)



1. Rahmenbedingungen

Die Funktionsfähigkeit von Komponenten einer Windenergieanlage über einen mindestens 20-jährigen Betriebszeitraum wird neben technischen, elektrischen und umweltbedingten Einflüssen durch die windklimatischen Verhältnisse beeinflusst. Für den Nachweis der Standsicherheit einer WEA sind vor allem die windklimatischen Bedingungen von Bedeutung.

In Deutschland sind deshalb auf Basis der Parameter Windgeschwindigkeit und Turbulenz Windzonen für die Auslegung einer WEA definiert. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Turbulenz sind dabei so festgelegt, dass der Großteil der Anwendungsfälle von den ausgewiesenen Zonen abgedeckt wird. Aufgrund des großen Spektrums an möglichen Umgebungsbedingungen sind diese Angaben jedoch nicht für die genaue Darstellung eines spezifischen Standortes geeignet. Folglich sind die Parameter und damit die Standorteignung einer WEA für jeden Standort nachzuweisen.

Jeder WEA-Typ muss für eine spezifische Nabenhöhe eine Zertifizierung nachweisen. Zudem ist für jede Kombination aus WEA-Typ und Nabenhöhe eine Typenprüfung nach IEC bzw. DIBt notwendig, die wesentliche Informationen zu den Wind- und Turbulenzbedingungen liefert. Im Normalfall sind dort Wind- und Turbulenzklasse notiert, in speziellen Fällen sogar extra vom Anlagenhersteller errechnete Auslegungswerte für Wind- und Turbulenzbedingungen, die von denjenigen der IEC (IEC, 2010) abweichen können.

Grundsätzlich sind zwei Verfahren zum Nachweis der Standorteignung möglich und unter gewissen Voraussetzungen auch notwendig. Sie basieren auf Gegenüberstellungen zum Einem von den Windbedingungen und zum Anderem von den Lasten, jeweils ermittelt für einen spezifischen Standort, zu den dazugehörigen Werten aus der Typenprüfung. Die Überprüfung der Auslegungswerte für die Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten kann im Rahmen eines Standsicherheitsnachweises durch einen Gutachter erfolgen. Ein Anlagenhersteller kann zudem auf Grundlage der durch den Gutachter ermittelten Werte für die Wind und Turbulenzintensitäten standorttypische Lasten berechnen und diese mit den Lasten der Typenprüfung vergleichen.

Die im weiteren Verlauf ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten können als Grenzwerte für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen des Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) genutzt werden. Hintergrund ist, dass keine allgemein gültigen Grenzwerte für Immissionen für die durch benachbarte WEA verursachten Turbulenzbelastungen an einer WEA vorgegeben sind.

1.1 Windbedingungen als vergleichende Größe

Durch die IEC (IEC, 2010) sind für geplante WEA Kriterien zu den vorherrschenden Windbedingungen definiert worden, die für jeden Einzelstandort in Abhängigkeit von der Nabenhöhe begutachtet werden müssen. Folgende Prüfungen sind durchzuführen:

- Bestimmung der Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung des Höhenexponenten α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils
- Bestimmung der mittleren Luftdichte ρ
- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der Turbulenzintensität der Windgeschwindigkeiten im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$
- Bestimmung der mittleren Neigung der Anströmung



Wird ein geplanter Standort nach dem Verfahren der IEC (IEC, 2010) als nicht komplex bewertet, kann auf Grundlage der DIBt (DIBt, 2015) ein vereinfachtes Verfahren angesetzt werden. In diesem Verfahren fällt der Umfang der Überprüfung geringer aus, und zwar müssen folgende Schritte durchgeführt werden:

- Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} als 10-Minuten-Mittelwert
- Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave}
- Bestimmung der Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten im Bereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$

Für nicht geplante Standorte, die im jeweiligen Windparkareal zum Bestand bzw. zur Vorbelastung gehören und deren Standsicherheitsnachweise nach den DIBt-Richtlinien von 1993 bzw. 2004 (DIBt, 1993; DIBt, 2004) erstellt wurden, dürfen weiterhin mit den in der DIBt 2004 festgehaltenen Verfahren berechnet werden. Folglich gilt für diese Standorte auch keine Pflicht zur Standortbesichtigung. Für die Neuplanungen nach der DIBt 2012 sind hingegen Standortbesichtigungen verpflichtend.

Unter den im normalen als auch im vereinfachten Verfahren zu untersuchenden Kriterien ist die zu berechnende Turbulenzintensität der einzige Parameter, der nicht nur durch die Rauigkeiten der Oberfläche und das Relief, sondern auch durch benachbarte WEA beeinflusst wird. In der Regel führen benachbarte WEA zu einer Erhöhung der Turbulenzbelastung. Gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 (DIBt, 2015) haben alle bestehenden WEA einen Einfluss auf die Turbulenz an den geplanten Standorten, wenn sie weniger als acht Rotordurchmesser entfernt sind. Dieses Vorgehen ist für Binnenlandstandorte typisch. Für küstennahe Standorte müssen hingegen nur WEA berücksichtigt werden, die weniger als fünf Rotordurchmesser entfernt sind. Der Rotordurchmesser D wird hier definiert durch den größten Rotor der zu betrachtenden WEA. Bei Planungen in bestehenden Windparks kann es vorkommen, dass eine bereits bestehende WEA einen deutlich größeren Rotor aufweist als die geplanten. In diesen Fällen ist folglich der Rotor der bestehenden WEA als Rotordurchmesser D anzusetzen. Eine Beeinflussung der WEA untereinander ist bei größeren Abständen als $5D$ bzw. $8D$ demnach in der Regel nicht zu erwarten. Hier in den Berechnungen wird ein konservatives Szenario gewählt, indem immer der größere Einflussbereich von $8D$ Berücksichtigung findet.

Um die Beeinflussung der WEA untereinander berechnen zu können, hat Frandsen (FRANSEN, S. T., 2007) ein Verfahren vorgestellt, in welchem die Bewertung dieser Beeinflussung auf Basis einer fiktiven Größe, der effektiven Turbulenzintensität, erfolgt. Die effektive Turbulenzintensität kann dabei eher als eine konstruierte statt einer technischen Größe verstanden werden. Dieses Verfahren ist aktueller Stand der Technik und wird sowohl von der IEC als auch der DIBt gestützt. Die Berechnung der effektiven Turbulenzintensitäten wird im weiteren Verlauf mit Hilfe des Moduls SITE COMPLIANCE von windPRO 3.4 (EMD, 2020) durchgeführt. Im Berechnungsverlauf werden zudem auch die Modelle WaSP und WEng (DTU, 2020) genutzt.

Die mit diesem Verfahren ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} werden anschließend mit den entsprechenden Turbulenzintensitäten der entsprechenden Windzone verglichen. Sind Werte für I_{eff} unterhalb bzw. auf Höhe der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt werden, so ist die Standsicherheit der WEA bezüglich der Turbulenzintensität und folglich bezüglich des gegenseitigen Einflusses der WEA gegeben. Liegen die Werte der I_{eff} oberhalb der Auslegungswerte der Turbulenzintensität, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA verwendet wurden, ist eine Gefährdung der Standsicherheit der betroffenen WEA anzunehmen.



1.2 Betriebs- und Extremlasten als vergleichende Größen

Wird eine der in Kapitel 1.1 oder unter den Punkten 16.2.a bzw. 16.2.b in der DIBt 2012 (DIBt, 2015) dargelegten Bedingungen nicht erfüllt, kann unter Berücksichtigung dieser Angaben ein Verfahren angewendet werden, welches die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten bzw. der Extremlasten durchführt. Diese Berechnungen sind in der Regel sehr umfangreich und werden zumeist durch den Anlagenhersteller durchgeführt.

Die Ermittlung der Betriebsfestigkeitslasten ist immer dann notwendig, wenn mindestens eine der Bedingungen hinsichtlich der Windgeschwindigkeit in NH oder die Turbulenzintensität im Windgeschwindigkeitsbereich von $0,2 - 0,4v_{ref}$ nicht durch die Auslegungswerte der Typenprüfungen abgedeckt werden. Gemäß der IEC (IEC, 2010) ist zur Bestimmung der Betriebsfestigkeitslasten der Design Load Case (DLC) 1.2 zu berechnen. Die im Rahmen des Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten sind dabei als Eingangsparameter zu verwenden. Extremlasten sind immer dann durch den WEA-Hersteller zu berechnen, falls die Bedingungen der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht mehr durch die Auslegungswerte aus der Typenprüfung abgedeckt werden. Nach IEC (IEC, 2010) sind hier die Auslegungsfälle DLC 1.1 oder DLC 1.3 sowie DLC 1.5 zu bestimmen.

Die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten sind bei geringeren WEA-Abständen als $2,5D$ nur bedingt geeignet. Unterschreiten die WEA-Abstände diesen Grenzwert von $2,5D$ um weniger als 10%, so wird eine Einzelfallbetrachtung durchgeführt und projektabhängig entschieden, ob die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden können. Bei geringeren WEA-Abständen sollten die im Rahmen dieses Standsicherheitsnachweises ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nicht als Eingangsparameter zur Berechnung der Betriebsfestigkeitslasten verwendet werden.

Nach Berechnung der Werte für die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten durch z.B. den Anlagenhersteller können diese mit den Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Sind die standortspezifischen Lastwerte unterhalb oder auf demselben Niveau wie die Auslegungslasten, so ist die Standorteignung nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten jedoch durch die Lastberechnung überschritten, so kann keine Standorteignung gewährleistet werden. An dieser Stelle wird eine Einzelfallprüfung durch den Anlagenhersteller angeraten bzw. notwendig.

1.3 Auslegungswerte als Berechnungsgrundlage

Eine nach DIBt 2012 erstellte Typenprüfung, die sowohl WEA-Typ abhängig als auch nabenhöhenpezifisch ist, beinhaltet immer die Angabe einer bestimmten Windzone. In Deutschland werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit durch die DIBt 2012 in vier Windzonen unterteilt. Die WZ I bis IV sind dabei so gewählt, dass Windzone I die windschwächste und die IV die windstärkste ist. Von dieser WZ ausgehend kann, soweit nicht anders in der Typenprüfung angegeben, sowohl der Auslegungswert des 10-Minuten-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit v_{ref} in NH für einen 50-jährigen Zeitraum als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} rechnerisch ermittelt werden. Zur Ermittlung dieser Werte können entweder die Verfahren nach DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) oder auf Basis einer vereinfachten Herangehensweise diejenigen Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) genutzt werden. Zur rechnerischen Ermittlung von v_{ref} und v_{ave} ist neben der Angabe der WZ auch die der Geländekategorie notwendig. Mit Hilfe dieser Werte und den entsprechenden Formeln aus der DIN und der DIBt lassen sich die notwendigen Werte für v_{ref} und v_{ave} berechnen, sofern diese nicht in der Typenprüfung angegeben sind. Die zugehörige Windgeschwindigkeitsverteilung geht in der Regel auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und eine zugrundeliegende Rayleigh-Verteilung zurück.



Nach der DIBt-Richtlinie 1993 (DIBt, 1993) ist der Auslegungswert der effektiven Turbulenzintensitäten für alle Windzonen 0,2 (20%), nach den DIBt-Richtlinien 2004 (DIBt, 2004) und 2012 (DIBt, 2015) ist es die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1 (DIN, 2006). Während es in der IEC-61400-1 Ed.2 (IEC, 1999) nur zwei Turbulenzkategorien mit A und B gibt, wird in der IEC-61400-1 Ed.3 (IEC, 2010) zwischen drei Turbulenzkategorien A, B und C unterschieden. Weiterhin gibt es zudem noch die Turbulenzkategorie S. Für diese Kategorie können im Rahmen von Typenprüfungsberichten und –bescheiden entsprechende Auslegungswerte festgelegt sein.

Für den ausgewählten Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 3 m/s bis 25 m/s werden die Auslegungswerte in der Tabelle 1 aufgelistet.

Windenergieprojekt Ablass – Auslegungswerte der Turbulenzintensitäten

Windgeschwindigkeit [m/s]	DIBt 1993 [%]	IEC 61400-1 Ed. 2 [%]		IEC 61400-1 Ed. 3 [%]		
		A	B	A	B	C
3	20	42,0	32,0	41,9	36,6	31,4
4		34,5	27,0	34,4	30,1	25,8
5		30,0	24,0	29,9	26,2	22,4
6		27,0	22,0	26,9	23,6	20,2
7		24,9	20,6	24,8	21,7	18,6
8		23,3	19,5	23,2	20,3	17,4
9		22,0	18,7	22,0	19,2	16,5
10		21,0	18,0	21,0	18,3	15,7
11		20,2	17,5	20,1	17,6	15,1
12		19,5	17,0	19,5	17,0	14,6
13		18,9	16,6	18,9	16,5	14,2
14		18,4	16,3	18,4	16,1	13,8
15		18,0	16,0	18,0	15,7	13,5
16		17,6	15,8	17,6	15,4	13,2
17		17,3	15,5	17,3	15,1	13,0
18		17,0	15,3	17,0	14,9	12,7
19		16,7	15,2	16,7	14,6	12,5
20		16,5	15,0	16,5	14,4	12,4
21		16,3	14,9	16,3	14,2	12,2
22		16,1	14,7	16,1	14,1	12,1
23		15,9	14,6	15,9	13,9	11,9
24		15,8	14,5	15,7	13,8	11,8
25		15,6	14,4	15,6	13,6	11,7

Tabelle 1 Auslegungswerte der Turbulenzintensität für alle WEA-Klassen nach DIBt 1993, IEC 61400-1 Ed. 2 und IEC 61400-1 Ed. 3

Entsprechend des Punktes 11.3 in der IEC 61400-1 von 2010 sind zusätzlich zu den schon aufgeführten Windbedingungen noch weitere zu begutachten. Hierbei handelt es sich um

- den Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0,2$,
- der mittleren Neigung der Anströmung: 8° ,
- der mittleren Luftdichte: $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$.

Für die Turbulenzkategorie S können im Rahmen einer Typenprüfung diese Werte WEA-spezifisch abgeändert werden. In den vorliegenden Dokumenten der Anlagenhersteller zu den Auslegungslasten und -werte werden die oben aufgelisteten Windbedingungen bestätigt. Die projekt- und WEA-spezifischen Auslegungslasten und –werte sind den Tabellen 4 und 5 im Kapitel 2.2 zu entnehmen.



2. Untersuchungsgrundlagen

2.1 Lageangaben und WEA-Typen

In Sachsen in den Landkreisen Nordsachsen und Leipzig plant der Auftraggeber den Bau von 6 WEA im Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz. Die geplanten WEA-Standorte befinden sich westlich der Ortschaft Ablass und stellen ein Repowering eines Teils des bisherigen Windparkareals Ablass-Mügel-Jeesewitz dar. Der bestehende Windpark umfasst 23 WEA, von denen zwölf WEA im Rahmen eines Repowerings abgebaut werden. Der südlich direkt angrenzende Windpark Sitten umfasst weitere zusätzliche fünf WEA, wobei hier schon ein Repowering stattgefunden hat, denn vier WEA sind gegen zwei neue, im Bau befindliche WEA ausgetauscht worden. Insgesamt sind all diese WEA aufgrund des geringeren Abstandes von 10D zu den geplanten WEA als Vorbelastung zu betrachten.

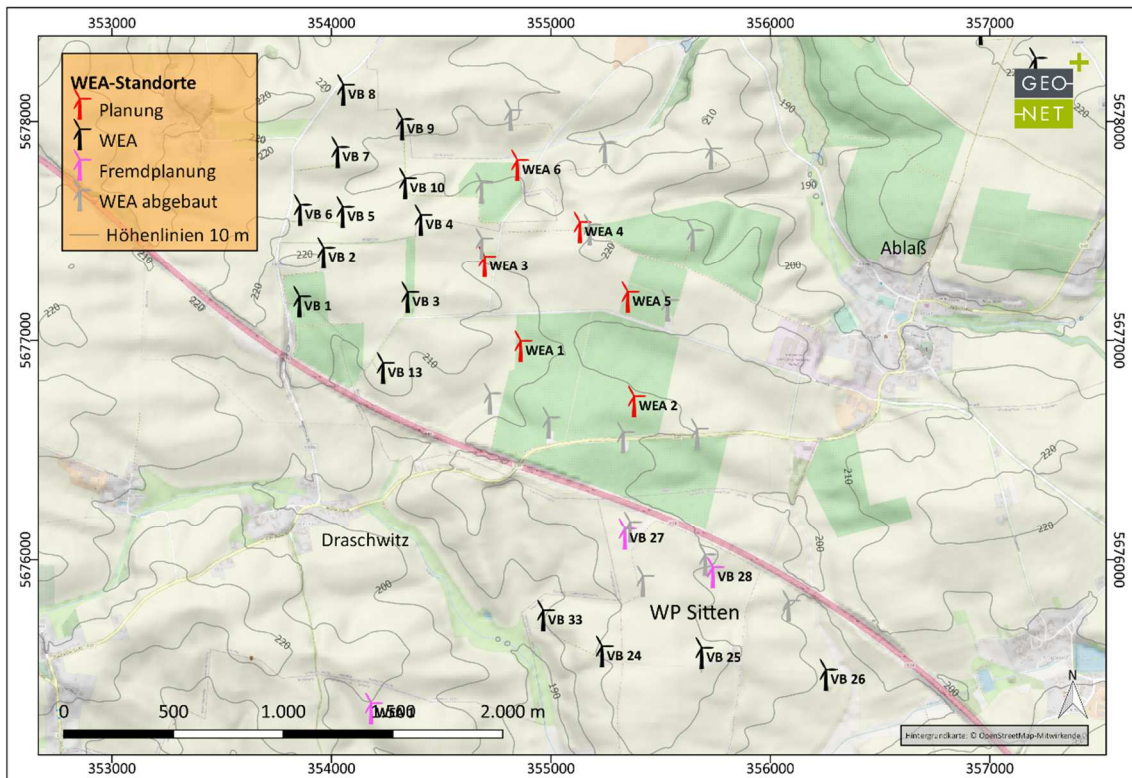


Abbildung 1 Lage von geplanten, fremdgeplanten, bestehenden und zurückzubauenden WEA-Standorten im WPA Ablass-Mügel-Jeesewitz sowie im angrenzenden WP Sitten (WK-M-A, 2021)

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z 33 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Ablass-Jeesewitz	WEA 1	geplant	VE170/5.6MW	165	206,2	354865	5676919
	WEA 2	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	214,1	355382	5676668
	WEA 3	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	209,1	354701	5677305
	WEA 4	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	218,5	355135	5677463
	WEA 5	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	213,3	355353	5677142
	WEA 6	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	210,0	354850	5677746

Tabelle 2 Angaben zu geplanten WEA-Standorten im WP Ablass-Jeesewitz (WK-M-A, 2021)



Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z 33 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Ablass-Mügeln-Jeesewitz-Sitten	VB 1	Bestand	TW 1.5s	64,7	216,4	353857	5677121
	VB 2	Bestand	E-70 E4/2.3MW	64	220,3	353967	5677346
	VB 3	Bestand	E-70 E4/2.3MW	64	214,5	354350	5677141
	VB 4	Bestand	E-82 E2/2.3MW	139,5	216,7	354410	5677496
	VB 5	Bestand	E-40/6.44	65	217,0	354057	5678089
	VB 6	Bestand	E-40/5.40	65	218,8	353860	5677542
	VB 7	Bestand	E-66/15.66	67	216,4	354031	5677805
	VB 8	Bestand	E-40/5.40	65	217,7	354054	5677533
	VB 9	Bestand	V52	74	210,0	354325	5677932
	VB 10	Bestand	N60	69	215,4	354339	5677663
	VB 11	Repowering	N60	69	216,6	354687	5677643
	VB 12	Repowering	NM64/1500	68	211,2	354688	5677388
	VB 13	Bestand	NM64/1500	68	213,3	354238	5676819
	VB 14	Repowering	NM64/1500	68	208,0	354725	5676681
	VB 15	Repowering	NM64/1500	68	215,8	354993	5676571
	VB 16	Repowering	NM64/1500	68	215,3	355332	5676505
	VB 17	Repowering	NM64/1500	68	209,3	355669	5676520
	VB 18	Repowering	NM64/1500	68	213,5	355535	5677104
	VB 19	Repowering	NM64/1500	68	221,3	355180	5677453
	VB 20	Repowering	NM64/1500	68	215,5	355649	5677426
	VB 21	Repowering	NM64/1500	68	209,7	354819	5677974
	VB 22	Repowering	NM64/1500	68	209,6	355249	5677828
	VB 23	Repowering	NM64/1500	68	211,5	355733	5677799
	VB 24	Bestand	TW 1.5s	64,7	208,9	355236	5675529
	VB 25	Bestand	TW 1.5s	64,7	214,4	355690	5675522
	VB 26	Bestand	V90-2MW	125	200,5	356256	5675423
	VB 27	Fremdplanung	V150-5.6MW	166	214,7	355340	5676064
	VB 28	Fremdplanung	V150-5.6MW	166	209,4	355741	5675888
	VB 33	Bestand	TW1.5s	64,7	198,7	354968	5675692

Tabelle 3 Angaben zu bestehenden und fremdgeplanten WEA-Standorten im WPA Ablass-Mügeln-Jeesewitz sowie im WP Sitten (WK-M-A, 2021; GEO-NET, 2021a)



2.2 Auslegungswerte der Planung

Für die betrachteten WEA werden die in Tabelle 4 dargestellten Auslegungswerte zugrunde gelegt, welche aus den aktuellen Dokumenten der Hersteller (VENSYS, 2020; ENERCON 2021) entnommen worden sind.

Windenergieprojekt Ablaß-Jeesewitz - Auslegungswerte

Auslegungswerte	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	WEA 6
Richtlinie	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012	DIBt 2012
Turbulenzkategorie	A	A	A	A	A	A
Windzone / Geländekategorie	WZ S / GK S	WZ S / GK S	WZ S / GK S	WZ S / GK S	WZ S / GK S	WZ S / GK S
v_{ref} [m/s]	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5
v_{ave} [m/s]	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5

Tabelle 4 Auslegungswerte der betrachteten WEA

Windenergieprojekt Ablaß-Jeesewitz - weitere Windbedingungen

Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	0,20
Mittlere Neigung der Anströmung [°]	8
Mittlere Luftdichte [kg/m ³]	1,225

Tabelle 5 Weitere Windbedingungen

Die in der Tabelle 5 aufgelisteten Auslegungswerte der weiteren Windbedingungen werden in den dokumentierten Berechnungsergebnissen Berücksichtigung finden.

2.3 Windpotential

Das Windpotential wurde im Vorfeld ermittelt und in Form von relativen Häufigkeiten der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit an den geplanten Standorten vorgegeben (GEO-NET, 2021b). Dazu sind aus den mit FITNAH-3D (Flow Over Irregular Terrain With Natural And Anthropogenic Heat Sources) modellierten Windfelder an den entsprechenden Standorten in der jeweils geplanten Nabenhöhe einzelne Windstatistiken ausgewertet und mit Hilfe von windPRO 3.4 (EMD, 2020) zu Weibull-Verteilungen umgerechnet worden. Da im FITNAH-3D-Modell rasterbasierte Nutzungs- und Höheninformationen als Grundlage zur Berechnung dienen, basieren die in den folgenden Tabellen 6-11 angegebenen Parameter schon auf Informationen zu Geländehöhe und Landnutzung. Diese Daten sind, da sie horizontal und vertikal lagegenau vorliegen, repräsentativ für die geplanten Standorte.


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 1

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,3	2,05	-
0-0°	5,5	1,88	1,32
1-10°	5,4	1,82	1,22
2-20°	5,5	1,83	1,18
3-30°	5,4	1,81	1,10
4-40°	6,1	2,08	1,50
5-50°	5,9	2,01	1,71
6-60°	6,4	2,14	2,12
7-70°	6,7	2,10	2,55
8-80°	7,3	2,29	3,10
9-90°	7,3	2,33	2,67
10-100°	6,9	2,23	2,38
11-110°	6,8	2,16	2,13
12-120°	6,5	2,08	1,77
13-130°	6,5	2,26	1,63
14-140°	6,3	2,20	1,45
15-150°	6,7	2,22	1,35
16-160°	7,1	1,98	1,51
17-170°	8,0	2,03	1,37
18-180°	7,9	1,92	1,61
19-190°	7,5	1,96	1,91
20-200°	7,6	1,79	2,30
21-210°	8,8	1,90	3,15
22-220°	10,5	2,59	5,54
23-230°	10,9	2,93	7,35
24-240°	10,2	2,71	7,18
25-250°	10,1	2,52	6,41
26-260°	10,0	2,38	6,46
27-270°	9,6	2,36	5,43
28-280°	8,6	2,24	3,98
29-290°	7,7	2,16	3,23
30-300°	7,8	2,19	3,21
31-310°	7,1	2,10	2,98
32-320°	6,6	2,11	2,37
33-330°	6,1	1,97	1,95
34-340°	6,0	1,98	1,54
35-350°	5,6	1,91	1,38

Tabelle 6 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 1 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 165,0 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 2

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,4	2,05	-
0-0°	5,5	1,91	1,33
1-10°	5,5	1,82	1,20
2-20°	5,6	1,87	1,13
3-30°	5,3	1,76	1,09
4-40°	6,2	2,10	1,53
5-50°	6,0	1,98	1,67
6-60°	6,5	2,17	2,04
7-70°	6,8	2,12	2,63
8-80°	7,4	2,28	3,02
9-90°	7,5	2,35	2,81
10-100°	7,1	2,24	2,38
11-110°	7,0	2,17	2,11
12-120°	6,6	2,08	1,80
13-130°	6,7	2,29	1,64
14-140°	6,4	2,21	1,45
15-150°	6,9	2,26	1,34
16-160°	7,1	1,97	1,48
17-170°	8,1	2,03	1,55
18-180°	7,9	1,93	1,43
19-190°	7,5	1,98	1,82
20-200°	7,6	1,80	2,25
21-210°	8,8	1,86	3,13
22-220°	10,6	2,55	5,49
23-230°	11,1	2,91	7,48
24-240°	10,3	2,72	6,92
25-250°	10,2	2,54	6,33
26-260°	10,3	2,39	6,47
27-270°	9,9	2,40	5,55
28-280°	8,9	2,26	4,14
29-290°	7,8	2,14	3,27
30-300°	8,0	2,18	3,28
31-310°	7,3	2,08	3,06
32-320°	6,7	2,08	2,40
33-330°	6,2	2,00	1,95
34-340°	6,0	2,00	1,48
35-350°	5,7	1,94	1,37

Tabelle 7 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 2 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 3

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,3	2,06	-
0-0°	5,6	1,90	1,34
1-10°	5,5	1,81	1,25
2-20°	5,5	1,80	1,19
3-30°	5,6	1,86	1,10
4-40°	6,1	2,08	1,44
5-50°	6,0	1,99	1,66
6-60°	6,5	2,15	2,20
7-70°	6,8	2,11	2,49
8-80°	7,3	2,29	3,16
9-90°	7,3	2,34	2,55
10-100°	6,8	2,21	2,31
11-110°	6,9	2,20	2,18
12-120°	6,5	2,07	1,77
13-130°	6,7	2,30	1,67
14-140°	6,3	2,21	1,47
15-150°	6,9	2,26	1,36
16-160°	7,1	1,98	1,47
17-170°	8,1	2,05	1,38
18-180°	8,0	1,92	1,71
19-190°	7,6	1,96	1,92
20-200°	7,7	1,79	2,31
21-210°	8,9	1,92	3,19
22-220°	10,5	2,60	5,58
23-230°	10,9	2,93	7,21
24-240°	10,2	2,71	7,18
25-250°	10,1	2,52	6,34
26-260°	10,1	2,38	6,07
27-270°	9,7	2,39	5,55
28-280°	8,8	2,26	4,06
29-290°	7,8	2,14	3,22
30-300°	8,0	2,20	3,23
31-310°	7,2	2,10	3,11
32-320°	6,7	2,10	2,45
33-330°	6,2	1,99	1,98
34-340°	6,1	2,01	1,57
35-350°	5,7	1,94	1,35

Tabelle 8 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 3 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 4

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,5	2,05	-
0-0°	5,6	1,91	1,41
1-10°	5,5	1,78	1,21
2-20°	5,7	1,84	1,22
3-30°	5,3	1,71	1,02
4-40°	6,3	2,12	1,49
5-50°	6,0	1,90	1,62
6-60°	6,7	2,18	2,24
7-70°	7,0	2,15	2,50
8-80°	7,5	2,29	3,23
9-90°	7,4	2,32	2,61
10-100°	6,9	2,21	2,23
11-110°	7,1	2,21	2,17
12-120°	6,6	2,03	1,80
13-130°	6,8	2,27	1,71
14-140°	6,5	2,18	1,48
15-150°	7,0	2,25	1,34
16-160°	7,2	1,98	1,46
17-170°	8,3	2,06	1,48
18-180°	8,2	1,93	1,59
19-190°	7,7	1,97	1,88
20-200°	7,7	1,79	2,28
21-210°	8,9	1,87	3,09
22-220°	10,6	2,55	5,46
23-230°	11,1	2,93	7,23
24-240°	10,4	2,72	7,19
25-250°	10,2	2,54	6,39
26-260°	10,4	2,37	6,00
27-270°	10,0	2,40	5,73
28-280°	9,0	2,27	4,09
29-290°	7,9	2,12	3,24
30-300°	8,1	2,19	3,21
31-310°	7,3	2,09	3,14
32-320°	6,8	2,09	2,48
33-330°	6,3	2,00	2,00
34-340°	6,2	2,02	1,44
35-350°	5,8	1,96	1,36

Tabelle 9 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 4 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 5

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,4	2,05	-
0-0°	5,6	1,90	1,38
1-10°	5,5	1,79	1,22
2-20°	5,6	1,84	1,17
3-30°	5,4	1,77	1,07
4-40°	6,2	2,12	1,50
5-50°	6,0	1,97	1,68
6-60°	6,6	2,18	2,15
7-70°	6,8	2,12	2,53
8-80°	7,5	2,29	3,21
9-90°	7,4	2,33	2,57
10-100°	6,9	2,22	2,36
11-110°	7,0	2,18	2,14
12-120°	6,6	2,06	1,83
13-130°	6,7	2,27	1,70
14-140°	6,5	2,21	1,47
15-150°	6,9	2,24	1,35
16-160°	7,2	1,98	1,47
17-170°	8,1	2,03	1,54
18-180°	8,0	1,93	1,47
19-190°	7,5	1,97	1,81
20-200°	7,6	1,81	2,26
21-210°	8,8	1,88	3,10
22-220°	10,5	2,56	5,45
23-230°	11,0	2,93	7,27
24-240°	10,3	2,72	7,13
25-250°	10,2	2,54	6,37
26-260°	10,2	2,38	6,27
27-270°	9,8	2,40	5,63
28-280°	8,9	2,26	4,06
29-290°	7,8	2,13	3,24
30-300°	8,0	2,19	3,25
31-310°	7,3	2,09	3,12
32-320°	6,8	2,09	2,45
33-330°	6,2	2,00	1,97
34-340°	6,1	2,01	1,45
35-350°	5,8	1,94	1,37

Tabelle 10 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 5 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 6

Sektor-Mittel [°]	A-Parameter [m/s]	k-Parameter	Häufigkeit [%]
Mittel	8,4	2,04	-
0-0°	5,5	1,88	1,35
1-10°	5,4	1,79	1,21
2-20°	5,5	1,81	1,22
3-30°	5,4	1,82	1,08
4-40°	6,1	2,09	1,41
5-50°	5,9	1,91	1,60
6-60°	6,5	2,16	2,29
7-70°	6,8	2,11	2,57
8-80°	7,5	2,29	3,19
9-90°	7,3	2,27	2,67
10-100°	6,7	2,19	2,12
11-110°	6,8	2,19	2,18
12-120°	6,5	2,07	1,81
13-130°	6,7	2,28	1,70
14-140°	6,3	2,20	1,48
15-150°	6,8	2,24	1,33
16-160°	7,1	1,97	1,45
17-170°	8,1	2,03	1,44
18-180°	8,0	1,92	1,65
19-190°	7,5	1,96	1,89
20-200°	7,6	1,80	2,26
21-210°	8,7	1,90	3,09
22-220°	10,4	2,57	5,32
23-230°	10,9	2,96	7,22
24-240°	10,4	2,72	7,14
25-250°	10,2	2,54	6,53
26-260°	10,3	2,38	6,11
27-270°	10,1	2,39	5,76
28-280°	8,9	2,26	4,10
29-290°	7,8	2,13	3,28
30-300°	7,9	2,20	3,24
31-310°	7,2	2,09	3,11
32-320°	6,7	2,09	2,46
33-330°	6,2	1,98	1,98
34-340°	6,0	1,98	1,45
35-350°	5,6	1,91	1,34

Tabelle 11 Sektorale A- und k-Parameter für den Standort WEA 6 im geplanten WP Ablass-Jeesewitz für die Höhe 166,6 m ü.G.. Basis: FITNAH-Simulationsdaten

2.4 Standortbesichtigung und -beschreibung

Unter Punkt 16.2 in der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) wird eine Standortbesichtigung zur Ermittlung bzw. Überprüfung der Standortbedingungen gefordert. Mit Hilfe der Standortbesichtigung sollen die aktuellen Gegebenheiten vor Ort erfasst werden. Dazu werden in der Regel an allen



geplanten und zugänglichen Standorten 360°-Rundumsichten aufgenommen, um ein besseres Bild von den vorhandenen Einzelstrukturen und/oder Waldgebieten zu bekommen. Einzelstrukturen oder Waldgebiete können aufgrund ihrer Dimensionen einen Einfluss auf den Rotor haben. Bei den Nabenhöhen, die derzeit überwiegend geplant sind, spielt der Einfluss durch Waldgebiete oder Waldkanten nur noch eine geringere Rolle. Neben der Beschreibung des Reliefs und der Landnutzung an den geplanten Standorten soll auch eine Einteilung des Geländes in die Geländekategorien der DIN EN 1991-1-4 (DIN, 1991) erfolgen.

Die geplanten Standorte im WP Ablass-Jeesewitz sind am 10.03.2021 von Dipl.-Geogr. Roland Konopka besichtigt und fotografisch festgehalten worden. Die Fotos in Form von 360°-Rundumsichten liegen GEO-NET vollständig vor.

Die geplanten WEA-Standorte im Windpark Ablass-Jeesewitz liegen im Bundesland Sachsen im Landkreis Nordsachsen in einer Höhenlage von 206,2 m bis 218,5 m ü. NN, etwa 1,0 km bis 1,7 km westlich der Ortschaft Ablass. Südwestlich des geplanten Windparks befindet sich in einer Entfernung von 1,0 km bis 1,7 km die Ortschaft Draschwitz. Die geplanten Standorte befinden sich auf Freiflächen. Die Freiflächen werden in diesem Bereich überwiegend als Obstplantagen genutzt. Die Obstbäume weisen maximal Höhen von bis zu 5 m auf. Weitere Bäume sind nur sehr vereinzelt und entlang der Bundesautobahn BAB 14. Das Relief des Kernuntersuchungsgebietes ist eben bis wellig ausgeprägt, wobei es speziell nach Süden hin um mehrere Dekameter abfällt. Die Freiflächen, häufig bestehend aus Obstplantagen, die umliegenden Siedlungsgebieten und wenige Rauigkeiten lassen das Gelände in die Kategorie II der DIN EN 1991-1-4/NA einordnen. Relevante Einzelstrukturen sind anhand der vorliegenden Unterlagen nicht zu identifizieren.

2.5 Geländemodell und Landnutzung

Neben den Winddaten, dargestellt in Kapitel 2.3, werden sowohl zur Berechnung der topographischen Komplexität als auch zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensitäten Eingangsdaten in Form von Höhen- und Landnutzungsinformationen benötigt.

Als Eingangsdaten für die Höheninformationen werden die Daten des Digitalen Geländemodells (DGM) vom Sachsen (GeoSN, 2021) mit einer horizontalen Auflösung von 20 m und liegen für ein Modellgebiet von 20 x 20 km vor.

Für die Informationen der Landnutzung werden CORINE-Daten der European Environment Agency aus dem Jahre 2018 (EEA, 2019) verwendet. Diese Daten werden aus hochauflösenden Satellitenbeobachtungen gewonnen und zur weiteren Verwendung in 44 Landnutzungsklassen unterteilt, denen wiederum eine entsprechende Rauigkeitslänge zugeteilt ist.

Projektspezifisch werden diese Daten anhand von topografischen Karten im Maßstab 1:25.000 (GeoSN, 2021) überprüft und gegebenenfalls korrigiert. Strukturen, die durch die Standortbesichtigung oder auf aktuellen Satellitenbildern ersichtlich sind, werden ebenfalls korrigierend übernommen.

2.6 Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen

In die in Kapitel 3 dokumentierten Berechnungsergebnisse gingen keine sektoriellen Abschaltregelungen und Leistungsbegrenzungen ein.



3. Darstellung und Überprüfung der Windverhältnisse und Turbulenzintensitäten

Folgende WEA aus den Tabellen 2 und 3 werden für die zu betrachtende Turbulenzintensitätsberechnung herangezogen und sind in der Tabelle 12 aufgelistet.

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz

Name	Bezeichnung	Status	Konvertertyp / Nennleistung	Nabenhöhe [m]	Höhe ü. NN [m]	UTM-K Z33 (ETRS89)	
						Ost	Nord
Ablass- Jeesewitz	WEA 1	geplant	VE170/5.6MW	165	206,2	354865	5676919
	WEA 2	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	214,1	355382	5676668
	WEA 3	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	209,1	354701	5677305
	WEA 4	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	218,5	355135	5677463
	WEA 5	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	213,3	355353	5677142
	WEA 6	geplant	E-160 EP5 E3	166,6	210,0	354850	5677746
Mügeln- Ablass- Jeesewitz- Sitten	VB 1	Bestand	TW 1.5s	64,7	216,4	353857	5677121
	VB 2	Bestand	E-70 E4/2.3MW	64	220,3	353967	5677346
	VB 3	Bestand	E-70 E4/2.3MW	64	214,5	354350	5677141
	VB 4	Bestand	E-82 E2/2.3MW	139,5	216,7	354410	5677496
	VB 5	Bestand	E-40/6.44	65	217,0	354057	5678089
	VB 6	Bestand	E-40/5.40	65	218,8	353860	5677542
	VB 7	Bestand	E-66/15.66	67	216,4	354031	5677805
	VB 8	Bestand	E-40/5.40	65	217,7	354054	5677533
	VB 9	Bestand	V52	74	210,0	354325	5677932
	VB 10	Bestand	N60	69	215,4	354339	5677663
	VB 11	Repowering	N60	69	216,6	354687	5677643
	VB 12	Repowering	NM64/1500	68	211,2	354688	5677388
	VB 13	Bestand	NM64/1500	68	213,3	354238	5676819
	VB 14	Repowering	NM64/1500	68	208,0	354725	5676681
	VB 15	Repowering	NM64/1500	68	215,8	354993	5676571
	VB 16	Repowering	NM64/1500	68	215,3	355332	5676505
	VB 17	Repowering	NM64/1500	68	209,3	355669	5676520
	VB 18	Repowering	NM64/1500	68	213,5	355535	5677104
	VB 19	Repowering	NM64/1500	68	221,3	355180	5677453
	VB 20	Repowering	NM64/1500	68	215,5	355649	5677426
	VB 21	Repowering	NM64/1500	68	209,7	354819	5677974
	VB 22	Repowering	NM64/1500	68	209,6	355249	5677828
	VB 23	Repowering	NM64/1500	68	211,5	355733	5677799
	VB 24	Bestand	TW 1.5s	64,7	208,9	355236	5675529
	VB 25	Bestand	TW 1.5s	64,7	214,4	355690	5675522
	VB 26	Bestand	V90-2MW	125	200,5	356256	5675423
	VB 27	Fremdplanung	V150-5.6MW	166	214,7	355340	5676064
	VB 28	Fremdplanung	V150-5.6MW	166	209,4	355741	5675888
	VB 33	Bestand	TW1.5s	64,7	198,7	354968	5675692

Tabelle 12 Angaben zu geplanten, bestehenden und fremdgeplanten WEA-Standorten im WP Ablass-Jeesewitz sowie im WPA Mügeln-Ablass-Jeesewitz-Sitten (WK-M-A, 2021; GEO-NET, 2021a)



3.1 Bestimmung der Geländesituation

Neben den windklimatischen Bedingungen müssen zusätzlich die seismischen Verhältnisse, die topographischen Verhältnisse und die Bodenverhältnisse der WEA-Standorte untersucht werden. Für den Nachweis der geeigneten Bodenverhältnisse gibt es separate Gutachten. Eine Begutachtung der Seismik ist in Deutschland aufgrund der nur äußerst geringen Erdbebenaktivitäten vernachlässigbar. Deutlich wichtiger hingegen ist der Nachweis der topographischen Komplexität an den geplanten Standorten. Da die Umgebungsturbulenzintensität sowohl durch die Rauigkeiten der Geländeoberfläche als auch durch das Relief beeinflusst wird, ist es wichtig zu wissen, ob ein geplanter Standort als komplex eingestuft wird. Schließlich können große Geländesteigungen und Höhenunterschiede die Umgebungsturbulenzintensitäten markant beeinflussen.

Bei Berufung auf die Inhalte der IEC-Richtlinie von 2010 (IEC, 2010) ist der Einfluss von komplexem Gelände mit der Multiplikation eines Korrekturfaktors für die Turbulenzstruktur C_{CT} zu erfassen. Dieser zusätzliche Faktor wird mit der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität multipliziert und kann einen minimalen Wert von 1,0 und einen maximalen Wert von 1,15 aufweisen. Der exakte Wert ergibt sich daraus, wie viel Energie (in %) in komplexen Sektoren erzeugt wird. Ist der Anteil kleiner als 5%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur $C_{CT}=1$, beträgt hingegen der Anteil mehr als 15%, so ist der Wert für die Turbulenzstruktur auf 1,15 festgelegt. Zwischen diesen Werten verhält sich C_{CT} linear. Die Bestimmung des Turbulenzstrukturwertes erfolgt gemäß IEC (IEC, 2010) richtungsabhängig. Für eine vereinfachte Herangehensweise wird ein worst-case-Szenario geschaffen, in dem jedem 30° Sektor, der als komplex bewertet wird, ein Turbulenzstrukturwert von 1,15 zugeordnet wird.

Zur Bestimmung der Komplexität eines Standortes müssen die Neigung des Terrains und die Abweichungen der Topographie des Geländes von einer angenäherten Ebene berechnet werden. Die notwendigen Ebenen laufen durch den Fußpunkt des geplanten WEA-Standortes und nähern innerhalb von bestimmten Abständen für Windrichtungssektoren das Gelände an. In Summe ist ein Standort dann komplex, wenn mindestens 15% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 13 nicht erfüllen. Als nicht komplex wird ein Standort dann betrachtet, wenn nicht mehr als 5% der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 13 nicht erfüllen.

Windenergieprojekt Ablass – Komplexitätskriterien

Abstand von der WEA	Sektoramplitude	Größte Steigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung
< 5 NH	1 Sektor a 360°	< 10°	< 0,3 NH
< 10 NH	12 Sektoren a 30°		< 0,6 NH
< 20 NH	12 Sektoren a 30°		< 1,2 NH

Tabelle 13 Komplexitätskriterien nach IEC 61400-1 von 2010 (IEC, 2010)

Mit den Höhendaten aus Kapitel 2.5 können die Bewertungen der Komplexität für jeden geplanten Standort entsprechend der Kriterien der Tabelle 13 durchgeführt werden. Von den geplanten WEA-Standorten unterschreiten alle die Kriterien in Tabelle 13, so dass der gesamte Windpark als nicht komplex eingestuft werden kann.

Dieses hat zur Folge, dass gemäß der DIBt-Richtlinie von 2012 (DIBt, 2015) das vereinfachte Verfahren für alle geplanten Standorte zur Anwendung kommt.



3.2 Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50}

Die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} kann gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 (DIBt, 2015) auf zwei unterschiedlichen Wegen erfolgen. Der einfachere Weg ist der Nachweis der in der Typenprüfung festgelegten Windzone per Windzonenkarte der DIBt (DIBt, 2021). Die DIBt gibt eine Windzonenkarte heraus, in welcher die Bundesländer und Landkreise, teilweise sogar einzelne Gemeinden den vier Windzonen zugeteilt sind. Ist die in der Windzonenkarte dargestellte Windzone kleiner oder entspricht diejenige der Typenprüfung, so ist eine exaktere Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht notwendig.

An Standorten, an denen die Windzone der Typenprüfung kleiner ist als diejenige der Windzonenkarte, ist eine genauere Berechnung dieser 50-Jahreswindgeschwindigkeit notwendig. Dieses ist gemäß der DIBt der zweite, jedoch deutlich umfangreichere Weg des Nachweises.

Gemäß der Windzonenkarte liegen alle geplanten WEA-Standorte in der Windzone 2. Da in der Tabelle 4 die Windzone der Auslegung als 5 festgehalten ist, kann die einfache Überprüfung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} nicht auf Basis des Vergleichs der Windzonen erfolgen. Stattdessen ist auf Basis der Einteilung der Windzone gemäß Windzonenkarte und der Geländekategorie gemäß Standortbesichtigung und –einstufung die extreme Windgeschwindigkeit v_{50} zu berechnen. Die entsprechenden theoretischen Zusammenhänge sind in der DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) festgehalten.

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz

Bezeichnung	WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Windzone gemäß DIBt 2012	Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ [m/s]	Geländekategorie	Extreme Windgeschwindigkeit v_{50} [m/s]
WEA 1	VE170/5.6MW	165	WZ 2	25,0	II	39,2
WEA 2	E-160 EP5 E3	166,6	WZ 2	25,0	II	39,2
WEA 3	E-160 EP5 E3	166,6	WZ 2	25,0	II	39,2
WEA 4	E-160 EP5 E3	166,6	WZ 2	25,0	II	39,2
WEA 5	E-160 EP5 E3	166,6	WZ 2	25,0	II	39,2
WEA 6	E-160 EP5 E3	166,6	WZ 2	25,0	II	39,2

Tabelle 14 Extreme Windgeschwindigkeit v_{50} auf Nabenhöhe nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 (DIN, 2010) für die geplanten Standorte im WP Ablass-Jeesewitz

Die ermittelten Werte der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} sind in Tabelle 14 dargestellt und der Vergleich mit den Auslegungswerten aus Tabelle 4 für v_{ref} zeigt, dass diese extremen Windgeschwindigkeiten oberhalb der Auslegung liegen. In diesem Zuge ist eine externe Extremwindabschätzung bei der Fa. anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (ANEMOS, 2021) mit beauftragt worden. Anstelle der Herangehensweise der DIN über Windzone und Geländekategorie basiert die Extremwertabschätzung auf einer langjährigen Reanalysezeitreihe (24 Jahre) mit einem Zeitintervall von 10 Minuten. Auf dieser Basis wird dann mit Hilfe einer Gumbel-Verteilung eine Extremwertberechnung für den Standort mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit durchgeführt, was für die Standorte mit geringerer mittlerer Windgeschwindigkeit als eher konservativ betrachtet werden kann. Das Ergebnis dieser externen Extremwindabschätzung lautet, dass an den geplanten Standorten eine extreme Windgeschwindigkeit von 33,8 m/s zu erwarten ist. Aufgrund dieser qualitativ ermittelte Abschätzung kann die Standsicherheit für alle geplanten WEA hinsichtlich der extremen Windgeschwindigkeit nachgewiesen werden, da der ermittelte Wert hieraus nach anemos (ANEMOS, 2021) für alle geplanten WEA unterhalb der Auslegung liegt.



3.3 Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave}

Gemäß Punkt 16.2.b der DIBt 2012 ist ebenfalls die Bestimmung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe zur weiteren Beurteilung der Standorteignung erforderlich. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit lässt sich ebenfalls auf zwei Wegen ermitteln: Sind die in den Tabellen 6-11 genutzten Winddaten exakt für die geplante Nabenhöhe zutreffend, so kann daraus auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe für jeden WEA-Standort ermittelt werden. Stammen die Winddaten nicht aus der geplanten Nabenhöhe, so müssen selbst bei nur geringfügigen Höhendifferenzen Umrechnungen stattfinden, die auf einem in der DIBt 2012 dargestellten Verfahren basieren. Für das Verfahren ist jedoch die Bestimmung der extremen Windgeschwindigkeit v_{50} in Kapitel 3.2 notwendig.

Da die vorliegenden Winddaten in den Tabellen 6-11 mit dem anerkannten Windfeldmodell FITNAH-3D für die geplante Nabenhöhe ermittelt worden sind, kann der einfachere Weg gewählt werden. Die sich aus dem Modell ergebenden Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter k der Weibullverteilung in Nabenhöhe sind für die geplanten Standorte in der Tabelle 15 dargestellt.

Da alle geplanten Standorte gemäß Komplexitätsprüfung als nicht komplex eingestuft werden, kann das vereinfachte Verfahren entsprechend dem Punkt 16.2.b der DIBt 2012 Anwendung finden. Hiernach ist nachzuweisen, dass die Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe an den jeweiligen WEA-Standorten mindestens 5% unterhalb derjenigen Windgeschwindigkeit der Auslegung liegt. Ist der Formparameter k der Weibullverteilung jedoch größer als 2, so muss nur nachgewiesen werden, dass die Jahreswindgeschwindigkeit unterhalb derjenigen der Auslegung liegt.

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz

Bezeichnung	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	Formparameter k der Weibull-Verteilung [-]
WEA 1	7,3	2,05
WEA 2	7,5	2,05
WEA 3	7,4	2,06
WEA 4	7,5	2,05
WEA 5	7,4	2,05
WEA 6	7,4	2,04

Tabelle 15 Mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten und Formparameter k der Weibullverteilung an den geplanten Standorten im WP Ablass-Jeesewitz auf Basis der FITNAH-Modellierung

Die in Tabelle 15 dargelegten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten liegen für alle Standorte unterhalb der in der Auslegung definierten Windgeschwindigkeit, so dass folglich die Standsicherheit der geplanten WEA gewährleistet ist.



3.4 Bestimmung der Turbulenzintensitäten

Die Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten an jedem geplanten WEA-Standort sowie an den Standorten der Vorbelastung ist ein maßgeblicher Bestandteil des Standsicherheitsnachweises. Bei der effektiven Turbulenzintensität handelt es sich um eine fiktive Größe, die sich aus zwei wesentlichen Größen zusammensetzt. Nach der IEC 2010 (IEC, 2010) ist dieses einerseits die repräsentative Turbulenzintensität, welche wiederum nur eine rechnerische Größe ist. Diese Turbulenzintensität geht aber auf die mess- und damit belegbare Umgebungsturbulenzintensität zurück (s. Kap. 3.4.1). Die andere Komponente der effektiven Turbulenzintensität stellt die von weiteren WEA in der Umgebung induzierte Belastung dar (s. Kap. 3.4.2).

3.4.1 Umgebungsturbulenzintensität, charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität

Unter der Umgebungsturbulenzintensität versteht man jene Turbulenz, welche bei freier Anströmung einer WEA durch die Überströmung der Topographie erzeugt wird. Die Turbulenzintensität ist dabei definiert als der Quotient der Standardabweichung einer Windgeschwindigkeitszeitreihe und dem 10-Minuten-Mittelwert dieser Windgeschwindigkeitszeitreihe. Wurden an einem Windmessmast entsprechende Daten aufgezeichnet, so lässt sich daraus ein Wert für die Umgebungsturbulenzintensität ermitteln.

Um die Umgebungsturbulenzintensitäten an den WEA-Standorten modellieren zu können, werden die in den Kapiteln 2.3 und 2.5 erwähnten Eingangsdaten benötigt, die um jeden Standort herum Informationen zu Waldgebieten, Siedlungen, Städten, Gewerbegebiete oder Freiflächen liefern. Ausgehend von diesen Landnutzungsdaten werden in 12 Sektoren für jeden WEA-Standort mittlere Rauigkeitslängen mit dem Abstand vom jeweiligen WEA-Standort gewichtet berechnet. Diese Berechnung sowie die sich daraus zu berechnenden Umgebungsturbulenzintensitäten werden mit Hilfe von WAsP und WAsP Engineering (DTU, 2020) gewonnen.

Wie schon in Kapitel 3.4 erwähnt wird zur Berechnung der effektiven Turbulenzintensität nicht die Umgebungsturbulenzintensität, sondern eine daraus abgeleitete Größe benötigt. Für Standsicherheitsnachweise nach der DIBt von 2004 wurde noch die charakteristische Turbulenzintensität benötigt. Diese setzt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität zusammen. Für Standsicherheitsnachweise, die nach den Richtlinien der DIBt von 2012 bzw. IEC von 2010 erstellt werden sollen, ist hingegen die repräsentative Turbulenzintensität erforderlich.

Da in der Regel die Werte für die Umgebungsturbulenzintensität modellbasiert berechnet und nicht gemessen werden, können die Werte für die charakteristische und repräsentative Turbulenzintensität auf vergleichsweise einfachem Wege berechnet werden. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich demnach aus der Addition der Umgebungsturbulenzintensität und dem 1,2-fachen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Für die repräsentative Turbulenzintensität hingegen ändert sich der Faktor für die Standardabweichung vom 1,2-fachen auf das 1,28-fache.

Entsprechend des Punktes 16.2.a der DIBt (DIBt, 2015) ist die Berechnung der mittleren Umgebungsturbulenzintensität sowie die dazugehörige Standardabweichung bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s gefordert. Aus den Werten lassen sich dann die Werte der charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten bestimmen. In der Tabelle 16 sind beispielhaft für einen WEA-Standort im WP die ermittelten charakteristischen und repräsentativen Turbulenzintensitäten dargestellt.



Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Standort WEA 3

Richtungssektoren	Charakteristische Turbulenzintensität [%]	Repräsentative Turbulenzintensität [%]
N	13,8	13,9
NNO	14,1	14,3
ONO	13,9	14,1
O	14,1	14,3
OSO	13,9	14,1
SSO	13,6	13,8
S	13,6	13,8
SSW	13,6	13,8
WSW	14,4	14,6
W	13,9	14,1
WNW	13,9	14,1
NNW	13,8	13,9

Tabelle 16 Beispielhafte charakteristische und repräsentative Turbulenzintensitäten für geplanten Standort WEA 3 in 166,6 m Nabenhöhe bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s

3.4.2 Effektive Turbulenzintensitäten

Wie in den vorherigen Kapiteln schon beschrieben ergibt sich die effektive Turbulenzintensität aus der Addition der repräsentativen bzw. charakteristischen Turbulenzintensität und der durch benachbarte WEA hervorgerufenen induzierten Belastung.

Auf die Berechnung der WEA-induzierten Belastung nimmt eine weitere Größe enormen Einfluss. Hierbei handelt es sich um eine spezifische Charakteristik des Materials der turbulenzverursachenden Komponenten einer WEA. Dieser Koeffizient wird als Wöhlerlinien-Koeffizient bezeichnet und in der Regel mit einem Wert von $m = 10$ festgelegt (KUNTE, 2009). Der Wöhlerlinien-Koeffizient variiert je nachdem, wie viel Volumen-% Faseranteil in den glasfaser- bzw. kohlefaserverstärkten Kunststoffen enthalten sind. Für einen Faseranteil von 30 bis 50 Volumen-% ist nach einer Studie von Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH (GLIS, 2010) ein Wert von $m = 10$ anzusetzen. Für Faseranteile, die weniger als 30 Volumen-% bzw. mehr als 50 Volumen-% aufweisen, kann der Wert von m variieren. Insgesamt ist festzuhalten, dass der Wöhlerlinien-Koeffizient materialabhängig ist und jeder WEA-Hersteller unterschiedliche Materialien bzw. Materialkombinationen nutzt. Sofern nicht anders vom Auftraggeber oder WEA-Hersteller angegeben, wird für die folgenden Berechnungen der effektiven Turbulenzintensitäten ein Wöhlerlinien-Koeffizient von $m = 10$ angenommen (KUNTE, 2009).

Wie in Tabelle 1 schon dargestellt wird, sind die effektiven Turbulenzintensitäten sowohl in der IEC 61400-1 Ed.2 als auch in der Ed.3 windgeschwindigkeitsabhängig. Dieses hat zur Folge, dass für jedes Windgeschwindigkeits-BIN ein Wert für die effektive Turbulenzintensität ermittelt werden muss. Um diesen Bereich einzugrenzen ist gemäß der IEC (IEC, 2010) und der DIBt 2012 (DIBT, 2015) nur der Bereich von $0,2 \cdot 0,4 v_{ref}$ zu betrachten. Basierend auf den in der Auslegung festgelegten Werte für v_{ref} (s. Tab. 4) ergibt sich somit ein Windgeschwindigkeitsbereich von 7,5 m/s bis 15,0 m/s. Da erfahrungsgemäß Anlagenhersteller einen größeren Bereich als Eingangsparameter für ihre Lastberechnung verwenden, wird der Windgeschwindigkeitsbereich auf 3 m/s bis 28 m/s ausgeweitet.

Die BIN-genaue Darstellung der effektiven Turbulenzintensitäten hat zudem noch den weiteren Vorteil, dass durch Darstellung die ermittelten Werte für standortspezifische Nachweise der Betriebslasten durch den Anlagenhersteller genutzt werden können, sofern sich dies als erforderlich heraus-



stellt. Ist der Nachweis der Betriebslasten für die geplanten WEA notwendig, deren Auslegungen nach den Richtlinien der DIBt von 2004 oder 2012 erstellt worden sind, so sind die aufgeführten windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse für den Nachweis der Lasten zwingend anzuwenden.

Die Tabellen 17 bis 19 zeigen die ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten für die WEA der Vorbelastung und der Planung nach dem Zubau durch die geplanten WEA.

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Bestand Teil 1

Windgeschwindigkeit [m/s]	IEC 61400-1 Ed.3, A [%]	VB 1 [%]	VB 2 [%]	VB 3 [%]	VB 4 [%]	VB 5 [%]	VB 6 [%]	VB 7 [%]	VB 8 [%]	VB 9 [%]	VB 10 [%]	VB 13 [%]
3	41,9	21,2	22,7	26,3	26,3	23,6	22,0	20,5	19,8	22,5	25,7	22,8
4	34,4	20,9	22,6	25,6	25,7	23,6	21,8	20,2	19,5	22,2	25,2	22,3
5	29,9	20,5	22,3	24,9	25,2	23,5	21,5	19,9	19,2	21,9	24,8	21,7
6	26,9	20,0	22,1	24,5	24,9	23,6	21,1	19,6	19,0	21,7	24,5	21,3
7	24,8	19,5	22,0	23,9	24,4	23,6	20,7	19,3	18,7	21,5	24,1	20,9
8	23,2	18,9	22,0	23,1	23,7	23,7	20,2	18,9	18,5	21,2	23,7	20,3
9	22,0	18,2	21,9	22,1	22,8	23,7	19,6	18,4	18,2	20,9	23,1	19,4
10	21,0	17,5	21,5	21,0	21,7	23,7	19,0	18,0	17,9	20,6	22,6	18,4
11	20,1	16,9	20,8	19,9	20,7	23,7	18,3	17,7	17,7	20,3	22,2	17,2
12	19,5	16,5	20,0	19,0	19,8	23,7	17,5	17,3	17,5	20,1	21,0	16,5
13	18,9	16,2	19,2	18,4	19,0	23,4	16,8	16,9	16,8	19,1	19,7	16,0
14	18,4	16,0	18,5	17,9	17,9	21,8	16,0	16,5	16,4	18,4	18,6	15,7
15	18,0	15,9	18,0	17,6	17,2	20,8	15,7	16,3	16,2	17,9	17,9	15,6
16	17,6	15,9	17,7	17,4	16,6	20,1	15,5	16,2	16,1	17,5	17,4	15,5
17	17,3	15,9	17,4	17,3	16,2	19,6	15,4	16,1	16,0	17,2	17,0	15,5
18	17,0	15,9	17,2	17,2	15,9	19,1	15,4	16,1	16,0	17,0	16,7	15,5
19	16,7	15,8	17,0	17,0	15,7	18,6	15,4	16,0	16,0	16,8	16,4	15,4
20	16,5	15,7	16,8	16,9	15,5	18,3	15,3	16,0	16,0	16,6	16,2	15,4
21	16,3	15,6	16,6	16,7	15,4	17,9	15,2	16,0	15,9	16,4	16,0	15,3
22	16,1	15,4	16,2	16,4	15,2	17,5	15,1	15,9	15,8	16,3	15,9	15,1
23	15,9	15,1	15,9	16,0	15,2	17,1	15,0	15,9	15,7	16,2	15,7	14,9
24	15,7	14,7	15,5	15,6	15,1	16,6	14,9	15,8	15,6	16,0	15,5	14,5
25	15,6	14,3	14,2	15,0	15,1	16,1	14,7	15,7	15,3	15,9	15,3	14,2
	DIBt 1993 [%]	16,5	-	-	-	19,9	17,5	16,4	16,1	18,4	20,6	17,6

Tabelle 17 Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 10$ auf Nabenhöhe für die bestehenden WEA (Teil 1) **nach Zubau** durch die geplanten Standorte; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt und bei signifikanter Erhöhung gegenüber Vorbelastungsberechnung **rot** markiert; WEA mit ausgegrauten TI-Werten je BIN werden nach der DIBt 1993 beurteilt, wo dann nur der häufigkeitsgewichtete Mittelwert zu prüfen ist



Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Bestand Teil 2

Windgeschwindigkeit [m/s]	IEC 61400-1 Ed.3, A [%]	VB 24 [%]	VB 25 [%]	VB 26 [%]	VB 27 [%] (*)	VB 28 [%] (*)	VB 33 [%]
3	41,9	22,2	23,9	18,8	23,1	23,5	22,5
4	34,4	21,7	22,9	18,5	22,5	23,0	21,9
5	29,9	21,3	22,3	18,4	22,1	22,9	21,5
6	26,9	20,8	21,7	18,3	21,9	22,9	21,0
7	24,8	20,4	21,1	18,2	21,7	22,9	20,5
8	23,2	20,0	20,5	18,1	21,4	22,9	20,0
9	22,0	19,4	19,8	17,9	20,8	22,6	19,4
10	21,0	18,5	18,8	17,5	19,9	21,8	18,4
11	20,1	17,4	17,7	16,8	18,4	20,4	17,4
12	19,5	16,5	16,9	16,3	17,0	18,9	16,8
13	18,9	15,8	16,4	15,9	16,0	17,7	16,4
14	18,4	15,4	16,0	15,6	15,2	16,8	16,3
15	18,0	15,1	15,8	15,4	14,8	16,1	16,2
16	17,6	15,0	15,7	15,3	14,5	15,6	16,1
17	17,3	15,0	15,6	15,3	14,3	15,2	16,1
18	17,0	15,0	15,5	15,2	14,2	14,9	16,1
19	16,7	15,0	15,5	15,2	14,1	14,7	16,0
20	16,5	15,0	15,5	15,2	14,0	14,6	16,0
21	16,3	15,0	15,4	15,2	14,0	14,5	15,8
22	16,1	15,1	15,4	15,3	14,0	14,4	15,6
23	15,9	15,1	15,4	15,4	14,1	14,4	15,3
24	15,7	15,1	15,3	15,4	14,1	14,4	15,0
25	15,6	15,0	15,1	15,5	14,1	14,4	14,6
	DIBt 1993 [%]	18,7	17,4	-	-	-	18,8

Tabelle 18 Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 10$ auf Nabenhöhe für die bestehenden und fremdgeplanten WEA (Teil 2) **nach Zubau** durch die geplanten Standorte; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt und bei signifikanter Erhöhung gegenüber Vorbelastungsberechnung **rot** markiert; WEA mit ausgegrauten TI-Werten je BIN werden nach der DIBt 1993 beurteilt, wo dann nur der häufigkeitsgewichtete Mittelwert zu prüfen ist

(*): Dieser WEA-Typ ist nach DIBt S zertifiziert und weist WEA-spezifische Auslegungswerte auf, die aufgrund von Vertraulichkeiten jedoch nicht dargestellt werden können.


Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz – Planung

Windgeschwindigkeit [m/s]	IEC 61400-1 Ed.3, A [%]	WEA 1 [%]	WEA 2 [%]	WEA 3 [%]	WEA 4 [%]	WEA 5 [%]	WEA 6 [%]
3	41,9	25,2	23,6	25,7	26,5	25,9	24,8
4	34,4	24,2	23,0	25,1	25,9	25,3	24,0
5	29,9	23,6	22,3	24,4	25,5	24,7	23,5
6	26,9	23,2	22,0	24,2	25,4	24,7	23,3
7	24,8	22,6	21,8	23,9	25,3	24,6	23,0
8	23,2	21,9	21,5	23,4	24,9	24,4	22,4
9	22,0	20,9	20,8	22,6	24,2	23,8	21,7
10	21,0	19,8	19,9	21,8	23,3	23,1	20,9
11	20,1	18,6	18,3	20,7	22,3	21,4	20,2
12	19,5	17,5	17,1	19,9	21,1	20,2	19,2
13	18,9	16,7	16,2	19,2	20,1	19,1	18,3
14	18,4	15,9	15,5	18,0	19,1	18,2	17,5
15	18,0	15,4	15,1	17,3	18,3	17,6	17,0
16	17,6	15,1	14,8	16,7	17,7	17,0	16,6
17	17,3	14,8	14,6	16,2	17,0	16,6	16,2
18	17,0	14,7	14,4	15,9	16,5	16,1	16,0
19	16,7	14,6	14,3	15,5	16,3	15,8	15,8
20	16,5	14,5	14,2	15,3	16,0	15,5	15,7
21	16,3	14,5	14,2	15,1	15,7	15,3	15,6
22	16,1	14,5	14,2	14,9	15,4	15,0	15,5
23	15,9	-	14,2	14,8	14,9	14,5	15,4
24	15,7	-	14,2	14,7	14,7	14,4	15,4
25	15,6	-	14,3	14,7	14,4	14,4	15,2
26	15,4	-	14,4	14,4	15,1	14,5	15,0
27	15,3	-	14,5	14,5	14,7	14,6	14,9
28	15,2	-	14,7	14,6	14,7	14,7	15,0

Tabelle 19 Effektive Turbulenzintensitäten für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 10$ auf Nabenhöhe für die geplanten WEA; Überschreitung der Auslegungswerte **fett** gedruckt

Verglichen mit den Auslegungswerten aus der Tabelle 1 ergeben sich bereits für die Vorbelastung Überschreitungen im Windgeschwindigkeitsbereich von 3 m/s bis 25 m/s an einigen der bestehenden bzw. fremdgeplanten WEA. Diese Überschreitungen dürfen sich durch den Zubau nicht weiter erhöhen. Um zu gewährleisten, dass sich die effektiven Turbulenzintensitäten nicht weiter durch den Zubau erhöhen, sind Abschaltungen oder Leistungseinschränkungen der geplanten WEA zum Schutz der bereits bestehenden und fremdgeplanten WEA notwendig. Entsprechende Abschaltungen sind dem Kapitel 4 zu entnehmen.

Die Turbulenzintensitäten an den geplanten WEA-Standorten im WP Ablass-Jeesewitz sind in Tabelle 19 dargestellt und weisen im gesamten aufgezeigten Windgeschwindigkeitsbereich von 3 m/s bis 22 m/s bzw. 28 m/s für die WEA 1 und WEA 2 keine Überschreitungen auf. Für die WEA 3 bis WEA 6 hingegen sind Überschreitungen in Teilen des dargestellten Windgeschwindigkeitsbereichs ermittelt worden. Folglich sind für diese geplanten WEA Abschaltungen und/oder Leistungseinschränkungen notwendig. Entsprechende Abschaltungen sind dem Kapitel 4 zu entnehmen.



Die Standsicherheit der geplanten WEA ist unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 dargestellten Betriebsbeschränkungen nachgewiesen. Ebenfalls gilt dieses auch für alle bestehenden und fremdgeplanten WEA.

3.5 Weitere Windbedingungen

Die Kriterien der weiteren zu prüfenden Windbedingungen, welche den mittleren Höhenexponent, die mittlere Neigung der Anströmung sowie die Luftdichte umfassen, müssen für die geplanten WEA im WP Ablass-Jeesewitz nicht bestimmt werden, da aufgrund der nicht komplexen Einstufung ihrer Standorte das vereinfachte Verfahren nach DIBt 2012 (DIBt, 2015) zur Anwendung kommt.

Wäre mindestens ein geplanter WEA-Standort komplex, so müssten für diesen Standort die aufgelisteten weiteren Windbedingungen überprüft werden.

3.6 Modell- und Datenunsicherheiten

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung sind vereinfachte Annahmen und Randbedingungen getroffen bzw. definiert worden, um den Aufwand in einem angemessenen Rahmen halten zu können. Sämtliche getroffenen Vereinfachungen sind stets konservativ gewählt worden.

Die Realität kann durch den Einsatz von Modellrechnungen nur angenähert aber nie gänzlich erfasst werden. Folglich dienen die Modelle nur als Hilfsmittel zur Entscheidungsfindung. Die ermittelten Ergebnisse sind aufgrund der Vereinfachungen nur Orientierungswerte, welche ausschließlich unter den getroffenen Randbedingungen Gültigkeit haben.



4. Betriebseinschränkungen zur Einhaltung der Standsicherheit

Aus den Vergleichen zwischen Windbedingungen und Auslegungswerten ergeben sich für einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von $m = 10$ aufgrund der Überschreitungen bezüglich der Turbulenzintensitäten Abschaltungen und Leistungsreduzierungen. Die Tabellen 20 bis 23 beinhalten die Vorgaben zur Leistungsreduzierung der geplanten WEA im WP Ablass-Jeesewitz aufgrund der erhöhten effektiven Turbulenzintensitäten.

In Folge dieser Leistungsreduzierungen kann die Standsicherheit der geplanten WEA hinsichtlich der Turbulenzintensitäten untereinander gewährleistet werden.

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz - Standort WEA 3

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor ($0^\circ =$ geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Pitchwinkelverstellung
WEA 1	8	$157,5 \pm 10,5$ (147 – 168)	Mode 4
	9 – 13		Mode 8
WEA 4	11	$70,5 \pm 10,5$ (60 – 81)	BML-16s
	12		BML-19s
	13		BML-27s

Tabelle 20 Leistungseinschränkungen und Pitchwinkelverstellungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 3 im WP Ablass-Jeesewitz

Windenergieprojekt Ablass-Jeesewitz - Standort WEA 4

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor ($0^\circ =$ geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Pitchwinkelverstellung
WEA 3	7	$251,5 \pm 10,5$ (240 – 261)	BML-5s
	8		BML-25s
	9		BML-25s
	10		BML-30s
	11		BML-25s
	12		BML-24s
	13		BML-23s
	14		BML-22s
	15		BML-21s
	16		BML-19s
WEA 5	8	144 ± 8 (136 – 152)	BML-5s
	9		BML-16s
	10		BML-30s
	11		BML-17s

Tabelle 21 Leistungseinschränkungen und Pitchwinkelverstellungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 4 im WP Ablass-Jeesewitz


Windenergieprojekt Abblß-Jeesewitz - Standort WEA 5

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Pitchwinkelverstellung
WEA 1	8 – 11	245,5 ± 10,5 (235 – 256)	Mode 8
	12		Mode 6
	13		Mode 4
WEA 4	8	326,5 ± 10,5 (316 – 337)	BML-5s
	9		BML-8s
	10		BML-6s

Tabelle 22 Leistungseinschränkungen und Pitchwinkelverstellungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 5 im WP Abblß-Jeesewitz

Windenergieprojekt Abblß-Jeesewitz - Standort WEA 6

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Pitchwinkelverstellung
WEA 4	11	135,5 ± 10,5 (125 – 146)	BML-3s

Tabelle 23 Leistungseinschränkungen und Pitchwinkelverstellungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der geplanten WEA 6 im WP Abblß-Jeesewitz

Die in den folgenden Tabellen 24 bis 26 dargestellten Leistungsreduzierungen sind darauf zurückzuführen, dass an den bereits bestehenden oder fremdgeplanten WEA die Auslegungswerte der Turbulenzintensität schon vor dem Zubau teilweise überschritten werden und durch den Zubau noch erhöht werden. Im Zuge der Führung des Standsicherheitsnachweises sind die geplanten WEA in den jeweiligen Sektoren, in denen sie einen Einfluss auf die bestehenden oder fremdgeplanten WEA haben, so abzuschalten, dass die Turbulenzintensitäten an den bestehenden WEA das Ausgangsniveau vor Zubau erreichen bzw. nicht mehr die Auslegungswerte überschreiten.

Windenergieprojekt Abblß-Jeesewitz –Bestands-WEA-Standort VB 3

Definition der sektoriellen Betriebseinschränkungen

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Abschaltung
WEA 3	9	65,5 ± 10,5 (55 – 76)	BML-1s

Tabelle 24 Leistungseinschränkungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der bestehenden WEA VB 3 im WP Abblß-Jeesewitz

Windenergieprojekt Abblß –Bestands-WEA-Standort VB 4

Definition der sektoriellen Betriebseinschränkungen

Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Abschaltung
WEA 3	8	123,5 ± 10,5 (113 – 134)	BML-5s
	9		BML-9s
	10		BML-11s
	11		BML-15s
	12		BML-14s
	13		BML-9s

Tabelle 25 Leistungseinschränkungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der bestehenden WEA VB 4 im WP Abblß-Jeesewitz



Windenergieprojekt Ablaß –Bestands-WEA-Standort VB 10

Definition der sektoriellen Betriebseinschränkungen			
Standort	Windgeschwindigkeits-BINs [m/s]	Sektor (0° = geografisch Nord) [°]	Leistungseinschränkung / Abschaltung
WEA 3	3 – 12	135,5 ± 10,5 (125 – 146)	BML-15s
WEA 6	3 – 12	81,5 ± 10,5 (71 – 92)	BML-15s

Tabelle 26 Leistungseinschränkungen und Abschaltungen zur Gewährleistung der Standsicherheit der bestehenden WEA VB 10 im WP Ablaß-Jeesewitz



5. Fazit

Das Windenergieprojekt Ablaß-Jeesewitz in den Landkreisen Nordsachsen und Leipzig in Sachsen ist hinsichtlich der Standorteignung nach DIBt 2012 überprüft und bewertet worden. Zur Überprüfung ist durch den Auftraggeber ein Parklayout mit 6 geplanten WEA der WEA-Typen VE170/5.6MW mit einer Nabenhöhe von 165,0 m und E-160 EP5 E3 mit einer Nabenhöhe von 166,6 m vorgegeben worden. Zudem sind Angaben zu zurück zu bauenden WEA getätigt worden. Die geplanten WEA-Typen haben gemäß der DIBt eine Auslegung der Windzone nach S, weisen hinsichtlich der Turbulenzintensität aber eine Einstufung nach Klasse A der IEC 61400-1 auf.

Die Überprüfungen haben gezeigt, dass es hinsichtlich der extremen Windgeschwindigkeit auf Basis der standardüblichen Herangehensweise über Windzone und Geländekategorie Überschreitungen der Auslegungswerte gibt. Durch eine externe Extremwindabschätzung (ANEMOS, 2021) konnte jedoch gezeigt werden, dass die extremen Windgeschwindigkeiten für alle geplanten Standorten unterhalb der Auslegungswerte liegen, so dass die Standsicherheit der geplanten WEA unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen aus Kapitel 4 gewährleistet ist.

Für eine fortwährende Standsicherheit einiger bestehender WEA sind ebenfalls Betriebseinschränkungen der geplanten WEA notwendig, welche ebenfalls in Kapitel 4 gelistet sind.



Abweichungen zur DIBt 2012 bzw. zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01

In der vorliegenden gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standsicherheit des Windenergieprojektes Ablaß-Jeesewitz liegen keine Abweichungen zum akkreditierten Verfahren PB_07-03-01 und zur DIBt 2012 vor. Es handelt sich bei diesem Prüfbericht um eine akkreditierte Leistung nach dem akkreditierten Verfahren PB_07-03-01 und der DIBt 2012.



Geltungsvoraussetzungen und Disclaimer

Die Geltungsdauer der Ergebnisse wird durch das Windparklayout und durch die windklimatischen Bedingungen beeinflusst. Unter dem Begriff „Windparklayout“ sind Begriffe und Größen wie Standortkoordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe und Nennleistung zu verstehen. Windklimatische Einflussfaktoren sind hingegen die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, die sektoriellen Weibull-Parameter sowie die Umgebungsturbulenzintensität. Letztere Angaben entstammen einer FITNAH-3D-Windfeldmodellierung, welche generell durch Unsicherheiten in Höhe von 5 -10 % gekennzeichnet ist. Diese haben aber in diese Untersuchungen keinen Eingang gefunden, da wie gefordert nur mit den berechneten, mittleren Windverhältnissen gearbeitet wird. Es wird empfohlen, dass diese vorhandene Unsicherheit bei der Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt wird.

Wird eine dieser Größen im Rahmen der Planung durch den Auftraggeber geändert, so sind die bisherigen ermittelten Ergebnisse nicht mehr gültig und bedürfen einer erneuten Überprüfung unter Berücksichtigung der geänderten Parameter.

Ein Wechsel des WEA-Typs zieht oftmals eine ganze Reihe von weiteren Änderungen nach sich. Durch diesen Wechsel ist es möglich, dass sich die bisherige Turbulenzklasse ändert. Parallel dazu geht meistens eine Änderung der Nabenhöhe einher, was zu einer Änderung der windklimatischen Bedingungen führt.

Die Erstellung der gutachterlichen Stellungnahme zum Nachweis der Standorteignung erfolgt nach den dargestellten für den Standort anwendbaren Richtlinien unparteiisch, gemäß dem anzunehmenden Stand der Technik und mit bestem Wissen und Gewissen. Für die zugrunde gelegten Windverhältnisse und deren Auswertungen und Bewertungen werden seitens der Gutachter keine Garantien übernommen und die Ergebnisse haben nur unter den dargelegten Rahmenbedingungen Gültigkeit. Die gutachterliche Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung alleiniges Eigentum des Auftragnehmers. Es kann anschließend vom Auftraggeber im Rahmen von Antrags- und Genehmigungsverfahren verwendet werden. Die Veröffentlichung bzw. Vervielfältigung und Weitergabe der gutachterlichen Stellungnahme bzw. von Auszügen oder Ergebnissen an Dritte bedarf des schriftlichen Einverständnisses von GEO-NET.



Abkürzungen

Darstellung der im Bericht verwendeten Abkürzungen:

BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DLC	Auslegungslastfall (D esign L oad C ase)
FITNAH	F low over I rregular T errain with N atural and A nthropogenic H eat Sources
GIS	Geo - Informationssysteme (engl. Geographic Information Systems)
IEC	International Electrotechnical Commission
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Center for Environmental Prediction
NH	Nabenhöhe
UTM-K Z	Universal Transverse Mercator Koordinaten Zone
ü.G.	über Grund
ü. NN	über Normalnull (Meeresniveau)
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark
WPA	Windparkareal



Quellen

- ANEMOS, 2021: Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Ablass / Jeesewitz, Berichts-Nr.: 21-245-7021720-Rev.00-EX-PP, 04.11.2021, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, Reppenstedt.
- DIBt, 1993: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Juni 1993, 2. Aufl., 1995, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2004: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), März 2004, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2015: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Oktober 2012 – korrigierte Fassung März 2015, Berlin, Deutschland.
- DIBt, 2021: Zuordnung der Windzonen zu Verwaltungsgrenzen, Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Stand 05.Juli 2021, https://www.dibt.de/fileadmin/dibt-web-site/Dokumente/Referat/P5/Technische_Bestimmungen/Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx (Abrufdatum: 18.10.2021)
- DIN, 1991: Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Deutsches Institut für Normung e.V.; Berlin.
- DIN, 2006: Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005) Edition 3, DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1), Juli 2006, Berlin, Deutschland.
- DTU, 2020: Programmpakete WAsP (Version 11) und WAsP Engineering (Version 4), DTU Wind Energy, Roskilde, Denmark.
- EEA, 2019: Corine Land Cover 2018, Corine-Datensatz zur Nutzungsstruktur, European Environment Agency (EEA), Kongens Nytorv 6, 1050 Copenhagen K, Dänemark
- EMD, 2020: Programmpaket windPRO Version 3.4, EMD International A/S.
- ENERCON, 2021: Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 / 5560 kW, Dokument-ID: D02251887/3.0-de, 18.08.2021, Enercon GmbH, Aurich.
- FRANSEN, S. T., 2007: Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters, Risø National Laboratory., Wind Energy Department, January 2007, Roskilde, Denmark.
- GEO-NET, 2021a: Standortinformationen zu umliegenden (Vergleichs-)Windparks, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GEO-NET, 2021b: Weibullinformationen zu betrachteten WEA-Standorten, GEO-NET Umweltconsulting GmbH, Eigene Erhebung
- GeoSN, 2021: Digitales Geländemodell (DGM) mit Rasterweite 20 m und Topographische Karte 1:25.000, Normalausgabe, Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN), Dresden.
- GLIS, 2010: Guidelines for the Certification of Wind Turbines, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, 2010, Hamburg, Deutschland.
- IEC, 1999: Wind turbines – Part 1: Design requirements; Edition 2; IEC 61400-1, 1999-02, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- IEC, 2010: IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines – Part 1: Design requirements, Edition 3, 2010-10, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- KUNTE, A., 2009: Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30, Seevetal, Deutschland.
- VDI, 1999: Umweltmeteorologie – Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht, VDI 3783 Blatt 12, 1999, Düsseldorf, Deutschland.
- VENSYS, 2020: Technical Short Description Wind Turbine VENSYS 170, Name of the document: Technical Short Description_VENSYS 170_5.6MW_Rev.B, 23.06.2020, VENSYS Energy AG, Neunkirchen.
- WK-M-A, 2021: WEA-Typen und Standorte im WP Ablass-Jeesewitz sowie im WPA Mügeln-Ablass-Jeesewitz-Sitten, Windkraft Mügeln-Ablass GmbH, Mügeln, Schriftliche Mitteilung