

GUTACHTEN ZUR STANDORTEIG- NUNG

NE-25-132797, Rev. 1

Gutachterlicher Nachweis der Standorteignung für den
Windpark WP Marsberg-Meerhof mit insgesamt 3 geplan-
ten WEA vom Typ E-175 EP5 E2 am Standort Marsberg

Datum:

03.12.2025

Auftraggeber:

WestfalenWind Verwaltungs GmbH II
Vattmannstraße 6
33100 Paderborn

Bearbeiter*in:

Tino Senkler, M.Sc.

noxt! engineering GmbH
Knollstraße 15 · 49088 Osnabrück
Tel.: +49 (0)541-2019 9800
E-Mail: engineering@noxt.de
HRB-Nr.: 216557 · AG Osnabrück



Ehrenwörtliche Erklärung

Der nachfolgende Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen mit größter Sorgfalt nach den derzeit geltenden Richtlinien erstellt und beinhaltet den anerkannten Stand der Technik. Die Ergebnisse basieren auf Daten, welche die noxt! engineering GmbH von Dritten zur Verfügung gestellt bekommen hat. Dieses sind u.a. Hersteller von Windenergieanlagen, Landesvermessungsämter und der Auftraggeber selbst. Die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität dieser Daten sowie die Repräsentativität der Winddaten kann durch die noxt! engineering GmbH nicht geprüft werden. Eine Haftung für diese Daten kann die noxt! engineering GmbH dementsprechend nicht übernehmen. Es ist die Pflicht des Auftraggebers, umfassend und wahrheitsgemäß zu informieren und entsprechende Daten bereitzustellen. Wir weisen den Auftraggeber darauf hin und er erkennt an, dass alle seine Entscheidungen, sei es kommerziell, technisch, steuerlich oder rechtlich, auf dem dieses Dokument basiert, in seiner alleinigen Verantwortung liegen. Die noxt! engineering GmbH ist von jeglicher Haftung ausgenommen, die auf den Daten Dritter basiert. Der Auftraggeber wird noxt! engineering GmbH insoweit von jeder Haftung freistellen.

Der Bericht enthält insgesamt 79 Seiten. Das Gutachten bleibt bis zur Übergabe und vollständiger Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der noxt! engineering GmbH. Eine Veröffentlichung oder Vervielfältigung, sowie die Weitergabe des Gutachtens oder Auszüge, bzw. Ergebnisse dessen an Dritte bedarf unter Angabe des Zweckes zuvor das schriftliche Einverständnis der noxt! engineering GmbH. Authentisch ist dieses Dokument nur mit Originalunterschriften. Bezüglich der Urheberrechte verweisen wir auf die jeweils gültigen noxt! engineering GmbH Beraterbedingungen. Diese finden Sie unter engineering.noxt.de/agb.

Osnabrück, 03.12.2025
noxt! engineering GmbH



noxt! engineering GmbH

📍 Knollstraße 15, 49088 Osnabrück

☎ +49 541 20 1998 00

✉ engineering@noxt.de

🌐 www.engineering.noxt.de

Firmenstempel

Erstellt durch
(Tino Senkler, M.Sc.)

geprüft und freigegeben durch
(Theresa Steinert, B.Sc.)

1 Zusammenfassung

1.1 Neu geplante WEA

Am Standort Marsberg wurde die noxt! engineering GmbH beauftragt eine Prüfung zur Standorteignung durchzuführen und zu bewerten. Dabei wurden gemäß den Vorgaben der DIBt 2012 [Deu15] die effektive Turbulenzintensität und weitere Standortparameter berechnet, um den Standort einzustufen. Der Vergleich mit den entsprechenden Auslegungswerten hat gezeigt, dass ...

- die neu geplante WEA Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit im Vergleich zur Auslegungsgeschwindigkeit aufweist (siehe Ergebnisse in Tabelle 6.1).
- die neu geplante WEA keine Überschreitung der 50-Jahres Windgeschwindigkeit im Vergleich zu den Auslegungswerten aufweist (siehe Ergebnisse in Tabelle 6.2).
- die neu geplante WEA Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität im Vergleich zur Auslegungsturbulenz aufweist (siehe Ergebnisse in Tabelle 6.10).

Die im folgenden Bericht verwendeten Abkürzungen und Formelzeichen sind im Anhang A und im Anhang B aufgeführt und erläutert.

Tabelle 1.1: Zusammenfassung der Ergebnisse für die neu geplanten WEA gemäß DIBt 2012 [Deu15]

ID	Hersteller	Anlagentyp	LD [a]	NH [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]	MLA	WSM	Standort- eignung
WEA M1	Enercon	E-175 EP5 E2	25	174,5	491.987,0	5.708.656,0	Ja	Nein	Ja
WEA M2	Enercon	E-175 EP5 E2	25	174,5	492.291,0	5.708.328,6	Ja	Ja	Ja
WEA M3	Enercon	E-175 EP5 E2	25	174,5	492.348,0	5.707.931,0	Ja	Nein	Ja

Eine gültige Überprüfung der standortspezifischen Lasten wurde für die WEA in einer externen detaillierten Lastrechnung durchgeführt. Diese basierte auf der geplanten Konfiguration gemäß Tabelle 4.1 und den Ergebnissen aus den Kapiteln 5 und 7, die zur Verfügung gestellt wurden. In dieser Lastrechnung konnte festgestellt werden, dass die

Auslegungslasten gemäß den Herstellervorgaben nicht überschritten werden. Die Ergebnisse wurden von noxt! engineering GmbH auf Plausibilität überprüft und als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [Deu15] ist für die WEA unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die Auswertung zeigt auch, dass die Errichtung der WEA einen bedeutenden Effekt auf die Anlagen in Bezug auf die effektive Turbulenzintensität hat. Dies hat zur Folge, dass ein Windsektormanagement notwendig bleibt.

1.2 Bestehende WEA

Durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nach entsprechender Richtlinie konnte für die fünf Bestands-WEA die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachgewiesen werden.

Es treten gemäß DIBt 2012 [Deu15] Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität bei Bestands-WEA auf. Ein Vergleich zwischen der Situation vor und nach dem geplanten Zubau hat gezeigt, dass dieser keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA hat.

Tabelle 1.2: Zusammenfassung der Ergebnisse für die bestehenden WEA gemäß DIBt 2012 [Deu15]

ID	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]	MLA	WSM	Standort- eignung
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	492.778,0	5.707.241,0	Nein	Nein	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	492.810,0	5.706.622,0	Nein	Nein	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	493.128,0	5.707.498,0	Nein	Nein	Ja

Tabelle 1.2: Fortsetzung: Zusammenfassung der Ergebnisse für die bestehenden WEA gemäß DIBt 2012 [Deu15]

ID	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]	MLA	WSM	Standort- eignung
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	493.829,0	5.707.089,0	Nein	Nein	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	493.437,0	5.707.236,0	Nein	Nein	Ja

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	2
1.1	Neu geplante WEA	2
1.2	Bestehende WEA	3
2	Situation und Aufgabenstellung	11
3	Grundlagen	13
3.1	Standorteignungsnachweis durch Vergleich der Windbedingungen und Lasten	14
3.2	Standorteignungsnachweis: Komplexe vs. nicht komplexe Topografie	15
3.3	Prüfung des Einflusses der Neuplanung auf Bestandsanlagen	16
4	Eingangsdaten	18
4.1	Eingangsdaten WEA	18
4.2	Eingangsdaten Wind	20
5	Analyse des Standortes	22
5.1	Standortbesichtigung	22
5.1.1	Methodik	22
5.2	Bewertung der Komplexität	22
5.2.1	Methodik	22
5.2.2	Standortspezifisches Ergebnis	24
5.3	Geländekategorie	25
5.3.1	Methodik	25
5.3.2	Standortspezifisches Ergebnis	25
6	Vergleich der Windbedingungen	26
6.1	Mittlere Windgeschwindigkeit	26
6.1.1	Methodik	26
6.1.2	Standortspezifisches Ergebnis	27
6.2	50-Jahres-Windgeschwindigkeit	27
6.2.1	Methodik	27
6.2.2	Standortspezifisches Ergebnis	29
6.3	Luftdichte	29
6.3.1	Methodik	29
6.3.2	Standortspezifisches Ergebnis	30

6.4	Höhenexponent	30
6.4.1	Methodik	30
6.4.2	Standortspezifisches Ergebnis	31
6.5	Schräganströmung	31
6.5.1	Methodik	31
6.5.2	Standortspezifisches Ergebnis	32
6.6	Umgebungsturbulenzintensität	32
6.6.1	Methodik	32
6.6.2	Standortspezifisches Ergebnis	34
6.7	Effektive Turbulenzintensität	35
6.7.1	Methodik	35
6.7.2	Standortspezifisches Ergebnis	38
6.7.3	Ergebnis für Bestandsanlagen	41
6.8	Extremwert der Turbulenzintensität	47
6.8.1	Methodik	47
6.8.2	Standortspezifisches Ergebnis	47
7	Nachweis der Standorteignung	49
7.1	Standorteignung neu geplante WEA	49
7.2	Betriebsbeschränkungen	50
7.3	Nachweis durch Vergleich der Lasten	50
7.4	Bestandsanlagen	50
8	Gültigkeit der Ergebnisse	52
9	Interaktive Karte	53
10	Ortstermin	54
	Literaturverzeichnis	61
A	Abkürzungsübersicht	63
B	Formelzeichenübersicht	64
C	Abstandstabellen	66
D	Berechnete Windverteilungen	68
E	Effektive Turbulenzintensität ohne WSM	71

F Revisionsübersicht

79

Abbildungsverzeichnis

2.1	Lageplan des untersuchten Standortes Marsberg mit den untersuchten WEA. Zusätzlich sind die 10 D Umgebungen der geplanten WEA dargestellt. [Bun24]	12
4.1	Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort Marsberg-Meerhof (WV0)	21
5.1	Schematische Darstellung für die Komplexitätsanalyse am Standort gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19]	23
10.1	Standort:	54
10.2	Standort:	55
10.3	Standort:	55
10.4	Standort:	56
10.5	Standort:	56
10.6	Standort:	57
10.7	Standort:	57
10.8	Standort:	58
10.9	Standort:	58
10.10	Standort:	59
10.11	Standort:	59
10.12	Standort:	60
D.1	Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M1 (WV1)	68
D.2	Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M2 (WV2)	69
D.3	Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M3 (WV3)	70

Tabellenverzeichnis

1.1	Zusammenfassung der Ergebnisse für die neu geplanten WEA gemäß DIBt 2012 [Deu15]	2
1.2	Zusammenfassung der Ergebnisse für die bestehenden WEA gemäß DIBt 2012 [Deu15]	3
4.1	Zu untersuchende Windparkkonfiguration	18
4.2	Auslegungswerte der neu geplanten WEA	19
4.3	Auslegungswerte der Bestandsanlagen	19
4.4	Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV0	20
5.1	Schwellenwerte für die Geländekomplexitätskriterien gemäß [Deu19]	24
5.2	Ermittelte Geländekomplexitätskriterien der geplanten WEA	24
6.1	Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe (luftdichtekorrigiert) der geplanten WEA und Vergleich mit den Auslegungswerten	27
6.2	Windzonen und 50-Jahres-Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten WEA	29
6.3	Ermittelte Luftdichte auf Nabenhöhe der geplanten WEA	30
6.4	Ermittelter Höhenexponent der geplanten WEA	31
6.5	Ermittelte Schräganströmung der geplanten WEA	32
6.6	Quotienten der Turbulenzkomponenten zur Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters	34
6.7	Ermittelte repräsentative bzw. charakteristische Umgebungsturbulenzintensitäten (I_{rep} bzw. I_{char})	34
6.9	Angesetzte Richtlinien und Turbulenzklassen der neu geplanten WEA	38
6.10	Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.	39
6.13	Angesetzte Richtlinien und Turbulenzklassen der Bestands-WEA	42
6.14	Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.	43
6.18	Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten der geplanten WEA. Es wird der Standortwert (W) dargestellt.	47

7.1	Bewertung der Standorteignung für die neu geplanten WEA gemäß des Vereinfachten Verfahrens der DIBt 2012 [Deu15]	49
7.2	Betriebsbeschränkungen der WEA am Standort	50
7.3	Bewertung der Standorteignung für die WEA im Bestand	50
A.1	Abkürzungsübersicht	63
B.1	Formelzeichenübersicht	64
C.1	Abstände zwischen den WEA am Standort	66
C.2	Relative Abstände zwischen den WEA am Standort	67
D.1	Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV1	68
D.2	Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV2	69
D.3	Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV3	70
E.1	Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.	71
E.4	Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.	74
F.1	Revisionsübersicht	79

2 Situation und Aufgabenstellung

Am Standort Marsberg in Land Nordrhein-Westfalen plant die Firma WestfalenWind Verwaltungs GmbH II drei WEA vom Typ E-175 EP5 E2 zu errichten. In unmittelbarer Umgebung sind fünf WEA in Betrieb oder geplant. Der Kreis Hochsauerlandkreis ist für die Genehmigung der WEA zuständig. Für die geplanten WEA ist in diesem Bericht eine Standorteignung nachzuweisen.

Im beigefügten Lageplan sind die zu untersuchenden WEA am Standort dargestellt. Die Kreise kennzeichnen den 10-fachen Rotordurchmesser (10 D) um die geplanten WEA, die für die Bewertung der effektiven Turbulenzintensitäten und für die Einschätzung der Standortkomplexität relevant sind.

Der minimale Abstand am Standort zwischen WEA M2 und WEA M3 beträgt 401,7 m und der minimale relative Abstand am Standort tritt zwischen WEA M2 und WEA M3 auf und beträgt 2,30 D.

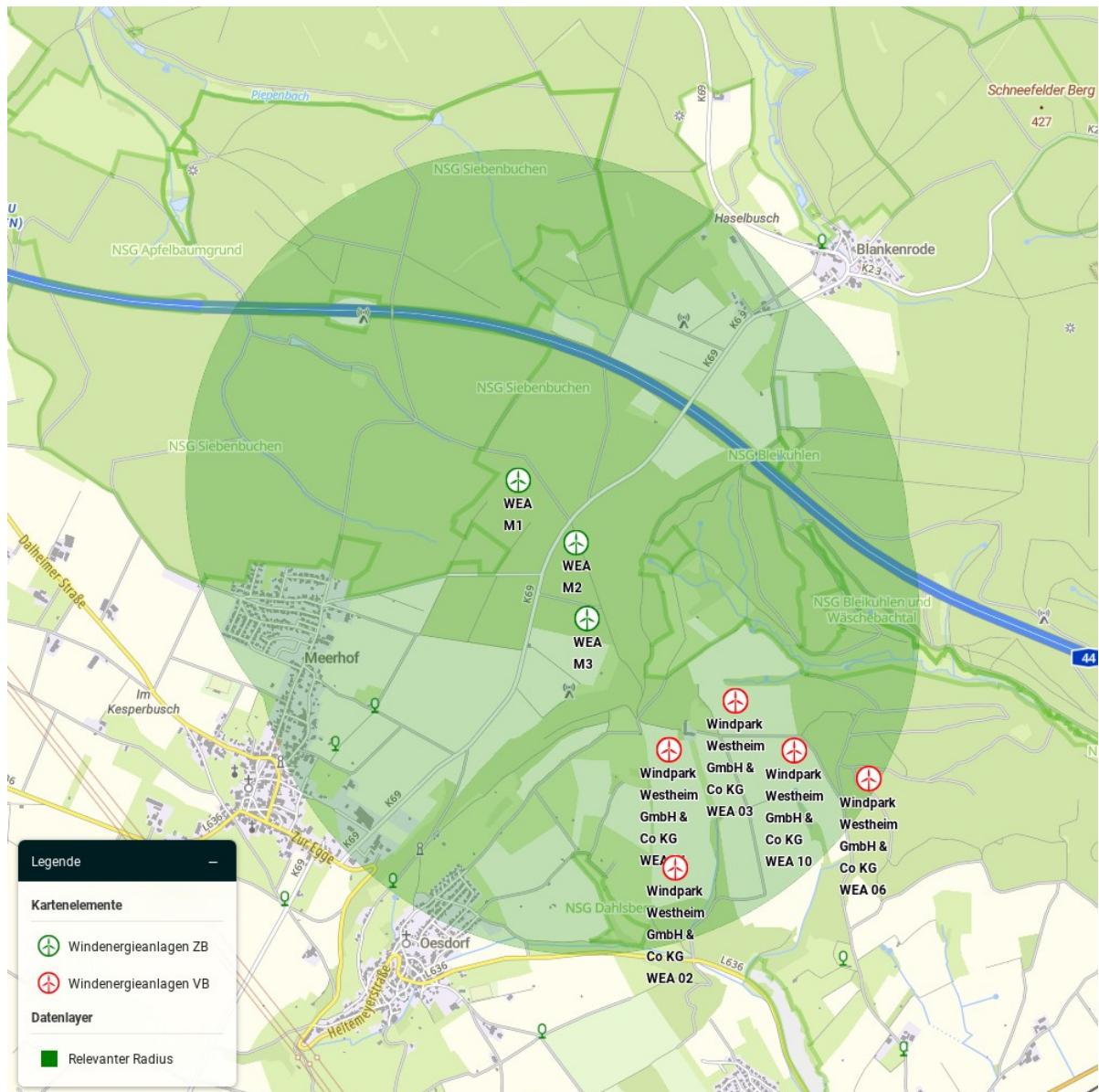


Abbildung 2.1: Lageplan des untersuchten Standortes Marsberg mit den untersuchten WEA. Zusätzlich sind die 10 D Umgebungen der geplanten WEA dargestellt. [Bun24]

3 Grundlagen

Windenergieanlagen (WEA) sind einer Vielzahl von Umweltbedingungen sowie elektrischer Einflüsse ausgesetzt. Neben den Windbedingungen spielen dabei auch Faktoren wie Temperatur, relative Luftfeuchte, Sonneneinstrahlung und Luftdichte eine maßgebliche Rolle, da diese direkte Auswirkungen auf die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb der WEA haben. Um ein angemessenes Sicherheits- und Zuverlässigkeitsniveau sicherzustellen, schreibt die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] vor, dass sowohl die elektrischen als auch die Umwelt- und Bodenparameter bei der Auslegung berücksichtigt und in den Auslegungsunterlagen eindeutig zu dokumentieren sind.

Die strukturelle Integrität einer WEA wird in besonderem Maße von den vorherrschenden Windbedingungen beeinflusst. Daher erfolgt im Rahmen der Anlagenauslegung eine Klassifizierung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit (WEA-Klasse I, II und III) sowie von den Turbulenzparametern (Turbulenzkategorie A+, A, B und C) gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19]. Diese Klassifizierung ermöglicht eine Anpassung der Konstruktion an die verschiedenen Umweltbedingungen. In Gebieten mit sehr starken und extremen Winden bei ansonsten mäßigem Windklima wird die Klasse T angewendet. WEA, die standortspezifische oder sehr extreme Bedingungen erfüllen müssen und/ oder bei denen der Auftraggeber eine Sonder-Sicherheitsklasse wünscht, können eine Auslegung nach WEA-Klasse S erfordern. In diesem Fall obliegt es dem Konstrukteur, die Wind- und Turbulenzparameter der Auslegung festzulegen.

Die definierten Klassen und Turbulenzkategorien legen Windgeschwindigkeiten und Turbulenzparameter fest, die die meisten Anwendungsfälle abdecken. Diese Parameter fließen direkt in die Last- und Sicherheitsbetrachtungen ein, sowohl im Normalbetrieb als auch bei extremen Windbedingungen. Dabei muss eine WEA so ausgelegt sein, dass diese den Bedingungen der ausgewählten WEA-Klasse sicher standhält.

Dennoch bieten die Auslegungsparameter keine exakte Darstellung für einen spezifischen Standort. Da Umgebungsbedingungen maßgeblich vom vorgesehenen Standort oder der Art des Standortes abhängen und auch bestehende WEA einen Einfluss auf die Standsicherheit der geplanten WEA haben können (und umgekehrt), ist es unabdingbar, die Integrität der Konstruktion stets unter Berücksichtigung der standortspezifischen Gegebenheiten zu prüfen.

3.1 Standorteignungsnachweis durch Vergleich der Windbedingungen und Lasten

Im Kontext der Auslegung von WEA wird der Nachweis der Standsicherheit von Turm und Gründung gemäß der jeweils geltenden DIBt-Richtlinie in Form einer Typen- oder Einzelprüfung geführt. Die Beurteilung der Standorteignung einer WEA erfordert den Nachweis, dass die Standortbedingungen die strukturelle Integrität nicht verletzen. Um die Anwendbarkeit einer Typenprüfung einer WEA für einen konkreten Standort nachzuweisen, ist der Abgleich der standortspezifischen Parameter mit den Parametern der Typenprüfung gemäß dem in der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] definierten Verfahren erforderlich. Sollten im Rahmen des Prüfverfahrens Inkongruenzen zwischen den Auslegungslasten der Typenprüfung und den standortspezifischen Lasten deutlich werden und die Typenprüfung folglich nicht mehr anwendbar sein, besteht die Möglichkeit einen neuen Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung im Rahmen einer Einzelprüfung zu führen. In diesem Fall findet der oben genannte Abgleich mit den Parametern der Einzelprüfung statt.

Der Nachweis beinhaltet eine umfassende Bewertung der topografischen Komplexität des Standortes sowie der vorherrschenden Windbedingungen. Die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] erlaubt hierbei zwei verschiedene Methoden zur Bewertung der strukturellen Integrität:

1. Nachweis der strukturellen Integrität anhand von Winddaten

Dies erfordert den Beleg, dass sämtliche im Verfahren der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] genannten Bedingungen weniger schwerwiegend sind als diejenigen, die bei der Auslegung der WEA angenommen wurden.

2. Der Nachweis der strukturellen Integrität durch Lastberechnungen basierend auf standortspezifischen Bedingungen

Hierbei ist die strukturelle Integrität für Bedingungen nachzuweisen, die jede für sich gleich oder schwerwiegender sind als die am Standort. Die Anwendung dieser Methode obliegt dem Anlagenhersteller oder einem Zertifizierer.

Sollte eine der Bedingungen strenger sein als die bei der Auslegung angenommenen, ist der Standorteignungsnachweis in jedem Fall mittels der zweiten Methode zu erbringen.

3.2 Standorteignungsnachweis: Komplexe vs. nicht komplexe Topografie

Vor der Bewertung der Windverhältnisse zur Prüfung der strukturellen Integrität einer Windenergieanlage (WEA) ist zunächst festzustellen, ob der geplante Standort als topografisch komplex oder nicht komplex einzustufen ist. Die Einstufung erfolgt gemäß den in der IEC festgelegten Verfahren zu Standortbewertung.

Nicht komplexe Standorte:

Für Standorte mit einfacher Topografie kann das vereinfachte Verfahren nach DIBt 2012 [Deu15] angewendet werden. Dieses dient als Alternative zur detaillierten Bewertung nach IEC-Norm und basiert auf folgenden Parametern:

- Mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave}
- Extremwinde am Standort
- Effektive Turbulenzen

Darüber hinaus ist der Ermittlung der Standortbedingungen eine Standortbe-sichtigung zu Grunde zu legen.

Komplexe Standorte:

Für Standorte mit schwieriger Topografie ist das umfassende Verfahren der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] anzuwenden. Zusätzlich zu den oben genannten Parametern werden weitere Daten benötigt:

- Schräganströmung β
- Höhenexponent α
- Luftdichte ρ
- Extreme Turbulenzen nach dem ETM Modell

Dieses Verfahren ist universell einsetzbar, aber vor allem bei komplexen Stand-orten erforderlich, da es eine detaillierte Last- und Risikobewertung ermöglicht.

3.3 Prüfung des Einflusses der Neuplanung auf Bestandsanlagen

Da die durch den Rotor einer WEA induzierte Nachlaufströmung die Turbulenzintensitäten an einer benachbarten WEA beeinträchtigen kann, sind neben den Umgebungsbedingungen auch die Einflüsse der WEA untereinander zu untersuchen. Dies gilt nicht nur für die geplanten WEA innerhalb eines Parks, sondern auch für benachbarte bestehende WEA. Die Berücksichtigung der durch den Nachlauf benachbarter WEA induzierten Turbulenzintensität (hierbei sind bestehende und fremdgeplante Anlagen inbegriffen) auf die zu prüfenden WEA, ist durch das Verfahren nach DIBt 2012 [Deu15] bzw. DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] abgedeckt. Allerdings ist auch der etwaige Einfluss der geplanten WEA auf die am Standort bereits bestehenden WEA zu prüfen, um deren strukturelle Integrität auch nach Zubau sicherzustellen.

Wenn unter unveränderten Randbedingungen WEA wegfallen oder in ihrem Betrieb eingeschränkt werden, resultieren stets gleichbleibende oder sogar niedrigere durch den Nachlauf induzierte Turbulenzintensitäten. In solchen Fällen bleiben die getroffenen Aussagen zur Standorteignung der Bestandsanlagen weiterhin gültig. Jedoch ist bei einem Zubau von WEA die Standorteignung der bereits existierenden Anlagen neu zu bewerten.

Für bereits genehmigte oder bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [Deu15], bei denen die Standorteignung bezüglich der standortspezifischen Windbedingungen im Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, erfolgt die Prüfung lediglich für Parameter, die durch neu hinzukommende Anlagen beeinflusst werden können. Dies beschränkt sich auf die effektive Turbulenzintensität (I_{eff}), da diese sich aus der Umgebungsturbulenzintensität und der Turbulenzintensität im Nachlauf benachbarter WEA zusammensetzt. Für Bestandsanlagen, die nach der DIBt 2004 [Deu04] oder 1993 [Deu93] typengeprüft (oder einzelgeprüft) wurden, darf bei einem Zubau oder einer Parkänderung der Nachweis der Standorteignung weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 [Deu04] erbracht werden. Im diesem Fall erfolgt gemäß DIBt 2004 [Deu04] die Bewertung der Standorteignung einzig durch den Nachweis der Einhaltung der Auslegungswerte der Turbulenzintensität. Das Verfahren der DIBt 2012 [Deu15] ist demnach umfangreicher und deckt die Mindestanforderungen der Prüfung nach DIBt 2004 [Deu04] ab.

Sollte die Prüfung eine signifikante Erhöhung der effektiven Turbulenzintensitäten an einer bestehenden WEA durch den Zubau zeigen, kann die Implementierung von Betriebsbeschränkungen notwendig sein, um die bestehenden Konstruktionen zu schützen. Diese Beschränkungen werden in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und -richtung, die die entsprechende Erhöhung verursachen, definiert. Die Reduktion der durch den Nachlauf induzierten Turbulenzintensität kann durch eine Herabsetzung des Betriebsmodus oder durch eine Abschaltung der windaufwärts gelegenen, verursachenden Anlage erreicht

werden. Alternativ zu der Abschaltung der verursachenden WEA, kann auch die windabwärts liegende, zu schützende WEA abgeschaltet werden. Auf diese Weise können die Lasten an der windabwärts liegenden WEA stärker reduziert werden, da die Lasten einer WEA im Betrieb stets höher sind als im abgeschalteten Zustand, auch wenn diese sich dabei in der Nachlaufströmung einer benachbarten WEA befindet.

4 Eingangsdaten

In den folgenden Abschnitten werden die Eingangsdaten, die zur Untersuchung der Standorteignung notwendig sind, aufgeführt. Dazu zählen die Winddaten auf der einen und die WEA-Daten auf der anderen Seite. Die Koordinaten in diesem Bericht werden generell im UTM Koordinatensystem in der Zone 32 angegeben. Der zugehörige EPSG Code ist 25832.

4.1 Eingangsdaten WEA

Die Beurteilung der Standorteignung erfolgt für die drei geplanten WEA. Bei der Berechnung wird auch der Einfluss auf die fünf benachbarten Bestandsanlagen berücksichtigt. [Ene25]

Tabelle 4.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

ID	Art	Hersteller	Anlagentyp	LD [a]	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	FEH [m]	D [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]
WEA M1	ZB	Enercon	E-175 EP5 E2	25	7.000	174,5	0,0	175,0	491.987,0	5.708.656,0
WEA M2	ZB	Enercon	E-175 EP5 E2	25	7.000	174,5	0,0	175,0	492.291,0	5.708.328,6
WEA M3	ZB	Enercon	E-175 EP5 E2	25	7.000	174,5	0,0	175,0	492.348,0	5.707.931,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	VB	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	25	5.560	166,6	0,0	160,0	492.778,0	5.707.241,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	VB	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	25	5.560	166,6	0,0	160,0	492.810,0	5.706.622,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	VB	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	25	5.560	166,6	0,0	160,0	493.128,0	5.707.498,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	VB	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	25	5.560	166,6	0,0	160,0	493.829,0	5.707.089,0

Tabelle 4.1: Fortsetzung: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

ID	Art	Hersteller	Anlagentyp	LD [a]	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	FEH [m]	D [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	VB	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	25	5.560	166,6	0,0	160,0	493.437,0	5.707.236,0

Zur Erbringung des Nachweises der strukturellen Integrität werden die in Tabelle 4.2 aufgeführten Auslegungswerte der WEA für den Abgleich mit den standortspezifischen Werten herangezogen.

Tabelle 4.2: Auslegungswerte der neu geplanten WEA

ID	DIBt	WZ	TK	k _{tp} [-]	v _{ave,tp} [m/s]	v _{50,tp} [m/s]	ρ [kg/m ³]	α [-]	β [°]	I _{ref} [%]
WEA M1	2012	S	A	2,00	7,31	40,6	1,225	0,40	8,0	16,0
WEA M2	2012	S	A	2,00	7,31	40,6	1,225	0,40	8,0	16,0
WEA M3	2012	S	A	2,00	7,31	40,6	1,225	0,40	8,0	16,0

Um die strukturelle Integrität der bestehenden WEA auch nach Zubau sicherzustellen, wird im Folgenden auch die Einhaltung der Auslegungswerte geprüft. Entsprechend der geltenden Richtlinien beschränkt sich dies jedoch auf den vom Nachlauf benachbarter WEA abhängigen Parameter, der effektiven Turbulenzintensität.

Tabelle 4.3: Auslegungswerte der Bestandsanlagen

ID	DIBt	I _{ref} [%]
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	2012	S

Tabelle 4.3: Fortsetzung: Auslegungswerte der Bestandsanlagen

ID	DIBt	I _{ref} [%]
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	2012	S

4.2 Eingangsdaten Wind

Die am Standort zu erwartenden Windbedingungen werden auf Basis der folgenden, für den geplanten Windparkstandort als repräsentativ angenommenen, Windgeschwindigkeitsverteilung ermittelt.

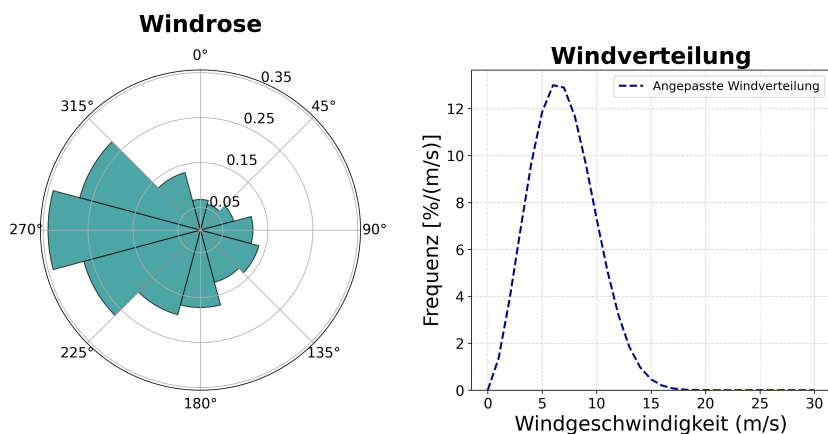
Bezeichnung: WV0 | Marsberg-Meerhof
UTM-Koordinaten: Ost 492.207,0 m | Nord 5.708.303,0 m | Höhe 175,0 m
Quelle: anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Bestimmungszeitpunkt: 11.11.2025

Tabelle 4.4: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV0

Sektor	A [m/s]	k [-]	V _{ave} [m/s]	Häufigkeit [%]
N	5,6	2,43	4,95	3,47
NNO	5,6	2,43	4,99	3,03
ONO	6,2	2,47	5,53	3,89
O	7,3	2,44	6,50	5,96
OSO	7,3	2,62	6,45	6,86
SSO	7,0	2,59	6,20	6,13

Tabelle 4.4: Fortsetzung: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV0

Sektor	A [m/s]	k [-]	V _{ave} [m/s]	Häufigkeit [%]
S	8,9	2,67	7,92	8,79
SSW	9,6	2,73	8,50	9,94
WSW	10,1	2,68	8,94	13,70
W	10,7	2,54	9,45	17,30
WNW	8,9	2,43	7,92	14,18
NNW	6,6	2,47	5,85	6,75
Gesamt	8,7	2,29	7,67	100,00

**Abbildung 4.1:** Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort Marsberg-Meerhof (WV0)

5 Analyse des Standortes

In diesem Kapitel wird der geplante Standort analysiert. Die Untersuchung umfasst insbesondere die Bewertung der topografischen Komplexität des Standortgeländes mit dem Ziel das Verfahren zur Erbringung des Nachweises der Standorteignung, gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] und DIN EN IEC 61400-1:2011 [Deu11], festzulegen. Darüber hinaus werden die Ergebnisse der Standortbesichtigung dargelegt und die Geländekategorie ermittelt.

5.1 Standortbesichtigung

5.1.1 Methodik

Gemäß den Richtlinien des DIBt 2012 [Deu15] ist eine Standortbesichtigung unerlässlich, um die Standortbedingungen umfassend zu ermitteln und zu bewerten. Die primären Ziele dieser Besichtigung umfassen die eingehende Untersuchung der Geländebeschaffenheit, die im weiteren Verlauf mit vorhandenen (Satelliten-)Daten zur Rauigkeit und zu den Höhenlinien abgeglichen werden kann. Ebenfalls im Fokus steht die Identifikation von Einzelstrukturen und orografischen Hindernissen. Von besonderem Interesse sind dabei jene Strukturen und Hindernisse, die aufgrund ihrer Größe und räumlichen Nähe dazu neigen, eine Nachlaufströmung zu generieren, welche einen direkten Einfluss auf die geplanten WEA haben könnte. Diese Einzelstrukturen, zu denen insbesondere bestehende WEA zählen, müssen im Folgenden gesondert bewertet werden.

Die Ergebnisse der Standortbesichtigung fließen im Folgenden in die Bewertung der topografischen Komplexität des Standortes und in die Ermittlung der Geländekategorie ein. Die standortspezifischen Begebenheiten wurden im Ortstermin aufgenommen und sind dem Kapitel 10 zu entnehmen.

5.2 Bewertung der Komplexität

5.2.1 Methodik

Die topografische Komplexität des Standortgeländes erfordert eine umfassende Evaluierung, da Geländesteigungen und Höhenunterschiede potenziell zu Verzerrungen der

Turbulenzstruktur führen können, die wiederum Abweichungen im Vergleich zu den Ausleuchtungsbedingungen zur Folge haben können.

Die Standortkomplexität wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie von einer Ebene repräsentiert. Gemäß dem Verfahren der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] erfolgt eine Untergliederung des Geländes in 30°-Sektoren und Radien von $5 \cdot z_{\text{hub}}$ bis $20 \cdot z_{\text{hub}}$. Um die Geländeneigung und -abweichung zu bestimmen, werden Ebenen definiert, die das Gelände in allen Windrichtungssektoren um die WEA approximieren. In Abbildung 5.1 wird die Einteilung der Bereiche für die Komplexitätsanalyse am Standort schematisch dargestellt. Die Buchstaben A, B und C repräsentieren beispielhaft jeweils einen Sektor, der in 30°-Schritten um die WEA definiert ist. Die Radien der Kreisflächen sind in Vielfachen des Nabenhöhenradius z_{hub} definiert. Das mit D markierte Feld zeigt die 360°-Ebene die lediglich für $5 \cdot z_{\text{hub}}$ ausgewertet wird.

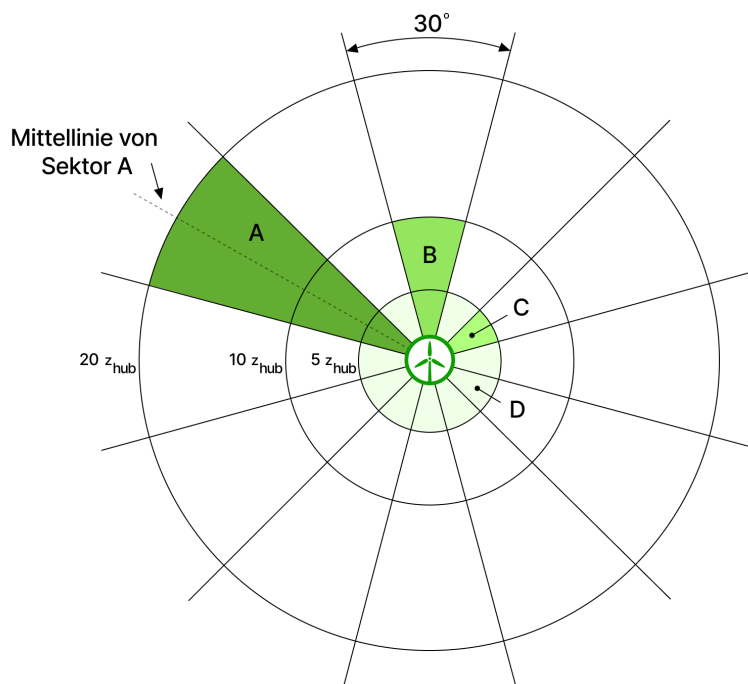


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung für die Komplexitätsanalyse am Standort gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19]

Basierend auf den ermittelten Werten werden für sämtliche Sektoren und Radien sowie für die gesamte angenäherte Fläche Indizes für die Geländeneigung (TSI) und die Geländeabweichung (TVI) berechnet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] legt Schwellenwerte

für diese Indizes fest, die die Klassifizierung des Standortes in die Geländekomplexitätskategorien L (low), M (medium) und H (high) ermöglichen.

Tabelle 5.1: Schwellenwerte für die Geländekomplexitätskriterien gemäß [Deu19]

Radius der Kreisfläche	Sektorweite der angenäherten Ebene	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung (TSI)			Index der Geländeabweichung (TVI)		
		L	M	H	L	M	H
5 · z _{hub}	360°	10°	15°	20°	2°	4°	6°
5 · z _{hub}	30°	10°	15°	20°	2°	4°	6°
10 · z _{hub}							
20 · z _{hub}							

Sollte eines der in der Tabelle aufgeführten Komplexitätskriterien überschritten werden, wird der entsprechende Sektor als komplex betrachtet. Ein Standort gilt dann als komplex, wenn mehr als 15% der Windenergie aus Sektoren mit erhöhter topografischer Komplexität stammen. In diesem Fall wird dem Standort in Abhängigkeit von dem höchsten erreichten Index für TSI und TVI für eine der Kreisflächen eine der drei Komplexitätskategorien L, M oder H zugeordnet. Liegen alle ermittelten Werte unterhalb der Schwellenwerte, ist der Standort als nicht komplex zu bewerten.

5.2.2 Standortspezifisches Ergebnis

Tabelle 5.2: Ermittelte Geländekomplexitätskriterien der geplanten WEA

ID	topografisch komplexer Standort	Komplexitätskategorie
WEA M1	Nein	-
WEA M2	Nein	-
WEA M3	Nein	-

Entsprechend der Ergebnisse aus Tabelle 5.2 wird Verfahren gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] angewandt, um den Nachweis der Standorteignung für den Windpark WP Marsberg-Meerhof zu erbringen.

5.3 Geländekategorie

5.3.1 Methodik

Die Profile der mittleren Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität sind nicht nur von der in Tabelle 5.1 untersuchten Topografie, sondern auch von der Bodenrauigkeit in der Umgebung des Standortes abhängig. Variierende Bodenrauigkeiten ergeben sich durch Unterschiede in der Geländeoberfläche, insbesondere in Bezug auf Bewuchs, Bebauung und Nutzung. Die gemäß DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [Deu10] festgelegten Geländekategorien gruppieren Landbedeckungen und -nutzungen mit vergleichbarem Einfluss, charakterisiert durch Rauigkeitslängen und Profil-Exponenten.

Zur Ermittlung der Geländekategorie des geplanten Standortes werden die Ergebnisse der Standortbesichtigung sowie die flächenbezogenen Informationen zur Landbedeckung und -nutzung aus dem Corine-Datensatz [COR20] herangezogen. Die Bodenrauigkeit wird innerhalb eines 25 km-Radius, der in 30°-Sektoren unterteilt ist, detailliert analysiert. Für jede Fläche mit unterschiedlicher Bedeckung bzw. Nutzung wird gemäß den Richtlinien des Europäischen Windatlas [Eur89] und der VDI 3783 Blatt 12 [Ver00] die Rauigkeitslänge bestimmt. Der Einfluss einer Fläche wird anhand ihrer Größe und Entfernung bewertet, was zu gewichteten Mitteln der Rauigkeitslängen für die zwölf Windrichtungssektoren führt. Die zuverlässige Identifikation der Geländekategorie des beabsichtigten Standortes erfolgt abschließend mittels des energiegewichteten Mittelwerts über sämtliche Sektoren.

5.3.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für den zu betrachtenden Standort ergibt sich entsprechend die **Geländekategorie III**, charakterisiert durch Hügeliges Gelände mit mehreren Hindernissen mit typischen Rauigkeitslängen von $0,2 \text{ m} < z_0 \leq 0,5 \text{ m}$.

6 Vergleich der Windbedingungen

Zum Nachweis der strukturellen Integrität anhand von Winddaten, ist darzulegen, dass die in den gängigen Richtlinien definierten Bedingungen weniger schwerwiegend sind als diejenigen, die bei der Auslegung der WEA angenommen wurden. Relevante Parameter sind laut DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] die mittlere Windgeschwindigkeit, die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit, die Luftdichte und der Höhenexponent auf Nabenhöhe sowie die Schräganströmung, die Umgebungsturbulenzintensität, die effektive Turbulenzintensität und der Extremwert der Turbulenzintensität. Da für den Windpark WP Marsberg-Meerhof, wie in Kapitel 5.2 gezeigt wurde, das vereinfachte Verfahren gemäß DIBt 2012 [Deu15] angewendet werden darf, werden im Folgenden nur die mittlere Windgeschwindigkeit, die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit sowie die effektive Turbulenzintensität mit ihrem Auslegungswert verglichen.

6.1 Mittlere Windgeschwindigkeit

6.1.1 Methodik

Die mittlere Windgeschwindigkeit wird als das statistische Mittel der Momentanwerte der Windgeschwindigkeit definiert, welches über eine bestimmte Dauer gemittelt wird. Dieser Wert ist ein festgelegter Auslegungswert in den Klassen für WEA. Folglich ist für den Nachweis der Standorteignung der standortspezifische Wert mit dem der Auslegung zu vergleichen. Gemäß den Anforderungen des Deutschen Instituts für Bautechnik [Deu15] müssen für den Standorteignungsnachweis im vereinfachten Verfahren die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort und die Auslegungswindgeschwindigkeit verglichen werden. Der Standortwert der mittleren Windgeschwindigkeit muss dabei entweder um mindestens 5% kleiner sein als der Auslegungswert oder kleiner sein als in der Typen-/Einzelprüfung, wobei der Formparameter k der Weibull-Funktion größer gleich 2 ist.

In dem Verfahren der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19], das auch einen Nachweis für topografisch komplexe Standorte erlaubt, ist der Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Windgeschwindigkeiten vorgeschrieben. Der Standortwert der Dichtefunktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $p(v_{\text{hub}})$ muss für alle Werte von v_{hub} zwischen den Windgeschwindigkeiten $v_{\text{ave,st}}$ und $2 \cdot v_{\text{ave,st}}$ kleiner oder gleich der Dichtefunktion der Auslegung sein. Basiert die Auslegung der betrachteten WEA auf der Rayleigh-Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] und ist der Formparameter k der standortspezifischen Weibull-Verteilung größer oder gleich 1,4, muss

k die folgende Bedingung erfüllen. Die Ungleichung normiert die standortspezifische mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe auf die mittlere Windgeschwindigkeit der Auslegung.

$$6,5 \cdot \frac{v_{ave,st}}{v_{ave,tp}} - 4,5 \leq k \leq -6,0 \cdot \frac{v_{ave,st}}{v_{ave,tp}} + 8,0$$

Die standortspezifische mittlere Windgeschwindigkeit wird im weiteren Verlauf auch für die Bewertung der Turbulenzintensität von Bedeutung sein, da diese das Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit darstellt.

6.1.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse.

Tabelle 6.1: Mittlere Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe (luftdichtekorrigiert) der geplanten WEA und Vergleich mit den Auslegungswerten

ID	NH	WV _{ID}	k _{tp}	k _{st}	v _{ave,tp}	v _{ave,st}	$p(v_{hub,st}) \leq p(v_{hub,tp})$	Auslegungswert eingehalten
	[m]		[-]	[-]	[m/s]	[m/s]		
WEA M1	174,5	WV1	2,00	2,27	7,31	7,42	–	Nein
WEA M2	174,5	WV2	2,00	2,27	7,31	7,64	–	Nein
WEA M3	174,5	WV3	2,00	2,25	7,31	7,76	–	Nein

In der extern durchgeführten Lastrechnung wurde die Standorteignung bestätigt. Hierbei wurden die Überschreitungen der mittleren Windgeschwindigkeit berücksichtigt und die Standorteignung für den Anlagentypen bestätigt.

6.2 50-Jahres-Windgeschwindigkeit

6.2.1 Methodik

Die Referenzwindgeschwindigkeit ist neben der mittleren Windgeschwindigkeit ein Auslegungswert innerhalb der WEA-Typenklassen und dient der Ableitung weiterer auslegungsbezogener Klimaparameter. Eine WEA ist so ausgelegt, dass diese Umweltbedingungen

aushält, bei denen das 10-minütige Mittel der extremen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren kleiner oder gleich $v_{50,tp}$ ist. Dem entgegen steht der standortspezifische 10-minütige Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren, welcher i.d.R. als 50-Jahreswindgeschwindigkeit oder Extremwindgeschwindigkeit ($v_{50,st}$) bezeichnet wird. Zusätzlich zu diesem Wert ist auch der 3-Sekunden-Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit (v_{e50}) von Bedeutung der auch als 3-Sekunden-Böenwindgeschwindigkeit bezeichnet wird.

Analog zum Verfahren bei der mittleren Windgeschwindigkeit erfolgt bei der Bewertung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit eine Differenzierung zwischen topografisch komplexen und nicht komplexen Standorten. Bei Anwendung des vereinfachten Verfahrens zur Erbringung des Nachweises der Standorteignung an einem nicht topografisch komplexen Standort muss entweder die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdecken oder die 50-Jahreswindgeschwindigkeit gemäß Typen-/Einzelprüfung die standortspezifische 50-Jahreswindgeschwindigkeit abdecken. Insbesondere ist letzterer Vergleich bei der Bewertung von WEA der Klasse S notwendig. Im Rahmen des Verfahrens gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] ist der Nachweis zu erbringen, dass die Schätzung des 10-minütigen Mittelwertes der extremen Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren am Standort in Nabenhöhe kleiner oder gleich $v_{50,tp}$ ist. Wahlweise kann der Nachweis auch über die Schätzung des 3-Sekunden-Mittelwertes erbracht werden. In diesem Fall ist zu zeigen, dass der standortspezifische Wert auf Nabenhöhe kleiner als v_{e50} ist. Für WEA der Klasse S sind sowohl der 3-Sekunden-Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit als auch der 10-minütige Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit zu bewerten. Bei einer Abweichung der mittleren Luftdichte am Standort von $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ ist darüber hinaus zu belegen, dass die folgende Bedingung erfüllt wird:

$$\rho_{tp} \cdot v_{50,tp}^2 \geq \rho_{st} \cdot v_{50,st}^2$$

Die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] fordert neben dem Abgleich des 10-Minuten- und des 3-Sekunden-Mittelwerts der 50-Jahreswindgeschwindigkeit auch die Bewertung der erwarteten Variation der standortspezifischen extremen Windgeschwindigkeit mithilfe des Extremen Turbulenzmodells (ETM) gemäß DIN EN IEC 61400-1:2011 [Deu11]. Dieses Modell dient der Auslegung von WEA und beschreibt die Beziehung zwischen dem normalen Windprofilmodell und der Turbulenz mit einer Standardabweichung der longitudinalen Komponente. Gemäß der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] ist dabei c mit 2 m/s anzunehmen. In diesem Kontext ist zu verifizieren, dass die Standardabweichung der

extremen Windgeschwindigkeit am Standort diejenige der Auslegung, entsprechend dem ETM-Modell, nicht überschreitet.

Die Berechnung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit erfolgt gemäß DIBt 2012 [Deu15] entweder unter Anwendung der Windzonenkarte [Deu10] oder alternativ mithilfe der Gumbel-Methode [Eur98]. Sofern am geplanten Standort eine verlässliche Windmessung durchgeführt wurde, findet die Gumbel-Methode gemäß European Wind Turbine Standards II [Eur98] Anwendung. Falls jedoch keine repräsentative Windmessung am geplanten Standort verfügbar ist, erfolgt die Bestimmung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Grundlage der Windzonenkarte nach den Vorschriften in der DIN EN 1991-1-4 [Deu10].

6.2.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse.

Tabelle 6.2: Windzonen und 50-Jahres-Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der geplanten WEA

ID	Anlagentyp	NH [m]	WZ _{tp}	WZ _{st}	v _{50,tp} [m/s]	v _{50,st} [m/s]	Auslegungswert eingehalten
WEA M1	E-175 EP5 E2	174,5	S	1	40,6	32,5	Ja
WEA M2	E-175 EP5 E2	174,5	S	1	40,6	32,5	Ja
WEA M3	E-175 EP5 E2	174,5	S	1	40,6	32,5	Ja

6.3 Luftdichte

6.3.1 Methodik

Windbedingungen werden maßgeblich durch die Luftdichte charakterisiert, weshalb diese einen entscheidenden Einfluss bei der Auslegung und Bewertung von WEA hat. Die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] schreibt für die Auslegung von WEA standardmäßig eine Luftdichte von $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ vor. Demnach ist es im Kontext der Bewertung der Standorteignung erforderlich, nachzuweisen, dass der Standortmittelwert der Luftdichte bei allen Windgeschwindigkeiten, die innerhalb eines Bereichs größer oder gleich der

Nennwindgeschwindigkeit vorliegen, den Auslegungswert oder den in der Typen- bzw. Einzelprüfung angegebenen Wert nicht überschreitet.

Liegen keine Messwerte für die Luftdichte auf Nabenhöhe am Standort vor, muss diese auf Basis der Standorthöhe über dem Meeresspiegel, dem Druck und der standortspezifischen Temperatur entsprechend der Berechnungsvorschrift in der DIN ISO 2533 [Deu79] berechnet werden. Hierbei werden meteorologische Aufzeichnungen der letzten 30 Jahre aus einem 1 km-Raster des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [DWD18] verwendet, um die Temperatur zu ermitteln. Für die Ermittlung der Höhe über dem Meeresspiegel wird ein amtliches digitales Geländemodell (DGM) des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie [Bun24] herangezogen und auf den Standort der WEA bezogen.

Sofern die Luftdichte am Standort den vorgegebenen Auslegungswert von $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ übersteigt, ist gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] der Nachweis zu erbringen, dass die nachfolgende Bedingung erfüllt ist:

$$\rho_{tp} \cdot v_{ave,tp}^2 \geq \rho_{st} \cdot v_{ave,st}^2$$

6.3.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse.

Tabelle 6.3: Ermittelte Luftdichte auf Nabenhöhe der geplanten WEA

ID	NH [m]	FEH [m]	Höhe NN [m]	Lufttemperatur NH [°C]	Luftdichte ρ [kg/m ³]
WEA M1	174,5	0,0	419,0	7,2	1,174
WEA M2	174,5	0,0	433,0	7,2	1,174
WEA M3	174,5	0,0	435,0	7,7	1,172

6.4 Höhenexponent

6.4.1 Methodik

Der Höhenexponent ist ein determinierender Faktor für das Windprofil und nimmt somit Einfluss auf die Auslegung von WEA. Die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] schreibt entsprechend einen Wertebereich von 0,05 bis 0,25 vor, innerhalb dessen sich der standortspezifische Höhenexponent bewegen muss, um eine adäquate Standsicherheit der

WEA zu gewährleisten. In Fällen, in denen präzise Standortdaten für den Windgradienten nicht verfügbar sind, ist eine Berechnung erforderlich, die die Topografie und Rauigkeit des umgebenden Geländes berücksichtigt. Dabei werden tageszeitliche, atmosphärische und sonstige kurzfristige Schwankungen vernachlässigt.

Bei schroffen Geländekanten oder Steilhängen in unmittelbarer Nähe der betrachteten WEA ist zu prüfen, ob es zu erhöhten Windgradienten, d.h. zu starken Änderungen der Windgeschwindigkeit auf einer senkrecht zur Windrichtung verlaufenden Ebene, am Rotor kommen kann.

6.4.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse.

Tabelle 6.4: Ermittelter Höhenexponent der geplanten WEA

ID	NH [m]	D [m]	α [-]
WEA M1	174,5	175,0	0,16
WEA M2	174,5	175,0	0,15
WEA M3	174,5	175,0	0,15

6.5 Schräganströmung

6.5.1 Methodik

Die Windverhältnisse an einem Standort setzen sich stets aus einem konstanten Anteil, der mittleren Anströmung, und einem überlagernden deterministischen bzw. stochastischen veränderlichen Anteil zusammen. Letzteres kann entweder ein Böenprofil oder eine Turbulenz sein. Gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] ist in allen Fällen der Einfluss einer mittleren Schräganströmung von 8° bezogen auf eine horizontale Ebene zu berücksichtigen. Die Schräganströmung kann aufwärts (positiver Anströmwinkel) oder abwärts (negativer Anströmwinkel) gerichtet sein. Folglich muss der Nachweis erbracht werden, dass die standortspezifische Schräganströmung für alle geplanten WEA innerhalb des Wertebereichs von $-8^\circ \leq \beta \leq +8^\circ$ liegt. Sofern in der Typen-/Einzelprüfung ein davon abweichender Wertebereich festgelegt ist, ist dieser bei der Prüfung anzusetzen.

Der Winkel der Schräganströmung ist als unabhängig von der Höhe anzunehmen. Daher sieht die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] die Bestimmung der standortspezifischen

Schräganströmung über die Ebenen zur Approximation des Geländes innerhalb eines Windrichtungssektors und eines Abstandes von $5 \cdot z_{\text{hub}}$ gemäß Kapitel 5.2 vor. Dabei dient die Geländeneigung als Indikator für die Schräganströmung. In Übereinstimmung mit DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] wird ein windenergiegewichteter Mittelwert aller Richtungen bestimmt.

6.5.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse.

Tabelle 6.5: Ermittelte Schräganströmung der geplanten WEA

ID	Schräganströmung β [°]
WEA M1	1,2
WEA M2	1,9
WEA M3	2,6

6.6 Umgebungsturbulenzintensität

6.6.1 Methodik

Die turbulente Strömung in der Atmosphäre wird mathematisch als Quotient aus der Standardabweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit und dem Mittelwert der horizontalen Windgeschwindigkeit in einem festgelegten Zeitintervall definiert. Diese turbulente Schwankung beschreibt die Variation der Windgeschwindigkeit um ihren Durchschnittswert. Im Rahmen der Windenergieanlagenplanung wird zwischen der Umgebungsturbulenz und der durch den Nachlauf von WEA induzierten Turbulenz unterschieden. Umgebungsturbulenz, auch als natürliche Turbulenz bezeichnet, entsteht in der freien Strömung und wird durch Orografie, Geländerauigkeit und die Stabilität der atmosphärischen Luftschichtung beeinflusst. Diese steht nicht unter dem Einfluss anderer WEA.

Die exakte Bestimmung der freien Umgebungsturbulenz ist nur durch eine repräsentative Windmessung am Standort möglich. In Abwesenheit solcher Messdaten kann die Umgebungsturbulenz durch beeinflussende Parameter, wie Orografie und Rauigkeit, approximiert werden. Hierfür werden die Zwischenergebnisse aus Tabelle 5.1 verwendet, insbesondere die gewichteten Mittel der Rauigkeitslängen für die zwölf Windrichtungssektoren. Diese werden nach dem im Europäischen Windatlas [Eur89] beschriebenen

Verfahren mittels eines invers logarithmischen Profils auf Nabenhöhe extrapoliert, um den Einfluss der atmosphärischen Stabilität zu berücksichtigen. Anschließend wird auf Basis der Windrichtungsverteilung ein energiegewichteter Mittelwert der Umgebungsturbulenz über alle Sektoren ermittelt.

Für den Nachweis der Standorteignung von WEA, die nach der DIBt 2012 [Deu15] ausgelegt wurden, ist die repräsentative Umgebungsturbulenz zu bestimmen. Bei WEA, die auf der DIBt 2004 [Deu04] oder DIBt 1993 [Deu93] basieren, ist die charakteristische Umgebungsturbulenz entscheidend. Diese wird durch die Addition der windgeschwindigkeitsabhängigen Standardabweichung aus der mittleren Umgebungsturbulenz berechnet. Für die repräsentative Umgebungsturbulenz wird die 1,28-fache Standardabweichung zur Umgebungsturbulenz addiert. Gemäß des in der DIBt 2012 [Deu15] beschriebenen Verfahrens für topografisch nicht komplexe Standorte ist die mittlere Turbulenzintensität bzw. ihre Standardabweichung bei 15 m/s ausreichend zur Ermittlung der charakteristischen und der repräsentativen Umgebungsturbulenz.

Das in der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] beschriebene Verfahren sieht für topografisch komplexe Standorte die Korrektur der charakteristischen bzw. repräsentativen Umgebungsturbulenz mithilfe des Turbulenzstrukturparameters C_{CT} vor. Dieser Parameter ist abhängig von den drei Turbulenzkomponenten σ_1 , σ_2 und σ_3 , welche die Standardabweichungen der transversalen, vertikalen und longitudinalen Turbulenz repräsentieren. Die Berechnung erfolgt nach folgender Formel:

$$C_{CT} = \frac{\sqrt{1 + \left(\frac{\hat{\sigma}_2}{\hat{\sigma}_1}\right)^2 + \left(\frac{\hat{\sigma}_3}{\hat{\sigma}_1}\right)^2}}{\sqrt{1 + \left(\frac{\sigma_2}{\sigma_1}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_3}{\sigma_1}\right)^2}}$$

Die Werte für σ_1 , σ_2 und σ_3 sollten vorzugsweise aus Windmessungen ermittelt werden, indem die Mittelwerte innerhalb des Windgeschwindigkeitsbereichs von $0,6 \cdot v_r$ bis $1,6 \cdot v_r$ berechnet werden. Falls keine repräsentative Windmessung vorliegt, können diese Werte basierend auf Kapitel 5.2 bestimmten Komplexitätskategorien abgeschätzt werden. Gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] können in Abhängigkeit der Komplexitätskategorie folgende Werte angenommen werden:

Tabelle 6.6: Quotienten der Turbulenzkomponenten zur Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

	Kategorie		
	L	M	H
$\frac{\sigma_2}{\sigma_1}$	0,85	0,93	1,00
$\frac{\sigma_3}{\sigma_1}$	0,60	0,65	0,70

6.6.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für den Standort Marsberg können so folgende repräsentative bzw. charakteristische Umgebungsturbulenzintensitäten abgeschätzt werden.

Tabelle 6.7: Ermittelte repräsentative bzw. charakteristische Umgebungsturbulenzintensitäten (I_{rep} bzw. I_{char})

ID	Art	Umgebungsturbulenzintensität [%]											
		N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
WEA M1	I_{rep}	13,0	13,7	13,6	13,6	13,4	12,7	12,1	12,9	13,3	12,3	12,8	13,2
WEA M2	I_{rep}	13,1	13,5	13,8	13,5	13,2	12,7	11,9	13,2	13,0	12,0	12,8	13,4
WEA M3	I_{rep}	13,2	13,5	14,0	13,3	12,6	12,4	11,6	13,4	12,5	11,5	12,9	13,3
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	I_{rep}	12,8	13,6	13,6	13,2	12,3	12,4	11,6	13,0	12,3	11,3	12,2	13,4
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	I_{rep}	12,6	13,5	13,5	12,9	12,7	12,8	11,6	12,7	12,2	12,5	11,1	13,2
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	I_{rep}	12,5	13,8	13,6	13,4	12,8	13,3	11,8	12,9	12,3	11,5	13,0	13,4
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	I_{rep}	13,1	13,8	13,6	13,4	12,8	13,7	11,6	13,1	12,2	11,4	13,0	13,7

Tabelle 6.7: Fortsetzung: Ermittelte repräsentative bzw. charakteristische Umgebungsturbulenzintensitäten (I_{rep} bzw. I_{char})

ID	Art	Umgebungsturbulenzintensität [%]											
		N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	I_{rep}	12,9	13,8	13,7	13,3	12,6	13,6	11,6	12,8	12,3	11,3	13,0	13,4

6.7 Effektive Turbulenzintensität

6.7.1 Methodik

Die Einflüsse auf eine WEA ergeben sich aus der natürlichen Turbulenz am Standort (Umgebungsturbulenz) sowie der Turbulenz, die durch den Nachlauf von anderen WEA verursacht wird. Die Nachlaufströmung wird durch die Rotoren der WEA erzeugt und auch als Wake-Effekt bezeichnet. Diese durch den Nachlauf induzierte Turbulenz setzt sich aus verschiedenen Turbulenzkomponenten zusammen, darunter mechanisch erzeugte Turbulenzen, Wirbelablösungen und Nachlaufwirbel der Rotorblätter hauptsächlich in Form von Blattspitzen- und Blattwurzelwirbeln, die allmählich leewärts des Rotors zusammenbrechen.

Der Wake-Effekt kann gemäß DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] bis zu einer Entfernung von 10 D Einfluss auf andere WEA nehmen. Befinden sich im Umkreis von 10 D um eine geplante WEA keine weiteren Anlagen, so entspricht die effektive Turbulenzintensität der charakteristischen bzw. der repräsentativen Umgebungsturbulenz. Die Umgebungsturbulenz und die durch den Nachlauf induzierte Turbulenz sind unabhängig voneinander, wirken aber simultan auf eine WEA, sodass ihr Effekt in der effektiven Turbulenzintensität zusammen gefasst wird. Folglich ist die effektive Turbulenzintensität eine Ersatzgröße. Diese beschreibt die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen.

Für WEA die nach [Deu04] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität angenommen werden.

Da sich der Einfluss des Nachlaufs benachbarter WEA in Abhängigkeit der Windrichtung

stark ändern kann, wird die effektive Turbulenzintensität sektoriell berechnet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] beschreibt die effektive Turbulenzintensität mathematisch über folgende Formel:

$$I_{\text{eff}} = \frac{\hat{\sigma}_{\text{eff}}}{v_{\text{hub}}} = \frac{1}{v_{\text{hub}}} \left[(1 - N \cdot p_w) \hat{\sigma}_C^m + p_w \sum_{i=1}^N \hat{\sigma}_T^m \cdot d_i \right]^{\frac{1}{m}}$$

Dabei ist

p	die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windrichtung,
I	die Turbulenzintensität der kombinierten Umgebungs- und Nachlaufströmungen aus der Windrichtung,
m	der Exponent der Wöhlerkurve für das Material der betrachteten Strukturkomponente,
D	Rotordurchmesser,
$\hat{\sigma}_C = \hat{\sigma} + 1,28 \cdot \hat{\sigma}_{\sigma}$	die Standardabweichung der repräsentativen Umgebungsturbulenz,
$\hat{\sigma}$	der Schätzwert der Standardabweichung der Umgebungsturbulenz,
$\hat{\sigma}_{\sigma}$	der Schätzwert der Standardabweichung der Standardabweichung der Umgebungsturbulenz,
$\hat{\sigma}_T = \sqrt{\frac{v_{\text{hub}}^2}{\left(1,5 + \frac{0,8 \cdot d_i}{\sqrt{C_T}}\right)^2} + \hat{\sigma}_C^2}$	der repräsentative Wert des Maximums der Standardabweichung der Turbulenz in der Mitte des Nachlaufes in Nabenhöhe,
C_T	der charakteristische Schubkoeffizient der WEA für die entsprechende Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe,
d_i	der auf den Rotor normierte Abstand zur benachbarten WEA Nr. i ,
c	die Konstante mit dem Wert von 1 m/s,
I_{eff}	die effektive Turbulenzintensität und
N	Anzahl benachbarter WEA.

Diese Formel gilt für regelmäßige und unregelmäßige Windparkanordnungen mit Abständen zwischen den Anlagen von weniger als 10 D. Nachlaufeinflüsse von WEA, die von anderen Anlagen verdeckt werden, sind vernachlässigbar. Die Reduktion der mittleren Windgeschwindigkeit innerhalb des Windparks darf nicht angenommen werden.

Da die effektive Turbulenzintensität jene Turbulenz repräsentiert, die die erwartete Materialermüdung am Standort verursacht, ist der materialspezifische Exponent der Wöhlerkurve m (oder kurz Wöhlerkoeffizient) ein zentraler Parameter der obigen Formel. Die Wöhlerkurve beschreibt die Summe der Lastwechsel, die ein Material ertragen kann bis es versagt. Der Exponent definiert dabei wie stark die Lebensdauer des Materials von der Anzahl der Lastwechsel abhängt. Im Kontext der Prüfung auf Standorteignung wird der Wöhlerkoeffizient stets für die schwächste Strukturkomponente, in der Regel die Rotorblätter,

angenommen. Für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe, die in den meisten Rotorblättern verwendet werden, wird $m = 10$ als repräsentativ betrachtet. Herstellerspezifische Abweichungen können berücksichtigt werden. Sofern nicht anders vom Auftraggeber oder WEA-Hersteller angegeben, wird für die folgenden Berechnungen der effektiven Turbulenzintensitäten ein Wöhlerlinien-Koeffizient von $m = 10$ angenommen [Kun09].

Zur Modellierung des Nachlaufeffekts wird das empirische Turbulenzmodell von Steen Frandsen [Fra07] verwendet. Es berücksichtigt die geometrischen Verhältnisse der Windparkanordnung, den anlagenspezifischen Schubbeiwert und eine Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von $p_w = 6\%$. Entsprechend den Vorgaben der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] wird ein keilförmiger Nachlauf mit einem Ausbreitungswinkel von $21,6^\circ$ modelliert. Die Berücksichtigung der Nachlaufausdehnung erstreckt sich sowohl in horizontaler als auch in vertikaler Richtung. Bei ausreichend großen Höhenunterschieden besteht somit kein nachweisbarer Einfluss des Nachlaufs auf signifikant niedrigere oder höhere Windenergieanlagen. Die effektiven Turbulenzintensitäten werden bis zu einem minimalen Abstand von $2 D$ und entsprechend der Anforderungen der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] und der DIBt [Deu15] für Windgeschwindigkeiten im Wertebereich von $0,2 \cdot v_{50}$ und $0,4 \cdot v_{50}$ ausgegeben.

In Situationen, in denen ein Windpark mehr als fünf Reihen aufweist oder die Reihen senkrecht zur Hauptwindrichtung und weniger als $3 D$ voneinander entfernt sind, manifestiert sich eine erhebliche Beeinflussung des umgebenden Windklimas durch den Windpark selbst. In solchen Fällen ist es erforderlich, die Umgebungsturbulenzen wie folgt zu korrigieren:

$$\hat{\sigma}'_C = \frac{1}{2} \left(\sqrt{\hat{\sigma}_W^2 + \hat{\sigma}^2} + \hat{\sigma} \right) + 1,28 \cdot \hat{\sigma}_\sigma$$

Dabei ist

$$\hat{\sigma}_W = \frac{0,36 \cdot v_{\text{hub}}}{1 + 0,2 \sqrt{\frac{d_r \cdot d_f}{C_T}}}$$

Dabei sind d_r und d_f die Abstände in Rotordurchmessern innerhalb der Reihen bzw. zwischen den Reihen.

Die Evaluierung der Auswirkungen der effektiven Turbulenzintensitäten auf die Betriebsfestigkeit und der Umgebungsturbulenzintensitäten auf die Tragfähigkeit erfolgt mithilfe des Normalen Turbulenzmodells (NTM). Dieses dient der Auslegung von WEA. Für die WEA-Typenklassen definiert das NTM-Modell den repräsentativen Wert der Standardabweichung der Turbulenz σ_1 als 90%Quantil für die gegebene Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Die angemessene Bewertung der effektiven Turbulenzintensität, d.h. der

Turbulenzintensität der Umgebung und der Nachlaufeinflüsse, erfolgt durch den Nachweis, dass die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit aus dem NTM-Modell größer oder gleich der effektiven Standardabweichung der Windgeschwindigkeit am Standort ist. Im Falle einer Überschreitung des Auslegungswerts bezüglich der effektiven Turbulenzintensität kann durch eine standortspezifische Lastenberechnung seitens des Herstellers oder eines Zertifizierers die Standorteignung nachgewiesen werden.

6.7.2 Standortspezifisches Ergebnis

Folgende Richtlinien und Turbulenzklassen werden für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensitäten verwendet.

Tabelle 6.9: Angesetzte Richtlinien und Turbulenzklassen der neu geplanten WEA

ID	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	DIBt	Turbulenzklasse
WEA M1	Enercon	E-175 EP5 E2	174,5	2012	A
WEA M2	Enercon	E-175 EP5 E2	174,5	2012	A
WEA M3	Enercon	E-175 EP5 E2	174,5	2012	A

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Berechnungsergebnisse. Die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Werten der Auslegung, entsprechend der jeweils geltenden Turbulenzklasse, verglichen. Unterschreitet das standortspezifische Ergebnis der effektiven Turbulenz die Auslegungswerte, so wird die Differenz mit einem Minuszeichen dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte werden in der folgenden Ergebnistabelle fett und rot markiert.

Die aufgeführten Ergebnisse wurden unter Berücksichtigung des erforderlichen WSM berechnet und dargestellt. Im Anhang E werden die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten ohne Berücksichtigung des hinzugefügten Windsektormanagements dargestellt.

Tabelle 6.10: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M1 m = 14		WEA M1 m = 10		WEA M1 m = 5		WEA M2 m = 14	
	N	A	N	A	N	A	N	A
3	22,5	-19,4	20,3	-21,6	15,6	-26,2	25,5	-16,3
4	22,3	-12,1	20,1	-14,3	15,6	-18,8	25,3	-9,1
5	22,3	-7,7	20,1	-9,8	15,6	-14,4	25,3	-4,6
6	22,3	-4,7	20,1	-6,8	15,6	-11,4	25,3	-1,6
7	22,3	-2,5	20,2	-4,6	15,6	-9,2	25,4	0,6
8	22,3	-0,9	20,1	-3,1	15,6	-7,6	25,3	2,1
9	21,8	-0,1	19,7	-2,3	15,4	-6,6	24,8	2,8
10	20,7	-0,2	18,7	-2,2	14,9	-6,0	23,6	2,6
11	19,7	-0,5	17,8	-2,3	14,5	-5,6	22,3	2,2
12	18,6	-0,8	16,9	-2,6	14,2	-5,3	21,1	1,7
13	17,6	-1,3	16,0	-2,9	13,9	-5,0	19,9	1,0
14	13,5	-4,9	13,2	-5,2	13,0	-5,4	0,0	-18,4
15	13,3	-4,7	13,1	-4,8	13,0	-5,0	0,0	-18,0
16	13,2	-4,4	13,0	-4,6	12,9	-4,7	0,0	-17,6
17	14,8	-2,5	14,0	-3,3	13,2	-4,0	16,4	-0,9
18	14,4	-2,6	13,7	-3,3	13,2	-3,8	15,8	-1,1
19	14,0	-2,7	13,5	-3,2	13,1	-3,6	15,2	-1,5
20	13,8	-2,7	13,4	-3,1	13,1	-3,4	14,9	-1,6
21	13,6	-2,7	13,3	-3,0	13,0	-3,2	14,6	-1,7
22	13,4	-2,6	13,2	-2,9	13,0	-3,1	14,2	-1,8
23	13,2	-2,7	13,1	-2,8	12,9	-3,0	13,6	-2,3
24	13,1	-2,7	13,0	-2,7	12,9	-2,8	13,3	-2,4
25	13,0	-2,6	12,9	-2,6	12,9	-2,7	13,1	-2,5
26	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 6.11: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlrfaktor (m) angegeben.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M2 m = 10		WEA M2 m = 5		WEA M3 m = 14		WEA M3 m = 10	
	N	A	N	A	N	A	N	A
3	24,0	-17,9	19,7	-22,2	22,2	-19,6	19,7	-22,1
4	23,7	-10,7	19,5	-14,9	22,0	-12,4	19,5	-14,9
5	23,7	-6,2	19,5	-10,4	22,0	-7,9	19,5	-10,4
6	23,7	-3,2	19,5	-7,4	22,0	-4,9	19,5	-7,4
7	23,8	-1,0	19,5	-5,3	22,1	-2,7	19,5	-5,3
8	23,7	0,5	19,5	-3,7	22,0	-1,2	19,5	-3,7
9	23,3	1,3	19,1	-2,8	21,6	-0,4	19,1	-2,9
10	22,1	1,1	18,3	-2,7	20,5	-0,4	18,2	-2,8
11	20,9	0,8	17,5	-2,7	19,5	-0,7	17,3	-2,8
12	19,8	0,4	16,7	-2,7	18,5	-1,0	16,5	-3,0
13	18,7	-0,2	16,0	-2,9	17,4	-1,5	15,6	-3,3
14	0,0	-18,4	0,0	-18,4	13,8	-4,6	13,3	-5,1
15	0,0	-18,0	0,0	-18,0	13,5	-4,5	13,2	-4,8
16	0,0	-17,6	0,0	-17,6	13,3	-4,3	13,0	-4,6
17	15,6	-1,7	14,2	-3,0	14,6	-2,6	13,7	-3,6
18	15,1	-1,9	14,0	-3,0	14,2	-2,8	13,4	-3,6
19	14,6	-2,1	13,8	-3,0	13,8	-2,9	13,2	-3,5
20	14,3	-2,1	13,6	-2,8	13,6	-2,9	13,1	-3,4
21	14,1	-2,2	13,5	-2,8	13,4	-2,8	13,0	-3,2
22	13,9	-2,2	13,4	-2,7	13,2	-2,8	12,9	-3,1
23	13,4	-2,5	13,2	-2,7	13,0	-2,9	12,8	-3,1
24	13,2	-2,5	13,0	-2,7	12,9	-2,9	12,7	-3,0
25	13,0	-2,6	12,9	-2,7	12,8	-2,8	12,7	-2,9
26	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 6.12: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%] WEA M3 m = 5	
	N	A
3	15,4	-26,5
4	15,2	-19,2
5	15,1	-14,8
6	15,1	-11,8
7	15,1	-9,7
8	15,0	-8,2
9	14,8	-7,1
10	14,4	-6,5
11	14,1	-6,1
12	13,8	-5,7
13	13,5	-5,4
14	12,9	-5,5
15	12,8	-5,1
16	12,8	-4,8
17	12,9	-4,4
18	12,8	-4,1
19	12,8	-3,9
20	12,7	-3,7
21	12,7	-3,6
22	12,7	-3,4
23	12,6	-3,3
24	12,6	-3,1
25	12,6	-3,0
26	-	-

Der extern durchgeführte Lastnachweis konnte bestätigen, dass die am Standort auftretenden effektiven Turbulenzintensitäten für die untersuchten WEA zulässig sind, auch wenn die Auslegungswerte möglicherweise überschritten werden.

6.7.3 Ergebnis für Bestandsanlagen

Folgende Richtlinien und Turbulenzklassen werden für die Ermittlung der effektiven Turbulenzintensitäten an den Bestandsanlagen verwendet.

Tabelle 6.13: Angesetzte Richtlinien und Turbulenzklassen der Bestands-WEA

ID	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	DIBt	Turbulenzklasse
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	2012	S
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	Enercon	E-160 EP5 E3 R1	166,6	2012	S

Damit ergeben sich nach Zubau für die WEA im Bestand die unten aufgeführten Berechnungsergebnisse. Die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Werten der Auslegung, entsprechend der jeweils geltenden Turbulenzklasse, verglichen. Unterschreitet das standortspezifische Ergebnis der effektiven Turbulenz die Auslegungswerte, so wird die Differenz mit einem Minuszeichen dargestellt. Wenn der Auslegungswert nach dem Zubau nicht überschritten wird oder die Differenz zu den effektiven Turbulenzen vor dem Zubau nicht größer als 0,1% ist, sind die Werte zulässig. Mögliche Überschreitungen der Auslegungswerte bzw. signifikante Erhöhungen werden zudem in der folgenden Ergebnistabelle fett und rot markiert. Die aufgeführten Ergebnisse wurden unter Berücksichtigung des erforderlichen WSM berechnet und dargestellt.

Tabelle 6.14: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

V_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 14		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	23,0	0,02	-22,6	21,1	0,06	-24,5	17,2	0,21	-28,4	18,1	0,01	-27,5
4	22,3	0,02	-12,1	20,5	0,07	-13,9	16,8	0,22	-17,6	17,6	0,01	-16,8
5	21,9	0,03	-8,7	20,2	0,08	-10,5	16,6	0,24	-14,1	17,3	0,02	-13,4
6	21,8	0,03	-5,1	20,0	0,09	-6,9	16,5	0,24	-10,4	17,2	0,02	-9,7
7	21,6	0,03	-3,5	19,9	0,10	-5,2	16,4	0,25	-8,7	17,0	0,02	-8,0
8	21,2	0,04	-2,0	19,5	0,11	-3,7	16,2	0,26	-7,0	16,7	0,03	-6,5
9	20,6	0,05	-1,5	19,0	0,12	-3,1	15,8	0,26	-6,3	16,3	0,03	-5,8
10	19,7	0,04	-1,2	18,2	0,11	-2,8	15,3	0,23	-5,6	15,7	0,03	-5,3
11	18,9	0,04	-1,4	17,4	0,10	-2,8	14,9	0,20	-5,4	15,1	0,03	-5,2
12	17,9	0,04	-1,6	16,5	0,10	-3,0	14,4	0,17	-5,1	14,4	0,04	-5,0
13	17,0	0,05	-2,0	15,7	0,10	-3,2	14,0	0,14	-5,0	13,9	0,04	-5,0
14	16,1	0,05	-2,3	15,0	0,09	-3,4	13,6	0,11	-4,8	13,5	0,04	-4,9
15	15,5	0,05	-2,5	14,5	0,09	-3,5	13,4	0,09	-4,6	13,2	0,04	-4,8
16	14,9	0,05	-2,7	14,1	0,08	-3,5	13,2	0,08	-4,4	13,0	0,03	-4,6
17	14,4	0,07	-2,9	13,7	0,09	-3,6	13,0	0,08	-4,3	12,9	0,03	-4,4
18	14,0	0,07	-3,0	13,5	0,08	-3,5	12,9	0,07	-4,1	12,8	0,03	-4,2
19	13,8	0,06	-2,9	13,3	0,07	-3,4	12,8	0,05	-3,9	12,7	0,02	-4,0
20	13,6	0,06	-2,8	13,2	0,06	-3,3	12,8	0,05	-3,7	12,7	0,02	-3,8
21	13,4	0,06	-2,8	13,1	0,06	-3,2	12,7	0,04	-3,6	12,7	0,02	-3,6
22	13,3	0,05	-2,8	13,0	0,05	-3,1	12,7	0,04	-3,4	12,6	0,02	-3,5
23	13,1	0,04	-2,8	12,8	0,03	-3,1	12,6	0,03	-3,3	12,6	0,01	-3,3
24	12,9	0,03	-2,8	12,7	0,03	-3,0	12,5	0,02	-3,2	12,6	0,01	-3,2
25	12,7	0,02	-2,9	12,6	0,02	-3,0	12,4	0,01	-3,1	12,5	0,01	-3,1
26	12,7	0,00	-2,8	12,6	0,00	-2,9	12,4	0,00	-3,0	12,5	0,00	-3,0

Tabelle 6.15: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

V_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 10		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	16,4	0,04	-29,2	13,8	0,10	-31,8	26,9	0,00	-18,7	25,7	0,03	-19,9
4	15,9	0,05	-18,5	13,6	0,10	-20,8	26,1	0,01	-8,3	25,0	0,03	-9,4
5	15,7	0,06	-14,9	13,5	0,10	-17,1	25,6	0,01	-5,0	24,5	0,04	-6,1
6	15,6	0,06	-11,3	13,5	0,10	-13,4	25,5	0,01	-1,4	24,4	0,04	-2,5
7	15,5	0,07	-9,5	13,5	0,10	-11,6	25,3	0,01	0,2	24,2	0,05	-0,9
8	15,3	0,07	-7,9	13,4	0,11	-9,8	24,8	0,01	1,6	23,7	0,05	0,5
9	14,9	0,08	-7,2	13,3	0,10	-8,8	24,0	0,01	2,0	23,0	0,06	0,9
10	14,5	0,07	-6,5	13,1	0,08	-7,9	23,0	0,01	2,1	22,1	0,05	1,1
11	14,0	0,07	-6,2	13,0	0,07	-7,3	22,0	0,01	1,8	21,1	0,05	0,9
12	13,6	0,06	-5,9	12,8	0,05	-6,6	20,8	0,02	1,3	20,0	0,06	0,5
13	13,3	0,05	-5,6	12,7	0,04	-6,2	19,7	0,02	0,8	18,9	0,06	0,0
14	13,0	0,05	-5,4	12,6	0,03	-5,8	18,7	0,02	0,3	17,9	0,06	-0,5
15	12,9	0,04	-5,1	12,6	0,03	-5,4	17,8	0,03	-0,2	17,2	0,06	-0,8
16	12,8	0,03	-4,8	12,5	0,02	-5,1	17,2	0,03	-0,4	16,6	0,06	-1,0
17	12,7	0,03	-4,6	12,5	0,02	-4,8	16,4	0,04	-0,8	16,0	0,08	-1,3
18	12,6	0,02	-4,3	12,5	0,02	-4,5	15,9	0,05	-1,1	15,5	0,08	-1,5
19	12,6	0,02	-4,1	12,5	0,01	-4,3	15,6	0,04	-1,1	15,2	0,08	-1,5
20	12,6	0,02	-3,9	12,5	0,01	-4,0	15,4	0,05	-1,1	15,0	0,07	-1,5
21	12,6	0,01	-3,7	12,4	0,01	-3,8	15,1	0,05	-1,2	14,8	0,07	-1,5
22	12,5	0,01	-3,5	12,4	0,01	-3,6	14,8	0,05	-1,3	14,5	0,07	-1,5
23	12,5	0,01	-3,4	12,4	0,01	-3,5	14,5	0,04	-1,4	14,3	0,05	-1,6
24	12,5	0,01	-3,2	12,4	0,00	-3,3	14,2	0,04	-1,5	14,0	0,04	-1,7
25	12,5	0,00	-3,1	12,4	0,00	-3,2	13,7	0,04	-1,9	13,6	0,04	-2,0
26	12,4	0,00	-3,0	12,4	0,00	-3,1	13,6	0,00	-1,8	13,6	0,00	-1,9

Tabelle 6.16: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

V_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 5		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	22,7	0,23	-22,9	25,4	0,00	-20,2	23,8	0,00	-21,8	19,9	0,00	-25,7
4	22,0	0,25	-12,4	24,6	0,00	-9,8	23,0	0,00	-11,4	19,4	0,00	-15,0
5	21,7	0,26	-9,0	24,2	0,00	-6,4	22,6	0,00	-8,0	19,1	0,00	-11,6
6	21,6	0,27	-5,3	24,1	0,00	-2,9	22,5	0,00	-4,4	18,9	0,00	-8,0
7	21,4	0,28	-3,7	23,8	0,00	-1,2	22,3	0,00	-2,8	18,8	0,00	-6,3
8	21,0	0,30	-2,2	23,4	0,00	0,2	21,8	0,00	-1,4	18,5	0,00	-4,7
9	20,5	0,30	-1,6	22,7	0,00	0,6	21,2	0,00	-0,9	18,0	0,00	-4,1
10	19,7	0,27	-1,3	21,7	0,00	0,7	20,3	0,00	-0,7	17,3	0,00	-3,6
11	18,9	0,25	-1,3	20,7	0,00	0,5	19,4	0,00	-0,8	16,7	0,00	-3,5
12	18,0	0,23	-1,4	19,5	0,00	0,1	18,3	0,00	-1,2	16,0	0,00	-3,5
13	17,3	0,21	-1,7	18,5	0,00	-0,4	17,4	0,00	-1,6	15,4	0,00	-3,6
14	16,5	0,17	-1,9	17,4	0,00	-1,0	16,4	0,00	-2,0	14,8	0,00	-3,6
15	16,0	0,16	-2,0	16,7	0,00	-1,3	15,7	0,00	-2,3	14,4	0,00	-3,6
16	15,6	0,14	-2,0	16,0	0,00	-1,6	15,2	0,00	-2,4	14,1	0,00	-3,5
17	15,1	0,15	-2,2	15,3	0,00	-2,0	14,6	0,00	-2,7	13,8	0,00	-3,5
18	14,8	0,13	-2,2	14,8	0,00	-2,2	14,2	0,00	-2,8	13,5	0,00	-3,4
19	14,6	0,11	-2,1	14,5	0,00	-2,2	14,0	0,00	-2,7	13,4	0,00	-3,3
20	14,5	0,10	-2,0	14,3	0,00	-2,2	13,8	0,00	-2,7	13,3	0,00	-3,2
21	14,3	0,10	-2,0	14,0	0,00	-2,3	13,6	0,00	-2,6	13,2	0,00	-3,1
22	14,2	0,09	-1,9	13,8	0,00	-2,3	13,4	0,00	-2,6	13,1	0,00	-3,0
23	14,0	0,06	-1,9	13,5	0,00	-2,4	13,3	0,00	-2,6	13,0	0,00	-2,9
24	13,8	0,05	-1,9	13,3	0,00	-2,5	13,1	0,00	-2,6	12,9	0,00	-2,9
25	13,5	0,03	-2,1	12,9	0,00	-2,7	12,8	0,00	-2,8	12,7	0,00	-2,9
26	13,4	0,00	-2,0	12,9	0,00	-2,6	12,8	0,00	-2,7	12,7	0,00	-2,8

Tabelle 6.17: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]								
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 5		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	25,8	0,00	-19,8	24,3	0,00	-21,3	21,0	0,04	-24,6
4	25,1	0,00	-9,3	23,6	0,00	-10,8	20,4	0,04	-14,0
5	24,6	0,00	-6,0	23,2	0,00	-7,5	20,1	0,05	-10,6
6	24,5	0,00	-2,4	23,0	0,00	-3,9	20,0	0,05	-6,9
7	24,3	0,00	-0,8	22,8	0,00	-2,3	19,8	0,05	-5,3
8	23,8	0,00	0,6	22,3	0,01	-0,9	19,4	0,05	-3,8
9	23,1	0,00	1,0	21,7	0,01	-0,4	18,9	0,05	-3,2
10	22,1	0,00	1,2	20,8	0,01	-0,2	18,2	0,05	-2,8
11	21,1	0,00	0,9	19,9	0,01	-0,3	17,5	0,04	-2,7
12	20,0	0,00	0,5	18,8	0,01	-0,7	16,7	0,04	-2,8
13	18,9	0,00	-0,0	17,8	0,01	-1,1	16,0	0,04	-3,0
14	17,9	0,00	-0,5	16,9	0,01	-1,5	15,3	0,03	-3,1
15	17,1	0,00	-0,9	16,2	0,01	-1,8	14,9	0,03	-3,1
16	16,4	0,00	-1,2	15,6	0,01	-2,0	14,5	0,03	-3,1
17	15,7	0,00	-1,6	15,0	0,01	-2,3	14,1	0,03	-3,2
18	15,2	0,01	-1,8	14,6	0,01	-2,4	13,8	0,02	-3,1
19	14,9	0,01	-1,8	14,3	0,01	-2,4	13,7	0,02	-3,0
20	14,6	0,01	-1,9	14,1	0,01	-2,4	13,6	0,02	-2,9
21	14,3	0,01	-1,9	13,9	0,01	-2,4	13,4	0,02	-2,9
22	14,0	0,01	-2,0	13,7	0,01	-2,4	13,3	0,02	-2,8
23	13,7	0,01	-2,2	13,5	0,01	-2,4	13,1	0,01	-2,8
24	13,5	0,01	-2,3	13,2	0,01	-2,5	13,0	0,01	-2,7
25	13,0	0,01	-2,6	12,8	0,01	-2,7	12,7	0,01	-2,9
26	13,0	0,00	-2,5	12,8	0,00	-2,6	12,7	0,00	-2,8

Der extern durchgeführte Lastnachweis konnte bestätigen, dass die am Standort auftretenden effektiven Turbulenzintensitäten für die untersuchten WEA zulässig sind, auch wenn die Auslegungswerte möglicherweise überschritten werden.

6.8 Extremwert der Turbulenzintensität

6.8.1 Methodik

In Übereinstimmung mit den Vorgaben der DIN EN IEC 61400-1:2019-12 [Deu19] erfolgt eine umfassende Beurteilung der Standorteignung nicht nur unter Berücksichtigung der effektiven Turbulenzintensitäten, welche als Mittelwerte definiert sind, sondern auch unter Berücksichtigung der extremen Turbulenzintensitäten. Zu diesem Zweck wird das Extreme Turbulence Model (ETM) herangezogen, welches zur Bewertung der Extremwerte der Windgeschwindigkeit eingeführt wurde.

In diesem Kontext wird die Standardabweichung der longitudinalen Komponente für alle Windgeschwindigkeiten und -richtungen berechnet, um die Turbulenz der am stärksten belasteten Nachlaufsituation zu ermitteln. Um die extremen Turbulenzintensitäten vergleichen zu können, werden die Werte auf die jeweilige Windgeschwindigkeit bezogen. Schlussendlich ist zu verifizieren, dass die standortspezifischen Extremwerte der Turbulenzintensität diejenigen der Auslegung, entsprechend dem ETM-Modell, nicht überschreiten. Bei keiner auftretenden Nachlaufsituation am Standort wird stattdessen die repräsentative Turbulenzintensität verwendet.[Ris20]

6.8.2 Standortspezifisches Ergebnis

Für die WEA am Standort Marsberg ergeben sich folgende Ergebnisse.

Da es sich um einen nicht komplexen Standort handelt, sind diese Ergebnisse rein informativ und haben keine Auswirkungen auf die Bewertung der Standorteignung. Bei einer möglichen Lastrechnung werden diese berücksichtigt.

Tabelle 6.18: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten der geplanten WEA. Es wird der Standortwert (W) dargestellt.

v_{hub} [m/s]	I_{ext} [%]		
	WEA M1 W	WEA M2 W	WEA M3 W
3	29,6	30,8	31,0
4	29,3	30,5	30,7
5	29,3	30,5	30,7
6	29,3	30,5	30,7
7	29,4	30,6	30,8
8	29,3	30,5	30,7

Tabelle 6.18: Fortsetzung: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten der geplanten WEA.
Es wird der Standortwert (W) dargestellt.

v_{hub} [m/s]	I_{ext} [%]		
	WEA M1 W	WEA M2 W	WEA M3 W
9	28,7	29,9	30,1
10	27,3	28,4	28,7
11	25,9	27,0	27,2
12	24,6	25,5	25,8
13	23,2	24,0	24,3
14	16,7	0,0	17,1
15	16,1	0,0	16,6
16	15,6	0,0	16,1
17	19,4	19,8	20,2
18	18,7	19,1	19,4
19	18,0	18,3	18,7
20	17,7	17,8	18,2
21	17,3	17,4	17,8
22	16,9	16,9	17,3
23	15,9	15,8	16,2
24	15,4	15,3	15,6
25	14,8	14,8	15,0
26	-	-	-

7 Nachweis der Standorteignung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Kapitel 6 zusammenfassend dargestellt und die Standorteignung der WEA bewertet.

7.1 Standorteignung neu geplante WEA

In der folgenden Tabelle 7.1 sind die für die Bewertung der Standorteignung relevanten Prüfungen der geplanten WEA aufgeführt. Ein Nachweis der Standorteignung kann nur erbracht werden, wenn alle aufgeführten Vergleiche eingehalten sind.

Tabelle 7.1: Bewertung der Standorteignung für die neu geplanten WEA gemäß des Vereinfachten Verfahrens der DIBt 2012 [Deu15]

ID	v_{ave} eingehalten	v_{50} eingehalten	I_{eff} eingehalten oder MLA vorhanden	Standorteignung nachgewiesen
WEA M1	Nein	Ja	Ja	Ja
WEA M2	Nein	Ja	Ja	Ja
WEA M3	Nein	Ja	Ja	Ja

Eine gültige Überprüfung der standortspezifischen Lasten wurde für die WEA in einer externen detaillierten Lastrechnung durchgeführt. Diese basierte auf der geplanten Konfiguration gemäß Tabelle 4.1 und den Ergebnissen aus den Kapiteln 5 und 7, die zur Verfügung gestellt wurden. In dieser Lastrechnung konnte festgestellt werden, dass die Auslegungslasten gemäß den Herstellervorgaben nicht überschritten werden. Die Ergebnisse wurden von noxt! engineering GmbH auf Plausibilität überprüft und als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [Deu15] ist für die WEA unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die Auswertung zeigt auch, dass die Errichtung der WEA einen bedeutenden Effekt auf die Anlagen in Bezug auf die effektive Turbulenzintensität hat. Dies hat zur Folge, dass ein Windsektormanagement notwendig bleibt.

7.2 Betriebsbeschränkungen

Aufgrund von Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität müssen WEA teilweise den Betrieb beschränken, um die Überschreitungen zu verhindern. In der nachfolgenden Tabelle sind die notwendigen Betriebsbeschränkungen der WEA im Windpark dargestellt. Dabei wird jeweils die Windgeschwindigkeit v_{hub} und die Windrichtung WD angegeben, bei der die Betriebsbeschränkung beginnt und endet.

Tabelle 7.2: Betriebsbeschränkungen der WEA am Standort

ID	v_{hub}		WD		Beschränkung	Beschreibung
	Start [m/s]	Ende [m/s]	Start [°]	Ende [°]		
WEA M2	14	16	0,0	360,0	Abgeschaltet	Allgemeine Reduktion

7.3 Nachweis durch Vergleich der Lasten

Gemäß den Ergebnissen der extern durchgeführten und gültigen Lastrechnung (MLA - Mechanical Load Assessment) konnte der Nachweis der Standorteignung erbracht werden.

7.4 Bestandsanlagen

In der folgenden Tabelle 7.3 sind die für die Bewertung der Standorteignung relevanten Prüfungen der bestehenden WEA aufgeführt. Für einen Nachweis muss einer der beiden Prüfungen eingehalten werden.

Tabelle 7.3: Bewertung der Standorteignung für die WEA im Bestand

ID	I_{eff} eingehalten oder MLA vorhanden	keine Erhöhung I_{eff} durch Zubau	Standorteignung nachgewiesen
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	Ja	Ja	Ja

Tabelle 7.3: Fortsetzung: Bewertung der Standorteignung für die WEA im Bestand

ID	I_{eff} eingehalten oder MLA vorhanden	keine Erhöhung I_{eff} durch Zubau	Standorteignung nachgewiesen
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	Ja	Ja	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	Ja	Ja	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	Ja	Ja	Ja
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	Ja	Ja	Ja

8 Gültigkeit der Ergebnisse und Abweichungen von den Richtlinien

Berechnungsmodelle stellen stets nur eine Annäherung an die Realität dar. Im Rahmen der durchgeführten Berechnungen wurden teilweise vereinfachte Annahmen und Randbedingungen verwendet. Alle getroffenen Vereinfachungen sind dabei stets konservativ und in Übereinstimmung mit den geltenden Normen und Richtlinien. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass die Ergebnisse wesentlich von der Repräsentativität der zugrunde liegenden Winddaten des Standortes abhängen. Die unter den angegebenen Randbedingungen erzielten Ergebnisse sind daher lediglich als ein Instrumentarium zur Entscheidungsfindung anzusehen.

Die DIBt 2012 [Deu15] sieht vereinfachte Gleichungen zur Berechnung der Umgebungsturbulenzintensitäten in Abhängigkeit der Geländekategorien bzw. der Rauigkeiten vor. Dabei wird auf die Definition der Geländekategorien in der DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [Deu10] verwiesen. Bei diesem Vorgehen bleiben lokale Rauigkeitslängen jedoch unberücksichtigt. Um die spezifischen Gegebenheiten des Standortes genauer abbilden zu können, werden die Umgebungsturbulenzintensitäten auf Basis gewichteter und sektorspezifischer Mittelwerte für die Rauigkeitslängen ermittelt und mittels eines invers logarithmischen Profils auf Nabenhöhe extrapoliert. Diese Methode entspricht dem derzeitigen Stand der Forschung und ist gängige Praxis zur Ermittlung der natürlichen Turbulenzintensitäten. Hierbei werden ergänzend die Definitionen des Europäischen Windatlas [Eur89] und der VDI 3783 Blatt 12 [Ver00] zu Rauigkeitsklassen hinzugezogen. Dadurch werden auch die Werte nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [Deu10] abgedeckt.

Die mittleren Turbulenzintensitäten und ihre Standardabweichungen werden für sämtliche Windgeschwindigkeiten bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit der betrachteten WEA bestimmt. Damit geht die Beurteilung über die in der DIBt 2012 [Deu15] vorgesehenen 15 m/s hinaus.

Für WEA die der Typenprüfung gemäß [Deu93] unterliegen, erfolgt eine Beurteilung der windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensitäten gemäß [Deu04]. Diese Methode erlaubt eine verlässlichere Einschätzung der effektiven Turbulenzintensität.

Bei der Erstellung dieses Gutachtens wurden die Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität des BWE-Windgutachterbeirates [Bun09] berücksichtigt.

9 Interaktive Karte



Die interaktive Karte dient der Darstellung einiger bedeutender Ergebnisse des Berichtes. Sowohl alle für die Beurteilung relevanten WEA, die verwendeten Windverteilungen als auch die Verteilungen der durch die Anlagen induzierten Turbulenzen sind in der Karte dargestellt. In der Karte werden die Turbulenzen für eine Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von 15 m/s gezeigt die von den WEA am Standort vor und nach dem Zubau induziert werden. Dabei wird die Turbulenzintensität vor dem Zubau orange und nach dem Zubau blau dargestellt. Die Karte zeigt die neu geplanten WEA in grün, mögliche bleibende Bestandsanlagen in rot und im Rahmen des Repowerings zu ersetzende Bestandsanlagen in violett.

Das Öffnen der interaktiven Karte funktioniert nur im Adobe Acrobat Reader.

10 Ortstermin

Gemäß den Anforderungen der Richtlinie DIBt 2012 [Deu15] wurde am 06.11.2025 ein Ortstermin von Tino Senkler, M.Sc. durchgeführt. Bei diesem wurden die Geländebeschaffenheit im Vergleich zu den vorhandenen Satellitendaten der Rauigkeit und gegebenenfalls den Höhenlinien ermittelt bzw. abgeglichen. Zur Bestimmung der 50-Jahresgeschwindigkeit am Standort ist es außerdem erforderlich, gemäß DIN EN 1991-1-4/NA [Deu10] die Geländekategorie festzulegen. Potenziell relevante Einzelstrukturen wurden analysiert. Diese sind von Bedeutung, wenn aufgrund der Größe und einer geringen Entfernung ein deutlicher Einfluss auf die Turbulenz erwartet werden kann. Im Modell gelten benachbarte WEA nicht als zusätzliche Hindernisse.

Als bedeutende Hindernisse gelten Einzelstrukturen, sobald die Höhe 25% der Differenz zwischen der Geländeoberfläche und des niedrigsten Punktes der Rotorblätter der WEA übersteigt. Zudem müssen diese Einzelstrukturen näher am Standort der Windenergieanlage liegen als das 20-fache des eigenen charakteristischen Durchmessers, um als relevant eingestuft zu werden.



Abbildung 10.1: Standort:



Abbildung 10.2: Standort:



Abbildung 10.3: Standort:



Abbildung 10.4: Standort:



Abbildung 10.5: Standort:



Abbildung 10.6: Standort:



Abbildung 10.7: Standort:



Abbildung 10.8: Standort:



Abbildung 10.9: Standort:



Abbildung 10.10: Standort:



Abbildung 10.11: Standort:



Abbildung 10.12: Standort:

Literaturverzeichnis

- [Bun09] Bundesverband WindEnergie: Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität. Mai 2009
- [Bun24] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie: GeoBasis-DE / BKG (2024) dl-de/by-2-0. 2024
- [COR20] CORINE Land Cover 2018 (vector): Europe, 6-yearly - version 2020. Mai 2020
- [Deu79] Deutsches Institut für Normung: Normatmosphäre (Foreign Standard) - DIN ISO 2533:1979. dez 1979
- [Deu93] Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Juni 1993
- [Deu04] Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. März 2004
- [Deu10] Deutsches Institut für Normung: Nationaler Anhang - Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten - DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang. Dezember 2010
- [Deu11] Deutsches Institut für Normung: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen - IEC 61400-1:2011. 2011
- [Deu15] Deutsches Institut für Bautechnik: Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Stand Oktober 2012 - Korrigierte Fassung. März 2015
- [Deu19] Deutsches Institut für Normung: Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen - IEC 61400-1:2019. Dezember 2019
- [DWD18] DWD Referat Nationale Klimaüberwachung: Raster der vieljährigen Mittel der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1961-1990, Version v1.0. Dezember 2018
- [Ene25] Enercon: D03058258/4.0-de. 24.09.2025
- [Eur89] European Wind Atlas: Risø National Laboratory. 1989

- [Eur98] European Wind Turbine Standards II: ENC Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik. 1998
- [Fra07] Frandsen, Sten T.: Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK). 2007
- [Kun09] Kunte, A.: Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein. April 2009
- [Ris20] Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy: Windfarm Assessment Tool Version 4.6.168. 2020
- [Ver00] Verein Deutscher Ingenieure: Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht - Windkanalanwendungen - Richtlinie VDI 3783 Blatt 12. Dezember 2000

A Abkürzungsübersicht

Tabelle A.1: Abkürzungsübersicht

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normen
ETM	Extremes Turbulenzmodell
FEH	Fundamenterhöhung
GK	Geländekategorie
LD	Lebensdauer
MLA	Mechanical Load Assessment (Lastrechnung)
NA	Nationaler Anhang
NH	Nabenhöhe
NN	Höhe über Normalnull
NTM	Normales Turbulenzmodell
D	Rotordurchmesser
RE	Repowering WEA
st	Standort
TK	Turbulenzkategorie
TSI	Index für die Geländeneigung
TVI	Index für die Geländeabweichung
tp	Typenprüfung bzw. Auslegung
UTM	globales Koordinatensystem
VB	Vorbelastung WEA
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark
WSM	Windsektormanagement
WZ	Windzone
ZB	Zusatzbelastung WEA

B Formelzeichenübersicht

Tabelle B.1: Formelzeichenübersicht

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	m/s
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	-
C_T	Schubbeiwert	-
I	Turbulenzintensität	%
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	%
I_{char}	charakteristische Turbulenzintensität bei 15 m/s	%
I_{eff}	effektive Turbulenzintensität	%
I_{ext}	extreme Turbulenzintensität	%
I_{ref}	Bezugswert der Turbulenzintensität	%
k	Formfaktor der Weibullverteilung	%
k_{tp}	Auslegungswert des Formfaktors der Weibullverteilung	-
m	Wöhlerkoeffizient	-
P_{Nenn}	Nennleistung der jeweiligen Windenergieanlage	kW
v_{ave}	mittlere Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s
$v_{ave,WV}$	mittlere Jahres-Windgeschwindigkeit der Windverteilung	m/s
$v_{ave,st}$	Luftdichte-korrigierte mittlere Jahres-Windgeschwindigkeit	m/s
$v_{ave,tp}$	mittlere Jahres-Windgeschwindigkeit der Auslegung	m/s
v_{hub}	mittlere Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit	m/s
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit	m/s
v_r	kleinste Windgeschwindigkeit auf NH, bei der die Nennleistung einer WEA (stationärer Wind ohne Turbulenz) erreicht wird	m/s
$v_{50,st}$	50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort	m/s
$v_{50,tp}$	Auslegungswert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit (wird in Datenblättern oft auch v_{ref} bezeichnet)	m/s
v_{e50}	3s-Mittelwert extreme Windgeschwindigkeit	m/s
WV_{ID}	ID der Windverteilung	m/s
z_0	Rauigkeitslänge	m
z_{hub}	Nabenhöhe der jeweiligen Windenergieanlage	m
α	Höhenexponent	-
β	Schräganströmung	°
β_{ave}	standortspezifischen Mittelwert der Schräganströmung	°
λ	Schnelllaufzahl	-
ρ	Luftdichte	kg/m ³
σ	Standartabweichung der mittleren Windgeschwindigkeit	m/s

Tabelle B.1: Fortsetzung: Formelzeichenübersicht

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
σ_γ	Standartabweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit	m/s

C Abstandstabellen

Im folgenden werden die absoluten Abstände und bezogen auf den jeweiligen Rotordurchmesser zwischen den relevanten WEA nach Zubau dargestellt. Der minimale Abstand am Standort zwischen WEA M2 und WEA M3 beträgt 401,7 m und der minimale relative Abstand am Standort tritt zwischen WEA M2 und WEA M3 auf und beträgt 2,30 D.

Tabelle C.1: Abstände zwischen den WEA am Standort

WEA-ID	Horizontaler Abstand [m]		
	WEA M1	WEA M2	WEA M3
WEA M1	0,0	446,8	809,9
WEA M2	446,8	0,0	401,7
WEA M3	809,9	401,7	0,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	1.621,1	1.191,7	813,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	2.194,2	1.783,8	1.388,1
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	1.625,7	1.179,2	892,1
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	2.418,4	1.975,4	1.703,6
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	2.029,5	1.583,4	1.291,9

Tabelle C.2: Relative Abstände zwischen den WEA am Standort

WEA-ID	Horizontaler Abstand [D]		
	WEA M1	WEA M2	WEA M3
WEA M1	0,0	2,6	4,6
WEA M2	2,6	0,0	2,3
WEA M3	4,6	2,3	0,0
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01	10,1	7,4	5,1
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02	13,7	11,1	8,7
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03	10,2	7,4	5,6
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06	15,1	12,3	10,6
Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10	12,7	9,9	8,1

D Berechnete Windverteilungen

Die folgenden Windverteilungen wurden basierend auf den Eingangsdaten aus Abschnitt 4.2 berechnet.

Bezeichnung: WV1 | WEA M1

UTM-Koordinaten: Ost 491.987,0 m | Nord 5.708.656,0 m | Höhe 174,5 m

Tabelle D.1: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV1

Sektor	A [m/s]	k [-]	V _{ave} [m/s]	Häufigkeit [%]
N	5,8	2,34	5,11	3,86
NNO	5,7	2,37	5,07	3,20
ONO	6,4	2,37	5,68	4,14
O	7,1	2,42	6,29	5,82
OSO	7,0	2,57	6,18	6,69
SSO	7,0	2,48	6,24	6,37
S	8,7	2,59	7,74	8,75
SSW	9,7	2,70	8,60	10,36
WSW	10,0	2,63	8,87	14,08
W	10,2	2,51	9,08	16,48
WNW	8,7	2,38	7,68	13,54
NNW	6,6	2,29	5,86	6,71
Gesamt	8,5	2,27	7,52	100,00

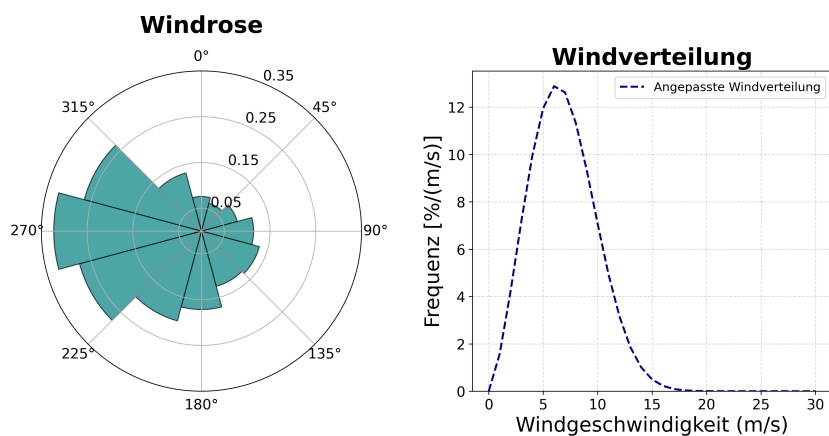


Abbildung D.1: Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M1 (WV1)

Bezeichnung: WV2 | WEA M2

UTM-Koordinaten: Ost 492.291,0 m | Nord 5.708.328,6 m | Höhe 174,5 m

Tabelle D.2: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV2

Sektor	A [m/s]	k [-]	V _{ave} [m/s]	Häufigkeit [%]
N	5,8	2,34	5,17	3,73
NNO	5,7	2,37	5,04	3,03
ONO	6,4	2,37	5,70	4,03
O	7,4	2,40	6,52	5,89
OSO	7,4	2,56	6,59	7,03
SSO	7,4	2,48	6,56	6,60
S	8,8	2,59	7,83	8,52
SSW	9,6	2,70	8,51	9,84
WSW	10,2	2,62	9,04	13,67
W	10,7	2,51	9,47	16,82
WNW	9,2	2,37	8,13	14,15
NNW	6,8	2,28	6,04	6,69
Gesamt	8,7	2,27	7,75	100,00

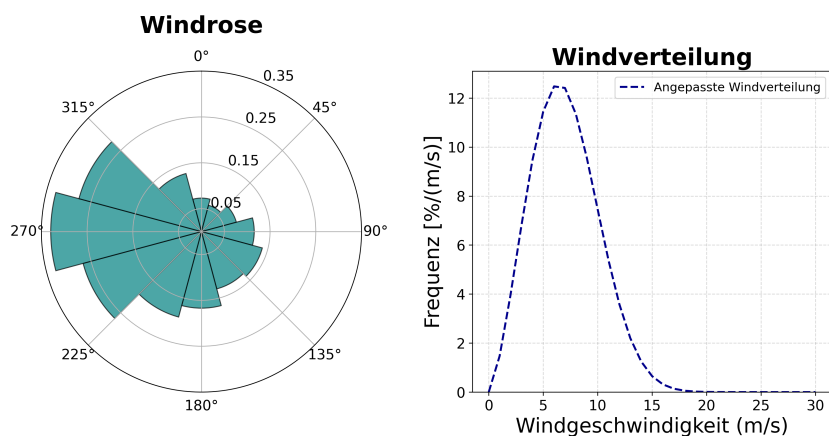


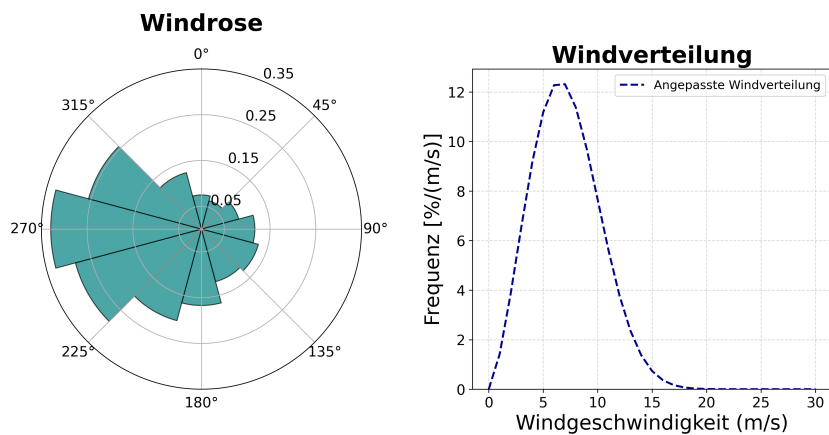
Abbildung D.2: Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M2 (WV2)

Bezeichnung: WV3 | WEA M3

UTM-Koordinaten: Ost 492.348,0 m | Nord 5.707.931,0 m | Höhe 174,5 m

Tabelle D.3: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV3

Sektor	A [m/s]	k [-]	V _{ave} [m/s]	Häufigkeit [%]
N	5,9	2,34	5,25	3,81
NNO	6,0	2,37	5,33	3,26
ONO	6,7	2,37	5,94	4,30
O	7,5	2,42	6,64	5,96
OSO	7,3	2,57	6,45	6,57
SSO	7,1	2,50	6,32	6,07
S	9,0	2,58	7,97	8,52
SSW	10,2	2,71	9,06	10,57
WSW	10,8	2,62	9,56	14,56
W	10,8	2,51	9,56	16,82
WNW	8,8	2,38	7,79	13,04
NNW	6,7	2,29	5,94	6,52
Gesamt	8,9	2,25	7,88	100,00

**Abbildung D.3:** Verteilung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit für den Standort WEA M3 (WV3)

E Effektive Turbulenzintensität ohne WSM

Zur Einhaltung der effektiven Turbulenzintensität am Standort wird ein Windsektormanagement (WSM) benötigt. In den folgenden Tabellen wird die effektive Turbulenzintensität ohne das hinzugefügte Windsektormanagement dargestellt. Diese Daten dienen des weiteren als Eingang für eine mögliche extern durchgeführte Lastrechnung der Windenergieanlagen.

Tabelle E.1: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

V_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M1 m = 14		WEA M1 m = 10		WEA M1 m = 5		WEA M2 m = 14	
	N	A	N	A	N	A	N	A
3	22,5	-19,4	20,3	-21,6	15,6	-26,2	25,5	-16,3
4	22,3	-12,1	20,1	-14,3	15,6	-18,8	25,3	-9,1
5	22,3	-7,7	20,1	-9,8	15,6	-14,4	25,3	-4,6
6	22,3	-4,7	20,1	-6,8	15,6	-11,4	25,3	-1,6
7	22,3	-2,5	20,2	-4,6	15,6	-9,2	25,4	0,6
8	22,3	-0,9	20,1	-3,1	15,6	-7,6	25,3	2,1
9	21,8	-0,1	19,7	-2,3	15,4	-6,6	24,8	2,8
10	20,7	-0,2	18,7	-2,2	14,9	-6,0	23,6	2,6
11	19,7	-0,5	17,8	-2,3	14,5	-5,6	22,3	2,2
12	18,6	-0,8	16,9	-2,6	14,2	-5,3	21,1	1,7
13	17,6	-1,3	16,0	-2,9	13,9	-5,0	19,9	1,0
14	16,6	-1,8	15,3	-3,1	13,6	-4,8	18,7	0,3
15	16,0	-2,0	14,8	-3,2	13,5	-4,5	17,9	-0,1
16	15,2	-2,4	14,2	-3,4	13,3	-4,3	16,9	-0,7
17	14,8	-2,5	14,0	-3,3	13,2	-4,0	16,4	-0,9
18	14,4	-2,6	13,7	-3,3	13,2	-3,8	15,8	-1,1
19	14,0	-2,7	13,5	-3,2	13,1	-3,6	15,2	-1,5
20	13,8	-2,7	13,4	-3,1	13,1	-3,4	14,9	-1,6
21	13,6	-2,7	13,3	-3,0	13,0	-3,2	14,6	-1,7
22	13,4	-2,6	13,2	-2,9	13,0	-3,1	14,2	-1,8
23	13,2	-2,7	13,1	-2,8	12,9	-3,0	13,6	-2,3
24	13,1	-2,7	13,0	-2,7	12,9	-2,8	13,3	-2,4
25	13,0	-2,6	12,9	-2,6	12,9	-2,7	13,1	-2,5

Tabelle E.1: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M1 m = 14		WEA M1 m = 10		WEA M1 m = 5		WEA M2 m = 14	
	N	A	N	A	N	A	N	A
26	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle E.2: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M2 m = 10		WEA M2 m = 5		WEA M3 m = 14		WEA M3 m = 10	
	N	A	N	A	N	A	N	A
3	24,0	-17,9	19,7	-22,2	22,2	-19,6	19,7	-22,1
4	23,7	-10,7	19,5	-14,9	22,0	-12,4	19,5	-14,9
5	23,7	-6,2	19,5	-10,4	22,0	-7,9	19,5	-10,4
6	23,7	-3,2	19,5	-7,4	22,0	-4,9	19,5	-7,4
7	23,8	-1,0	19,5	-5,3	22,1	-2,7	19,5	-5,3
8	23,7	0,5	19,5	-3,7	22,0	-1,2	19,5	-3,7
9	23,3	1,3	19,1	-2,8	21,6	-0,4	19,1	-2,9
10	22,1	1,1	18,3	-2,7	20,5	-0,4	18,2	-2,8
11	20,9	0,8	17,5	-2,7	19,5	-0,7	17,3	-2,8
12	19,8	0,4	16,7	-2,7	18,5	-1,0	16,5	-3,0
13	18,7	-0,2	16,0	-2,9	17,4	-1,5	15,6	-3,3
14	17,6	-0,8	15,4	-3,0	16,5	-1,9	14,9	-3,5
15	16,9	-1,1	14,9	-3,0	15,8	-2,2	14,4	-3,6
16	16,0	-1,6	14,5	-3,1	15,0	-2,6	13,9	-3,7
17	15,6	-1,7	14,2	-3,0	14,6	-2,6	13,7	-3,6
18	15,1	-1,9	14,0	-3,0	14,2	-2,8	13,4	-3,6
19	14,6	-2,1	13,8	-3,0	13,8	-2,9	13,2	-3,5
20	14,3	-2,1	13,6	-2,8	13,6	-2,9	13,1	-3,4
21	14,1	-2,2	13,5	-2,8	13,4	-2,8	13,0	-3,2

Tabelle E.2: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]							
	WEA M2 m = 10		WEA M2 m = 5		WEA M3 m = 14		WEA M3 m = 10	
	N	A	N	A	N	A	N	A
22	13,9	-2,2	13,4	-2,7	13,2	-2,8	12,9	-3,1
23	13,4	-2,5	13,2	-2,7	13,0	-2,9	12,8	-3,1
24	13,2	-2,5	13,0	-2,7	12,9	-2,9	12,7	-3,0
25	13,0	-2,6	12,9	-2,7	12,8	-2,8	12,7	-2,9
26	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle E.3: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%] WEA M3 m = 5	
	N	A
3	15,4	-26,5
4	15,2	-19,2
5	15,1	-14,8
6	15,1	-11,8
7	15,1	-9,7
8	15,0	-8,2
9	14,8	-7,1
10	14,4	-6,5
11	14,1	-6,1
12	13,8	-5,7
13	13,5	-5,4
14	13,3	-5,1
15	13,1	-4,9
16	13,0	-4,6
17	12,9	-4,4

Tabelle E.3: Fortsetzung: Es wird die ermittelte effektive Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%] WEA M3 m = 5	
	N	A
18	12,8	-4,1
19	12,8	-3,9
20	12,7	-3,7
21	12,7	-3,6
22	12,7	-3,4
23	12,6	-3,3
24	12,6	-3,1
25	12,6	-3,0
26	-	-

Tabelle E.4: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 14		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	23,0	0,02	-22,6	21,1	0,06	-24,5	17,2	0,21	-28,4	18,1	0,01	-27,5
4	22,3	0,02	-12,1	20,5	0,07	-13,9	16,8	0,22	-17,6	17,6	0,01	-16,8
5	21,9	0,03	-8,7	20,2	0,08	-10,5	16,6	0,24	-14,1	17,3	0,02	-13,4
6	21,8	0,03	-5,1	20,0	0,09	-6,9	16,5	0,24	-10,4	17,2	0,02	-9,7
7	21,6	0,03	-3,5	19,9	0,10	-5,2	16,4	0,25	-8,7	17,0	0,02	-8,0
8	21,2	0,04	-2,0	19,5	0,11	-3,7	16,2	0,26	-7,0	16,7	0,03	-6,5
9	20,6	0,05	-1,5	19,0	0,12	-3,1	15,8	0,26	-6,3	16,3	0,03	-5,8
10	19,7	0,04	-1,2	18,2	0,11	-2,8	15,3	0,23	-5,6	15,7	0,03	-5,3
11	18,9	0,04	-1,4	17,4	0,10	-2,8	14,9	0,20	-5,4	15,1	0,03	-5,2

Tabelle E.4: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 01 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 14		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
12	17,9	0,04	-1,6	16,5	0,10	-3,0	14,4	0,17	-5,1	14,4	0,04	-5,0
13	17,0	0,05	-2,0	15,7	0,10	-3,2	14,0	0,14	-5,0	13,9	0,04	-5,0
14	16,1	0,05	-2,3	15,0	0,10	-3,4	13,6	0,12	-4,8	13,5	0,04	-4,9
15	15,5	0,06	-2,5	14,5	0,10	-3,5	13,4	0,10	-4,6	13,2	0,04	-4,8
16	14,9	0,05	-2,7	14,1	0,09	-3,5	13,2	0,08	-4,4	13,0	0,03	-4,6
17	14,4	0,07	-2,9	13,7	0,09	-3,6	13,0	0,08	-4,3	12,9	0,03	-4,4
18	14,0	0,07	-3,0	13,5	0,08	-3,5	12,9	0,07	-4,1	12,8	0,03	-4,2
19	13,8	0,06	-2,9	13,3	0,07	-3,4	12,8	0,05	-3,9	12,7	0,02	-4,0
20	13,6	0,06	-2,8	13,2	0,06	-3,3	12,8	0,05	-3,7	12,7	0,02	-3,8
21	13,4	0,06	-2,8	13,1	0,06	-3,2	12,7	0,04	-3,6	12,7	0,02	-3,6
22	13,3	0,05	-2,8	13,0	0,05	-3,1	12,7	0,04	-3,4	12,6	0,02	-3,5
23	13,1	0,04	-2,8	12,8	0,03	-3,1	12,6	0,03	-3,3	12,6	0,01	-3,3
24	12,9	0,03	-2,8	12,7	0,03	-3,0	12,5	0,02	-3,2	12,6	0,01	-3,2
25	12,7	0,02	-2,9	12,6	0,02	-3,0	12,4	0,01	-3,1	12,5	0,01	-3,1
26	12,7	0,00	-2,8	12,6	0,00	-2,9	12,4	0,00	-3,0	12,5	0,00	-3,0

Tabelle E.5: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 02 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 10		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	16,4	0,04	-29,2	13,8	0,10	-31,8	26,9	0,00	-18,7	25,7	0,03	-19,9
4	15,9	0,05	-18,5	13,6	0,10	-20,8	26,1	0,01	-8,3	25,0	0,03	-9,4
5	15,7	0,06	-14,9	13,5	0,10	-17,1	25,6	0,01	-5,0	24,5	0,04	-6,1
6	15,6	0,06	-11,3	13,5	0,10	-13,4	25,5	0,01	-1,4	24,4	0,04	-2,5
7	15,5	0,07	-9,5	13,5	0,10	-11,6	25,3	0,01	0,2	24,2	0,05	-0,9
8	15,3	0,07	-7,9	13,4	0,11	-9,8	24,8	0,01	1,6	23,7	0,05	0,5
9	14,9	0,08	-7,2	13,3	0,10	-8,8	24,0	0,01	2,0	23,0	0,06	0,9
10	14,5	0,07	-6,5	13,1	0,08	-7,9	23,0	0,01	2,1	22,1	0,05	1,1
11	14,0	0,07	-6,2	13,0	0,07	-7,3	22,0	0,01	1,8	21,1	0,05	0,9
12	13,6	0,06	-5,9	12,8	0,05	-6,6	20,8	0,02	1,3	20,0	0,06	0,5
13	13,3	0,05	-5,6	12,7	0,04	-6,2	19,7	0,02	0,8	18,9	0,06	0,0
14	13,0	0,05	-5,4	12,6	0,03	-5,8	18,7	0,02	0,3	17,9	0,07	-0,5
15	12,9	0,04	-5,1	12,6	0,03	-5,4	17,8	0,03	-0,2	17,2	0,07	-0,8
16	12,8	0,03	-4,8	12,5	0,02	-5,1	17,2	0,03	-0,4	16,6	0,07	-1,0
17	12,7	0,03	-4,6	12,5	0,02	-4,8	16,4	0,04	-0,8	16,0	0,08	-1,3
18	12,6	0,02	-4,3	12,5	0,02	-4,5	15,9	0,05	-1,1	15,5	0,08	-1,5
19	12,6	0,02	-4,1	12,5	0,01	-4,3	15,6	0,04	-1,1	15,2	0,08	-1,5
20	12,6	0,02	-3,9	12,5	0,01	-4,0	15,4	0,05	-1,1	15,0	0,07	-1,5
21	12,6	0,01	-3,7	12,4	0,01	-3,8	15,1	0,05	-1,2	14,8	0,07	-1,5
22	12,5	0,01	-3,5	12,4	0,01	-3,6	14,8	0,05	-1,3	14,5	0,07	-1,5
23	12,5	0,01	-3,4	12,4	0,01	-3,5	14,5	0,04	-1,4	14,3	0,05	-1,6
24	12,5	0,01	-3,2	12,4	0,00	-3,3	14,2	0,04	-1,5	14,0	0,04	-1,7
25	12,5	0,00	-3,1	12,4	0,00	-3,2	13,7	0,04	-1,9	13,6	0,04	-2,0
26	12,4	0,00	-3,0	12,4	0,00	-3,1	13,6	0,00	-1,8	13,6	0,00	-1,9

Tabelle E.6: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]											
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 03 m = 5			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 06 m = 5		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	22,7	0,23	-22,9	25,4	0,00	-20,2	23,8	0,00	-21,8	19,9	0,00	-25,7
4	22,0	0,25	-12,4	24,6	0,00	-9,8	23,0	0,00	-11,4	19,4	0,00	-15,0
5	21,7	0,26	-9,0	24,2	0,00	-6,4	22,6	0,00	-8,0	19,1	0,00	-11,6
6	21,6	0,27	-5,3	24,1	0,00	-2,9	22,5	0,00	-4,4	18,9	0,00	-8,0
7	21,4	0,28	-3,7	23,8	0,00	-1,2	22,3	0,00	-2,8	18,8	0,00	-6,3
8	21,0	0,30	-2,2	23,4	0,00	0,2	21,8	0,00	-1,4	18,5	0,00	-4,7
9	20,5	0,30	-1,6	22,7	0,00	0,6	21,2	0,00	-0,9	18,0	0,00	-4,1
10	19,7	0,27	-1,3	21,7	0,00	0,7	20,3	0,00	-0,7	17,3	0,00	-3,6
11	18,9	0,25	-1,3	20,7	0,00	0,5	19,4	0,00	-0,8	16,7	0,00	-3,5
12	18,0	0,23	-1,4	19,5	0,00	0,1	18,3	0,00	-1,2	16,0	0,00	-3,5
13	17,3	0,21	-1,7	18,5	0,00	-0,4	17,4	0,00	-1,6	15,4	0,00	-3,6
14	16,5	0,19	-1,9	17,4	0,00	-1,0	16,4	0,00	-2,0	14,8	0,00	-3,6
15	16,0	0,18	-2,0	16,7	0,00	-1,3	15,7	0,00	-2,3	14,4	0,00	-3,6
16	15,6	0,15	-2,0	16,0	0,00	-1,6	15,2	0,00	-2,4	14,1	0,00	-3,5
17	15,1	0,15	-2,2	15,3	0,00	-2,0	14,6	0,00	-2,7	13,8	0,00	-3,5
18	14,8	0,13	-2,2	14,8	0,00	-2,2	14,2	0,00	-2,8	13,5	0,00	-3,4
19	14,6	0,11	-2,1	14,5	0,00	-2,2	14,0	0,00	-2,7	13,4	0,00	-3,3
20	14,5	0,10	-2,0	14,3	0,00	-2,2	13,8	0,00	-2,7	13,3	0,00	-3,2
21	14,3	0,10	-2,0	14,0	0,00	-2,3	13,6	0,00	-2,6	13,2	0,00	-3,1
22	14,2	0,09	-1,9	13,8	0,00	-2,3	13,4	0,00	-2,6	13,1	0,00	-3,0
23	14,0	0,06	-1,9	13,5	0,00	-2,4	13,3	0,00	-2,6	13,0	0,00	-2,9
24	13,8	0,05	-1,9	13,3	0,00	-2,5	13,1	0,00	-2,6	12,9	0,00	-2,9
25	13,5	0,03	-2,1	12,9	0,00	-2,7	12,8	0,00	-2,8	12,7	0,00	-2,9
26	13,4	0,00	-2,0	12,9	0,00	-2,6	12,8	0,00	-2,7	12,7	0,00	-2,8

Tabelle E.7: Fortsetzung: Es wird die ermittelte Turbulenzintensität I_{eff} am Standort nach Zubau (N), die Änderung durch den Zubau (D) und der Vergleich mit den jeweiligen Auslegungswerten (A) dargestellt. Es wird jeweils der verwendete Wöhlerfaktor (m) angegeben. Diese Ergebnisse stellen die Situation ohne das hinzugefügte Windsektormanagement (WSM) dar.

v_{hub} [m/s]	I_{eff} [%]								
	Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 14			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 10			Windpark Westheim GmbH & Co KG WEA 10 m = 5		
	N	D	A	N	D	A	N	D	A
3	25,8	0,00	-19,8	24,3	0,00	-21,3	21,0	0,04	-24,6
4	25,1	0,00	-9,3	23,6	0,00	-10,8	20,4	0,04	-14,0
5	24,6	0,00	-6,0	23,2	0,00	-7,5	20,1	0,05	-10,6
6	24,5	0,00	-2,4	23,0	0,00	-3,9	20,0	0,05	-6,9
7	24,3	0,00	-0,8	22,8	0,00	-2,3	19,8	0,05	-5,3
8	23,8	0,00	0,6	22,3	0,01	-0,9	19,4	0,05	-3,8
9	23,1	0,00	1,0	21,7	0,01	-0,4	18,9	0,05	-3,2
10	22,1	0,00	1,2	20,8	0,01	-0,2	18,2	0,05	-2,8
11	21,1	0,00	0,9	19,9	0,01	-0,3	17,5	0,04	-2,7
12	20,0	0,00	0,5	18,8	0,01	-0,7	16,7	0,04	-2,8
13	18,9	0,00	-0,0	17,8	0,01	-1,1	16,0	0,04	-3,0
14	17,9	0,00	-0,5	16,9	0,01	-1,5	15,3	0,03	-3,1
15	17,1	0,00	-0,9	16,2	0,01	-1,8	14,9	0,03	-3,1
16	16,4	0,00	-1,2	15,6	0,01	-2,0	14,5	0,03	-3,1
17	15,7	0,00	-1,6	15,0	0,01	-2,3	14,1	0,03	-3,2
18	15,2	0,01	-1,8	14,6	0,01	-2,4	13,8	0,02	-3,1
19	14,9	0,01	-1,8	14,3	0,01	-2,4	13,7	0,02	-3,0
20	14,6	0,01	-1,9	14,1	0,01	-2,4	13,6	0,02	-2,9
21	14,3	0,01	-1,9	13,9	0,01	-2,4	13,4	0,02	-2,9
22	14,0	0,01	-2,0	13,7	0,01	-2,4	13,3	0,02	-2,8
23	13,7	0,01	-2,2	13,5	0,01	-2,4	13,1	0,01	-2,8
24	13,5	0,01	-2,3	13,2	0,01	-2,5	13,0	0,01	-2,7
25	13,0	0,01	-2,6	12,8	0,01	-2,7	12,7	0,01	-2,9
26	13,0	0,00	-2,5	12,8	0,00	-2,6	12,7	0,00	-2,8

F Revisionsübersicht

Tabelle F.1: Revisionsübersicht

Revision	Änderungen	Anmerkungen	Datum	Gutachter
0	Initiale Version		13.11.2025	Tino Senkler, M.Sc.
1	Einarbeitung Lastrechnung		03.12.2025	Tino Senkler, M.Sc.